I lettori che desiderano informarsi
sui libri e sull'insieme delle attività
della Società editrice il Mulino
possono consultare il sito Internet:
www.mulino.it

ITALIADECIDE

RAPPORTO 2011

Il governo dell'energia per lo sviluppo del paese

SOCIETÀ EDITRICE IL MULINO

ISBN 978-88-15-23799-6

Copyright © 2012 by Società editrice il Mulino, Bologna. Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere fotocopiata, riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo – elettronico, meccanico, reprografico, digitale – se non nei termini previsti dalla legge che tutela il Diritto d'Autore. Per altre informazioni si veda il sito **www.mulino.it/edizioni/fotocopie**

INDICE

IL GOVERNO DELL'ENERGIA PER LO SVILUPPO DEL PAESE

Premessa. Metodo di lavoro e articolazione dei gruppi di ricerca p. 11

1. Il metodo di lavoro 11
2. I gruppi di ricerca 12
3. La Conferenza di impostazione, le relazioni di base e gli incontri di approfondimento 17

I. Impostazione del Rapporto 21

1. Finalità del Rapporto 2011-2012 21
2. Le basi della ricerca: i due precedenti Rapporti annuali di *italiadecide* 24
3. L'obiettivo: la proposta di un governo di sistema per l'energia 27

II. Espansione e frazionamento delle politiche energetiche italiane nei due ultimi decenni 29

1. La moltiplicazione delle politiche energetiche italiane fra europeizzazione e settorializzazione 29
2. Conseguente inadeguatezza del sistema di governo dell'energia 32
3. Gli effetti delle politiche europee di liberalizzazione e mercato 38
4. Le politiche per la tutela ambientale e lo sviluppo sostenibile 46
5. Le palle al piede dell'Italia 58
6. I punti di forza dell'Italia in campo energetico 68

III. Assetto istituzionale e regolativo della *governance* dell'energia in Italia e in rapporto con l'Unione europea: proposte per una sua complessiva razionalizzazione p. 73

1. Introduzione 73
2. I profili problematici 75
3. Conclusioni e proposte 107

IV. Il rapporto tra Stato e Regioni alla luce della giurisprudenza costituzionale e il riordino della legislazione in materia energetica 121

1. La giurisprudenza costituzionale ante riforma 121
2. La legge costituzionale n. 3 del 2001: la «novità» del ruolo delle Regioni nel settore energetico 126
3. La giurisprudenza costituzionale successiva alla riforma (2001-2008) 128
4. La giurisprudenza costituzionale più recente (2009-2011) 140
5. Notazioni generali sulla giurisprudenza costituzionale in materia di energia 158
6. La sistemazione normativa del settore 160
7. Spunti conclusivi 171

V. La produzione di energia da fonte rinnovabile. Problemi e prospettive 173

1. Premessa 173
2. Il quadro normativo nazionale in materia di energie rinnovabili 174
3. La normativa di secondo grado 180
4. La specificità della disciplina della produzione di energia da fonte idraulica 183
5. I profili di criticità e le proposte per il superamento delle problematiche emerse 189

VI. Ricerca, innovazione e tecnologia per la politica energetica italiana p. 197

1. Due grandi linee di tendenza 197
2. Un nuovo frame per l'Italia 198
3. Prospettive per la costruzione di una robusta piattaforma tecnologico-industriale 201
4. Strategie a portata di mano e contraddizioni da superare 207
5. Fattori cooperanti 213
6. Conclusioni 218

VII. Conclusioni. Le proposte di *italiadecide* per un nuovo governo dell'energia 221

1. Una nuova strategia nazionale per l'energia 221
2. Le azioni necessarie per il riordino normativo e delle competenze 235
3. Le proposte italiane per il rafforzamento delle politiche europee in alcuni settori strategici 238

RELAZIONI

1. I veri costi dell'energia per famiglie ed imprese, *di Bruno Agricola e Vittorio Lupi* 245

2. La regolazione dei mercati energetici, *di Marcello Clarich e Francesco Sclafani* 273

3. La sfida energetica italiana tra passato e futuro: le politiche, *di Alberto Clò* 291

4. La sfida energetica italiana tra passato e futuro: le analisi, *di Ivan Faiella* 307

5. L'energia in Italia, tra gas naturale, rinnovabili e nucleare, *di Giuseppe Garofano* 329

6. Regioni e disciplina dell'energia, *di Stelio Mangiameli* p. 363

7. Politiche per l'energia in Italia, *di Luigi Paganetto* 391

8. Bio-città: il problema dell'energia nelle politiche urbane, *di Margherita Petranzan* 409

9. Scenari europei di sviluppo di tecnologie energetiche ed il possibile ruolo dell'Italia, *di Giuseppe Zollino* 465

Appendice: Schede informative, *di Bruno Agricola e Vittorio Lupi* 483

Elenco delle personalità che hanno partecipato alla Conferenza, alle audizioni e agli incontri di approfondimento 581

IL GOVERNO DELL'ENERGIA PER LO SVILUPPO DEL PAESE

PREMESSA

METODO DI LAVORO E ARTICOLAZIONE DEI GRUPPI DI RICERCA

1. *Il metodo di lavoro*

Il Rapporto di *italiadecide* per il 2011, intitolato *Il governo dell'energia per lo sviluppo del paese*, chiude il primo ciclo triennale di ricerca dell'associazione ed è dedicato all'analisi del sistema di governo dell'energia nel nostro paese.

Confermando il metodo di lavoro già positivamente sperimentato nei due anni precedenti, la ricerca si è avvalsa di un vasto confronto tra esperti, operatori e rappresentanti delle istituzioni, nella Conferenza di impostazione della ricerca tenutasi a Roma l'11 aprile 2011, cui ha fatto seguito la raccolta di numerose ulteriori testimonianze attraverso lo svolgimento di incontri di approfondimento e di audizioni, con l'intento di ricostruire i problemi attraverso l'analisi di casi concreti.

Il Rapporto 2011 si compone di due parti. La prima parte contiene il Rapporto di sintesi che espone i risultati dell'indagine svolta dai gruppi di ricerca. La seconda parte contiene le relazioni presentate al seminario di apertura della ricerca tenutosi l'11 aprile 2011 e successivamente aggiornate. In appendice sono contenute Schede informative sui diversi aspetti della politica energetica italiana redatte sulla base dei dati del Bilancio energetico nazionale e delle relazioni annuali dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il Comitato di presidenza di *italiadecide* ha impostato le linee del Rapporto sull'energia individuando per la parte generale del Rapporto 2011 due filoni di ricerca principali, quello giuridico-istituzionale e quello strategico-economico. A ciascuno di questi filoni è corrisposta un'area di ricerca, coordinata da studiosi appartenenti all'associazione, cui è

stato affidato il compito di sviluppare e articolare i profili più significativi del proprio settore di lavoro, individuando i temi e gli aspetti più rilevanti del sistema, ma sempre cercando di verificare un'unica ipotesi di ricerca. I gruppi di ricerca hanno operato autonomamente, attuando nei settori loro affidati gli indirizzi condivisi dal Comitato di presidenza. Il Comitato di presidenza e i gruppi di ricerca sono composti da personalità e da esperti che rappresentano diversi orientamenti politico-culturali.

2. *I gruppi di ricerca*

In relazione ai filoni di ricerca individuati, il lavoro si è articolato nel modo che segue.

2.1. *La questione giuridico-istituzionale*

La questione giuridico-istituzionale è stata affrontata cercando una migliore identificazione e precisazione dei ruoli istituzionali, delle regole di funzionamento e delle responsabilità funzionali delle strutture di settore coinvolte nelle *policies* dell'energia, nonché approfondendo il tema della semplificazione normativa, analizzata con particolare riferimento al settore delle fonti rinnovabili. Sono stati quindi costituiti tre gruppi di lavoro dell'area giuridica, che hanno perseguito ciascuno uno dei tre obiettivi individuati come prioritari e che sono stati affidati rispettivamente al coordinamento dei professori Vincenzo Cerulli Irellli, Massimo Luciani e Nicolò Zanon.

Il gruppo di lavoro coordinato da Nicolò Zanon: *Assetto istituzionale e regolativo della «governance» dell'energia in Italia e in rapporto con l'Unione europea: proposte per una sua complessiva razionalizzazione*. Il gruppo coordinato da Nicolò Zanon si è concentrato sulla questione dell'assetto giuridico-istituzionale del settore dell'energia, in particolare approfondendo:

1. il quadro normativo italiano in materia energetica;
2. la molteplicità di attori istituzionali nazionali (Ministero dello Sviluppo Economico, Autorità per l'energia elettrica e il gas, Autorità garante della concorrenza ed il mercato) e sovranazionali (Commissione europea, Agenzia per la cooperazione dei regolatori europei, Associazioni europee degli operatori di trasmissione e trasporto di energia elettrica e gas), operanti nel sistema di governo dell'energia;
3. il riparto delle competenze tra il Ministero dello Sviluppo Economico e l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (Aeeg), anche alla luce dei principi comunitari; il ruolo dell'Agenzia europea per il coordinamento dei regolatori dell'energia (Acer) ed i rapporti tra l'Aeeg e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (Agcm);
4. le funzioni di vigilanza e controllo nel settore energetico;
5. il rapporto tra regolazione e concorrenza nel settore energetico.

Il gruppo di lavoro coordinato da Massimo Luciani: *Il rapporto tra Stato e Regioni alla luce della giurisprudenza costituzionale e il riordino della legislazione in materia energetica*. Il Rapporto del gruppo di ricerca coordinato da Massimo Luciani si è concentrato sull'architettura dei rapporti tra Stato e Regioni nel settore del governo dell'energia, analizzato attraverso la giurisprudenza della Corte costituzionale.

In particolare, la ricerca approfondisce le modifiche intervenute in questo settore – a partire dalla legge di revisione costituzionale n. 3 del 2001 e successivamente definite con la giurisprudenza della Corte negli anni che vanno dal 2001 ad oggi – evidenziando sia il riparto di competenze tra i soggetti coinvolti che i meccanismi di collaborazione e di raccordo tra i vari livelli di governo dell'energia.

Il gruppo di lavoro ha anche esaminato le modalità tecniche per pervenire ad un'attività di riordino della legislazione vigente in materia di energia e svolgere un'efficace azione di manutenzione normativa su questo settore.

Il gruppo di lavoro coordinato da Vincenzo Cerulli Irelli: *La produzione di energia da fonte rinnovabile. Problemi e prospettive*. Il gruppo di lavoro coordinato da Cerulli Irelli ha esaminato il sistema delle regole, delle procedure e degli incentivi esistenti in materia di energie rinnovabili, partendo dall'analisi del settore dell'energia elettrica prodotta da tali fonti. Sono stati approfonditi in particolare:

1. il quadro normativo nazionale in materia di energie rinnovabili e i processi normativi esistenti, sia a livello di competenza legislativa primaria ripartita tra Stato e Regioni che a livello di normativa secondaria, individuando alcuni punti critici che necessitano di interventi riformatori;
2. la specificità della disciplina della produzione di energia da fonte idraulica, in particolare relativamente al rilascio delle concessioni di derivazione ed utilizzazione delle acque;
3. i principali profili di criticità emersi in sede applicativa rispetto anche alla necessità di avere regole certe ed atte a incentivare investimenti di lungo periodo, nonché i profili relativi alla pianificazione territoriale per la localizzazione degli impianti nel settore delle energie rinnovabili.

2.2. *La questione strategico-economica*

La questione strategico-economica attiene al tema dei metodi per l'elaborazione della strategia energetica italiana indirizzata verso lo sviluppo e per definire il contributo italiano alla costruzione di politiche europee in materia di approvvigionamento, sicurezza e risparmio energetico. La direzione di questa area di lavoro è stata affidata al presidente Giuliano Amato e al consigliere di Stato Paolo De Ioanna, che hanno coordinato le attività del gruppo di lavoro, costituito dal direttore scientifico di *italiadecide*, consigliere di Stato Alessandro Palanza e dal Comitato di redazione, sulla evoluzione e le prospettive

delle strategie energetiche in ambito nazionale ed europeo, nonché del gruppo di lavoro affidato in particolare allo stesso consigliere De Ioanna per l'approfondimento dei temi dell'innovazione e dello sviluppo economico in connessione alle politiche energetiche.

Il gruppo di lavoro guidato dal direttore scientifico ha curato la redazione del capitolo 1 di impostazione del Rapporto, del capitolo 2 sulla espansione e il frazionamento delle politiche energetiche italiane negli ultimi due decenni, nonché del capitolo 7 sulle conclusioni e le proposte di *italiadecide* per un nuovo governo dell'energia.

Il gruppo di lavoro coordinato da Paolo De Ioanna: *Ricerca*, *innovazione e tecnologia per la politica energetica italiana*. Il gruppo di lavoro ha analizzato la complessità dello scacchiere della politica energetica europea ed il ruolo dell'Italia nel momento dell'uscita dal nucleare.

Sono stati in particolare oggetto di analisi:

1. l'attuale fase di crisi della *governance* della finanza pubblica europea e le opportunità sul terreno della politica delle infrastrutture di rete europee e dei sistemi di interconnessione;
2. le prospettive per la costruzione di una piattaforma tecnologico-industriale ed il ruolo dell'innovazione e della ricerca universitaria;
3. il sistema degli incentivi e dell'efficienza energetica ed il progetto modello del Comitato d'indirizzo strategico sull'ottimizzazione energetica dei siti della difesa;
4. le strategie possibili per dare alla produzione italiana nel settore energetico un vantaggio competitivo e le contraddizioni da superare;
5. il possibile processo di razionalizzazione della politica energetica.

Bruno Agricola e Vittorio Lupi hanno elaborato la relazione *I veri costi dell'energia per famiglie ed imprese*, nonché le Schede informative sui diversi aspetti della politica energetica italiana, redatte sulla base dei dati del

Bilancio energetico nazionale e delle relazioni annuali dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas:

1. dati e informazioni di base per una strategia energetica nazionale;
2. dati su contesto energetico internazionale;
3. gli scenari internazionali dell'energia ed il trend di intensità energetica;
4. la sicurezza energetica e la domanda di fonti primarie di energia;
5. la lotta ai cambiamenti climatici a livello internazionale ed i suoi riflessi economici sul sistema energetico;
6. la politica europea di lotta ai cambiamenti climatici;
7. la strategia energetica nazionale in relazione alle politiche europee di lotta ai cambiamenti climatici;
8. criteri per la definizione di una strategia energetica nazionale a supporto della competitività del sistema paese e coerente con il rispetto dei vincoli ambientali;
9. il contributo ed il costo delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica nel 2009;
10. esperienza italiana nello sviluppo di tecnologie per l'efficienza energetica;
11. la sfida dell'innovazione tecnologica come motore della crescita economica secondo i principi della sostenibilità ambientale;
12. i biocarburanti di seconda generazione: riduzione delle emissioni di CO_2 e promozione di una filiera nazionale agro-energetica;
13. l'auto elettrica;
14. il ruolo della *Carbon Tax*;
15. l'Italia come *hub* euro-mediterraneo del gas;
16. il ruolo del carbone nel mix energetico nazionale;
17. il Patto dei Comuni;
18. novità introdotte con il IV Conto energia FV ed il d.lgs. 3 marzo 2011;
19. elenco documenti richiesti da Gse;
20. l'abbandono dell'opzione nucleare all'interno del mix energetico: le implicazioni per la politica energetica ed industriale.

Le Schede informative sono riportate in appendice nella seconda parte del Rapporto.

Bio-città: Il problema dell'energia nelle politiche urbane – Direttore: arch. Margherita Petranzan. Un particolare filone di approfondimento ha riguardato le politiche di efficienza energetica per le città ed il tema delle bio-città, sotto la direzione dell'arch. Margherita Petranzan.

Il gruppo di lavoro coordinato da Margherita Petranzan ha analizzato il tema delle rigenerazioni urbane integrate, partecipate ed ecosostenibili, con particolare attenzione nei confronti della sostenibilità ambientale e del problema energetico all'interno delle politiche nazionali, regionali e comunali.

In particolare ha analizzato la realizzabilità di città sostenibili, coerenti con l'epoca storica e politica attuale e coordinate con le scelte fatte dagli altri Stati dell'UE. Sono stati analizzati alcuni casi studio individuati in quattro città: Bolzano, Milano, Firenze e Roma, con comparazioni e confronti anche con altre realtà, sia europee che americane.

3. *La Conferenza di impostazione, le relazioni di base e gli incontri di approfondimento*

La Conferenza di impostazione del Rapporto 2011 di *italiadecide* sull'energia si è svolta a Roma, a Palazzo Montecitorio, l'11 aprile 2011, presso la Sala della Regina, gentilmente concessa dal presidente della Camera dei deputati. In questa occasione sono stati acquisiti i primi importanti contributi da parte dei soggetti esperti invitati, rappresentanti autorevoli del mondo finanziario e imprenditoriale, studiosi ed esperti del settore energetico e primari esponenti delle autorità amministrative indipendenti, delle istituzioni pubbliche e degli enti territoriali.

La Conferenza si è svolta sulla base di sei relazioni che hanno individuato le questioni prioritarie per una strategia energetica nazionale, da alcuni punti di vista

considerati cruciali: la relazione di Alberto Clò ha affrontato il punto di vista strategico; Luigi Paganetto quello industriale e macroeconomico; Giuseppe Garofano il tema delle diverse fonti di approvvigionamento energetico in Italia e Giuseppe Zollino il tema delle tecnologie energetiche; gli aspetti regolativi sono stati affrontati dalla relazione di Marcello Clarich e di Francesco Sclafani, mentre Stelio Mangiameli ha approfondito il tema dei rapporti tra livelli territoriali nel settore dell'energia.

Tali relazioni sono pubblicate nella seconda parte del Rapporto, unitamente alla relazione di Ivan Faiella sulla sfida energetica italiana tra passato e futuro e sugli scenari energetici legati agli andamenti della domanda e dell'offerta, alla relazione sulle bio-città elaborata dal gruppo di lavoro guidato da Margherita Petranzan e alla relazione sulla bolletta energetica nazionale redatta da Bruno Agricola e Vittorio Lupi.

La Conferenza ha registrato oltre 40 interventi. Tra gli altri hanno preso parte alla Conferenza dell'11 aprile autorevoli rappresentanti dell'Autorità per l'energia, della Banca d'Italia, dell'Istat, del Ministero dell'Ambiente, dell'Enea, della Cassa Depositi e Prestiti e della Confindustria; i presidenti e gli alti dirigenti dei principali operatori del mercato energetico italiano e di imprese (Eni, Enel, Terna, Ferrovie dello Stato, F2i, A2A, Hfv, Gruppo Pininfarina, Acquirente unico); numerosi docenti, presidi di facoltà e rettori di Università italiane.

I risultati della Conferenza dell'11 aprile sono stati successivamente approfonditi con lo svolgimento di incontri con esperti del settore: sono stati consultati, tra gli altri, Pippo Ranci, ex presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il consigliere Luigi Carbone e Valeria Termini componenti della medesima Autorità, Ivan Faiella della Banca d'Italia e Giovanni Barbieri dell'Istat. Sono stati organizzati incontri con Massimo Beccarello, responsabile Energia di Confindustria e con il commissario dell'Enea Giovanni Lelli.

Alla fine delle consultazioni, si è svolta l'audizione del ministro dello Sviluppo Economico Paolo Romani.

In fondo al volume è riportato l'elenco nominativo delle personalità che hanno partecipato alla Conferenza, alle audizioni e agli incontri di approfondimento.

I gruppi di ricerca hanno inoltre collaborato con qualificati esperti delle tre istituzioni che cooperano stabilente con *italiadecide*: la Camera dei deputati, la Banca d'Italia e l'Istat. L'amministrazione della Camera dei deputati, di intesa con la presidenza della Camera dei deputati ha contribuito, analogamente agli scorsi anni, all'attività di redazione del Rapporto di sintesi con un Comitato di redazione, composto da Giovanni Rizzoni, consigliere capo servizio della Camera dei deputati (coordinatore del gruppo), da Paolo Visca e da Simonetta Bigazzi. Con il Comitato di redazione hanno collaborato Giovanni Lucarelli e Vittorio Lupi. Alla documentazione hanno contribuito il Servizio studi e l'Ufficio rapporti con l'Unione europea della Camera dei deputati.

Sia i gruppi di ricerca che il Comitato di redazione hanno operato d'intesa con il direttore scientifico di *italiadecide*, consigliere di Stato Alessandro Palanza.

L'attività organizzativa e redazionale del Rapporto 2011 è stata curata dalla segreteria generale dell'associazione *italiadecide*, coordinata da Danila Aprea.

CAPITOLO PRIMO

IMPOSTAZIONE DEL RAPPORTO

1. *Finalità del Rapporto 2011-2012*

Il Rapporto 2011-2012 di *italiadecide*, associazione per la qualità delle politiche pubbliche, costituisce un contributo alle scelte della Strategia energetica nazionale. Tale contributo si concentra sui temi del governo dell'energia e sull'energia come obiettivo di massimo rilievo delle politiche pubbliche in questa fase storica.

La ricerca si basa sulle relazioni di alcuni tra i maggiori esperti italiani, pubblicate nella seconda parte del Rapporto, e sul confronto che, a partire da queste relazioni, si è svolto nella Conferenza di impostazione l'11 aprile 2011 e in successive consultazioni con responsabili politici, rappresentanti delle istituzioni, operatori e studiosi.

Ne è emersa l'urgenza di riportare ad unità e coerenza il sistema di governo dell'energia, che negli ultimi anni è divenuto eccessivamente complesso, espandendosi e diversificandosi sotto la spinta di nuove e molteplici sfide. La tesi di questo Rapporto è che questo sia oggi l'obiettivo più urgente. Occorre rapidamente costituire le condizioni per governare le questioni energetiche in un quadro di rapida evoluzione degli scenari a livello globale, europeo e nazionale e in presenza di una crisi economica internazionale che investe in modo particolarmente acuto il nostro paese.

Sulla questione energetica confluiscono tre crisi: la crisi economico-finanziaria che investe frontalmente le economie dei paesi più avanzati; l'instabilità politica dei paesi del Nord Africa; la catastrofe nucleare in Giappone, che ha messo in discussione le prospettive di sviluppo di questa fonte che si reputavano necessarie per contrastare

i temuti cambiamenti climatici. L'Italia, con il referendum del giugno 2011, ha posto termine a un ambizioso e controverso programma di costruzione di nuove centrali nucleari, mentre Germania e Francia hanno compiuto scelte tra loro opposte: la prima annunciando l'obiettivo di uscire dal nucleare entro il 2022; la seconda confermando e rilanciando la propria opzione strategica di primato in campo europeo sulle tecnologie nucleari. Diviene a tutti evidente che i temi dell'energia non possono essere unicamente abbandonati al libero gioco delle sole forze di mercato, né possono essere più oggetto di decisioni controverse, cangianti al mutare delle maggioranze e scoordinate tra livelli territoriali e tra pubblico e privato. L'energia deve essere al centro di una strategia stabile sia all'interno di ciascun paese, che in ambito europeo e globale. Diventa così assolutamente prioritaria la questione degli assetti istituzionali e dei metodi di governo all'interno degli Stati nazionali e nel rapporto tra essi e l'Unione europea.

In questo contesto si sta aggravando la quarta e più acuta crisi – quella dei debiti sovrani – che investe l'Unione europea e, al suo interno, la posizione dell'Italia. La crisi finanziaria determina una vera e propria crisi costituzionale dell'Unione, che apre per la prima volta nella sua storia prospettive di un netto indebolimento conseguente all'instabilità dell'area monetaria comune, mentre è evidente che senza «più» Unione europea non vi può essere una soluzione positiva all'insieme dei problemi che la attraversano.

La posizione dell'Italia, tra i principali obiettivi delle tensioni dei mercati finanziari, è la più difficile sulla scena internazionale. Per di più, questa situazione di difficoltà investe proprio i rapporti con l'Unione europea che sono stati – nei due passati decenni – decisivi nell'indirizzare il paese verso obiettivi di modernizzazione economica e istituzionale.

Sembrano definitivamente esauriti i margini che hanno finora consentito al paese di far convivere i processi di modernizzazione con la conservazione di privilegi, con le sacche di inefficienza, con lo scarso livello di coordina-

mento e con un maggior settorialismo o corporativismo rispetto a quello dei paesi europei a noi paragonabili.

Vengono dunque al pettine nodi e contraddizioni – fino ad ora non pienamente esplorati – della nostra storia recente. Contraddizioni acutissime tra la forza, l'intensità e la rapidità dei processi innovativi e le capacità di assorbirli, coordinarli e governarli che richiedono tempi molto più lunghi.

Le contraddizioni sono più evidenti in campo energetico dove i processi di innovazione sono stati più forti e si sono sviluppati nel modo più rapido e diversificato. Si sono infatti sommati:

– i processi di apertura dell'economia ai mercati globali e quelli conseguenti di europeizzazione, liberalizzazione e privatizzazione dell'economia conseguenti al Trattato di Maastricht, fino all'attuazione della moneta unica;

– la radicale innovazione introdotta dall'irrompere dei temi ambientali e dello sviluppo sostenibile connessi alla diffusione delle tecnologie per la produzione di energia *low carbon*;

– la forza acquisita dai fenomeni territoriali a seguito del prevalere della piccola e media impresa nell'economia e del rafforzamento politico delle autonomie territoriali con la elezione diretta dei vertici politici, parallelamente all'indebolimento dei grandi partiti e delle grandi istituzioni nazionali, Parlamento e governo.

La vastità, la rapidità e l'intensità dei cambiamenti in campo energetico spiegano perché essi sono andati avanti parallelamente e separatamente, ciascuno a modo suo.

Dopo i processi di liberalizzazione e privatizzazione e l'irreversibile espansione delle autonomie pubbliche e private, accompagnata dalla crescita dei fenomeni di differenziata regolazione di diversi comparti, oggi occorre necessariamente riportare ad unità e coerenza strategica un sistema così policentrico, tenendo conto dei problemi strutturali dell'Italia.

Questa lettura dei contraddittori processi in corso nella situazione energetica italiana ha origine nelle tesi alla base della ricerca intrapresa da *italiadecide*, che considera il concreto funzionamento delle politiche pubbli-

che la più importante questione istituzionale e strutturale da risolvere nel nostro paese. Una soluzione richiede il comune impegno di tutte le forze disponibili e anche una base di conoscenza e interpretazione dei fenomeni sufficientemente condivisa.

Il Rapporto 2011-2012 sui sistemi di governo dell'energia riprende e sviluppa in un nuovo campo le analisi sul funzionamento delle maggiori politiche pubbliche di rango nazionale, già oggetto di indagine nelle due precedenti ricerche di *italiadecide*: la prima sulle infrastrutture strategiche (2009); la seconda – svolta in vista del 150° anniversario dell'Unità (2010) – sulle grandi reti di servizi che, distribuendosi sull'intero territorio nazionale, unificano il paese.

Sono dunque ricerche che nascono l'una dall'altra. Perciò, le premesse da cui parte questo Rapporto vanno individuate nelle conclusioni delle due precedenti.

2. *Le basi della ricerca: i due precedenti Rapporti annuali di «italiadecide»*

Il terzo Rapporto annuale di *italiadecide*, sul sistema di governo dell'energia, chiude il primo ciclo triennale di ricerca, sviluppando – anche in questa materia più ampia e più aperta a rilevanti condizionamenti globali di tipo geopolitico, ambientale e tecnologico – la stessa tesi di fondo già verificata sulle tematiche infrastrutturali e territoriali prese in considerazione dalle precedenti ricerche e che sono parte assai rilevante anche della materia energetica.

L'unità del paese è al centro di questo primo ciclo triennale di ricerca, non in astratto, ma in relazione alla capacità di interpretarla nel campo aperto delle grandi questioni strategiche in funzione dell'interesse nazionale.

Ne risulta una concezione dell'unità nazionale commisurata all'esito dei processi reali e al prodotto delle politiche pubbliche che la realizzano.

Si assume – come del resto le manifestazioni per il 150° anniversario dell'unificazione si sono incaricate di

mettere definitivamente in luce – che l'Unità italiana ha solide basi culturali ed etiche, al pari dei maggiori paesi europei, mentre i fattori contrari derivano oggi, in massima parte, dal cattivo o discontinuo funzionamento sul territorio delle maggiori politiche pubbliche.

La causa prevalente delle difficoltà viene imputata al particolare indice di complessità territoriale dell'Italia, alle fratture che la attraversano – in primo luogo quella tra Nord-Sud – e alle ulteriori eterogeneità, ai particolarismi e alle conflittualità che ne derivano o si aggiungono. Si tratta di una complessità che non si ordina in via strutturale secondo gerarchie di strati o corpi sociali, di città o territori, ovvero attraverso più compatti apparati pubblici (come avviene in altri paesi), ma solo in via politica attraverso la libera dinamica di interessi *superiorem non recognoscens*.

Nella legislazione italiana ne è derivato l'accumularsi di risposte parziali, settoriali e contingenti e, nella prassi di governo, una sistematica e pervicace difficoltà di coordinamento dei poteri pubblici, cui si è fatto fronte nelle diverse fasi storiche con metodi ed espedienti diversi, rivolti a realizzare la difficile unità del paese nello svolgimento delle politiche pubbliche.

Dalla complessità territoriale e dalle sue conseguenze nel lungo periodo nasce, come effetto secondario e perverso, quel «groviglio normativo, burocratico e giurisdizionale» che, secondo la ricerca 2009 sulle infrastrutture strategiche, si è stratificato nel tempo e che costituisce la maggiore barriera allo svolgimento degli interessi unitari del paese, anche quando essi sono chiaramente individuati, rispetto agli interessi settoriali e particolari che il groviglio tutela.

Sciogliere il groviglio significa opporre consapevolmente e risolutamente ad esso grandi politiche pubbliche di carattere nazionale, trasversali rispetto ai settori e ai livelli territoriali, vincolate verso gli obiettivi fondamentali di interesse nazionale ed effettivamente misurate sui risultati.

Perciò, la ricerca del 2010 ha proseguito ed esteso questa stessa indagine a nove tra le principali politiche

pubbliche che realizzano reti di servizi nel territorio. Il suo titolo – *Le reti territoriali per l'unità e per la crescita* – ne riassume le conclusioni nella proposta di portare coerentemente a termine le tendenze evolutive da tempo in atto verso la espansione dei poteri territoriali e verso una forma di governo delle grandi politiche pubbliche nazionali, differenziata per ciascuna di esse, ma «più territoriale», più unitaria e più efficiente, al tempo stesso.

Le tracce più evidenti emergono nella concreta ristrutturazione costituzionale da tempo in corso nei rapporti tra i livelli territoriali, che ha il suo fondamento formale nella riforma costituzionale del 2001, ma va molto oltre, unendosi agli sviluppi, spesso sorprendenti e innovativi, di singole politiche tra Stato, Autonomie ed Unione europea.

Il cuore dei nuovi processi di governo che tendono a svilupparsi di recente – anche se non sempre coerentemente – in tema di coordinamento della finanza pubblica, federalismo fiscale, sanità, scuola, Università ecc., sta nella riarticolazione unitaria delle autonomie pubbliche e private in vaste politiche nazionali nel quadro dell'Unione europea. Il modello funzionale deriva dal metodo – mutuato dall'Unione europea, ma sensibilmente rafforzato all'interno di uno Stato nazionale – di regole sanzionabili tra i livelli territoriali, che costituiscono un sistema unitario finalizzato alla realizzazione degli obiettivi di interesse nazionale («la rete territoriale»).

La proposta delle reti territoriali nasce dai processi di apprendimento in corso su come si organizza in modo efficiente – in un paese ad alta complessità territoriale come l'Italia – il concorso di una molteplicità di poteri e soggetti pienamente autonomi allo svolgimento unitario di una politica di massimo rilievo nazionale.

Si dà per acquisito che il sistema è basato in ogni settore sulla ripartizione di competenze nella stessa materia tra tutti i livelli territoriali e su grandi politiche trasversali che rompono le barriere tra livelli territoriali e settori, sul modello delle politiche di origine europea. Ma si fa leva – con diverse modalità in ogni settore – sulla riaffermazione di un concreto e sostanziale principio di responsabilità

per il conseguimento degli obiettivi di interesse nazionale. Una responsabilità assistita da parametri di efficienza, da metodi di valutazione, nonché da appropriati meccanismi sanzionatori o premiali, mirati sugli amministratori e non sugli amministrati. Insomma, un sistema di *checks and balances* nei rapporti tra livelli territoriali e tra pubblico e privato a presidio del coordinamento, della qualità dei comportamenti e dei risultati.

3. *L'obiettivo: la proposta di un governo di sistema per l'energia*

L'esigenza di un governo più territoriale e più unitario – quale emerge dalle precedenti ricerche – si presenta con la stessa forza e analoghe caratteristiche nel campo energetico, che però in una fase contrassegnata dall'apertura del paese ai mercati internazionali è di gran lunga il settore più aperto e più sensibile sul piano geopolitico, tecnologico ed economico-finanziario.

Abbiamo quindi ritrovato nel sistema di governo dell'energia le contraddizioni tra i problemi storici e strutturali – già individuati nelle precedenti ricerche come principale ostacolo allo svolgimento delle politiche pubbliche – e i processi innovativi anche se esse in questo campo si presentano in modo più acuto.

Questa chiave di lettura costituisce il filo rosso che lega questo Rapporto ai precedenti, ma lo porta anche a definire compiti nuovi che gli spettano.

Nei capitoli successivi si dà conto di come queste contraddizioni si sono sviluppate attraverso il cambiamento, dando luogo a difficili processi di apprendimento, controverse sperimentazioni, sviluppi disuguali, errori e continui aggiustamenti.

Il Rapporto esamina i loro esiti insieme agli effetti delle crisi in atto, per come si concentrano sul sistema di governo dell'energia, mettendo in luce la sua espansione e differenziazione, ma anche le persistenti gravi inadeguatezze.

Le proposte a cui il Rapporto perviene nascono da questa analisi e dalla constatazione che la crisi mette il paese con le spalle al muro, imponendogli di crescere e di farlo senza più potersi permettere inefficienze, diseconomie e inadeguatezze.

Ne derivano due linee di proposta: la prima diretta ad eliminare gli errori e le inefficienze che si sono accumulate, valutate alla luce delle esperienze più positive; la seconda, basata sulla ricerca di nuovi equilibri, a livello nazionale nei rapporti tra i poteri e tra i livelli territoriali, e in ambito europeo tra la sfera pubblica e i mercati.

In materia di governo dell'energia si ripresentano tutti i grandi temi della fase storica ed economica che stiamo vivendo: vengono meno le nette distinzioni tra energia, ambiente, economia e finanza, che finiscono per costituire un'unica grande questione globale.

È stato perciò detto nella relazione di Alberto Clò che il governo dell'energia in tempi di crisi o è governo di sistema o non è. Per l'Italia creare le condizioni di un governo di sistema è la grande sfida irrisolta di tutta la sua storia, che oggi è chiamata definitivamente a superare, se vuole reggere al confronto con l'aspra competizione che si delinea su tutti i fronti in campo europeo e mondiale.

La nostra tesi è che la risposta alla crisi sul piano dei metodi di governo non possa essere il ritorno ad antichi modelli, ma quella di estendere e di portare avanti l'originale modello di coesistenza e di convergenza tra poteri e tra mercati, che sta faticosamente emergendo nelle esperienze migliori delle politiche di integrazione tra Stati nazionali e Unione europea, sotto la frusta dei vincoli ambientali, di affidabilità finanziaria e di competitività economica.

Nel successivo capitolo si espongono gli effetti dei più importanti processi innovativi attuati negli ultimi vent'anni nei confronti delle politiche energetiche italiane. Nei restanti capitoli si analizzano le questioni prioritarie, avanzando proposte per un più consapevole e coerente governo dell'energia nelle condizioni di alta instabilità e crescente complessità, destinate inevitabilmente a caratterizzare il prossimo futuro italiano ed europeo.

CAPITOLO SECONDO

ESPANSIONE E FRAZIONAMENTO DELLE POLITICHE ENERGETICHE ITALIANE NEI DUE ULTIMI DECENNI

1. *La moltiplicazione delle politiche energetiche italiane fra europeizzazione e settorializzazione*

Negli ultimi vent'anni il campo della politica energetica italiana, prima quasi esclusivamente concentrato in pochi grandi soggetti tra loro collegati e sulle sue tematiche tipiche, si è esteso, moltiplicato per la numerosità degli attori e differenziato nelle tematiche, al punto che sembra oggi costituito da tante diverse politiche non coordinate tra loro.

Il percorso verso la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas in campo europeo si è andato intrecciando con le sempre più dominanti questioni del cambiamento climatico e dello sviluppo tecnologico in tema di fonti rinnovabili, nonché con la vicenda della transizione politico costituzionale verso un nuovo assetto dei poteri tra Stato, Regioni e Autonomie locali e tra Stati nazionali e Unione europea a seguito delle maggiori competenze in campo energetico assegnatele dal Trattato di Lisbona.

Questo insieme di fattori ha dato luogo ad una moltiplicazione dei soggetti istituzionali e degli operatori in campo in una pluralità di assetti di mercato e di regolazione. Ciò in diretta correlazione con le diverse fonti energetiche, con le specifiche problematiche di approvvigionamento, produzione, distribuzione e con un ancora disordinato riparto di competenze fra i diversi livelli di governo territoriale.

Non vanno sottovalutati gli effetti di modernizzazione e arricchimento che derivano dai diversi percorsi compiuti, la profondità delle trasformazioni, né la forza dei fattori esogeni ed endogeni che queste trasformazioni hanno de-

terminato. Per molti versi, è proprio la quantità di innovazione introdotta – in scadenzata successione e in una molteplicità di direzioni – che spiega gli attriti, le difficoltà e la lentezza del progressivo assestamento del sistema energetico e della correlazione tra i suoi molteplici aspetti.

Il nostro paese, come altri paesi dell'Unione europea, è passato attraverso diverse fasi partendo da un sistema energetico chiuso, accentrato e statalista.

È bene rilevare in proposito come allora il nostro paese abbia saputo conseguire in campo energetico risultati assolutamente straordinari nel panorama internazionale dagli anni del secondo dopoguerra alla fine degli anni '60. I sentimenti di unione e di solidarietà che allora prevalsero, consentirono al nostro paese, grazie alla lungimiranza ed alle intuizioni di alcune grandi personalità, di conseguire, partendo da zero, risultati di eccellenza mondiale. L'Italia fu prima o tra i primi nell'idroelettrico, nella geotermia, nel metano, nel nucleare, nel teleriscaldamento. Nel primo ventennio post-bellico riuscimmo a dotare il paese di infrastrutture essenziali al «miracolo economico», moltiplicando di 20 volte la potenza elettrica, di 5 la produzione elettrica, di 3 la rete di metanodotti, di 6 le vendite di metano.

Il seguito, nelle grandi linee, non è da meno, a dimostrazione del fatto che l'energia resta nel nostro paese e in Europa un settore di punta e un battistrada.

Siamo passati ad un sistema aperto alla competizione internazionale, policentrico e decentrato sul territorio. Questo sviluppo ora si evolve ulteriormente all'interno di una politica europea estremamente ambiziosa finalizzata ad unire la salvaguardia ambientale con lo sviluppo economico e tecnologico, proponendo l'Unione europea come regione leader a livello mondiale nel modello di sviluppo sostenibile.

La complessiva influenza delle politiche europee sulla politica energetica italiana ed i vincoli che ne derivano, non è da questo punto di vista inferiore all'influenza che le stesse politiche esercitano sulla politica economica e finanziaria nel quadro della moneta unica.

Le politiche energetiche europee hanno determinato una serie di importanti innovazioni:

– politiche di liberalizzazione, concorrenza e di regolazione dei mercati aperti dell'energia;

– ridisegno della posizione delle grandi imprese a partecipazione pubblica italiane, loro ridimensionamento quali *incumbent*, ridefinizione dei rapporti tra gestione delle reti e prestazione dei servizi;

– istituzione di autorità e di organismi settoriali di regolazione;

– politiche di tutela dei consumatori;

– politiche ambientali, vincoli alle emissioni, sostegno alla ricerca e innovazione per diverse tipologie di rinnovabili e di efficienza energetica, definizione della misura e della natura degli incentivi e la loro finalizzazione;

– politiche infrastrutturali e territoriali con particolare riferimento allo sviluppo e al rinnovo delle reti e delle interconnessioni transfrontaliere; gli stoccaggi e i rigassificatori ecc.

Questi indirizzi espressi dagli organismi comunitari in diversi documenti non si sono per altro sempre tradotti in parallele e coerenti politiche nazionali. Basta comunque questo elenco a fornire un'immagine della molteplicità delle dinamiche che hanno contrassegnato questa fase, ma anche delle differenti logiche che hanno guidato lo svolgersi delle diverse politiche, con proprie finalità, vincoli e motivazioni.

Ciascuno dei fattori prima citati ha aperto un percorso di differenziazione e articolazione delle politiche energetiche, coinvolgendo le diverse fonti normative e gli aspetti di regolazione, gli organi e soggetti portatori di interessi e anche, nel caso delle politiche regionali, gli ambiti territoriali.

L'ampiezza ed eterogeneità dei fattori in gioco dà anche un'idea dell'impatto che questi processi possono aver avuto su un sistema politico amministrativo, già affetto da vizi di settorialismo e in piena transizione, non senza contraddizioni, verso un ampio decentramento di poteri come quello italiano.

Ne sono derivate logiche differenziate e molteplici tensioni fra diversi settori e diversi livelli territoriali, tali da determinare il perseguimento di singoli obiettivi specifici e particolari che prescindono da interdipendenze e effetti collaterali su altri obiettivi più generali dell'azione di governo. Il passaggio al mercato non poteva che allargare la platea degli attori tesi al perseguimento di interessi differenziati e particolari, a cui non ha corrisposto l'individuazione di assetti istituzionali in grado di definire gli interessi generali e la congruenza con questi dei comportamenti e degli obiettivi perseguiti dai vari soggetti.

La riconduzione a coerenza – dopo tanti e tali rivolgimenti – delle disorganiche politiche energetiche italiane in una complessiva strategia è quindi il tema del prossimo Piano energetico nazionale di fronte alle sfide della presente crisi, ma presenta notevoli difficoltà.

La Strategia energetica nazionale è infatti un'occasione fondamentale per allocare le risorse in modo più efficiente, migliorare la competitività e la sicurezza energetica del paese, ridurre i prezzi finali per famiglie ed imprese, promuovere l'innovazione tecnologica.

Data l'ampiezza delle questioni in gioco, l'obiettivo del coordinamento fra le diverse azioni avviate non può che derivare dal restituire un centro al sistema e dalla definizione di una politica nazionale in grado di riportare in una logica di sistema tutti i diversi filoni di intervento.

2. *Conseguente inadeguatezza del sistema di governo dell'energia*

L'esigenza di porre al primo posto il sistema di governo dell'energia emerge dall'insieme delle relazioni tematiche riportate nella seconda parte di questo Rapporto e dalle numerose consultazioni di operatori ed esperti, nonché dall'audizione del ministro per lo Sviluppo Economico Paolo Romani. Ne risulta che il complessivo sistema di governo dell'energia nel nostro paese non è ancora definito né stabilizzato.

Esso presenta problemi derivanti da un incerto assetto delle competenze tra Stato e Regioni[1]. E ancora nuovi problemi sono di recente emersi, in presenza di nuovi assetti e nuovi compiti, tra Ministeri, Autorità indipendenti, organismi specializzati e le grandi imprese, tutti soggetti che esercitano funzioni cruciali di interesse pubblico. Tali problemi non discendono dalle direttive europee, ma da una loro insoddisfacente attuazione in ambito nazionale che determina mancanza di chiarezza nella sfera di azione riservata a ciascun regolatore[2].

Si aggiunga la rapida accumulazione di norme, procedure e prassi molto differenziate nei diversi settori, per effetto della continua espansione tecnologica. Ciò avviene nelle aree di maggiore consolidamento nella produzione e distribuzione dell'energia, ma soprattutto nei settori di più recente sviluppo delle energie rinnovabili, dove si è stratificata in pochissimi anni un'impressionante quantità di norme. Si sono moltiplicati e stratificati i soggetti istituzionali, le competenze di intervento, gli stessi ambiti regolatori, che generano un'ingente e disordinata produzione di norme dalle più diverse fonti, che mina la stabilità del sistema e frena gli investimenti e la crescita del settore.

La grande quantità della normazione, e la sua continua variabilità, soprattutto nel settore delle energie rinnovabili, grava sull'operatività del settore energetico, attraverso vincoli irragionevoli e complicazioni burocratico-amministrative. Si determina minore capacità di innovazione, scarsa tutela del consumatore e, più in generale, basso livello di competitività ed efficienza[3]. In assenza di espliciti strumenti di coordinamento e del ripristino di chiare sfere di responsabilità, il miglioramento o il cambiamento di questa situazione risulta assai difficile se non impossibile.

[1] Cfr. cap. IV e la relazione di S. Mangiameli nella seconda parte di questo Rapporto.

[2] Cfr. cap. III e la relazione di M. Clarich e F. Sclafani nella seconda parte di questo Rapporto.

[3] Cfr. cap. IV di questo Rapporto.

I problemi legati allo sperimentalismo, soprattutto in tema di fonti rinnovabili, sono comuni a tutti i paesi. Ma in Italia si sono presentati in forma ancora più forte per l'accentuato settorialismo che divide in diversi comparti il campo energetico e per una fin qui insoddisfacente interpretazione del riparto territoriale delle competenze, che ha aperto la via ad un loro disordinato spezzettamento e ad una rapida moltiplicazione e «disarmonizzazione» delle discipline regionali.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Aeeg) ha ben esemplificato le conseguenze di questa situazione con la segnalazione al Parlamento e al governo del 24 maggio 2011[4].

Sul piano sostanziale delle politiche e, soprattutto, delle misure di sostegno e incentivazione, la frammentazione degli interventi, la presenza di fenomeni di «cattura» da parte di interessi particolari, hanno fin qui gravemente pregiudicato la definizione e soprattutto la realizzazione di scelte coerenti a medio e lungo termine. Si è così favorita la dispersione delle risorse disponibili anche per l'assenza di una seria analisi costi-benefici che consentisse di verificare puntualmente i risultati conseguibili mettendo a confronto le diverse alternative in campo.

In questo contesto occorrerebbe evitare le numerose misure episodiche e di corto respiro che stanno minando la stabilità del sistema e frenando gli investimenti e la crescita del settore. Specie in una congiuntura in cui la competitività del settore energetico è cruciale, data la presenza di stringenti e crescenti vincoli europei.

In particolare, gli interventi in materia di incentivi alle fonti rinnovabili hanno emblematicamente posto in risalto una delle più gravi carenze e incongruenze della politica energetica italiana, vale a dire la loro pressoché totale disconnessione dalla politica industriale e dal perseguimento

[4] Aeeg, *Segnalazione dell'Aeeg al Parlamento e al governo in materia di separazione dei servizi di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica dalle altre attività nel mercato elettrico*, 24 maggio 2011.

di interessi generali[5]. Tutti gli interventi concordano nel richiedere incentivi diretti a premiare le iniziative più efficienti con una corretta allocazione degli incentivi mediante meccanismi competitivi, nonché coerenti con la maturità tecnologica delle diverse fonti per accompagnare le stesse verso la c.d. *grid parity*. Invece, la promozione delle fonti rinnovabili in Italia non è avvenuta in base a un disegno razionale con obiettivi di lungo periodo, ma è stata piuttosto caratterizzata da continui aggiustamenti secondo logiche a volte contraddittorie, determinate da spinte e controspinte in diverse direzioni.

È mancato un approccio sistematico alla definizione di una politica energetica che partisse dalle potenzialità del paese e fosse sinergica alla politica industriale e al rafforzamento della competitività internazionale del sistema paese, una politica tale da mettere in comunicazione il mondo della ricerca applicata con quello dell'industria. Esemplari sono le vicende delle misure agevolative a favore delle fonti «assimilate» alle rinnovabili dal c.d. Cip 6, ai Certificati verdi e al succedersi dei diversi Conto energia a sostegno delle iniziative in tema fotovoltaico. Il c.d. «regime Cip 6», volto in teoria a incentivare l'uso delle rinnovabili, ha finito in realtà per sovvenzionare residui petroliferi e la fonte metano che certo non possono ravvisarsi come fonti rinnovabili. Con gli altri incentivi sia per l'eolico sia per il fotovoltaico, si è finito per sussidiare prevalentemente know how e tecnologie sviluppate e prodotte all'estero (anche se parte della componentistica è di produzione italiana), con scarse ricadute in termini di stimolo alla ricerca ed allo sviluppo di una filiera industriale italiana.

Lo scoordinamento complessivo si accresce in quanto l'ordinamento dell'energia riflette, e talvolta accentua, le attuali disfunzioni del sistema politico-istituzionale, ancora in una fase di lunga e disordinata evoluzione. In particolare è l'assetto dei rapporti tra Stato, Autonomie e

[5] Cfr. cap. VI e le relazioni di A. Clò, L. Paganetto e G. Zollino nella seconda parte di questo Rapporto.

Unione europea che è ancora alla ricerca di modelli differenziati ed efficaci in relazione alle caratteristiche delle singole politiche, delle ripartizioni di quote di competenza e degli obiettivi di ciascuna.

2.1. *La dispersione dei poteri e delle responsabilità*

Le politiche (di regolazione) ad opera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e degli altri diversi organismi preposti (altre autorità come l'antitrust, i Ministeri per lo Sviluppo Economico e per l'Economia, il Gestore del mercato elettrico (Gme), il Gestore dei servizi energetici (Gse), l'Acquirente unico Spa), hanno fatto molto in molte direzioni consentendo al nostro paese di collocarsi in una posizione di tutto rispetto nel raffronto a livello europeo, sotto un duplice ordine di aspetti: la definizione delle regole (vale a dire delle condizioni) di mercato per quanto concerne i rapporti tra fornitori e tra questi ultimi e gli utenti, con particolare riguardo alle operazioni di compravendita di energia e alle tariffe praticate, e la promozione della concorrenza. Si è andato definendo un complesso di regole in larga parte ispirato alle indicazioni europee per la realizzazione di un mercato unico e diretto a contemperare diverse istanze, in modo da evitare la prevalenza dei soggetti più forti e eventuali abusi di posizioni dominanti.

Paradossalmente, questa sofisticata regolazione evidenzia tuttavia l'assenza di una politica più generale, di una visione di sistema, che soltanto i centri di direzione politica possono definire. Al contrario si è andato erodendo il potere di regolazione dell'Autorità, disperdendolo in molte direzioni e addirittura ripristinando compiti di regolazione in capo al Ministero. Il risultato è una normativa sovrabbondante e dettagliata, che si è stratificata nel tempo senza quei fattori di coordinamento e sistematicità, che sarebbero necessari a dargli organicità. Le politiche di regolazione risultano pertanto ferme a metà strada: fin troppo ampie e dettagliate per molti aspetti settoriali, ma

non abbastanza coordinate e sistematiche sui profili di carattere strategico e generale[6]. La stessa Autorità per l'energia nella sua ultima relazione ha richiamato l'attenzione sulla necessità di evitare i rischi dell'iper-regolazione.

Non è stato chiarito ed è anzi continuamente variato l'assetto delle responsabilità decisionali in un triplice livello di relazioni: centro-periferia; Autorità politiche centrali/Autorità di regolazione; amministrazione centrale/imprese a controllo pubblico. Si è fatto continuamente ricorso a nuovi interventi normativi e regolatori a tempi ravvicinati stretti e poco coerenti con la normale capacità attuativa delle Pubbliche amministrazioni e le esigenze di programmazione e stabilità delle imprese. Altri problemi riguardano la certezza di tempi e modalità dei procedimenti autorizzativi per freni e ritardi nell'ambito di Regioni ed Enti locali[7]. Come sottolineato dall'Aeeg, il rischio autorizzativo è una delle principali barriere all'entrata e un freno ad ulteriori investimenti, con ripercussioni negative sul grado di concorrenzialità del mercato.

Altrettanto privo di definizione univoca è stato il ruolo attribuito alle imprese a partecipazione statale (Enel, Eni, Terna), nel mai chiarito rapporto tra autonomia gestionale e autoreferenzialità e in mancanza di indicazioni univoche su come l'azionista pubblico intenda e abbia inteso esercitare i suoi obblighi[8]. Qui non si tratta di ipotizzare una contrazione dello spazio di autonomia imprenditoriale di queste imprese, che negli anni hanno acquisito una larghissima capacità operativa su più fronti, non soltanto sul piano interno, realizzando importanti risultati industriali e di redditività, dimostrando di saper competere con i più agguerriti concorrenti a livello europeo. Si tratta piuttosto di compiere un passo avanti nel senso di evitare contraddizioni e incoerenze (e quindi, dispersione di risorse) tra le scelte di questi soggetti e le scelte che devono essere

[6] Cfr. cap. III di questo Rapporto.
[7] Cfr. cap. V di questo Rapporto.
[8] Cfr. la relazione di A. Clò nella seconda parte di questo Rapporto.

compiute non solo a livello nazionale ma anche nell'ambito dei negoziati europei.

Questi elementi di inefficienza istituzionale creano un differenziale negativo rispetto agli altri grandi paesi europei che deve essere rapidamente superato per sviluppare la competitività del paese e la sua capacità di interagire su un piano di parità.

In conclusione, la persistente complessiva disorganicità delle politiche energetiche italiane dipende da una situazione nella quale l'attuazione delle politiche europee in tema di energia è scissa in distinti filoni (tra mercato interno, clima-ambiente, reti Ten-energia e connessione delle reti, risparmio energetico e sostegno alla ricerca di nuove tecnologie da fonti rinnovabili ecc.) e convive con ulteriori politiche nazionali del tutto autonome e separate, in materia di sicurezza per i cittadini, sicurezza degli approvvigionamenti e relazioni esterne con i paesi fornitori, politiche industriali e relativi incentivi, diverse forme di programmazione territoriale tra i diversi livelli e le grandi reti distributive ecc. Il tutto a fronte di un diffuso potere di veto che sembra consentire a tutti di impedire agli altri di fare.

3. *Gli effetti delle politiche europee di liberalizzazione e mercato*

Le politiche di liberalizzazione e concorrenza hanno dominato le politiche europee in campo energetico fino a quando non sono emerse con altrettanta e forse maggiore influenza le tematiche ambientali e di sviluppo sostenibile. Ad un sensibile allentamento della regolazione economica sul primo versante, si è contrapposto un altrettanto indubbio rafforzamento della regolazione ambientale sul secondo versante.

Nella prima fase la strategia energetica europea ha mirato essenzialmente alla creazione di un mercato interno integrato e concorrenziale che fosse in grado di garantire sicurezza ed economicità degli approvvigionamenti energetici. A sua volta l'energia è l'asse fondamentale nella

realizzazione del mercato unico inteso come spazio senza frontiere interne, nel quale assicurare la libera circolazione delle merci, delle persone, dei servizi e dei capitali.

Tuttavia, l'attuazione delle politiche di liberalizzazione e di mercato unico nel campo dell'energia è stata travagliata come in nessun altro settore. In molti casi ci si è dovuti arrendere di fronte alla constatazione che «l'energia non è una *commodity* come qualsiasi altra» (Alberto Clò) e che ogni paese ha una sua strategia di equilibrio tra la molteplicità degli obiettivi da contemperare – in funzione della disponibilità di risorse interne, dell'accettabilità sociale delle singole fonti di energia, della struttura industriale – e per di più che ogni fonte energetica richiede regolazioni e mercati diversificati.

Pur avendo applicato le stesse direttive europee, i diversi paesi conoscono modelli diversi nell'assetto del mercato concorrenziale interno (Pippo Ranci). La Francia mantiene imprese pubbliche in posizione dominante per l'energia elettrica e per il gas, e un regime di tariffe politiche per i piccoli consumatori di energia elettrica (con ammirevoli acrobazie per renderle formalmente compatibili con la liberalizzazione). La Germania ha consolidato un oligopolio di imprese private e un regime di prezzi di mercato. In entrambi i paesi ad una liberalizzazione formale del mercato ha corrisposto una sostanziale difficoltà ad entrarvi da parte di imprese di provenienza estera.

In Italia la spinta e l'effetto trainante delle politiche di liberalizzazione europee sono stati molto forti – al punto che può ben dirsi che il mercato nazionale sia il più aperto, insieme a quello britannico, nell'intero contesto europeo: con una quota di mercato degli ex monopolisti sceso ad appena un terzo dell'intero mercato e una presenza ormai dominante delle imprese estere – ma con effetti assai diversificati per il mercato elettrico e quello del gas e un regime di prezzi che risente in maniera crescente di oneri aggiuntivi derivanti da vari fattori (si veda par. 5.2) ed ancora basato sulle tariffe per la parte residenziale.

La liberalizzazione ha attivato un processo virtuoso in termini di investimenti nel settore, anche da parte di

operatori stranieri, che hanno comportato un aumento dell'efficienza del parco di generazione. Il tutto garantendo il contenimento delle tariffe grazie anche al rilevante contributo di efficientamento delle reti, a dispetto di una crescita del prezzo del combustibile (*brent*) rispetto alla crescita della tariffa di oltre 10 volte superiore nello stesso periodo.

Parallelamente al percorso che si compie in materia di finanza pubblica verso l'ingresso nella moneta unica, con pari intensità si svolge un parallelo percorso nell'economia reale che ha il suo epicentro nel settore energetico, a cominciare nel 1992 con la trasformazione in società per azioni a crescente partecipazione privata dell'Enel e dell'Eni (con una partecipazione dello Stato comunque ancora significativa e pari al 31% in Enel e circa il 30% in Eni) e l'istituzione delle autorità indipendenti, in particolare l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Aeeg), avvenuta nel 1995. Addirittura in anticipo rispetto alla prima svolta europea verso la realizzazione del mercato unico per elettricità e gas che avviene solo nel 1996 quando – dopo un lungo periodo di negoziazioni, dopo un lungo e travagliato iter, in forte ritardo sugli altri servizi di interesse economico generale a rete – si arriva all'adozione del primo atto europeo a favore della liberalizzazione del mercato interno dell'energia, seguito solo nel 1998, dalla direttiva 98/30/CE relativa a stoccaggio, trasporto, distribuzione e vendita del gas.

Con particolare riferimento al settore elettrico, la liberalizzazione del settore è stata avviata in Italia con il d.lgs. n. 79/1999, anche noto come decreto Bersani.

Per il gas, il d.lgs. n. 164/2000 – noto come decreto Letta, seguito nel 2004 dalla legge n. 239, detta legge Marzano – attuativo della direttiva del 22 giugno 1998, ha posto le condizioni per l'apertura del mercato del gas e della sua distribuzione attraverso le gare per l'assegnazione delle concessioni. Ma la sua regolamentazione basata su un assetto diverso rispetto all'ordinamento previsto per il settore elettrico arriva solo con l'articolo 30 della legge n. 99 del 2009, cui danno attuazione vari de-

creti nel corso del 2010, che lasciano aperte alcune questioni di recente riproposte anche da interventi dell'Aeeg (vedi *infra*).

Contemporaneamente, con la medesima legge n. 99 e quella precedente del 23 luglio 2009, n. 31, si era espressa l'intenzione di un rientro del nostro paese nella generazione nucleare creando le condizioni normative per la realizzazione di centrali di tal tipo abrogate dal referendum del 1987 e un apposito sistema di *governance* mediante norme di delega al governo successivamente attuate con il d.lgs. n. 31 del 2010.

L'intero sistema è venuto meno con la moratoria decisa dal governo e con il successivo referendum nel giugno 2011. La vicenda conferma comunque la tendenza alla differenziazione della *governance* e degli equilibri tra politica, regolazione e mercato per ciascun tipo di fonte energetica. È significativo che, in prospettiva del programma nucleare, l'art. 7 del d.l. n. 112 del 2008, convertito dalla legge n. 133 del 2008, avesse attribuito al governo il compito di definire una Strategia energetica nazionale intesa quale strumento di indirizzo e programmazione a carattere generale, cui pervenire a seguito di una Conferenza nazionale dell'energia e dell'ambiente. Nonostante questa esigenza sia ancora più necessaria e urgente dopo l'azzeramento del programma nucleare, anche queste disposizioni sono state abrogate con il provvedimento di moratoria dopo l'incidente di Fukushima e in previsione del referendum abrogativo delle disposizioni di legge sul programma nucleare.

I sistemi di governo nei due settori dell'elettricità e del gas si sono quindi andati differenziando quanto a *governance*, ad assetti di mercato e all'equilibrio tra i diversi elementi di regolazione. La questione del nucleare resta aperta sia sui temi della sicurezza e degli smantellamenti che per i rapporti con l'Unione europea e i paesi che mantengono la tecnologia nucleare. Un rafforzamento dell'Autorità per la sicurezza nucleare appare imprescindibile per la soluzione di questi temi e il rafforzamento della sicurezza nucleare a livello non solo europeo.

Infatti, intervengono con compiti diversificati nella regolazione di entrambi i mercati del gas e dell'elettricità, i Ministeri per lo Sviluppo Economico e per l'Economia, l'Aeeg, il Gestore del mercato elettrico (Gme), il Gestore dei servizi energetici (Gse), l'Acquirente unico Spa. In molti casi, le competenze assegnate all'organo ministeriale non riguardano soltanto il campo proprio della politica energetica e industriale, ma anche l'ambito proprio della regolazione. In questi casi all'autorità di regolazione tendono ad essere assegnate funzioni preparatorie esercitate in forma di proposta o parere. In sostanza le norme successive al 1995 hanno attribuito importanti competenze regolatorie agli organi ministeriali riducendo la sfera complessiva di intervento dell'Autorità.

L'assetto del sistema elettrico ha permesso l'ingresso sul mercato di nuovi operatori, soprattutto delle grandi imprese estere dominanti sul loro mercato, determinando una progressiva riduzione della concentrazione del mercato ed un calo della quota dell'ex monopolista ad un terzo del totale. Si è separata la gestione della rete elettrica in capo alla società Terna, società quotata in borsa con azionista di riferimento la Cassa Depositi e Prestiti, da quella della produzione, sulla base di un sistema di *unbundling* che ha prodotto risultati molto significativi in termini di sviluppo della rete elettrica nazionale di trasmissione e che andrà quindi tutelato e mantenuto con rigore.

Tuttavia la maggiore concorrenza, pur avendo contenuto il costo delle tariffe elettriche rispetto alla crescita della materia prima di riferimento (*brent*), non ha determinato una riduzione dei prezzi dell'elettricità rispetto ai principali paesi europei. Secondo i dati rilevati dall'Aeeg[9], nel secondo semestre 2010 le imprese italiane hanno ancora pagato l'elettricità di più dei principali paesi europei, sia al netto che al lordo delle tasse. Questo differenziale viene attribuito ad una pluralità di fattori: insoddisfacente

[9] Aeeg, *Indagine conoscitiva sulle determinanti della dinamica del sistema dei prezzi e delle tariffe, sull'attività dei pubblici poteri e sulle ricadute sui cittadini consumatori*, 13 luglio 2011.

mix di generazione elettrica, non sufficientemente diversificato, il regime fiscale e le politiche degli incentivi (la promozione delle rinnovabili in Italia non ha sempre seguito un disegno razionale e coerente ed è stata accompagnata da continue modifiche degli incentivi).

Va evidenziato che il processo di liberalizzazione ha creato taluni effetti indesiderati nel settore elettrico, attribuibili a difetti della *governance* ancora da assestare al meglio sul nuovo contesto. Per esempio, la separazione tra attività di produzione e trasporto di energia elettrica un tempo facente capo ad un unico operatore, ha fatto venir meno la capacità di gestire in modo integrato e coerente gli investimenti sulla rete di trasmissione e quelli sulla generazione, a loro volta guidati dalle previsioni sull'andamento futuro della domanda. L'obiettivo di favorire la razionalizzazione e l'ammodernamento delle reti distributive è di cruciale importanza nella definizione di una strategia energetica per l'Italia. Manca uno strumento che consenta di coordinare la pianificazione della rete con i piani di investimento in nuova capacità di generazione così da evitare che la rete non faccia altro che inseguire disordinatamente i nuovi impianti. Anche in questo caso si pongono principalmente problemi di *governance*. Occorre maggior coordinamento nelle decisioni di investimento infrastrutturale e nella programmazione territoriale degli interventi, tra le imprese lo Stato e gli Enti territoriali. L'esigenza di un coordinamento tra sviluppo ed adeguamento della rete elettrica e delle centrali è evidente soprattutto nel caso delle fonti rinnovabili[10], il cui pieno ed efficiente sfruttamento è spesso impedito dai ritardi e resistenze nell'ammodernamento della rete (*smart grids*) e dalla mancata applicazione, da parte delle Regioni e delle Province, ove delegate, della legge n. 387 del 2003 che regola l'autorizzazione degli impianti. La norma, con significativa lungimiranza, ha previsto «l'autorizzazione unica» per gli impianti e le opere di rete necessarie per potere evacuare tutta l'energia che sarà prodotta. Molto

[10] Cfr. anche cap. V di questo Rapporto.

spesso le Regioni, su richiesta degli operatori, non applicano l'autorizzazione unica con ciò determinando un susseguirsi di permessi che generano gravi inefficienze nella realizzazione delle necessarie infrastrutture.

Per quanto riguarda il gas, il processo di liberalizzazione in questo settore è stato minore principalmente per il fatto che Snam Rete Gas (il principale operatore sulla rete di trasporto con 31.000 km sui 33.000 complessivi del sistema italiano) è rimasta sotto il controllo proprietario di Eni pur nel rispetto delle regole di *unbundling* definite a livello europeo. Ciò anche per i diversi problemi strutturali che si pongono in questo settore e l'elevato tasso di incertezza e rischio che comporta l'attività di ricerca e approvvigionamento presso paesi ad elevati livelli di instabilità. Il settore gas si presenta perciò allo stato strutturalmente caratterizzato da un elevato grado di concentrazione nella produzione e nel trasporto.

Si registra comunque un'elevata numerosità di operatori sulla rete di distribuzione del gas (244 nel 2009), nonostante il processo di concentrazione osservato nello scorso decennio. L'imparzialità dell'accesso alla rete e della gestione del dispacciamento è garantita *ex ante* dalla definizione di un «codice di rete» ed *ex post* dal controllo dell'Autorità stessa e dell'antitrust. Manca nel mercato all'ingrosso del gas la presenza di un unico soggetto che acquisti per i clienti tutelati.

I dati riportati dall'Aeeg indicano che nel settore del gas i prezzi, al netto delle tasse, si sono mantenuti nel 2010 più competitivi e in linea con la media UE. Al lordo delle tasse, invece, essi risultano ancora più alti (con l'eccezione delle classi di consumo più alte dei consumatori industriali), riflettendo un livello della fiscalità particolarmente elevato in questo settore[11].

Recentemente l'Aeeg ha ribadito, in una specifica segnalazione a Parlamento e governo (Pas 21/11), che in

[11] Aeeg, *Indagine conoscitiva sulle determinanti della dinamica del sistema dei prezzi e delle tariffe, sull'attività dei pubblici poteri e sulle ricadute sui cittadini consumatori*, cit.

Italia la liberalizzazione del mercato dell'energia viaggia a velocità diverse per il mercato dell'energia elettrica e per quello del gas, determinando due diversi regimi. Questo è un aspetto di cruciale importanza per la competitività dell'intero sistema paese, dato che circa il 70% della produzione termoelettrica è alimentata da gas.

Il mercato italiano del gas è interconnesso con quello europeo e sempre più lo sarà, considerando la volontà dell'UE di intervenire sempre più con proprie regolamentazioni allo scopo di creare un mercato unico, e di garantirne la massima apertura al più alto numero di operatori. Nella prospettiva del mercato unico l'Italia potrebbe essere valorizzata come una potenziale area di transito in grado di importare gas da Sud, per riesportarlo verso l'area centroeuropea. L'Aeeg, con la *Relazione annuale sullo Stato dei servizi e sull'attività svolta* (6 luglio 2011), è tornata sul ruolo potenziale dell'Italia come *hub* euromediterraneo del gas. Ma affinché si possa procedere verso tale prospettiva, occorre aumentare sensibilmente la sicurezza, flessibilità ed economicità degli approvvigionamenti. Soprattutto occorrerebbero investimenti (specie quelli in contro-flusso) che le imprese paiono molto restie a sostenere fuori da una logica di mercato. Questa prospettiva si scontra poi, allo stato delle cose, con il grande surplus di offerta e con un'ampia disponibilità di infrastrutture negli altri paesi europei. La decisione di divenire *hub* verso il Nord Europa non dipende quindi solo da noi ma dalla disponibilità altrui a delegarci la sicurezza dei loro approvvigionamenti. Il che non è facile possa avvenire. Inoltre ciò richiederebbe di affrontare tutti gli ostacoli legati allo sviluppo di nuove infrastrutture come i terminali di rigassificazione e gli stoccaggi, i cui processi di realizzazione passano attraverso le politiche di programmazione regionali, al di fuori di un'efficace cornice programmatoria nazionale. Tali procedure sono rallentate dalle difficili relazioni tra i diversi livelli territoriali in ambito locale e dalle procedure di autorizzazione, nelle quali sono coinvolte una pluralità di Autorità locali che non raramente agiscono per impulsi indifferenti all'interesse

nazionale (vedi le persistenti e allo stato insuperabili difficoltà di realizzare il rigassificatore di Brindisi).

In conclusione, la regolazione – e qui rientra anche il ruolo dell'antitrust – di per sé non è stata sufficiente a riorientare i comportamenti degli agenti economici[12]. Anche per la crescente frammentazione delle competenze, essa ha incontrato delle oggettive difficoltà nel sostenere lo sviluppo di un mercato competitivo dell'energia elettrica e del gas.

A livello di governo del sistema, non si è fatto quanto serviva per innalzare l'efficienza delle istituzioni competenti per impostare una programmazione integrata e di lungo termine su un duplice livello: orizzontale (domanda e offerta) e verticale (centro-periferia). Infatti un coordinamento debole tra diversi livelli decisionali, unito alla mancanza di una visione strategica, ha impedito di elaborare una programmazione di lungo periodo, capace di indicare una scala di priorità degli obiettivi da raggiungere, fornendo agli attori del sistema condizioni di certezza operativa e regolatoria[13].

4. *Le politiche per la tutela ambientale e lo sviluppo sostenibile*

Il Protocollo di Kyoto (1997) ha segnato una netta linea di demarcazione nelle politiche energetiche di tutti quei paesi industrializzati che lo hanno ratificato. Tra essi l'Unione europea ha svolto, in questa prima fase, un ruolo leader prima in senso aggregante e poi trainante. L'impegno assunto dai paesi c.d. *Annex I* a ridurre le emissioni di CO_2, si è tradotto in un totale cambiamento degli orizzonti e delle prospettive per le politiche energetiche, condizionate dall'assunzione di uno stringente vincolo ambientale[14].

[12] Cfr. la relazione di A. Clò nella seconda parte di questo Rapporto.

[13] Cfr. la relazione di A. Clò nella seconda parte di questo Rapporto.

[14] Cfr. in appendice la Scheda informativa n. 5.

Nel corso degli anni successivi, con il piano d'azione energetico approvato dal Consiglio europeo nel marzo del 2007, l'UE si è impegnata a trasformare l'Europa in un'economia dal profilo energetico altamente efficiente e a basse emissioni di CO_2. A partire dal piano, l'Unione europea ha impostato su questo versante la parte più attiva e caratterizzante della propria politica estera mondiale.

Così forti vincoli ambientali incidono evidentemente anche sull'obiettivo originario della politica energetica europea concentrato sulla creazione di un mercato interno dell'energia che, attraverso la concorrenza, sia in grado di garantire sicurezza ed economicità degli approvvigionamenti energetici. Gli obiettivi di carattere ambientale rendono necessario affiancare alle azioni per l'apertura dei mercati specifiche politiche che assicurino la continuità dell'approvvigionamento energetico, la riduzione dei consumi e l'esigenza di mantenere accettabile il livello dei prezzi nella nuova e impegnativa cornice di vincoli aggiuntivi.

Questo intreccio di finalità comporta l'elaborazione di una nuova visione strategica e integrata dello sviluppo riassunta nell'idea dello sviluppo sostenibile.

L'idea dello sviluppo sostenibile ricomprende ogni tipo di sostenibilità (energetica, economica e ambientale), tenendo ferma la esigenza di una dinamica di crescita. La base realistica e concreta di questa strategia viene individuata nell'assunto di fondo che l'innovazione delle politiche in campo energetico sia un'occasione di crescita particolarmente adatta alle caratteristiche di economie già avanzate e mature. Si parte dal presupposto che il mondo della ricerca e dell'industria europea siano effettivamente in grado di cogliere con successo la sfida dell'innovazione tecnologica implicita nella via scelta. Lo sviluppo sostenibile include quindi anche precisi e qualificanti obiettivi di innovazione industriale[15].

[15] Cfr. cap. VI e la relazione di G. Zollino nella seconda parte di questo Rapporto.

Su queste basi l'Unione europea procede nella definizione di una strategia vasta, coerente e ambiziosa, che mette al centro la lotta ai cambiamenti climatici e la riduzione delle emissioni di CO_2, ma collega ad essa anche tutti gli altri aspetti del tema energetico (sicurezza di approvvigionamento, efficienza energetica, mercato unico dell'energia) e quelli di innovazione tecnologica e industriale.

Si prospetta una transizione generalizzata, tanto nei processi produttivi che nell'organizzazione della vita sociale, che ha alle sue spalle le speciali condizioni di una economia matura basata su alti livelli di welfare e sul rispetto dei diritti umani, ma che si propone come obiettivo di una nuova fase storica per il resto del mondo.

Le politiche europee per lo sviluppo sostenibile si propongono come la stella polare del futuro europeo con la stessa portata che ha avuto la realizzazione del mercato unico nei precedenti decenni.

Il senso complessivo della nuova politica europea emerge solo nei più ampi documenti che precedono l'emanazione di regolamenti e direttive su singoli temi. Documenti che non hanno un valore normativo e non presuppongono un'intesa, ma hanno grande importanza sul piano dell'elaborazione strategica.

Si tratta di una serie di documenti o comunicazioni della Commissione alle altre Istituzioni dell'Unione, emanati a partire dal 2007, sui temi dello sviluppo sostenibile, del mercato unico dell'energia, della sicurezza energetica, del risparmio energetico, cui fanno seguito comunicati del Consiglio o risoluzioni del Parlamento europeo. Il filo rosso che lega questi documenti costituisce la piattaforma strategica che dovrebbe ispirare tutta l'attuazione nelle normative europee e soprattutto nelle conseguenti politiche nazionali.

In questa serie di documenti occupa una posizione centrale la Comunicazione 2008 della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni: *Due volte 20 per il 2020. L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa* a cui ha fatto seguito il c.d. Pacchetto

Clima/Energia, che si articola in una serie di direttive e regolamenti.

Questo nucleo centrale della nuova politica europea[16] si traduce successivamente in normative che pongono obiettivi vincolanti e sanzionati – sul modello delle regole in materia di stabilità finanziaria – concernenti tetti o target obbligatori di riduzione delle emissioni di CO_2 e quote obbligatorie di fonti rinnovabili sui consumi finali di energia.

A partire da questo nucleo la strategia europea in materia energetica si articola attraverso un'azione ampia che la collega direttamente ad altri obiettivi necessari e complementari:

– il pieno funzionamento di un unico mercato europeo dell'energia;

– la sicurezza dell'approvvigionamento energetico;

– gli investimenti nelle infrastrutture energetiche;

– il miglioramento dell'efficienza energetica, a cominciare da settori come i trasporti e l'edilizia.

Pertanto gli obiettivi strategici della sostenibilità, competitività e sicurezza degli approvvigionamenti energetici, fanno parte di un'unica strategia europea nella quale le politiche climatiche e ambientali si collegano alla ricerca e all'innovazione e, infine, alla dimensione esterna e ai contenuti principali della politica estera dell'Unione[17].

4.1. *Sicurezza energetica*

I temi della sicurezza energetica sono affrontati in modo coordinato dalla Commissione europea con il Piano d'azione dell'UE per la sicurezza e la solidarietà nel settore energetico, presentato nel novembre 2008 nell'ambito del Secondo riesame strategico della politica energetica (COM(2008)781).

[16] Cfr. in appendice la Scheda informativa n. 6.

[17] Cfr. la relazione di G. Zollino nella seconda parte di questo Rapporto.

La Commissione si pone l'obiettivo prioritario di aumentare la capacità dell'Unione europea di far fronte ad improvvise interruzioni degli approvvigionamenti energetici.

Il Secondo riesame strategico individua 5 ambiti in cui l'intervento dell'UE è particolarmente urgente per evitare il rischio di crisi:

– realizzare nuove infrastrutture;

– sfruttare al meglio le risorse energetiche interne dell'UE, sia rinnovabili che fossili;

– dare maggiore spazio alla solidarietà;

– migliorare l'efficienza energetica;

– prestare maggiore attenzione alle relazioni con i paesi fornitori.

A seguito delle proposte della Commissione, nel settembre 2009 è stata approvata la direttiva 2009/119/CE che stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi.

4.2. *Reti trans europee*

I nuovi documenti della Commissione individuano come condizione per la creazione di un mercato interno dell'energia la concreta interoperabilità di una rete transnazionale. Un mercato interno funzionante, dotato di infrastrutture di trasporto e di stoccaggio adeguate, costituisce un presupposto imprescindibile per conseguire la sicurezza degli approvvigionamenti. La creazione di reti transeuropee di energia elettrica e gas deve procedere di pari passo insieme a quelle dei trasporti e delle telecomunicazioni[18].

Tutto ciò si traduce in progetti e programmi. Nell'aprile 2010 la Commissione ha presentato una relazione sull'attuazione del Programma energetico europeo per la ripresa (*European Energy Programme for Recovery*, Eepr)

[18] Cfr. la relazione di G. Garofano nella seconda parte di questo Rapporto.

(COM(2010)191) nell'ambito del quale sono stati stanziati 3.980 milioni di euro per progetti infrastrutturali, circa 400 dei quali destinati ai 5 progetti che interessano l'Italia: gasdotti Itg-Poseidon (Turchia-Grecia-Italia) e Galsi (Algeria-Sardegna); interconnessioni elettriche Sicilia-Calabria e Italia-Malta; impianto Ccs di Porto Tolle per lo stoccaggio acquifero salino *off shore* nel mare Adriatico di gas di combustione prodotti da un nuovo impianto a carbone.

In data 29 giugno 2011 la Commissione ha adottato la Comunicazione *Un bilancio per la strategia 2020* sul prossimo quadro finanziario pluriennale (2014-2020), che ha proposto la creazione di un meccanismo per collegare l'Europa al fine di promuovere il completamento delle infrastrutture prioritarie nei settori dell'energia, dei trasporti e del digitale con un finanziamento unico di 40 miliardi di euro, di cui 9,1 miliardi sono destinati all'energia.

La ancora più recente proposta di regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture strategiche transeuropee (COM(2011) 658 def., del 19 ottobre 2011), stabilisce le norme per lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti di energia transeuropee, per assicurare il funzionamento del mercato interno dell'energia e la sicurezza dell'approvvigionamento nell'Unione, promuovere l'efficienza energetica e lo sviluppo di forme di energia nuove e rinnovabili e promuovere l'interconnessione delle reti energetiche.

4.3. *Efficienza energetica*

L'altra grande priorità affrontata dal Pacchetto sulla Sicurezza energetica riguarda l'efficienza energetica, per la quale la strategia dell'UE è volta a completare la legislazione esistente al fine di realizzare l'obiettivo di risparmio del 20%, previsto dal Pacchetto Clima/Energia.

Questo obbiettivo dovrebbe essere realizzato attraverso il rafforzamento dei principali atti legislativi esistenti in materia, nonché intervenendo sull'approvvigionamento energetico attraverso orientamenti dettagliati per

agevolare la diffusione della produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione[19] ad elevata efficienza energetica[20]. Occorre inoltre agire sui consumi finali delle imprese e delle famiglie, sia in ordine agli edifici che ai trasporti, e sugli impianti di produzione dell'energia, che ne disperdono grandi quantità, avendo cura tuttavia di evitare imposizioni tecnologiche dirigistiche come gli obblighi di cogenerazione e teleriscaldamento, assicurando la promozione di tali tecnologie tramite meccanismi di mercato ed evitando la prescrizione di ulteriori standard tecnologici che andrebbero a sovrapporsi con quelli, già stringenti, esistenti (es. *emission trading* e direttiva emissioni industriali).

Le misure di efficienza energetica sono quelle che potenzialmente possono risolvere il conflitto tra obiettivi di riduzione dei costi, miglioramento della sicurezza, riduzione dell'impatto ambientale degli usi energetici perché[21]:

a) contengono i costi per l'approvvigionamento energetico;

b) consentono di raggiungere gli obiettivi di riduzione di gas serra al minor costo;

c) permettono di raggiungere più facilmente i traguardi sulle rinnovabili;

d) possono stimolare una filiera nazionale relativamente autonoma dalle forniture estere e ad alto contenuto di lavoro.

Al riguardo va detto che l'Italia è già un paese molto efficiente, in termini di intensità energetica. I consumi procapite di energia per il settore residenziale sono infatti al di sotto della media europea e ben al di sotto dei valori di Francia, Germania e Regno Unito. Ora è necessa-

[19] Tecnica ad elevata efficienza termodinamica in cui la produzione associata di energia elettrica e di calore in una centrale termoelettrica consente di inviare il vapore uscente dalla turbina ad utenze diverse, civili o industriali.

[20] Cfr. la relazione di L. Paganetto nella seconda parte di questo Rapporto.

[21] Cfr. la relazione di G. Zollino nella seconda parte di questo Rapporto.

rio che la nuova direttiva ne tenga conto nel fissare gli obiettivi, ad esempio definendo quote di obbligo differenziate tra paesi per valorizzare le azioni già effettuate e riconoscere l'efficienza di chi come l'Italia ha già effettuato sforzi importanti. Si pensi, ad esempio, al ruolo giocato dai titoli di efficienza energetica (Certificati bianchi) nella promozione della cogenerazione.

4.4. *Alla coerenza della strategia non corrispondono adeguati processi attuativi nei diversi settori delle politiche europee*

Nel quadro disegnato a livello strategico europeo gli obiettivi economici, geopolitici e ambientali sono convergenti. Merito indiscusso delle politiche adottate dalle istituzioni europee è aver impostato il tema in termini di strategia complessiva, in un'ottica coerente che cerca di affrontare contestualmente tutti i diversi aspetti: politica ambientale e processi di ricerca e innovazione industriale, consumi finali di famiglie, imprese e trasporti.

A questa coerenza delle strategie non corrispondono sempre i processi attuativi nell'ambito della UE e livelli adeguati quanto alla strumentazione messa a disposizione degli Stati nazionali o direttamente degli operatori del settore.

In primo luogo, sul fronte esterno: nelle sedi internazionali, nonostante il ruolo pionieristico svolto dalla Unione europea, l'UE non è riuscita a mantenere il primato che aveva assunto e che la sua avanzata politica energetica presupporrebbe, ed ha finito per svolgere un ruolo non decisivo nelle varie conferenze internazionali. Questo è dipeso da diversi fattori: sicuramente la più articolata posizione assunta da alcuni grandi inquinatori (Usa e Cina), ma soprattutto la difficoltà dell'UE di realizzare una politica estera condivisa che le consentisse di parlare con una voce sola oltre allo scarto tra affermazioni di principio e la pochezza delle risorse stanziate (si veda l'entità davvero impressionante delle risorse attivate per

la conversione verso la *green economy* dalla Cina. Solo nel 2009 la Cina ha investito in rinnovabili 34.6 miliardi di dollari ed entro il 2020 si è impegnata a utilizzare tecnologie rinnovabili per generare almeno il 15% del fabbisogno energetico complessivo). Nel 2010, secondo uno studio Unep, la Cina ha attirato investimenti in questo settore per circa 50 miliardi di dollari[22].

Anche sul fronte esterno l'Europa non riesce a dare maggior concretezza alle sue politiche e spingere di più sul pedale delle occasioni di investimento, crescita e ricerca anche nell'ambito della cooperazione internazionale. Inoltre, si dovrebbe ridefinire compiutamente una linea più duttile e più adatta a cogliere le aperture dei paesi tradizionalmente ostili come la Cina e gli Usa, sviluppando maggiore capacità di intermediazione in campo mondiale.

All'attenzione sulla certezza degli approvvigionamenti con riguardo alla diversificazione delle fonti nella duplice direzione della riduzione della dipendenza da singoli fornitori e della riduzione della dipendenza dalle oscillazioni dei prezzi delle materie prime, non hanno corrisposto iniziative di politica estera comune in ambito europeo per mettere gli operatori europei in grado di negoziare con i fornitori in condizioni di maggiore forza.

In presenza della crescente concorrenza di alcuni paesi energivori in rapido sviluppo, le questioni di approvvigionamento energetico dovrebbero invece essere un elemento imprescindibile e centrale nella politica estera dell'UE.

D'altra parte, il contesto internazionale per i due temi è lo stesso, visto che restando essenziali i rapporti con i paesi di produzione e transito, acquistano ora un'importanza sempre maggiore le relazioni con i paesi grandi consumatori di energia ed in particolare con i paesi emergenti e in via di rapido sviluppo.

Sul fronte interno europeo, le normative vincolanti e sanzionatorie relative al Pacchetto Clima/Energia e alla Strategia «Energia 2020», sono state emanate e implemen-

[22] Unep e Bloomberg New Energy Finance, *Global Trends in Renewable Energy Investments*, 2011.

tate con puntualità, anche al prezzo di scompensi nella distribuzione dei vincoli tra gli Stati nazionali (si veda la perdurante controversia sulla quota di emissione assegnata nel 2008 e allora accettata dall'Italia).

È da sottolineare, infatti, che le decisioni prese in sede comunitaria hanno di fatto penalizzato il settore energetico italiano, penalizzato doppiamente, prima come paese e poi come settore.

L'Europa richiede all'Italia il raggiungimento di obiettivi ambiziosi sia in termini di riduzione delle emissioni di CO_2 al 2020 sia in termini di incremento della quota di energia prodotta da fonte rinnovabile. Tali target appaiono penalizzanti se confrontati con quelli medi europei e con quelli assegnati a paesi come Francia e Germania.

Il comparto energetico italiano ha già compiuto notevoli sforzi verso una maggiore efficienza degli impianti: si pensi soltanto agli investimenti effettuati negli ultimi anni per dotare il nostro paese di uno dei più moderni ed efficienti parchi termoelettrici. Secondo gli operatori di settore, un ulteriore inasprimento dei vincoli di emissione sarebbe particolarmente penalizzante nei confronti dell'Italia e, quindi, iniquo. L'attuale sistema di scambio europeo delle emissioni, prevede obblighi di riduzione omogenei tra tutti i paesi con riferimento ai settori soggetti alla direttiva Ets. L'iniziativa italiana in sede comunitaria dovrebbe essere quella di far valere le elevate prestazioni energetiche (ed ambientali) dei nostri impianti rispetto a quelle di molti altri paesi europei e spingere per l'introduzione di target di riduzione differenziati per ciascuno Stato membro, prevedendo simultaneamente l'introduzione di più stringenti vincoli di riduzione delle emissioni nei settori non soggetti alla direttiva Ets (trasporti su strada, edilizia, agricoltura).

L'iniziativa italiana dovrebbe anche accelerare la definizione delle politiche riguardanti la realizzazione delle infrastrutture. All'introduzione di forti vincoli sino ad ora non sono corrisposte azioni positive adeguate sui temi della integrazione delle reti al fine di consolidare la sicurezza degli approvvigionamenti e della riduzione dei costi

e della loro incidenza sulla produzione e, conseguentemente, sulla competitività delle economie europee.

Rispetto alla rapida implementazione dei vincoli ambientali restano indietro anche l'essenziale obiettivo del potenziamento delle reti e della loro interconnessione su scala continentale, così come le misure per assicurare la libera circolazione dell'energia nel mercato UE, in modo da offrire prezzi competitivi e più prevedibili e garantire maggiori possibilità di scelta per i consumatori. In particolare, risultano largamente inadeguate le risorse effettivamente stanziate per le reti Ten-energia. Inoltre, le priorità di azione sembrano privilegiare le aree geografiche del Centro Nord europeo rispetto a quelle mediterranee.

Quanto all'efficienza energetica, va rilevato che, dopo la direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, la nuova direttiva, che attua sul punto il Pacchetto Clima/Energia, è ancora in corso di elaborazione. Nell'attuale testo, l'intervento appare fonte di sperequazioni e controversie perché i suoi meccanismi continuano ad avvantaggiare i paesi a bassa efficienza energetica rispetto a quelli che, come l'Italia, partono da livelli più alti.

In definitiva, le nuove politiche dell'Unione europea legano ambiente, energia e innovazione/sviluppo industriale e hanno un'alta valenza strategica, ma comportano interventi concreti in una molteplicità di settori e richiedono il massimo coordinamento fra di essi. Perciò disuguali modalità attuative, quanto ai tempi e all'impegno richiesti agli Stati membri, insieme alla debolezza delle sedi di direzione politica e di coordinamento della regolamentazione, rischiano di moltiplicare i fenomeni di settorializzazione e frammentazione in proporzione all'ampiezza dei numerosi fronti di intervento[23].

Inoltre, l'Unione europea rischia di presentarsi, anche in questo settore, come un'istanza solo vincolante e sanzionatoria, se gli interventi positivi e di vantaggio per i cittadini e le imprese restano tanto indietro.

[23] Cfr. cap. III di questo Rapporto.

Nelle presenti condizioni di grave crisi costituzionale dell'Unione, tocca dunque agli Stati nazionali provvedere al coordinamento di una politica così ampia al loro interno e spingere per un maggior coordinamento, correlazione ed equilibrio dei vari interventi anche nelle sedi europee.

Si tratta di una sfida particolarmente impegnativa per l'Italia che, anche per le ragioni rilevate nei due precedenti paragrafi, sino ad ora non è riuscita a definire una politica complessiva in materia energetica. Allo stesso tempo l'Italia, per la sua condizione di maggiore precarietà per la sua dipendenza dall'estero, per la difficoltà di reperire risorse adeguate all'ammodernamento infrastrutturale e per le forti resistenze dei territori, ha più di ogni altro partner l'interesse alla concreta ed effettiva implementazione dell'intera strategia europea.

Uno degli aspetti fondamentali del prossimo piano strategico nazionale potrà essere la definizione di una politica italiana verso l'Unione in ordine alle modalità per mantenere la correlazione tra le diverse parti e l'equilibrio tra i diversi interessi nazionali della complessiva strategia europea.

In particolare, l'iniziativa dovrebbe riguardare i seguenti aspetti[24]:

– superamento dei freni e ritardi nella costruzione delle infrastrutture di interconnessione, verso e all'interno dell'Unione;

– rilancio di una politica estera comune che dia all'Europa una sola voce nel negoziato internazionale sui temi ambientali, nei rapporti con i paesi emergenti e verso i paesi fornitori, specie nel caso del metano;

– definizione del ruolo che gli altri paesi sono disponibili ad affidare all'Italia in tema di approvvigionamento di gas in relazione alla sua posizione geografica nel Mediterraneo e nel sistema dei gasdotti (tenendo ferma l'esigenza di accrescere l'efficienza della sua filiera: pro-

[24] Cfr. le relazioni di A. Clò e I. Faiella nella seconda parte di questo Rapporto.

duzione-importazione; trasporto; stoccaggio e dispacciamento; distribuzione; clienti finali);

– potenziamento delle attività di sostegno alla innovazione e ricerca in tema di fonti rinnovabili e di sicurezza in tema di nucleare;

– identificazione di un metodo per rendere efficiente il sistema degli incentivi per gli impianti di fonti rinnovabili;

– spinta all'incremento dell'efficienza energetica nei settori termico e trasporti e all'indirizzamento dei consumi verso il più efficiente settore elettrico;

– armonizzazione della regolazione di settore per una maggiore omogeneità a livello di tariffe, tecnologie, definizioni giuridiche della concorrenza e dei comportamenti abusivi;

– superamento del metodo delle mere «raccomandazioni» per sviluppare sul campo intese utili a migliorare le concrete modalità operative che interessano la implementazione delle politiche nei diversi settori.

5. *Le palle al piede dell'Italia*

Il quadro complessivo del sistema energetico italiano presenta nodi assai critici per il cumularsi dei problemi storici e strutturali del nostro paese con i problemi aggiuntivi derivanti dalle politiche innovative svolte, dapprima per la liberalizzazione del settore e successivamente per il rispetto dei nuovi vincoli ambientali.

Entrambe queste politiche si sono sviluppate perseguendo separatamente diversi obiettivi non sufficientemente contemperati e bilanciati.

Come si è rilevato nel paragrafo precedente, l'Unione europea non ha agevolato le politiche nazionali di coordinamento e in taluni casi ha determinato effetti settoriali non voluti, sia per la maggiore tutela attribuita ad alcuni obiettivi rispetto ad altri di pari importanza, sia per i ritardi e le omissioni che hanno caratterizzato alcune linee di azione.

Pertanto, al complessivo sistema di governo italiano dell'energia, per come si determina nelle relazioni tra Unione europea e Stato nazionale e all'interno di quest'ultimo, possono attribuirsi una serie di problemi che oggi rappresentano vere e proprie «palle al piede» per il nostro paese e che solo un miglior assetto del sistema di governo potrebbe tentare di attenuare.

Gli elementi caratterizzanti del sistema energetico italiano sono rinvenibili nei dati forniti dal Bilancio energetico nazionale e dalle altre fonti ufficiali di informazione (Relazione annuale Aeeg sul mercato elettrico e sul mercato del gas)[25]. Dall'analisi condotta è possibile identificare i principali problemi e, quindi, i bisogni del sistema energetico italiano.

5.1. *La dipendenza dall'estero*

I dati del Bilancio energetico nazionale relativo all'anno 2009[26] riflettono una *dipendenza energetica* dall'estero del nostro paese molto marcata ed intorno all'80%, che appare in via di significativa accentuazione negli anni successivi.

Nella relazione di Agricola e Lupi, *I veri costi dell'energia per famiglie ed imprese*, si osserva che le importazioni di energia primaria sono costate all'Italia 42,4 miliardi di euro nel 2009 (cioè il 2,8% del Pil) e 51,7 miliardi di euro nel 2010 (cioè il 3,3% del Pil). Le stime dell'Unione petrolifera per il 2011 sono per un ulteriore incremento della bolletta energetica intorno ai 60 miliardi di euro. Nella relazione di Faiella si osserva che «Senza l'energia nel 2010 avremmo avuto un avanzo di 24 miliardi euro; con l'energia un deficit di 27 miliardi». Le cose nel 2011 vanno ulteriormente peggiorando a causa dell'aumento dei

[25] Per una descrizione dettagliata cfr. in appendice la Scheda informativa n. 1.

[26] È il più recente disponibile alla data di elaborazione di questo Rapporto.

prezzi dei prodotti importati, solo parzialmente attutito dalla contrazione della domanda interna.

La forte dipendenza dall'estero non pone soltanto un problema per la bilancia dei pagamenti, ma anche un problema di *sicurezza* energetica. Infatti, più di tre quarti dell'energia primaria importata dall'Italia è composta da petrolio (circa il 46%) e gas naturale (circa il 38%). Il 60% del gas importato proviene da Algeria e Russia, due paesi a cui la Freedom House ha attribuito un indice di democraticità molto basso. Lo stesso vale per le importazioni di petrolio, dipendenti per circa il 70% da paesi ad elevato rischio[27].

Questi dati riflettono un aspetto molto critico del sistema energetico italiano, tanto più evidente se si considera che circa il 30% del fabbisogno di energia primaria è richiesto per la produzione di elettricità. In particolare, va sottolineato che la produzione termoelettrica riveste quasi il 74% della produzione elettrica complessiva ed il 70% del parco termoelettrico è alimentato a gas, a dimostrazione dell'eccessivo sbilanciamento del mix energetico verso tale fonte.

Inoltre l'abbandono dell'opzione nucleare[28], ha accentuato tale squilibrio.

5.2. *I prezzi eccessivamente alti dell'energia elettrica*

Con riferimento specifico alla produzione di energia elettrica va sottolineato che le imprese italiane nel 2009 hanno pagato il kWh fino al 37% in più rispetto alle rispettive concorrenti nei principali paesi europei. Ciò dipende in buona misura da fattori infrastrutturali del nostro sistema energetico, caratterizzato da un eccesso di ca-

[27] Cfr. la relazione di I. Faiella nella seconda parte di questo Rapporto e per ulteriori informazioni in appendice la Scheda informativa n. 4.

[28] Cfr. in appendice la Scheda informativa n. 20 per ulteriori riflessioni sulle conseguenze dell'abbandono dell'opzione nucleare.

pacità di produzione venutosi a determinare, come si dirà in seguito, per il combinarsi di una serie di fattori diversi (politiche di incentivi che hanno favorito la produzione a prescindere dalla reale domanda di energia, declino della domanda soprattutto per gli usi industriali ecc.).

D'altra parte, il processo di liberalizzazione del mercato elettrico ha evidenziato alcuni gravi limiti, dopo una prima fase di attuazione che ha prodotto importanti risultati. Se da un lato esso ha permesso l'ingresso di nuovi operatori, dall'altro, pur essendo riuscito a contenere la crescita dei prezzi dell'energia, non è riuscito ancora a far recuperare competitività nel prezzo all'utenza dell'energia elettrica. L'esistenza di un surplus di capacità – che, si ricorda, investe non soltanto il settore elettrico, ma anche quello della raffinazione petrolifera – ha determinato un'elevata incidenza dei costi fissi. Non va trascurata l'incidenza del rischio autorizzativo ed i costi legati alle lungaggini burocratiche. La mancanza di certezza nei tempi e nelle modalità dei procedimenti autorizzativi – spesso bloccati o fortemente ritardati da parte degli Enti locali – comporta un elevato rischio che, oltre a rendere più costoso il finanziamento degli investimenti, costituisce una barriera all'entrata nel mercato di nuovi operatori. Gravano sulle bollette dei consumatori anche i c.d. oneri di sistema (pari nel 2009 a circa il 9% della bolletta di un consumatore domestico tipo), i quali includono varie voci tra cui la più importante è l'incentivo alle fonti assimilate ed alle fonti rinnovabili[29].

Gli oneri in bolletta pagati dagli utenti nel 2010 ammontano a 5,8 miliardi di euro complessivi, sborsati dagli utenti elettrici attraverso le varie voci che compongono la bolletta:

– 2,7 miliardi per incentivare le fonti rinnovabili;

– 1,2 miliardi per incentivare le fonti fossili beneficiate dalla frazione «assimilate» del Cip 6;

– 968 milioni di Iva;

– 355 milioni di agevolazioni tariffarie per le Ferrovie;

[29] Cfr. la relazione di B. Agricola e V. Lupi nella seconda parte di questo Rapporto.

– 285 milioni di oneri nucleari;
– 230 milioni di elargizioni varie, che non c'entrano con le fonti rinnovabili.

Negli ultimi dieci anni, gli incentivi derivanti dal Cip 6 sono costati complessivamente 23 miliardi[30].

5.3. *Gli elevati consumi di petrolio nel settore trasporti*

Nel 2009 il petrolio ha rappresentato il 46,9% del totale dei consumi finali di energia ed è utilizzato principalmente per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici nel settore dei trasporti (Bilancio energetico nazionale). Nel 2009 tale settore ha assorbito circa un terzo dei consumi energetici per usi finali, secondo soltanto ai consumi domestici e del terziario (46,4 Mtep). Circa il 94% di tali consumi consiste in derivati del petrolio. Essi sono legati per quasi il 90% al trasporto su gomma[31].

L'esigenza di affrontare seriamente il tema della *mobilità sostenibile*, e di incoraggiare un sostanziale cambiamento del trasporto merci e persone dalla modalità trasporto su gomma alla modalità trasporto su rotaia, è dettata non solo da ragioni riconducibili alla pura sfera del calcolo economico (cioè, l'elevato prezzo del petrolio e la sua incidenza sulla bilancia dei pagamenti), ma anche[32] dagli elevati livelli di emissioni di CO_2 e, soprattutto, dall'elevato inquinamento atmosferico ed acustico. Naturalmente, lo spostamento strutturale verso modalità di trasporto più efficienti dal punto di vista dei consumi energetici va avviato, ma è un processo che richiede massicci investimenti infrastrutturali, lunghi tempi di realizzazione e lunghe negoziazioni con le micro e macro corporazioni presenti nel settore dei trasporti su gomma. Nell'immediato è possibile agire sulle

[30] Fonte: «Il Sole-24Ore», 24 febbraio 2011.
[31] Cfr. la relazione di I. Faiella nella seconda parte di questo Rapporto.
[32] Cfr. in appendice la Scheda informativa n. 14 relativa al ruolo della *Carbon Tax*.

abitudini dei consumatori, incoraggiando l'utilizzo di trasporti più sostenibili, come il ricorso ai mezzi pubblici, il *car-sharing* e le piste ciclabili (anche riducendo il costo del trasporto merci su ferro e aumentandone l'efficienza). Si discute, al riguardo, sull'opportunità dell'introduzione – in ambito per lo meno europeo – di una *Carbon Tax* nei settori ad alte emissioni di CO_2, con particolare riferimento ai trasporti su gomma o comunque nei settori non soggetti alla direttiva *Emission Trading*.

Le direttive del Pacchetto Clima/Energia costituiscono sicuramente un'opportunità per lo sviluppo di biocarburanti di seconda generazione che, se sviluppati con successo anche in Italia[33], potrebbero non solo fornire un valido contributo alla riduzione della bolletta energetica e delle emissioni di CO_2, ma anche garantire una fonte di reddito addizionale nel settore agricolo. Tra le opzioni tecnologiche di più lungo periodo per la mobilità sostenibile un ruolo chiave sarà destinato a giocare l'auto elettrica che, nonostante le potenzialità, presenta ancora delle barriere di tipo regolatorio alla sua penetrazione di mercato[34], insieme ad altri carburanti a basso tasso di emissione (gas per autotrazione, biocarburanti).

5.4. *L'incidenza dei consumi di gas metano*

Il consumo di gas metano per il riscaldamento degli ambienti (case, uffici ed edifici commerciali) è suscettibile di essere utilmente razionalizzato, dato l'elevato potenziale di miglioramento dell'efficienza energetica. Oltre agli interventi di efficientamento energetico degli edifici esistenti e la diffusione di *best practices* per l'efficienza energetica degli edifici nuovi, andranno promossi il riscaldamento e refrigeramento con impianti a pompa di calore alimentati elettricamente[35].

[33] Cfr. in appendice la Scheda informativa n. 12 sui biocombustibili.
[34] Cfr. in appendice la Scheda informativa n. 13.
[35] Cfr. in appendice la Scheda informativa n. 10.

5.5. *I consumi elettrici dell'industria*

Essi valgono circa 10 Mtep, dovuti per l'80% circa al consumo dei motori elettrici. Si rimanda alla Scheda n. 10 per una discussione approfondita degli importanti risparmi che possono essere conseguiti in questo settore, dato l'elevato potenziale di miglioramento dell'efficienza energetica.

5.6. *Una rete elettrica in via di adeguamento*

È possibile ridurre il prezzo del kWh investendo nella modernizzazione e nello sviluppo delle reti elettriche[36]. Esistono interventi per ridurre le perdite di rete che in Italia, pur essendo in linea con gli standard europei, ammontano a circa il 6% della produzione elettrica complessiva. Lo sviluppo delle *smart grids* e degli accumuli diffusi (batterie) sulle reti di trasmissione e di distribuzione consentirà un maggiore e più efficiente utilizzo della capacità degli impianti alimentati a Fer già installati nel nostro paese, senza richiedere – almeno per il medio periodo – ulteriori sforzi di investimento in capacità addizionale. In particolare, garantendo un maggior equilibrio e stabilità alla rete, le *smart grids* permetterebbero un minor ricorso agli impianti di produzione di riserva (di *back up* alla produzione da impianti alimentati a Fer), generalmente alimentati da combustibili fossili.

Si ricorda inoltre che lo sviluppo delle *smart grids* comporterebbe benefici economici anche in termini di stimolo all'industria italiana della componentistica associata a tale tecnologia.

Lo sviluppo delle interconnessioni internazionali, già in corso con le due nuove linee con la Francia e il Montenegro nei Balcani, i cui cantieri sono in corso di apertura, aiuteranno a ridurre il prezzo medio dell'elettricità

[36] Cfr. la relazione di G. Garofano nella seconda parte di questo Rapporto.

consentendo di importarne a minori costi rispetto a quelli registrati dagli impianti collocati in Italia. Nei prossimi anni, in ragione delle trasformazioni che avverranno in alcuni paesi europei per l'abbandono del nucleare, sarà possibile esportare una quota di capacità di produzione nazionale, con ciò rendendo possibile un più efficiente sfruttamento del surplus di capacità esistente nel nostro sistema, comportando una minore incidenza dei costi fissi. Ciò significherebbe utilizzare in modo più efficiente le risorse disponibili, valorizzando le potenzialità ed eccellenze tecnologiche del nostro paese.

5.7. *L'attuale situazione di sovrapproduzione*

L'Italia presenta un eccesso di capacità produttiva non solo nel settore elettrico, ma anche in quello petrolifero. Secondo la relazione di Clò tale stato durerà per i prossimi 10-15 anni, date le proiezioni sull'andamento della domanda nel nostro paese. Con riferimento al settore elettrico, il surplus di capacità si è accumulato nel corso degli anni ed è riconducibile a diversi fattori. Innanzitutto, ci sono state delle difficoltà di implementazione nel corso della fase di liberalizzazione del mercato elettrico.

Secondo uno studio condotto dallo Iefe-Bocconi sugli effetti del processo di liberalizzazione, la forte crescita di capacità di generazione non è stata guidata da logiche di mercato. Una quota importante degli investimenti addizionali in nuova capacità produttiva è stata imposta dal legislatore attraverso il piano di dismissione delle Genco e dalle politiche di incentivazione degli impianti di cogenerazione ed a fonti di energia rinnovabili. Ne è conseguita una distorsione dei prezzi di mercato tale per cui gli investitori non hanno ricevuto i corretti segnali per un'allocazione efficiente delle risorse.

Una seconda ragione va rintracciata nel fatto che molti operatori si sono trovati impreparati di fronte ad un mercato basato su logiche di funzionamento del tutto di-

verse da quelle del passato[37]. Ultimo fattore, ma non per questo di minore rilievo, è il sopraggiungere di una crisi economico-finanziaria dagli effetti devastanti.

Con riferimento al surplus di capacità nel settore petrolifero ed in particolare della raffinazione, basti ricordare che, secondo le ultime stime dell'Unione petrolifera (febbraio 2011), si prospetta un eccesso di capacità di raffinazione equivalente a 3-4 raffinerie di medie dimensioni. La principale causa sembra risiedere nelle preoccupanti aspettative sull'andamento della domanda. Ma in parte risiede anche nell'evoluzione tecnologica che, sotto la spinta delle normative europee, ha visto un progressivo miglioramento dell'efficienza dei motori a combustione interna (minori consumi ed emissioni per km percorso).

5.8. *Una politica degli incentivi per le rinnovabili da riconsiderare profondamente*

Nel corso degli anni la politica italiana degli incentivi alle fonti rinnovabili è stata caratterizzata da una scarsa efficienza nella allocazione delle risorse. Si pensi agli elevati incentivi concessi al fotovoltaico, scollegati da ogni attenta valutazione circa l'avanzamento lungo la curva di apprendimento, incoraggiando la vendita dei moduli nel nostro paese a prezzi non sempre concorrenziali. Generalmente i sussidi concessi alle fonti rinnovabili hanno prestato scarsa attenzione alla esigenza strategica di stimolare in Italia investimenti in ricerca ed innovazione tecnologica ed hanno finito per sussidiare tecnologie importate dall'estero (fotovoltaico ed eolico), dati anche i ritardi della nostra industria nel cogliere le opportunità di mercato offerte dal nuovo quadro normativo.

Nel 2011 il costo dell'incentivazione delle energie rinnovabili elettriche è stato di circa 6,5 miliardi di euro, di

[37] Per un maggior approfondimento cfr. la relazione di B. Agricola e V. Lupi nella seconda parte di questo Rapporto.

cui la percentuale maggiore è stata assorbita dal Conto energia fotovoltaico.

Nel 2009 e 2010 gli incentivi sono cresciuti da 2,5 a 3,4 miliardi di euro, per lo più assorbiti dai Certificati verdi[38].

Dato che il settore elettrico presenta un surplus di capacità che l'Italia si porterà appresso per i prossimi 15 anni è opportuno predisporre incentivi coerenti con la maturità tecnologica delle diverse fonti di generazione per il raggiungimento della *grid parity*, premiare l'efficienza attraverso meccanismi competitivi come le aste e definire obiettivi di medio e lungo periodo.

È poi diffusa tra gli esperti la posizione secondo la quale risulterebbe più efficiente – visti gli elevati consumi di gas principalmente per il riscaldamento e la attuale situazione di sovraproduzione di energia elettrica – raggiungere il target europeo del 17% di Fer sui consumi finali dirottando più risorse finanziarie verso l'efficienza energetica e le Fer-termiche. Il miglior rapporto tCO_2 ridotta associato alle Fer-termiche rispetto alle Fer-elettriche in parte spiega perché il Paner punta a raggiungere l'obiettivo prefissato per il 2020 ricorrendo per più del 45% alle rinnovabili termiche e per poco meno del 38% a quelle elettriche. Va anche osservato che comparando i consumi da rinnovabili e consumi lordi, per ciascuna categoria (energia elettrica e calore), si evince che nella categoria energia elettrica il Pan prevede di coprire poco meno del 30% dei consumi di energia elettrica da rinnovabili, contro il 16% di consumi di energia termica da rinnovabili. Inoltre il Pan italiano prevede un ricorso all'energia termica da rinnovabili, rispetto al ricorso a energia elettrica da eolico e solare, analogo a quello francese e nettamente superiore a quello tedesco.

Per rafforzare la competitività del sistema paese, la politica degli incentivi alle rinnovabili ed all'efficienza energetica dovrebbe essere ristrutturata privilegiando la ricerca e la innovazione e concentrandosi sull'obiettivo di

[38] Cfr. in appendice la Scheda informativa n. 9.

stimolare lo sviluppo della filiera produttiva nazionale e in particolare i settori dove l'Italia presenta un vantaggio competitivo rispetto agli altri paesi[39].

La relazione di Clò osserva che l'attuale disorganico e disuguale sistema degli incentivi ha pesanti effetti distorsivi sul mercato e la concorrenza che sono praticamente di impossibile regolazione e bilanciamento.

6. *I punti di forza dell'Italia in campo energetico*

A fronte di questi gravi profili critici, il quadro italiano presenta tuttavia anche aspetti positivi, da cui il nostro paese può partire per rilanciare la nuova strategia energetica nazionale. Se ne elencano qui i principali.

6.1. *Gli obiettivi europei in materia di limiti alle emissioni sono a portata di mano per il settore industriale*

Il sistema italiano già attualmente è caratterizzato da un mix di fonti energetiche abbastanza favorevole dal punto di vista del rispetto degli obiettivi europei in materia di limiti alle emissioni. Ciò è dovuto ad un contribuito tradizionalmente molto forte dell'idroelettrico (responsabile per il 17% della produzione di energia elettrica) e dalla prevalenza dell'uso del gas (fonte con minori emissioni) per gli usi termici. Concorrono, e possono accentuarsi in futuro, gli interventi di azioni positive per migliorare l'efficienza energetica degli impianti e il mutamento delle produzioni che si allontanano dagli usi più energivori. Si avverte il crescente contributo derivante dalle nuove fonti rinnovabili grazie alle politiche di incentivi attuate. A ciò si aggiunge un fenomeno – certamente non positivo – quale il declino nella domanda di energia da parte del settore industriale in relazione agli effetti recessivi della crisi in atto.

[39] Cfr. le relazioni di L. Paganetto e G. Zollino nella seconda parte di questo Rapporto.

Questo insieme di componenti fa sì che gli obiettivi cui si è impegnata l'Italia verso l'Unione europea con il piano energetico per l'uso delle fonti rinnovabili siano assai prossimi ad essere raggiunti per il settore industriale, mentre molto rimanga ancora da fare per i consumi energetici derivanti dai trasporti e dagli usi domestici.

Ciò consente di definire come prioritarie nei prossimi anni le politiche di riduzione delle emissioni attuate tramite miglioramento dell'efficienza energetica in questi due settori.

6.2. *La presenza di grandi aziende nazionali che operano nel settore energetico*

Il sistema produttivo italiano è caratterizzato dalla presenza di alcune grandi aziende nazionali operanti nel settore dell'approvvigionamento, della produzione e del trasporto dell'energia (Eni, Enel, Terna). Tali aziende dispongono di un *expertise* tecnica, di capacità di innovazione e di presenza nei mercati globali necessarie per fare giocare al nostro paese un ruolo significativo negli scenari energetici europei e mondiali. Si tratta di valorizzare l'esperienza, le relazioni e la capacità di muoversi nei diversi mercati di tali aziende. Le conoscenze e le competenze acquisite da questi soggetti devono anzi essere preservate e valorizzate, costituendo uno dei patrimoni più preziosi del sistema economico italiano, anche in ragione delle dimensioni acquisite, trattandosi delle poche imprese nazionali non rispondenti a quello standard medio-piccolo che connota con assoluta prevalenza l'assetto produttivo nazionale. Le dimensioni acquisite costituiscono un presupposto imprescindibile per muoversi con la necessaria autorevolezza nei mercati internazionali e non soccombere nel confronto con la concorrenza e con gli interlocutori esteri (si pensi in particolare ai rapporti con le autorità dei paesi fornitori) e, allo stesso tempo, per disporre dei margini di redditività necessari per finanziare la ricerca e l'innovazione nei rispettivi campi di attività. Il problema è quello di creare

una maggiore sinergia tra la visione di queste imprese e le scelte di governo, analogamente a quanto avviene in Francia nei rapporti con le imprese pubbliche operanti nel settore e in Germania nei rapporti sinergici del governo con il ristretto oligopolio di imprese private[40].

È evidente che ciascuno di questi soggetti, nella qualità di società partecipata anche da privati, ha proprie specifiche priorità che, essendo pienamente coerenti con le logiche di impresa, potrebbero non coincidere con le esigenze più generali del paese in campo energetico. Però proprio dal confronto con questi grandi sistemi di impresa che esercitano funzioni di alto interesse pubblico, il sistema politico è sollecitato a confrontarsi su alcuni temi ineludibili e in particolare sui temi più di fondo.

Da una maggiore cooperazione anche dialettica tra l'autorità politica e le grandi imprese a partecipazione pubblica può venire il nucleo di quella visione di insieme e di quella base conoscitiva trasparente, attendibile, aperta ad ogni apporto e perciò condivisa che può generare una politica nazionale di impianto strategico e sistemico.

Oltre alla costituzione di una base conoscitiva attendibile e condivisa, l'altro terreno di cooperazione dove mettere a frutto del sistema paese la specifica forza di ciascuna delle grandi imprese a partecipazione pubblica è l'innovazione tecnologica.

Dovrebbero essere aperti spazi per promuovere una maggiore cooperazione tra le amministrazioni pubbliche e le grandi imprese, con gli istituti di ricerca, le Università e il tessuto diffuso delle piccole e medie imprese che caratterizza il nostro paese e che potrebbero essere convertite a produzioni di interesse energetico. Si potrebbero costituire, a questo scopo, diversi poli di ricerca che mettano insieme le migliori risorse, includendo gli enti pubblici di ricerca come Enea, Cnr, Università.

Contestualmente occorre riportare all'Autorità in modo organico il sistema della regolazione e garantire

[40] Cfr. cap. VI e le relazioni di A. Clò e I. Faiella nella seconda parte di questo Rapporto.

un quadro normativo stabile, coerente, che promuova la competitività del sistema attraverso logiche di mercato.

A queste condizioni, si può costruire la massa critica necessaria per ricostituire il centro del sistema energetico nel nostro paese. Da un centro può nascere quella leadership unitaria dell'intero comparto che è stata indicata come la svolta necessaria e la forza capace di sviluppare una strategia energetica nazionale dotata di incidenza ed effettività (conclusioni della Conferenza di impostazione dell'11 aprile 2011).

6.3. *Un sistema produttivo potenzialmente in grado di cogliere le nuove opportunità derivante dalle prossime innovazioni nel campo dell'uso dell'energia*

Le relazioni pubblicate nella seconda parte di questo Rapporto, in particolare quelle di Garofano, Paganetto e Zollino, propongono di concentrare maggiori incentivi sulla ricerca e sulla innovazione industriale piuttosto che sugli impianti, indicando precisi settori dove l'industria italiana ha o può acquisire un vantaggio competitivo. In questo senso la relazione di Zollino osserva che di tali indicazioni si ha un riscontro oggettivo verificando quali sono i settori tecnologici nei quali si registrano i casi di successo di imprese del nostro paese nel concorrere agli assai competitivi programmi di ricerca europei. Essi sono i seguenti:

1) efficienza energetica[41];
2) solare termodinamico a concentrazione (progetto Archimede);
3) biocombustibili[42];
4) carbone pulito e cattura e stoccaggio della CO_2[43];
5) reti intelligenti[44].

[41] Cfr. in appendice la Scheda informativa n. 10.
[42] Cfr. in appendice la Scheda informativa n. 12.
[43] Cfr. in appendice la Scheda informativa n. 16.
[44] Cfr. la relazione di G. Garofano nella seconda parte di questo Rapporto.

Pressoché in tutti i campi interessati da queste innovazioni il nostro paese dispone di attività industriali e di un patrimonio di *expertise* tecnica in grado di avviare nuove linee produttive e di innovazione.

L'efficienza energetica è in particolare indicata come il settore nel quale il nostro paese registra i maggiori punti di forza che possono concorrere significativamente a risolvere alcuni cronici problemi italiani (ad esempio, qualità della vita e congestione dei centri urbani), oltre che proporre nei settori degli usi domestici, del riscaldamento e del mutamento degli stili di vita urbana modelli e prodotti ad alta competitività esportabili in campo mondiale (mobilità, decongestionamento, uso dell'auto elettrica, edilizia ecosostenibile).

La relazione Petranzan sulle bio-città approfondisce il concetto di eco-sostenibilità urbana segnalando esempi concreti di amministrazioni comunali che hanno implementato piani per l'uso sostenibile delle risorse energetiche[45]. In particolare, la città di Bolzano con il Masterplan (2009) si è dotata di un piano strategico di sviluppo urbanistico che pone al centro la riduzione delle emissioni di CO_2 attraverso una gestione sostenibile dell'energia (edifici, trasporti ed energie rinnovabili). Più specificatamente, la città ha sviluppato un protocollo di certificazione energetica degli edifici (CasaClima) per l'edilizia sostenibile ed ha realizzato un nuovo quartiere ecosostenibile «CasaNova», riconosciuto dallo stesso Ministero dell'Ambiente come quartiere italiano a più alta efficienza energetica e *best practice* di edilizia sostenibile.

[45] Cfr. la relazione di M. Petranzan nella seconda parte di questo Rapporto.

CAPITOLO TERZO

ASSETTO ISTITUZIONALE E REGOLATIVO DELLA *GOVERNANCE* DELL'ENERGIA IN ITALIA E IN RAPPORTO CON L'UNIONE EUROPEA: PROPOSTE PER UNA SUA COMPLESSIVA RAZIONALIZZAZIONE

1. *Introduzione*

L'assetto giuridico-istituzionale assume portata decisiva nell'analisi del settore dell'energia. Sistemi efficienti di *governance* pubblica e politiche di regolamentazione normativa adeguate, affidabili e lungimiranti, costituiscono infatti un elemento cruciale per lo sviluppo e la diffusione di un servizio economico di interesse generale – quale quello energetico – che soddisfa bisogni primari dei cittadini e, allo stesso tempo, garantisce la sicurezza e lo sviluppo del paese.

In quest'ottica, alcuni aspetti paiono decisivi per verificare l'efficacia del sistema di *governance* del settore.

In primo luogo, si rivela indispensabile l'accertamento sullo stato del quadro normativo, nazionale e comunitario, che regolamenta il settore. In proposito, si può sin da subito segnalare che l'intero settore è disciplinato da norme stratificatesi via via nel corso del tempo, ormai sovrabbondanti, e rispetto alle quali si pone una sempre più sentita esigenza di semplificazione e razionalizzazione. Inoltre, l'assetto normativo del settore dell'energia è caratterizzato da una continua evoluzione: ne sono un esempio significativo i più recenti provvedimenti normativi intervenuti nel settore (d.lgs. n. 28/2011 e d.lgs. n. 93/2011), scaturenti dal recepimento delle ultime direttive quadro

Il presente lavoro costituisce il frutto della riflessione congiunta dei quattro autori: purtuttavia il paragrafo 1 è stato redatto da N. Zanon; i paragrafi 2.3, 2.4, 2.8, 3.3, 3.4, 3.8 da F. Biondi; i paragrafi 2.2, 2.5, 3.2, 3.5 da G. Arconzo; i paragrafi 2.1, 2.6, 2.7, 3.1, 3.6, 3.7 da M. Vanni. Inoltre, N. Zanon ha controllato, coordinato e rivisto l'intero testo.

in materia di energie rinnovabili (2009/28/CE) e mercati energetici (2009/72/CE e 2009/73/CE).

In secondo luogo, occorre soffermarsi sulle problematicità legate all'assetto istituzionale del settore, con riferimento sia alla dimensione nazionale (al netto delle problematiche poste dal rapporto Stato-Regioni, diffusamente trattate nell'ambito del capitolo IV, *Il rapporto tra Stato e Regioni alla luce della giurisprudenza costituzionale e il riordino della legislazione in materia energetica*, al quale dunque si rinvia) che a quella comunitaria. Il settore energetico vede infatti oggi impegnati, in uno scenario che evolve con una certa frequenza e via via complicatosi a partire dalla fine del monopolio pubblico, una molteplicità di attori istituzionali nazionali (governo e, in particolare, Ministero dello Sviluppo Economico, Autorità per l'energia elettrica e il gas, Autorità garante della concorrenza ed il mercato) e sovranazionali (Commissione europea, Agenzia per la cooperazione dei regolatori europei, Associazioni europee degli operatori di trasmissione e trasporto di energia elettrica e gas), con funzioni e competenze diverse ma talvolta sovrapposte e confliggenti.

Un ulteriore profilo di interesse giuridico, studiato dalla dottrina tradizionale del diritto pubblico dell'economia e oggi tornato al centro del dibattito, concerne l'alternativa tra il mantenimento di una forte regolamentazione pubblica, alla luce dei rilevanti interessi collettivi sottesi al comparto o, al contrario, l'opportunità di ridurre gradualmente il ruolo della mano pubblica a vantaggio dello sviluppo del libero mercato e della concorrenza. Il tema – che tocca anche la questione delle relazioni tra Aeeg e Autorità garante della concorrenza e del mercato – è tornato di attualità soprattutto per effetto della spinta liberalizzatrice del diritto comunitario, di recenti pronunciamenti della Corte di giustizia in tema di regolamentazione dei prezzi nel settore gas e della procedura d'infrazione avviata contro l'Italia dalla Commissione europea – attualmente in corso – in relazione al potere dell'Autorità di fissare i prezzi dell'elettricità (per i clienti civili e le piccole imprese) anche dopo la completa liberalizzazione del segmento della vendita.

Verrà infine affrontato un profilo specifico, ma non scevro di risvolti sistematici, e non a caso oggetto di recenti interventi legislativi di riforma: le modalità di finanziamento dell'Autorità per l'energia e le relative conseguenze sull'assetto istituzionale.

2. *I profili problematici*

2.1. *Un quadro normativo complesso e disorganico*

Il quadro normativo italiano in materia energetica è tra i più complessi e disorganici che si riscontrino nel nostro ordinamento giuridico.

A partire dagli anni '90, infatti, parallelamente ai processi di privatizzazione e liberalizzazione che hanno comportato l'aumento dei soggetti istituzionali coinvolti nel sistema (si pensi all'istituzione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, al ruolo dell'Autorità antitrust, alle nuove attribuzioni della Cassa conguaglio per il settore elettrico, all'istituzione di soggetti o società pubbliche chiamate a svolgere funzioni tecniche ed economiche di sistema quali il Gse Spa, l'AU Spa, il Gme Spa, Terna Spa, Enea; alla creazione di enti europei con funzioni normative ed amministrative quali l'Ergeg (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*), l'Acer (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) o gli Entso-G ed Entso-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity and Gas*)), il quadro delle fonti si è complicato, è accresciuto ed è divenuto sempre più multilivello.

Da una parte, la riforma del 2001 del Titolo V della Costituzione, inserendo la materia energetica tra quelle affidate alla potestà legislativa concorrente fra Stato e Regioni, ha favorito – come meglio si vedrà nel menzionato capitolo IV – il proliferare di legislazioni regionali differenti e non coordinate soprattutto in materia di autorizzazioni alla realizzazione delle infrastrutture; dall'altra parte, è cresciuto il ruolo e il peso del diritto comunitario. L'ordinamento comunitario ha infatti progressivamente dato

vita ad un *corpus* di regole europee in materia energetica (Primo pacchetto: direttive 1996/92/CE e 1998/30/CE; Secondo pacchetto: direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE e regolamenti CE n. 1228/2003 e n. 1775/2005) che si configura come assai penetrante, ricco di disposizioni di dettaglio che affiancano, modificano e talvolta abrogano (senza coordinamento formale) la disciplina nazionale. Tale *corpus* normativo è peraltro giunto recentemente ad un livello avanzato di maturazione – pur senza aver ancora raggiunto, come meglio si vedrà in seguito, un sufficiente livello di armonizzazione – con la direttiva 2009/28/CE (in materia di cambiamenti climatici ed energie rinnovabili), recepita in Italia dal d.lgs. n. 28/2011 e con il c.d. Terzo pacchetto energia, comprendente i regolamenti n. 713/2009 (istitutivo della nuova Agenzia per la cooperazione tra i regolatori europei), n. 714/2009 (in materia di condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica) e n. 715/2009 (in materia di condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di gas); nonché le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE (in materia di mercati dell'energia elettrica e del gas naturale) recepite in Italia dal d.lgs. n. 93/2011.

Infine, anche all'interno della disciplina normativa statale, il passaggio dallo Stato-imprenditore, presente nella gestione diretta dell'intera filiera energetica quale azionista delle società del settore nonché tramite ministeri, comitati interministeriali ed enti pubblici economici espressione del solo potere esecutivo, allo Stato-regolatore – nuovo modello di controllo pubblico dell'economia basato sulla presenza di soggetti istituzionali terzi, chiamati a garantire la parità delle armi tra tutti gli attori economici, governo compreso (in quanto azionista di Eni, Enel ed altre società operanti nel settore) – ha determinato una profonda modificazione e complicazione del sistema delle fonti statali, primarie e secondarie, del settore.

Dopo l'emanazione della legge n. 481/1995, che ha segnato la nascita della regolazione indipendente in Italia dando vita ad un modello istituzionale piuttosto chiaro nelle sue linee principali, vi è stata una stratificazione

di interventi normativi che, da una parte, ha modificato l'assetto originario dell'attribuzione delle competenze regolatorie, assegnando funzioni di regolazione anche al governo, al Ministero dello Sviluppo Economico e ad altri soggetti operanti a diverso titolo nel settore (Gme, Terna, Gse, ecc.), dall'altra, ha alterato l'esercizio stesso del potere regolatorio, introducendo nuovi strumenti di intervento (vedi, ad esempio, gli indirizzi governativi in materia tariffaria di cui all'art. 3 del d.lgs. n. 93/2011) ovvero invadendo, con disposizioni di legge estremamente puntuali e non coordinate con il quadro generale, la sfera delle attribuzioni dei soggetti chiamati alla regolazione (vedi, ad esempio, le disposizioni in materia di regime tariffario da applicare alle imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 utenti ex art. 3, comma 4 *quater*, del d.l. n. 78/2009). Tale fenomeno, che peraltro non è tipico del solo contesto italiano, risulta accentuato nei periodi di crisi.

Oggi ci troviamo perciò a fare i conti con un quadro normativo vasto, disomogeneo e non coordinato, composto da disposizioni «sparse» nella legislazione (comprese, ad esempio, norme di dettaglio inserite nei c.d. «decreti milleproroghe» o nelle leggi finanziarie annuali), di cui è difficile persino effettuare una ricognizione completa.

L'attribuzione di funzioni regolatorie oltre che all'Aeeg anche al Mse, ha, infine, fatto sì che si sviluppasse una vasta normazione secondaria, talvolta attuativa del dettato normativo primario e talvolta suppletiva di esso, continuamente interessata da interventi di manutenzione o riforma e spesso modificata implicitamente da disposizioni di legge primaria inserite in molteplici provvedimenti.

2.2. *Il fondamento dei poteri dell'Aeeg: principio di legalità e contenzioso*

All'Aeeg sono stati attribuiti, sin dalla sua istituzione, penetranti poteri sia di regolazione generale, sia di vigilanza, ispezione e sanzione.

Va innanzitutto ricordato che la Corte costituzionale, nella sentenza n. 88/2009, ha chiarito che i poteri dell'Autorità devono comunque restare circoscritti alla sfera di attribuzioni riservate allo Stato ai sensi degli artt. 117 e 118 Cost.; in particolare, secondo il giudice delle leggi, la legge statale «può assegnare all'Autorità, nel rispetto dei criteri indicati dall'art. 118 della Costituzione, [solo] le funzioni amministrative di cui lo Stato stesso è titolare, o di cui possa comunque rivendicare legittimamente l'esercizio» (vedi, *amplius*, cap. IV).

Tali poteri sono stati spesso conferiti all'Aeeg attraverso norme ampie che, ricorrendo a concetti giuridici indeterminati, indicano finalità anziché poteri puntuali.

La legge istitutiva dell'Aeeg specifica infatti con sufficiente chiarezza tali finalità:

> promuovere la concorrenza e l'efficienza nel settore energetico, garantirne la qualità in condizioni di economicità e di redditività, assicurarne la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, tutelare gli interessi di utenti e consumatori (art. 1, l. n. 481/1995).

Non altrettanto può dirsi invece con riferimento ai poteri con cui tali scopi possono essere perseguiti. Si parla pertanto di poteri impliciti, desumibili cioè soltanto dalle finalità indicate dalla legge. In dottrina e in giurisprudenza si è parlato in proposito di crisi della legalità sostanziale o di «delega in bianco» al regolatore indipendente.

I motivi per cui ciò accade sono almeno due: da una parte, una certa naturale indeterminatezza dei principi che l'amministrazione è chiamata a tutelare (efficienza, trasparenza, interessi degli utenti, ecc.); dall'altra, il fatto che gli interventi cui provvede l'Aeeg sono spesso di natura molto complessa, ad alta competenza tecnica e specialistica e, riguardano settori in continua evoluzione tecnologica, normativa e dei mercati, e, dunque, difficilmente il legislatore è in grado di prevederli puntualmente.

Il problema è peraltro ampliato dal fatto che – come visto sopra – le norme che attribuiscono competenze di

regolazione sono sparse nella legislazione in maniera disorganica e non sono coordinate tra loro.

Queste circostanze hanno provocato un ampio contenzioso di fronte ai giudici amministrativi, spesso aditi al fine di censurare l'attività regolatoria dell'Aeeg per il mancato rispetto del principio di legalità.

La giurisprudenza sul punto si è divisa: da una parte, facendo propria una interpretazione più rigorosa del principio di legalità, il Tar Lombardia (che, come noto, è il giudice amministrativo territorialmente competente per i provvedimenti dell'Aeeg) ha più volte sancito – pur con qualche oscillazione – l'insussistenza di poteri impliciti che consentano all'Aeeg di esercitare poteri che, pur non espressamente previsti dalla legge, permettano il raggiungimento degli scopi cui è preordinata (vedi, *ex multis*, sentt. nn. 1331/2002, 1847/2005, 3478/2005, 39/2007).

Diversamente, invece, il Consiglio di Stato, accogliendo una visione meno restrittiva del principio di legalità, ha ritenuto di condividere la tesi secondo cui possono sussistere in capo all'Aeeg poteri impliciti che le permettono – legittimamente – di intervenire con provvedimenti regolatori anche non esplicitamente previsti dalla legge. In particolare, si è da una parte evidenziato come «la natura della copertura legislativa sia adeguata alla peculiarità dei poteri dell'amministrazione indipendente quale amministrazione che si "autoprogramma" secondo le finalità stabilite dal legislatore» e, dall'altra parte, che la legge istitutiva dell'Aeeg costituisce un «programma legislativo aperto», «una legge d'indirizzo che poggia su prognosi incerte, rinvii in bianco all'esercizio futuro del potere, inscritto in clausole generali o concetti indeterminati che spetta all'Autorità concretizzare» (sentt. nn. 5827/2005; 3352/2006).

Va poi ricordato che la giurisprudenza del Consiglio di Stato ha stabilito che anche il diritto europeo può costituire la base giuridica sufficiente ad autorizzare l'attività regolatoria dell'Aeeg (Cons. Stato, sentt. nn. 701/2009; 788/2009; 1191/2009).

Con riferimento invece all'esercizio di poteri provvedimentali (prescrittivi, sanzionatori, inibitori, ripristinatori)

– e dunque all'emanazione di provvedimenti direttamente incidenti sulle posizioni soggettive dei singoli operatori – la posizione del Consiglio di Stato si è mostrata più attenta al necessario rispetto del principio di legalità. Infatti, si è affermato che ove si versi a fronte di determinazioni provvedimentali di contenuto ablatorio delle situazioni soggettive dei destinatari, non è possibile accedere ad una concezione «debole» dei principi di riserva di legge e di legalità (ad esempio, Cons. Stato, sent. n. 2244/2007).

Di recente, il problema del rispetto dei principio di legalità e dell'esistenza, in capo all'Aeeg, dei poteri impliciti connessi alle funzioni ed alle finalità ad essa assegnate, è venuto in rilievo con riferimento ai compiti di vigilanza attribuiti all'Aeeg sul rispetto della c.d. *Robin Tax*. L'art. 81, comma 18, del d.l. n. 112 del 2008 ha infatti assegnato all'Aeeg il compito di verificare che l'addizionale Ires imposta a carico delle imprese energetiche non venisse traslata sui consumatori tramite un rialzo dei prezzi al consumo, compito esteso dal d.l n. 138/2011, convertito in l. n. 148/2011, a tutte le società operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale.

Sulla base di questa previsione, l'Aeeg ha innanzitutto emanato alcune delibere con le quali ha provveduto a definire l'assetto organizzativo della vigilanza e ha stabilito il metodo di indagine, compresi gli obblighi che incombono sugli operatori per evitare la traslazione.

Queste delibere sono state impugnate dagli operatori dinanzi al Tar Lombardia, che ha precisato che quello attribuito all'Aeeg è un potere «che non si traduce in misure preventive o repressive, ma comporta soltanto un referto al Parlamento che sarà libero di assumere o meno conseguenti contromisure». Di conseguenza, il giudice amministrativo di primo grado ha stabilito che l'Aeeg,

> al fine di impedire il verificarsi del fenomeno traslativo, non può in alcun modo condizionare direttamente le scelte di impresa, né imporre alle imprese interessate un facere specifico incidente sulle strategie di impresa e sulle scelte gestionali dei singoli operatori economici.

Sulla base di queste premesse sono state annullate alcune parti delle delibere che imponevano l'adozione di specifiche misure organizzative tese a prevenire la violazione del divieto di cui all'art. 81, comma 18, d.l. n. 112/2008 (vedi, *ex multis*, Tar Lombardia, sentt. nn. 4047, 4482 e 5118 del 2009).

Il Tar Lombardia ha quindi – ancora una volta – preferito accogliere una interpretazione particolarmente rigorosa del principio di legalità che deve sottostare al potere di regolazione dell'Aeeg. Le statuizioni del Tar Lombardia sul punto devono ritenersi definitive: il Consiglio di Stato ha infatti ritenuto improcedibile l'appello presentato dall'Aeeg, a causa del mancato rispetto, da parte della difesa tecnica incaricata, del termine previsto per il deposito del gravame (Cons. Stato, sez. VI, sent. n. 4388 del 2011).

Sempre sulla *Robin Tax*, va segnalato che, tra il novembre e il dicembre del 2010, l'Aeeg ha adottato, nei confronti di alcuni operatori, provvedimenti sanzionatori proprio relativi al mancato rispetto del divieto di traslazione dell'imposta sui clienti finali. Anche questi provvedimenti sono stati impugnati dinanzi al Tar Lombardia e, nel momento in cui si scrive, il procedimento giudiziario non si è ancora concluso.

In ogni caso, indipendentemente dalle decisioni che prenderà il giudice amministrativo, va qui sottolineato come la mancata precisa definizione dei poteri attribuiti all'Aeeg in tema di *Robin Tax* – ma il ragionamento è valido, più in generale, per ogni tipo di delibera regolatoria o di provvedimento prescrittivo o sanzionatorio – comporta una inaccettabile situazione di incertezza che rischia di minare proprio il raggiungimento degli scopi per i quali l'Aeeg è stata istituita.

Il problema dei poteri impliciti dell'Autorità rischia peraltro di tornare nuovamente al centro dell'attenzione della giurisprudenza in ragione di quanto previsto nelle ultime direttive europee del Terzo pacchetto; le nuove direttive quadro sui mercati energetici, nell'attribuire alle autorità nazionali di regolamentazione molti compiti e

nuove funzioni, fanno infatti ampio ricorso a disposizioni tipicamente finalistiche e a concetti indeterminati (v. artt. 36 e 37 della direttiva n. 72 e artt. 40 e 41 della direttiva n. 73), senza chiarire cioè in maniera espressa i poteri e le tipologie di atti con cui tali funzioni devono o possono essere adempiute.

L'attualità di tale problema è stata di recente confermata durante la doppia audizione dei membri dell'Aeeg svoltasi nella primavera del 2011 alla Camera ed al Senato in vista dell'approvazione del decreto legislativo di attuazione del c.d. «Terzo pacchetto energia». In quelle circostanze, si è evidenziata l'assenza di una norma che introducesse un esplicito potere di *enforcement*, al fine di evitare il rischio che alcuni interventi dell'Autorità volti ad assicurare l'ottemperanza degli obblighi europei da parte dei privati possano essere considerati privi di adeguata copertura normativa e, a seguito del successivo, prevedibile contenzioso, possano essere considerati dal giudice amministrativo privi della copertura normativa.

Clausole di questo tenore sono state poi inserite nel testo definitivo del d.lgs. n. 93/2011, sia con riferimento all'attività di regolazione *ex ante*, sia con riferimento all'attività provvedimentale.

Così, dunque, l'art. 42 del citato d.lgs. n. 93/2011 dispone che l'Aeeg «adotta tutte le misure ragionevoli e idonee al perseguimento» di una serie di finalità che vengono successivamente elencate e che integrano quelle già previste dalla legge n. 481 del 1995.

Analogamente, l'art. 43, comma 2, prevede infatti che:

> L'Aeeg garantisce (...) l'adempimento da parte (...) di qualsiasi impresa elettrica o di gas naturale, degli obblighi derivanti dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, dei regolamenti 713/2009/CE, 714/2009/CE e 715/2009/CE, nonché da altre disposizioni della normativa comunitaria.

In realtà, il tenore letterale delle norme non fuga i possibili dubbi sul novero degli atti e dei poteri esercitabili dall'Aeeg. L'impressione è che, se si consolidasse l'orientamento del Tar della Lombardia, tali norme pos-

sano avere una portata così ampia da apparire scarsamente determinate. Il rischio è quindi che anche tali previsioni possano essere considerate insufficienti dalla giurisprudenza amministrativa al fine di considerare rispettato il principio di legalità cui l'attività dell'Aeeg è vincolata.

2.3. *La regolazione del settore energetico tra governo e Autorità per l'energia elettrica e il gas*

Profilo centrale dell'assetto istituzionale relativo alla *governance* dell'energia riguarda il riparto delle competenze tra il governo (in particolare, il Ministero dello Sviluppo Economico) e l'Autorità indipendente per l'energia elettrica ed il gas (Aeeg), anche alla luce dei principi comunitari.

Quando, nel 1995, venne istituita l'Aeeg, il legislatore, pur facendo salve alcune competenze del governo (in particolare, la definizione degli indirizzi di politica energetica e la disciplina dei rapporti concessori) e degli Enti locali, affidò alla neonata autorità la «regolazione e il controllo» del settore energetico, trasferendole, oltre che competenze nuove, quelle già spettanti ad altre amministrazioni, tant'è che la dottrina si riferì a questo come ad un modello «monistico».

A partire dalla fine degli anni '90, con i d.lgs. 79/1999 (decreto Bersani) e 164/2000 (decreto Letta), nuove competenze sono state affidate a quello che oggi conosciamo come il Ministero dello Sviluppo Economico; successivamente, e con particolare riferimento alle leggi promulgate nel periodo 2002-2004 (d.l. n. 193/2002, legge c.d. *anti black-out* n. 290/2003, c.d. legge «Marzano» n. 239/2004) il legislatore ha trasferito al governo competenze prima spettanti all'Aeeg (si pensi, per esempio, alle competenze in materia di regolamentazione dell'import di energia elettrica, assegnate dal d.lgs. n. 79/1999 all'Aeeg e trasferite dalla l. n. 290/2003 al Mse).

Mentre dunque, secondo il progetto originario, il Ministero, oltre a partecipare alla definizione delle scelte di politica energetica (di competenza di Parlamento e

governo), era solo titolare di competenze circoscritte ad oggetti specifici e funzioni tradizionali, successivamente – dalla fine degli anni '90 – gli sono state attribuite vere e proprie competenze regolatorie. Oggi, anche se molti settori (primo fra tutti quello della promozione della concorrenza e della tutela degli utenti) restano di prevalente pertinenza dell'Autorità, vi sono casi in cui è la competenza regolatoria del Ministero a presentarsi come generale e quella dell'Autorità ad essere residuale (si pensi al settore dell'incentivazione delle fonti rinnovabili), oppure vi sono ipotesi in cui la competenza è congiunta (e, dunque, o l'Autorità propone e il ministro decide; o il ministro decide, sentita l'Autorità; o, infine, ministro o governo dettano i criteri generali cui si deve attenere l'Autorità nella regolamentazione di dettaglio).

Se questo è il quadro, si possono porre due interrogativi, l'uno sul piano dell'opportunità di questa scelta, l'altro che pone direttamente questioni di legittimità.

Ora, è del tutto evidente che le scelte di politica energetica debbono spettare a Parlamento e governo, così come le decisioni che implicano assunzione di responsabilità politica, e che all'Autorità, priva di legittimazione democratica, devono essere riservate solo le decisioni regolatorie di carattere tecnico-economico, pur nella consapevolezza che non è sempre agevole individuare con chiarezza il confine tra le due categorie anzidette.

Ciò posto, occorre segnalare che, limitatamente all'esercizio delle predette funzioni di regolazione tecnico-economica, considerato che un regolatore di carattere politico, rispetto a mercati da liberalizzare, nei quali sono presenti gruppi di interesse particolarmente ostili all'introduzione di meccanismi concorrenziali, è più propenso ad adottare decisioni che rispondano ad esigenze politiche contingenti e che ciò è tanto più vero quando il regolatore politico possiede ancora il controllo azionario delle principali imprese ex monopoliste operanti nel settore, ci si può chiedere se sia efficiente la scelta di ampliare le competenze del Mse a discapito di un soggetto neutrale quale è l'autorità indipendente.

Emblematico è ciò che è avvenuto nell'ambito dei meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili – settore oggetto di specifici approfondimenti nell'ambito del capitolo V, *La produzione di energia da fonte rinnovabile. Problemi e prospettive* – e, in particolare, del fotovoltaico, settore nel quale il governo è regolatore in ragione di quanto previsto dal d.lgs. n. 387/2003 e dal recente d.lgs. n. 28/2011: il decreto interministeriale 19 febbraio 2007 (c.d. «Terzo Conto energia»), emanato in attuazione del d.lgs. n. 387/2003, ha inizialmente previsto un regime incentivante applicabile fino al 31 dicembre 2010. Nonostante i solleciti provenienti dal settore affinché fossero definite prima possibile le condizioni di incentivazione per il periodo successivo al 2010 – al fine di poter pianificare e rendere «finanziabili» dalle banche gli ingenti investimenti del comparto per il periodo post-2010 – il governo ha provveduto solo quattro mesi prima della scadenza ad introdurre il nuovo regime tramite l'emanazione del decreto interministeriale 6 agosto 2010 (c.d. «Quarto Conto energia»), che ha stabilito il nuovo regime incentivante, particolarmente favorevole, per il triennio 2011-2013. Facendo affidamento su tale decreto, gli operatori hanno avviato notevoli investimenti nel settore. Dopo soli tre mesi di vigenza del nuovo regime, il governo, nel timore che esso potesse ingenerare eccessivi oneri per la collettività – timori evidenziati anche dal ministro Romani nell'ambito dell'audizione svoltasi in data 27 ottobre 2011 – ha modificato il regime incentivante, con il d.lgs. n. 28/2011, che ha disposto la limitazione dell'efficacia del decreto 6 agosto 2010 agli impianti conclusi e allacciati alla rete entro il 31 maggio 2011 e demandato ai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente il compito di definire un nuovo quadro incentivante tramite un apposito decreto, riducendo i benefici.

Analoga instabilità normativa ha caratterizzato la disciplina dei Certificati verdi, introdotti dal d.lgs. n. 79/1999 e poi oggetto di plurimi interventi legislativi che hanno modificato a più riprese il quadro normativo di riferimento, fino a snaturare la *ratio* stessa di tale strumento

incentivante, profilo anch'esso sottolineato dal ministro Romani nel corso della predetta audizione.

Tali interventi normativi hanno ovviamente creato scompiglio nel settore, disattendendo l'affidamento che gli operatori avevano riposto nelle scelte compiute dallo Stato e facendo venir meno il principio della stabilità delle regole, di cui gli investitori hanno bisogno per pianificare gli investimenti. Le banche hanno immediatamente congelato l'erogazione di tutti i finanziamenti fino a che non fosse chiaro il regime applicabile per il futuro, determinando un blocco degli investimenti nel settore. Con decreto interministeriale 5 maggio 2011 è stato poi introdotto un nuovo regime incentivante di durata triennale.

Tale emblematica vicenda rende evidente come la regolamentazione da parte di soggetti di indirizzo politico, essendo maggiormente influenzata da esigenze di consenso, dalla pressione delle *lobbies* e dall'andamento del ciclo politico-elettorale, mal si presta a svolgere funzioni di regolazione tecnico-economica in settori come quello energetico che richiedono stabilità ed affidabilità nel medio-lungo periodo.

Tra l'altro, il continuo mutamento dell'entità e dei requisiti per accedere agli incentivi per il fotovoltaico e l'incertezza che ciò produce ha favorito l'instaurarsi di ricorsi, per valori di centinaia di milioni di euro, da parte degli operatori del settore delle energie rinnovabili, con un danno per le casse dello Stato potenzialmente stimato in più di due miliardi di euro.

Considerato che gli incentivi per le rinnovabili in Italia continuano ad essere pagati dai consumatori di energia elettrica, anziché fare ricorso alla fiscalità generale, la regolazione tecnico-economica, quando è stata affidata al soggetto politico, non ha consentito una adeguata e corretta gestione. Ogni soggetto di indirizzo politico chiamato a svolgere funzioni di regolazione tecnico-economica si trova, infatti, inevitabilmente di fronte alla necessità di garantire adeguate remunerazioni agli investimenti effettuati e, al contempo, di contenere l'inflazione per non perdere il consenso dei cittadini/elettori, oltre ad essere maggior-

mente esposto alle pressioni dei gruppi di interesse economici e sociali, inevitabilmente legati alle forze politiche.

La regolazione indipendente, al contrario, essendo svincolata dall'andamento del ciclo elettorale ed essendo supportata da adeguati meccanismi istituzionali di garanzia (modalità di nomina bipartisan, lungo mandato, regimi di inamovibilità ed incompatibilità, autonomia economica e finanziaria) è in grado di assicurare maggiore stabilità e certezza del quadro regolatorio, che è un elemento fondamentale per le imprese nella pianificazione delle proprie scelte d'investimento.

Da ultimo, l'ulteriore conferma degli effetti che interventi regolativi del governo in materia energetica possono sortire, se contingenti e non frutto di una visione di sistema, si è avuta con l'approvazione del recente d.l. n. 138/2011 (conv. in l. n. 148/2011) che: ha innalzato dal 6,5 al 10,5% l'aliquota addizionale Ires per le società operanti nel settore energetico per i periodi di imposta dal 2011 al 2013 (cioè, retroattivamente); ha esteso l'addizionale Ires ai soggetti che svolgono attività regolate sia nel settore elettrico sia in quello del gas con il divieto di traslare l'imposta ai clienti finali; ha esteso questa addizionale anche ai soggetti che producono elettricità da biomasse e fonte solare-fotovoltaica; infine, ha ridotto la soglia di fatturato che determina l'assoggettamento all'imposta (da 25 a 10 milioni). Tale decisione – sottesa alla quale vi sono pur comprensibili esigenze di reperimento di risorse finanziarie da destinare al bilancio pubblico, come evidenziato anche dal ministro Romani nella già citata audizione del 27 ottobre 2011 – ha provocato il crollo dei titoli delle società quotate in borsa; essa, inoltre, come sottolineato anche dall'Autorità per l'energia in un'apposita segnalazione a Parlamento e governo (Pas 16/11), sembra costituire un possibile ostacolo al potere di regolazione delle tariffe affidato all'Autorità con riferimento alle società operanti su fasi regolate della filiera, proprio nel momento in cui essa cerca di armonizzarle a livello europeo. Questa situazione rende tra l'altro ipotizzabile l'insorgere di contenzioso.

Oltre alle ragioni di opportunità che inducono a preferire l'affidamento delle funzioni di regolazione tecnico-economica del settore energetico ad un soggetto indipendente, va inoltre considerato che in questa direzione muovono le più recenti indicazioni provenienti dal diritto comunitario (vedi, in particolare, dir. 2009/72/CE e dir. 2009/73/CE).

Come accennato, il settore dell'energia è stato a lungo disciplinato a livello europeo dalle direttive 2003/54/CE, relativa al mercato dell'energia elettrica e 2003/55/CE, relativa al gas naturale. Secondo quanto stabilito in tali atti (vedi soprattutto art. 23, comma 1, dir. 2003/54/CE e art. 25 dir. 2003/55/CE), in linea di principio gli Stati membri avrebbero dovuto attribuire le funzioni regolatorie ad autorità «indipendenti dagli interessi dell'industria» (e dunque anche dal governo, se detentore di partecipazioni azionarie nelle società del settore), ma era loro consentito riservare alle autorità un ruolo meramente propositivo o consultivo. Rispetto a queste indicazioni, la legislazione italiana nella versione originaria della l. n. 481/1995 era pienamente conforme al diritto comunitario, anzi le disposizioni italiane erano tra quelle che più enfatizzavano il ruolo del regolatore indipendente.

Il quadro normativo comunitario è mutato con l'approvazione delle direttive del c.d. Terzo pacchetto (direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, relative a norme comuni per il mercato interno rispettivamente dell'energia elettrica e del gas naturale, che abrogano le direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, e regolamento 2009/713/CE, istitutivo dell'Agenzia europea per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia, c.d. Acer).

In particolare, per quanto concerne l'indipendenza e i poteri dell'Aeeg, le direttive comunitarie 2009/72/CE e 2009/73/CE, rispettivamente ai capitoli IX e VII, prevedono che la funzione regolatoria debba essere affidata ad un organismo unico che offra garanzie di indipendenza non solo rispetto alle imprese, ma anche al governo, in particolare stabilendo che «gli Stati membri garantiscono l'indipendenza dell'autorità di regolamentazione e provve-

dono affinché essa eserciti i suoi poteri con imparzialità e trasparenza». A tal fine, gli Stati membri devono assicurare che, nell'esercizio delle proprie competenze, «l'autorità di regolamentazione sia giuridicamente distinta e funzionalmente indipendente da qualsiasi altro soggetto pubblico o privato» e che «il suo personale e le persone responsabili della sua gestione agiscano in maniera indipendente da qualsiasi interesse commerciale, e non sollecitino né accettino istruzioni dirette da alcun governo o da altri soggetti pubblici o privati».

Le medesime direttive, al fine di rafforzare l'indipendenza delle autorità nazionali di regolazione, dettano disposizioni organizzative puntuali, prevedendo che:

> Per tutelare l'indipendenza dell'autorità di regolamentazione, gli Stati membri provvedono in particolare affinché: l'autorità di regolamentazione possa prendere decisioni autonome, in maniera indipendente da qualsiasi organo politico, e disponga di dotazioni finanziarie annuali separate, di autonomia di esecuzione del bilancio assegnato e di risorse umane e finanziarie idonee allo svolgimento delle sue attività.

Le direttive definiscono infine un elenco minimo di competenze e poteri che gli Stati membri sono tenuti a riconoscere a tali autorità (c.d. *core duties*), affinché queste dispongano di strumenti adeguati ad assolvere alle funzioni di vigilanza e regolazione previste a livello comunitario. Tra le competenze tipiche di regolazione, che devono essere conferite alle Autorità, si segnalano: la determinazione delle tariffe di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione, le norme in materia di *unbundling*, la sorveglianza generale sulle imprese energetiche, il compito di definire almeno le metodologie per stabilire i termini e le condizioni per l'accesso alle infrastrutture transfrontaliere (comprese le procedure di assegnazione delle capacità e di gestione delle congestioni) e di garantire che le imprese energetiche ottemperino agli obblighi ad esse posti dalle direttive nonché le norme a tutela dei consumatori.

Rispetto a quanto imposto dal diritto comunitario, nel d.lgs. n. 93/2011 si riscontrano – con riferimento al riparto

delle competenze tra soggetto politico e autorità indipendente – alcuni profili di possibile contrasto, rilevati anche dalla Commissione europea che, in data 5 maggio 2011, mentre era in corso l'esame parlamentare del decreto in parola, ha trasmesso al governo italiano, a firma del responsabile della Direzione generale per l'energia, Philip Lowe, una missiva volta proprio ad evidenziare le disposizioni del decreto in potenziale contrasto con le direttive.

Tali profili di criticità sono stati peraltro evidenziati anche dall'Autorità per l'energia nell'ambito di una segnalazione trasmessa al Parlamento e al governo in data 20 aprile 2011 (Pas 10/11 recante *Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine allo schema di decreto legislativo recante attuazione delle direttive europee 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale*).

In particolare:

1) il decreto prevede (art. 37, comma 3) che sia il ministro dello Sviluppo Economico, sentita l'Autorità, a definire le modalità e condizioni delle importazioni ed esportazioni di energia elettrica, mentre la direttiva 2009/72/CE prevede che:

> Le autorità di regolamentazione hanno il compito di fissare o approvare (...) quantomeno le metodologie usate per l'accesso alle infrastrutture transfrontaliere, comprese le procedure di assegnazione delle capacità e di gestione della congestione (art. 37 par.);

2) con riferimento al potere di approvazione dei piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas, predisposti dal gestore, ed ai connessi poteri di *enforcement*, la direttiva prevede che tali funzioni spettino al regolatore indipendente (art. 22, direttiva 2009/73/CE), mentre il decreto (artt. 15 e 16) le ripartisce, peraltro con un criterio che non appare chiaramente definito, tra Mse e Autorità;

3) il decreto prevede (art. 3) che il governo formuli indirizzi in materia tariffaria cui debba conformarsi l'Aeeg mentre le direttive sanciscono che le Autorità di regolamen-

tazione «non sollecitino né accettino istruzioni dirette da alcun governo o da altri soggetti pubblici o privati nell'esercizio delle funzioni di regolamentazione», tra le quali vi è il compito di «stabilire o approvare, in base a criteri trasparenti, tariffe di trasmissione o distribuzione o le relative metodologie di calcolo» (art. 37, par. 1, direttiva 2009/72/CE);

4) l'art. 35, comma 2, assegna al Mse il compito di monitorare l'andamento del mercato al dettaglio e la sussistenza di effettive condizioni di concorrenza e di adeguare, con propri decreti, anche mediante indirizzi rivolti alle imprese, le forme e le modalità di erogazione del regime di maggior tutela (regime che garantisce prezzi sostanzialmente amministrati, definiti dall'Aeeg, per i clienti civili e le piccole e medie imprese che non vogliano optare per il mercato libero). Tale previsione non appare in linea con i principi della direttiva, che assegnano tutte le competenze in materia di tariffe e tutela dei consumatori al regolatore indipendente (art. 37.6, direttiva 2009/72/CE);

5) l'art. 32 comma 1 del d.lgs. n. 93/2011 prevede che l'Aeeg debba seguire le Linee Guida del Mse nella definizione delle regole per il bilanciamento di merito economico nel settore del gas, mentre la direttiva attribuisce tali compiti esclusivamente al regolatore indipendente (artt. 13.3 e 41.6);

6) il decreto assegna al Mse, sentita l'Aeeg, il compito di rilasciare le esenzioni al Tpa (*Third Party Access*) per le nuove infrastrutture. L'art. 17 del regolamento n. 714/2009 prevede invece che tale funzione sia assegnata preferibilmente al regolatore indipendente e che, se lo Stato membro decide di assegnarla a soggetti diversi da esso, debba essere pubblicato, insieme alla decisione, il parere del regolatore stesso.

2.4. *L'integrazione delle politiche regolatorie nazionali nel quadro europeo e il ruolo dell'Acer*

Occorre ormai prendere atto, anche con riferimento alla dimensione regolatoria, dell'insufficienza delle po-

litiche nazionali e della assoluta e crescente necessità di coordinare ed armonizzare le regolazioni presenti nei vari paesi europei.

Tale necessità è particolarmente avvertita in materia di regolazione delle grandi infrastrutture strategiche di trasmissione di energia elettrica e di trasporto, stoccaggio e rigassificazione di gas naturale. Tali infrastrutture, che forniscono l'Europa di energia da paesi extra-europei e sono dislocate lungo diversi paesi, interessano infatti l'Europa nel suo complesso e richiedono dunque regole omogenee e coordinate di accesso, gestione e remunerazione. L'importanza di tali infrastrutture è duplice: da una parte, infatti, esse garantiscono all'Europa la sicurezza degli approvvigionamenti da paesi quali la Russia, l'Algeria, la Libia; dall'altra, esse favoriscono la concorrenzialità dei sistemi energetici europei, atteso che solo in presenza di adeguate infrastrutture di approvvigionamento ed interconnessione può realizzarsi quel mercato unico europeo dell'energia, integrato ed armonizzato, obiettivo dei tre pacchetti di provvedimenti comunitari succedutisi negli ultimi quindici anni.

Oggi le regolazioni differiscono invece considerevolmente fra i vari Stati membri, ed il livello di armonizzazione in ambito europeo appare ancora insoddisfacente, nonostante i pur positivi sforzi profusi negli ultimi anni dalle istituzioni europee (in particolare dalla Commissione), dai governi nazionali e dai regolatori stessi, riuniti in organi e gruppi di coordinamento quali il Ceer (Consiglio dei regolatori europei), un'associazione indipendente fondata dai regolatori nazionali su base volontaria, e l'Ergeg (Gruppo europeo dei regolatori per l'energia elettrica e il gas).

In tal senso, è da considerare come assai positivo il recente avvio dell'Acer, l'Agenzia europea per il coordinamento dei regolatori dell'energia, istituita dal regolamento CE n. 713/2009 ed entrato effettivamente in funzione il 3 marzo 2011. L'Acer sostituisce l'Ergeg quale sede stabile per la cooperazione fra i regolatori nazionali.

L'importanza dell'Acer è stata sottolineata di recente anche dall'Aeeg, nell'ambito della presentazione della

prima Relazione annuale al Parlamento del 6 luglio 2011, dopo l'avvenuta costituzione del nuovo Collegio a cinque membri: in tale Relazione l'Autorità ha sottolineato come uno dei quattro pilastri del nuovo paradigma energetico sia proprio costituito dalla dimensione «comunitaria» della regolazione, al fine di coordinare i sistemi energetici nazionali e assicurare che le scelte di investimento, che, soprattutto nel settore gas, finiscono sovente per avere una dimensione sovra-nazionale, siano valutate e regolate in coerenza con gli orientamenti e le politiche europee.

L'Acer, nei cui organi istituzionali siedono le Autorità di regolamentazione di tutti i 27 paesi europei oltre ai rappresentanti del Parlamento europeo, del Consiglio e della Commissione, costituisce la sede privilegiata per promuovere e facilitare l'armonizzazione delle politiche regolatorie presenti nei vari paesi europei e per l'elaborazione e l'implementazione di discipline uniformi ed integrate a livello europeo, anche sulla base delle priorità di volta in volta indicate dalla Commissione europea e necessarie per il raggiungimento del mercato unico.

Nei primi mesi della sua attività l'Acer ha istituito due gruppi di lavoro, uno per il settore elettrico ed uno per il gas, all'interno dei quali i funzionari delle Autorità nazionali e di Acer stanno collaborando al fine di individuare le soluzioni più efficaci ai problemi che ancora caratterizzano i mercati nazionali europei.

Essi si sono dedicati alla redazione delle *Framework Guidelines* (FG), che fissano gli obiettivi ed i principi ai quali dovranno ispirarsi i già citati Entso-E (*European Network of Transmisison System Operators for Electricity*) e Entso-G (*European Network of Transmisison System Operators for Gas*) per la redazione dei codici di rete europei, che, a loro volta, rappresentano una delle principali novità introdotte dal Terzo pacchetto con l'obiettivo di armonizzare il quadro normativo a livello europeo e di contribuire all'efficace funzionamento dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas.

Si ricorda che Entso-E e Entso-G sono associazioni istituite dai regolamenti CE nn. 714/2009 e 715/2009 che

riuniscono tutti i gestori di rete presenti nei vari paesi europei, rispettivamente nel settore elettrico e in quello del gas, che perseguono la finalità di promuovere il funzionamento ottimale ed integrato delle infrastrutture di interconnessione tra i paesi europei, attraverso una gestione coordinata ed armonizzata delle operazioni e delle regole, soprattutto tecniche, che le presiedono.

Tra le FG finora approvate, quelle più importanti per la rilevanza delle tematiche affrontate sono due: le *FG on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity* (Cacm), che disciplinano i modelli di mercato cui dovranno conformarsi i diversi sistemi europei, e le *FG on Capacity Allocation Mechnanisms for the European Gas Transmission Network* (Cam), che definiscono metodi innovativi per l'allocazione della capacità sulle interconnessioni dei gasdotti internazionali con l'intento di creare mercati più liquidi e concentrati negli importanti *hub* continentali.

Pur non essendo agevole dare una valutazione dell'attività dell'Acer a pochi mesi dalla sua entrata in funzione, l'impressione è che tale organo – che, secondo quanto prevede il regolamento istitutivo, dovrebbe avere solo un ruolo di coordinamento dei diversi regolatori nazionali e di facilitatore delle loro decisioni – stia interpretando il proprio ruolo in modo ampio, ponendosi quasi quale regolatore guida. È da valutare se un'eventuale evoluzione del suo ruolo in tal senso, che ovviamente implica un trasferimento di competenze da parte dei regolatori nazionali, sia auspicabile, ovvero sia utile, in assenza di una politica energetica condivisa a livello europeo, mantenere in capo alle istituzioni nazionali la competenza sulle decisioni fondamentali.

2.5. *Le funzioni di vigilanza nel settore*

In un settore, come quello energetico, strategico per il futuro e in cui è presente un forte intreccio tra interessi economici privati, necessità di regolamentazione e contri-

buti di matrice pubblica (soprattutto nel settore delle rinnovabili), le funzioni di vigilanza e controllo ricoprono un ruolo cruciale al fine di evitare distorsioni, mal funzionamenti dei mercati ed il rischio che ingenti fondi pubblici possano alimentare inefficienze, sprechi ed illegalità a danno dei consumatori finali, per i quali si pone dunque una sempre più avvertita esigenza di tutela, sottolineata anche dal ministro Romani nell'ambito della menzionata audizione del 27 ottobre 2011.

Come accennato, la l. n. 481/1995, ha attribuito all'Aeeg non solo il compito di regolare i settori dell'energia elettrica e del gas naturale – con finalità proconcorrenziali e di tutela dei consumatori – ma anche l'importante funzione di vigilare sul rispetto della propria regolazione da parte degli operatori e sanzionarne ogni violazione. Occorre subito rilevare che il potere sanzionatorio attribuito all'Aeeg dalla legge istitutiva (peraltro confermato dal recente d.lgs. n. 93/2011) si configura come un potere sanzionatorio ampio, per certi versi anomalo rispetto al modello delineato dalla l. n. 689/1991, sia in virtù della cornice edittale amplissima prevista – da 2.500 euro a oltre 150 milioni di euro – sia perché, nel caso di specie, non è la fonte primaria a predeterminare le fattispecie illecite, a cui si riconnette l'applicazione delle sanzioni, ma è la stessa Autorità indipendente ad individuare tali fattispecie attraverso la propria attività regolatoria; al contempo si tratta però di una funzione strettamente connessa al potere regolatorio, ancillare rispetto ad esso, che ne completa l'efficacia. In altre parole, nel modello della l. 481/1995, l'Aeeg regola efficacemente i mercati anche vigilando e garantendo l'*enforcement* della propria regolazione.

Come già visto (vedi par. 2.2), la legislazione successiva ha assegnato all'Autorità compiti di vigilanza e sanzione ulteriori ed estranei alla propria attività regolatoria, talvolta senza chiarire i poteri esercitabili nell'ambito di tali attività e, al contempo, senza attribuirle risorse umane adeguate all'adempimento delle nuove mansioni. Allo stesso tempo, sono state assegnate funzioni di vigilanza e

controllo, nei settori di competenza dell'Autorità, a soggetti diversi da essa.

In altri casi ancora, le fonti primarie hanno disposto la disgiunzione tra funzioni di controllo e vigilanza e funzioni sanzionatorie.

Si pensi, in particolare, all'assetto delle funzioni di vigilanza nel settore degli incentivi alle fonti rinnovabili, comparto cruciale e al contempo critico, che vede oggi erogare, alle imprese attive nel settore, circa 6,5 miliardi di euro all'anno di contributi pubblici provenienti dalle bollette dei consumatori (incentivi di cui si prevede un aumento fino a oltre 10 miliardi annui entro il 2020 per poter raggiungere gli obiettivi europei). Con riferimento a tale delicato comparto, il d.lgs. 28 del 2011, di recepimento della direttive 2009/28/CE e che contiene una nuova disciplina organica in materia di incentivi, prevede una disgiunzione tra il soggetto responsabile dei controlli e della vigilanza – individuato nel Gestore dei servizi energetici, società per azioni pubblica cui è demandato anche il compito di erogare gli incentivi economici – ed il soggetto chiamato ad irrogare, all'esito delle istruttorie svolte dal Gse, le sanzioni: l'Aeeg. In questo caso l'Autorità per l'energia si trova dunque a fare il mero «sanzionatore» di comportamenti illeciti accertati dal Gse, che si configura al contempo come soggetto erogatore degli incentivi e soggetto controllore della correttezza delle erogazioni.

Tale disgiunzione dà vita a rischi e possibili zone d'ombra: non a caso il problema dell'efficacia delle funzioni di vigilanza nel settore delle rinnovabili è venuto ad essere al centro dell'attenzione dell'opinione pubblica soprattutto in seguito ad alcune vicende, ora all'esame dell'Autorità giudiziaria, che hanno interessato taluni imprenditori attivi nel segmento della produzione di energia elettrica da biomasse ed alcuni funzionari del Gse Spa. In estrema sintesi, in un impianto di produzione elettrica in Provincia di Pavia, dal 2005 al 2009 sarebbe stata prodotta energia elettrica bruciando rifiuti, anche tossici; tale energia veniva però poi certificata come «verde» da alcuni

funzionari del Gse, potendo così essere venduta a prezzi incentivati; l'impresa interessata avrebbe così incassato indebitamente oltre 17 milioni di euro. Al di là delle eventuali responsabilità penali personali, che ovviamente non possono essere addebitate ai soggetti istituzionali coinvolti, tale vicenda ha messo in luce un problema legato al ruolo del Gse, che si configura oggi come soggetto erogatore degli incentivi e al contempo controllore delle erogazioni. Nel caso di specie, la stampa più attenta si è chiesta chi dovesse controllare che le certificazioni rilasciate dal Gse all'impianto fossero corrette. La risposta non è chiara. Nell'attuale assetto normativo, infatti, non sono previste funzioni propriamente di controllo sull'operato del Gse né da parte del Mse, che si limita ad esercitare, assieme al Mef, i diritti dell'azionista, né da parte dell'Aeeg, che si limita a garantire la copertura dei costi sostenuti dal Gse (sia di funzionamento, sia relativi all'erogazione degli incentivi) a valere sulle tariffe elettriche, spalmandone cioè i costi sulla generalità dei consumatori.

Ulteriori complicazioni dell'assetto relativo alla vigilanza ed ai controlli si rinvengono nel d.lgs. n. 93/2011 che assegna all'Aeeg ampi ed eterogenei compiti di vigilanza e sanzione (scaturenti sia dalla violazione di disposizioni dello stesso decreto legislativo, sia di disposizioni presenti nei regolamenti europei n. 714 e 715 del 2009 in tema di scambi transfrontalieri di energia elettrica e di gas, sia in caso di violazione delle decisioni giuridicamente vincolanti dell'Agenzia per il coordinamento dei regolatori europei, Acer), senza specificare in maniera chiara le modalità ed i poteri per l'esercizio di tali funzioni e, soprattutto, senza adeguare in alcun modo la dotazione di risorse umane a disposizione dell'Autorità, dotazione ferma dal 2004 ad oggi nonostante i molti nuovi compiti ad essa assegnati, che rende incerta la possibilità che tali funzioni siano proficuamente adempiute.

Nella situazione sopra descritta, c'è il rischio che da una parte le attività di vigilanza si rivelino inefficaci (per carenza di risorse da destinarvi o per incertezza sui poteri esercitabili, continuamente esposti, a causa delle in-

certezze del dettato legislativo, alla censura del giudice amministrativo), dall'altra che si creino zone d'ombra, caratterizzate dall'assenza di controlli, nelle quali possono svilupparsi forme di abuso o persino di criminalità.

Si consideri inoltre che tutti gli incentivi erogati alle imprese attive nel settore delle energie rinnovabili provengono non dal bilancio pubblico ma direttamente dalle bollette dei consumatori. Ciò, oltre a porre un problema di iniquità redistributiva (i consumi elettrici, come noto, non sono infatti proporzionali alla capacità contributiva degli utenti quanto piuttosto ad altri fattori, quali la numerosità delle famiglie) fa sì che tali flussi finanziari siano esentati dai tipici controlli tecnico-politici propri delle risorse del bilancio dello Stato o comunque inserite nel circuito della fiscalità generale (controlli tecnici della Ragioneria generale dello Stato; vaglio politico in sede di manovra o di legge finanziaria, ecc.).

2.6. *I rapporti tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato*

Un altro nodo problematico, con riferimento all'assetto istituzionale, concerne i rapporti tra l'Aeeg e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (Agcm).

Come si è visto in precedenza, l'Aeeg è titolare non solo del potere di regolazione *ex ante*, ma anche del potere di vigilanza e controllo sul rispetto dei provvedimenti regolatori pro-concorrenziali dalla stessa emanati.

Dall'altro lato, non mancano casi in cui l'Agcm, oltre ad esercitare le funzioni sanzionatorie *ex post* tipiche di ogni Autorità *antitrust*, prescrive agli operatori misure positive e obblighi di *facere*, finendo di fatto per svolgere funzioni tipiche del regolatore (si pensi in particolare alla disciplina degli impegni, introdotti dal d.l. n. 223/2006, convertito nella l. n. 248/2006, consistenti in vere e proprie misure regolatorie individuali ed asimmetriche, proposte dalle imprese sottoposte a procedimenti antitrust, e rese giuridicamente obbligatorie dall'Agcm; o ancora

ai casi di autorizzazione delle concentrazioni con definizione, da parte dell'Agcm, di particolari condizioni).

Ne conseguono, dunque, oltre alla forte necessità di un continuo scambio di informazioni e conoscenze (di norma il regolatore di settore dispone di maggiori dati e informazioni rispetto ad Autorità che operano trasversalmente su tutti i settori economici), possibili sovrapposizioni delle competenze che non solo mettono in crisi il corretto rapporto tra gli attori istituzionali – ciò che si riflette poi negativamente sulla tutela della concorrenza – ma che rischiano di riverberarsi anche sulla tutela dei consumatori.

Infatti, se l'Agcm, in seguito alle modifiche apportate nel 2007 al Codice del consumo (vedi d.lgs. n. 206/2005), è deputata, in via generale, al controllo e alle sanzioni su tutte le pratiche commerciali scorrette, l'Aeeg è al contempo titolare del controllo sul rispetto della propria regolazione, compresa la normativa di settore a tutela del consumatore, con particolare riferimento ai c.d. codici di condotta commerciale. Tali codici stabiliscono gli obblighi di correttezza e trasparenza che i venditori e distributori di energia elettrica e gas sono tenuti a rispettare nella fase che precede la stipula dei contratti di fornitura con i consumatori (proposte commerciali, offerte) nonché nella fase di sottoscrizione vera e propria dei relativi contratti (modalità di sottoscrizione, diritti di recesso ecc.). L'Aeeg è dunque tenuta a vigilare sul rispetto degli specifici obblighi di correttezza e trasparenza da parte dei venditori di energia e gas stabiliti a livello regolatorio.

In ragione del quadro sopra brevemente descritto, può accadere che la medesima condotta di un operatore violi la regolazione settoriale e contestualmente integri una pratica commerciale scorretta. In questi casi, una stessa condotta giustificherebbe, in astratto, l'intervento sanzionatorio di due autorità indipendenti: l'Aeeg (competente a sanzionare la violazione della propria regolazione) e l'antitrust (competente a sanzionare le pratiche commerciali scorrette).

Al fine di garantire il rispetto del principio del *ne bis in idem* e di non creare sovrapposizioni o inefficienze tra le attività delle due Autorità, si pone dunque il problema

di definirne chiaramente i limiti delle reciproche competenze di tutela dei consumatori.

2.7. *Regolazione e concorrenza*

Il rapporto tra regolazione e concorrenza richiama da decenni l'attenzione degli studiosi di scienze economiche e giuridiche.

È noto che l'apertura al mercato ed alla concorrenza di un determinato settore economico precedentemente caratterizzato dalla presenza di un monopolio pubblico, non implica di per sé il venir meno della necessità di ogni forma di regolamentazione.

Al contrario, proprio nella fase di avvio delle liberalizzazioni, il mercato, per poter efficacemente iniziare a funzionare e produrre gli effetti benefici che ci si attende da esso (spinta all'efficienza, riduzione dei costi, concorrenza a beneficio dei consumatori, maggiore innovazione tecnologica), richiede una efficace regolazione pubblica finalizzata a ridurre, anche tramite misure di regolazione asimmetrica, il potere di mercato degli ex monopolisti ed a eliminare ogni barriera all'entrata di nuove imprese concorrenti, oltre che a tutelare i consumatori fino a che il gioco competitivo non sia in grado di farlo da sé. La dottrina economica parla a tal proposito di «regolazione della transizione verso il mercato».

Successivamente, tuttavia – se si sceglie di percorrere la strada delle liberalizzazioni (come il nostro paese ha fatto, in coerenza con il diritto comunitario, nei settori energetici e in quello delle telecomunicazioni) – via via che la concorrenza inizia a funzionare e a produrre i suoi effetti positivi, a vantaggio dei consumatori, la mano pubblica dovrebbe gradualmente arretrare e lasciare spazio all'agire del mercato, limitandosi a selettivi interventi di regolazione *ex ante* resi indispensabili dalla presenza di particolari condizioni tecniche, economiche o sociali (si pensi alla presenza dei c.d. monopoli naturali, quali le reti di trasmissione di energia elettrica o di gas, infrastrutture

rispetto alle quali, non essendo economicamente possibile duplicarle, non può in ogni caso svilupparsi una reale concorrenza; o ancora alla necessità di garantire il servizio universale anche tramite la fissazione di specifici obblighi; o ancora agli interventi di solidarietà sociale come i *bonus gas ed elettricità* per le famiglie meno abbienti) e consegnare i mercati alla tutela dell'Autorità antitrust, chiamata a reprimere *ex post* i comportamenti anticoncorrenziali delle imprese – quali gli abusi di posizione dominante e le intese restrittive della concorrenza.

In generale, dunque, come già accennato, è necessario chiedersi se sia opportuno mantenere una regolazione pubblica penetrante e pervasiva come quella che si riscontra oggi o se non sia invece più efficace e preferibile procedere a forme di più accentuata «deregolazione» di alcuni segmenti della filiera.

Osservando lo scenario normativo e regolamentare oggi presente nel settore energetico – che, come visto in precedenza, appare sovrabbondante, multilivello e stratificatosi nel tempo – si rileva infatti il rischio che si realizzi una sorta di paradosso, e cioè che non ci sia mai stata tanta regolazione pubblica nel settore energetico come da quando si è deciso di superare il regime di monopolio pubblico e di aprire al mercato e alla concorrenza.

Il problema di un giusto equilibrio tra regolazione pubblica e sviluppo della concorrenza interessa oggi in maniera specifica il segmento della vendita di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali ed in particolare il potere dell'Autorità per l'energia, stabilito dalla normativa nazionale, di fissare prezzi sostanzialmente amministrati (stabiliti cioè in via amministrativa e non determinati dal gioco della domanda e dell'offerta) dell'energia elettrica e del gas per i clienti civili e le piccole imprese alternativi a quelli offerti sul mercato libero e da applicarsi in ogni caso fino a che tali consumatori non optino per una di queste offerte; tale questione è al centro di un lungo dibattito giurisprudenziale svoltosi anche in sede europea (tuttora in corso) nonché oggetto, parallelamente, di una procedura d'infrazione pendente contro l'Italia.

In particolare, pende infatti contro l'Italia una procedura d'infrazione (infrazione n. 2006/2057, vedi parere motivato complementare notificato il 7 aprile 2011 alla Repubblica italiana) in relazione alla compatibilità con il diritto comunitario e, in particolare, con le direttive 2005/54/CE e 2005/55/CE, oggi abrogate e sostituite dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE del potere dell'Autorità per l'energia di stabilire ed aggiornare, anche dopo l'avvenuta completa liberalizzazione del settore della vendita, prezzi dell'energia elettrica che le imprese distributrici e venditrici devono obbligatoriamente offrire a tutti i consumatori civili e le piccole imprese.

La Commissione europea ha sottolineato la necessità che tale intervento pubblico in materia di prezzi dell'energia elettrica, fortemente limitativo della libertà di iniziativa economica, sia temporaneo (limitato cioè solo fino al momento in cui il mercato non sia effettivamente concorrenziale) e rispettoso del principio di proporzionalità (sia cioè attuato con modalità non eccedenti quanto è strettamente necessario per conseguire l'obiettivo).

Parallelamente a tale procedura d'infrazione (che, si noti, riguarda il settore elettrico), sul medesimo tema si è recentemente espressa la Corte di Giustizia delle Comunità europee (sentenza *Federutility c. Aeeg*, 20 aprile 2010, in c-265/08) in relazione al settore gas, in risposta ad un rinvio pregiudiziale effettuato ex art. 267 Tfue dal Tar Lombardia.

In particolare, il Tar ha sollevato questione pregiudiziale circa la compatibilità con la direttiva 2003/55/CE (oggi sostituita dalla 2009/73/CE) dell'art. 1, comma 3, d.l. n. 73/2007 (convertito in l. n. 125/2007) che ha attribuito all'Autorità il potere di indicare condizioni economiche di riferimento, che le imprese devono includere tra le proprie offerte commerciali, e di intervenire a tutela degli utenti per scongiurare ingiustificati aumenti dei prezzi. I ricorrenti naturalmente contestavano la legittimità del potere dell'Aeeg di fissare tali prezzi dopo l'avvenuta completa liberalizzazione del comparto (1° luglio 2007).

La Corte di Giustizia EU ha riconosciuto la legittimità del suesposto intervento regolatorio, subordinandolo però al rispetto delle seguenti condizioni:

1) che l'intervento sia giustificato da un interesse economico generale;

2) che esso si presenti rispettoso del principio di proporzionalità;

3) che gli obblighi di servizio pubblico abbiano un carattere chiaramente definito, trasparente, non discriminatorio e verificabile.

La proporzionalità, in particolare, secondo la Commissione, implica che l'intervento sia strettamente limitato, sotto il profilo della durata, a quanto strettamente necessario per conseguire gli obiettivi di interesse economico generale.

Affermati tali principi, la Corte di Giustizia ha concluso che spetta al giudice nazionale verificare se la legislazione nazionale rispetti tali condizioni, procedendo, se del caso, alla non applicazione del diritto interno contrastante. Il Tar Lombardia, applicando al caso di specie i principi espressi dalla Corte EU, ha ritenuto la normativa nazionale non rispettosa di tali requisiti e ha dunque annullato il potere dell'Autorità e tutti gli atti conseguenti (vedi sentenza Tar Lombardia, sez. IV, n. 7382/2010).

In sostanza i giudici amministrativi hanno fatto propria la tesi secondo cui dopo il 1° luglio 2007 l'Autorità non potrebbe più fissare prezzi obbligatori delle forniture di gas.

L'Autorità per l'energia ha proposto appello avverso la sentenza del Tar e la questione è attualmente pendente dinnanzi al Consiglio di Stato.

Occorre peraltro rilevare che il Consiglio di Stato, esprimendosi nell'ambito di un diverso ma recente giudizio sulla medesima questione (con riferimento però al periodo precedente al 1° luglio 2007) ha manifestato un orientamento opposto a quello del Tar, esprimendo principi che sembrano poter avere portata generale: «né l'intervento di regolazione a mezzo della delibera n. 79 del 2007 appare porsi in contrasto con i limiti stessi all'ini-

ziativa dell'Autorità che si ricavano dalla decisione della Corte di Giustizia» e rilevando come «è indiscutibile l'interesse economico generale perseguito con le misure adottate... né sono violati i valori di trasparenza, certezza e verificabilità». Per il Consiglio di Stato, infine, «la temporaneità dell'intervento e la sua incidenza solo parziale sulla formazione dei prezzi di vendita esclude il contrasto con il principio di proporzionalità» (Consiglio di Stato, 28 ottobre 2010, n. 7645).

In attesa di conoscere l'esito finale di tali vicende giurisprudenziali, tra gli studiosi e gli operatori del settore si è sviluppato un vivace dibattito circa l'opportunità di eliminare tale forma di regolamentazione sui prezzi e lasciare che sia solo il mercato a determinare il prezzo finale dell'energia elettrica e del gas.

A chi sostiene la necessità di mantenere tale forma di tutela per i clienti contrattualmente più deboli – nella convinzione che, non essendo ad oggi i mercati energetici ancora pienamente ed effettivamente concorrenziali, i consumatori si troverebbero altrimenti a subire ingiustificati rialzi dei prezzi – si contrappone chi sostiene che è proprio la presenza di prezzi imposti dal Regolatore ad «ingessare» i mercati e ad impedire il pieno dispiegarsi della concorrenza e che, in un mercato del tutto liberalizzato, sarebbe invece la spinta competitiva a far calare i prezzi, come avvenuto, per esempio, nel settore della telefonia mobile con l'ingresso di una pluralità di operatori in concorrenza tra loro.

In merito a tale questione, è recentemente intervenuto il d.lgs. n. 93 del 2011 il quale, nel recepire le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, pur ribadendo il potere dell'Autorità di fissare tali prezzi (vedi artt. 7 e 35), ha previsto che il ministro dello Sviluppo Economico, in relazione all'evoluzione del mercato al dettaglio dell'energia elettrica, effettui monitoraggi biennali sull'andamento del mercato e sulla sussistenza di effettive condizioni di concorrenza, e adegui, con propri provvedimenti, sulla base dei risultati di tali indagini e anche mediante indirizzi rivolti alle imprese, le forme e le modalità del regime di tutela di prezzo in questione.

Tali previsioni appaiono finalizzate a superare alcuni dei rilievi mossi dalla Commissione europea, in particolare sotto il profilo della proporzionalità e temporaneità delle misure limitative della libertà di iniziativa economica. Occorre tuttavia esprimere qualche perplessità in relazione alla scelta di affidare al Mse e non all'Aeeg il compito di effettuare i monitoraggi e le indagini periodiche sul grado di concorrenzialità dei mercati (nonché il compito di adeguare, di conseguenza, il regime di tutela di prezzo), atteso che la tutela della concorrenza costituisce la finalità primaria dell'Autorità per l'energia e che anche le recenti direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE assegnano tutte le competenze in materia di monitoraggio dei mercati, fissazione delle tariffe e tutela dei consumatori al regolatore indipendente e non al governo.

Qualche perplessità suscita infine anche la scelta di limitare tale meccanismo di monitoraggio e revisione periodica al settore elettrico, escludendo la sua applicazione al settore del gas naturale, comparto rispetto al quale, come affermato anche dalla Corte di Giustizia, si pongono le medesime problematiche; tale mancata estensione espone il nostro paese alla possibile attivazione di un'ulteriore procedura d'infrazione, questa volta relativa al settore gas.

2.8. *Il finanziamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*

Al momento dell'istituzione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas il legislatore scelse il sistema dell'autofinanziamento. L'art. 2, comma 38, lett. *b*), l. n. 481/1995 stabilì che alle spese per il funzionamento dell'autorità si provvedesse con un apposito versamento a carico «dei soggetti esercenti il servizio». In origine la somma era fissata dal Ministero dell'Economia. Successivamente si è stabilito che l'entità della contribuzione fosse determinata dalla stessa Autorità in una misura non superiore all'uno per mille dei ricavi e gravasse su tutti i «soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas», a prescindere

dal titolo e dal regime giuridico di esercizio dell'attività (vedi art. 1, comma 68 *bis*, l. n. 266/2005).

La scelta per l'autofinanziamento risiede in varie ragioni. Innanzitutto, come ha affermato la Corte costituzionale nella sentenza n. 256/2007, in riferimento al meccanismo dell'autofinanziamento dell'Autorità per i lavori pubblici, tale scelta risponde ad esigenze di contenimento della spesa pubblica. Ma soprattutto, essa costituisce la misura che più rafforza l'indipendenza dal potere politico, liberando l'autorità di garanzia dalle pressioni governative e parlamentari che ogni anno si esprimono nella legge finanziaria, tanto da costituire un modello diffuso in molti altri paesi europei.

Inoltre, nonostante sia stata espressa la preoccupazione che i costi sostenuti dagli operatori siano trasferiti su consumatori e utenti finali, determinando un aumento dei prezzi, è stato dimostrato che l'autofinanziamento finisce per ridurre gli effetti redistributivi a volte perversi propri del finanziamento a carico della fiscalità generale.

Che il sistema di finanziamento dell'autorità costituisca un profilo assai delicato emerge anche dall'analisi della normativa comunitaria.

Nella più volte citata direttiva CE/79/2009, all'art. 35, comma 5, lett. *a*), nonché nella direttiva CE/73/2009, all'art. 39, comma 5, lett. *a*), si impone per la prima volta agli Stati membri di provvedere affinché l'autorità di regolazione «disponga di dotazioni finanziarie annuali separate», «di autonomia di esecuzione del bilancio assegnato», nonché di «risorse umane e finanziarie idonee allo svolgimento delle sue attività».

Mentre il sistema originario del finanziamento dell'Aeeg rispondeva pienamente ai principi contenuti nelle direttive comunitarie, provvedimenti successivi al 2008 hanno alterato quel modello.

Anzitutto, il principio di autonomia finanziaria è messo in discussione dalla disposizione che impone, per tre anni, il parziale trasferimento delle risorse dell'Aeeg ad altre Autorità (vedi art. 2, comma 241, l. n. 191/2009).

In secondo luogo, stabilendo tagli di spesa su specifiche voci del bilancio dell'Aeeg (consulenze, missioni, for-

mazione), il legislatore ha previsto che quanto risparmiato sia versato nelle casse dello Stato (art. 6, d.l. n. 78/2010).

Infine, nonostante il meccanismo di finanziamento dell'autorità non gravi sul bilancio pubblico ma solo sugli operatori del settore, l'Aeeg è stata soggetta a limitazioni della capacità di impiego delle proprie risorse a fini di contenimento della spesa pubblica (vedi art. 6, commi 7, 8, 9, 12, 13, 14 della l. n. 122/2010).

Queste disposizioni (e, in particolare, l'ultima citata) pregiudicano fortemente quella autonomia gestionale, sia a livello di bilancio, sia a livello di risorse umane, che le direttive comunitarie sanciscono. Eppure il governo, con il d.lgs. n. 93/2011, non ha colto l'occasione per eliminare questi vincoli (nonostante ciò fosse previsto dalla legge delega e l'esigenza fosse stata rilevata nei pareri delle commissioni parlamentari).

Profilo parzialmente distinto, ma non meno critico, è quello relativo alla determinazione delle risorse umane dell'Aeeg, affinché quest'ultima sia in grado di svolgere «adeguatamente» le funzioni che le sono assegnate, comprese le ulteriori competenze attribuite ad essa nell'ambito del recepimento delle direttive del Terzo pacchetto, competenze a cui ha fatto cenno anche il ministro Romani nell'audizione del 27 ottobre 2011. Proprio in sede di recepimento delle direttive del c.d. Terzo pacchetto, si è discusso a lungo della necessità di adeguare l'organico dell'Autorità alla luce delle nuove funzioni che il diritto comunitario le attribuisce (vedi, in particolare, le funzioni di vigilanza e di sanzione).

3. *Conclusioni e proposte*

3.1. *Porre rimedio alla complicazione del quadro normativo*

La prima condizione per il libero esercizio dell'attività imprenditoriale, per la proficua pianificazione e realizzazione degli ingenti investimenti, soprattutto infrastruttu-

rali, di cui il paese ha assoluto bisogno (e che nell'attuale contesto di finanza pubblica non possono essere realizzati se non ricorrendo a capitali privati), e per un efficace svolgimento della stessa attività regolatoria, è un quadro normativo chiaro ed organico. Appare pertanto necessario ed improrogabile un intervento di semplificazione e sistemazione delle fonti che disciplinano la regolazione dei mercati energetici, eventualmente dando vita ad un vero e proprio «Codice dell'energia», ricognitivo della normativa vigente ed che costituirebbe un utile strumento di lavoro tanto per le imprese quanto per le istituzioni operanti nel settore. Per specifici approfondimenti sul punto, si rimanda al capitolo IV, ed in particolare al paragrafo dedicato alla *sistemazione normativa del settore*.

3.2. *Definire con maggiore chiarezza e precisione i poteri dell'Aeeg*

All'interno del «Codice dell'energia» deve necessariamente trovare spazio una chiara definizione dei poteri dell'Aeeg. Se infatti l'impianto normativo della legge n. 481 del 1995 – che ha dato buona prova di sé, tanto da essere presa a modello dallo stesso diritto comunitario – non va stravolto, esso, a fronte del significativo contenzioso giudiziario che ha generato, va certamente innovato nella parte in cui definisce i poteri dell'Aeeg. Una maggiore chiarezza sull'esistenza del potere consentirebbe d'altra parte di limitare eventuali contenziosi alle modalità con cui il potere viene esercitato.

Le alternative astrattamente praticabili sembrano almeno tre.

La prima consisterebbe nell'inserire, all'interno del Codice dell'energia, alcune norme di rango primario che elenchino con precisione i poteri dell'Aeeg, in ossequio ad un rigoroso rispetto del principio di legalità in senso sostanziale.

La seconda soluzione ipotizzabile è quella di disposizioni normative che, richiamando esplicitamente il prin-

cipio di legalità in senso formale, autorizzino l'Aeeg ad adottare una serie definita di provvedimenti, senza però entrare nel merito degli stessi.

In terzo luogo, in modo non dissimile dall'impostazione prescelta dalla giurisprudenza del Consiglio di Stato, la legge potrebbe limitarsi a riconoscere all'Aeeg la possibilità di emanare ogni provvedimento compatibile con il perseguimento degli scopi cui è preposta la stessa Aeeg.

In merito alla scelta tra queste alternative, assume oggi rilievo la recente decisione della Corte costituzionale in materia di ordinanze dei sindaci (sent. n. 115/2011). Secondo la Corte, sussiste

> l'imprescindibile necessità che in ogni conferimento di poteri amministrativi venga osservato il principio di legalità sostanziale, posto a base dello Stato di diritto. Tale principio non consente «l'assoluta indeterminatezza» del potere conferito dalla legge ad una autorità amministrativa, che produce l'effetto di attribuire, in pratica, una «totale libertà» al soggetto od organo investito della funzione (...). Non è sufficiente che il potere sia finalizzato dalla legge alla tutela di un bene o di un valore, ma è indispensabile che il suo esercizio sia determinato nel contenuto e nelle modalità, in modo da mantenere costantemente una, pur elastica, copertura legislativa dell'azione amministrativa.

In altre parole, secondo questa pronuncia della Corte, sono sempre necessari atti legislativi idonei a circoscrivere la discrezionalità amministrativa nei rapporti con i cittadini.

L'orientamento dell'organo di giustizia costituzionale esclude quindi la possibilità che l'Aeeg possa emanare qualsiasi provvedimento in assenza di una autorizzazione legislativa: la tesi dei poteri impliciti sembra quindi non poter trovare spazio.

Quanto affermato dalla Corte costituzionale deve però fare i conti con la particolarità del settore affidato alle cure dell'Aeeg. Ne consegue che anche l'adozione del principio di legalità sostanziale non sembra qui praticabile: l'Aeeg agisce in un settore caratterizzato da altissima tecnicità e deve inoltre poter rispondere in modo dinamico alle esigenze di un mercato in continua evoluzione.

Non sempre, perciò, le particolarità del settore permettono di attendere l'intervento legislativo. Inoltre, seguendo questa strada, il legislatore si troverebbe a fare il regolatore, rendendo inutile la funzione stessa dell'Aeeg. Non va tra l'altro dimenticato che, quando la fonte primaria stabilisce in modo troppo puntuale criteri e misure regolatorie, rischia di creare una rigidità normativa dannosa e inefficiente (vedi provvedimento Cip 6 del 1992 e oneri che ne sono scaturiti).

Ciò premesso, la strada migliore potrebbe essere quella di vedere recepito il principio di legalità in senso formale. In questo modo, l'intervento del regolatore sarebbe sempre legittimato da una o più disposizioni legislative che conferiscano ad esso la competenza a disciplinare un determinato oggetto e ad esercitare i relativi poteri provvedimentali di vigilanza/controllo/sanzione, senza però addentrarsi nel contenuto specifico dei provvedimenti di regolazione che l'Aeeg può adottare. In questo modo si assicurerebbe il ruolo centrale che il Parlamento deve avere nel definire l'ampiezza e i limiti dei poteri del regolatore indipendente, consentendo al contempo a quest'ultimo di agire, nell'ambito dei limiti anzidetti, con la dovuta elasticità, indispensabile per regolare mercati interessati da continui processi di evoluzione tecnica, economica e normativa.

3.3. *Ripartire le competenze tra governo e regolatore indipendente secondo le indicazioni provenienti dal diritto comunitario*

Oltre che per ragioni di opportunità, è necessario considerare che è il diritto comunitario ad imporre allo Stato italiano di affidare al regolatore indipendente tutti i poteri necessari a svolgere con efficacia il proprio ruolo nel mercato energetico.

In linea generale pare dunque necessario tornare al modello originario della l. 481/1995, ponendo fine all'erosione delle competenze da parte del Mse.

Per i profili di possibile sovrapposizione, che coinvolgono cioè decisioni di politica energetica, il giusto equilibrio tra indirizzo politico e regolazione indipendente potrebbe essere il seguente: il Parlamento e il governo fissano gli obiettivi di politica energetica; l'Autorità ne garantisce il raggiungimento al minor costo per il sistema (vedi modello positivamente sperimentato negli anni 2005-2010 con il meccanismo dei Certificati bianchi per i risparmi energetici, oggi però modificato dal d.lgs. n. 28/2011). Tale assetto potrebbe essere adottato anche nella definizione delle incentivazioni per le fonti rinnovabili, al fine di favorire l'efficienza in tale comparto e garantire agli investitori quadri regolatori stabili ed affidabili sul medio-lungo periodo.

Con specifico riguardo alle indicazioni provenienti dal diritto comunitario, pare necessario adeguarsi al Terzo pacchetto, intervenendo su questi aspetti:

– eliminare gli indirizzi governativi in materia tariffaria previsti dal d.lgs. n. 93/2011, riservando la materia tariffaria al regolatore indipendente, come previsto dalle direttive;

– attribuire all'Aeeg il potere di approvazione dei piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas e dotarla dei connessi poteri di *enforcement*, previsti dalle direttive, per l'ipotesi in cui il gestore di rete (Snam rete gas) non realizzi un investimento che era previsto nel piano;

– attribuire al regolatore indipendente, come previsto dalle direttive, le competenze in materia di scambi transfrontalieri di energia;

– attribuire all'Aeeg e non al Mse il compito di adeguare i regimi di tutela di prezzo alle condizioni di concorrenzialità dei mercati;

– eliminare gli indirizzi governativi in materia di bilanciamento del sistema gas, riservando tali funzioni all'Autorità, come previsto dalle direttive.

Ciò non solo servirebbe ad evitare l'avvio di possibili ulteriori procedure d'infrazione contro l'Italia, ma avrebbe effetti positivi sulla stabilità delle regolazioni (vedi, per esempio, vicenda relativa al quarto Conto energia).

3.4. *Favorire l'integrazione e l'armonizzazione delle politiche regolatorie a livello europeo e valorizzare l'Acer*

Appare necessario favorire, anche a livello regolatorio, l'integrazione del sistema energetico italiano all'interno del quadro strategico europeo, valorizzando l'Acer come luogo privilegiato in cui realizzare il coordinamento e l'armonizzazione delle politiche regolatorie vigenti nei vari paesi europei.

In particolare, appaiono indispensabili – con particolare riferimento alla regolazione e alla gestione delle infrastrutture di interconnessione, cuore pulsante del mercato unico europeo dell'energia – regolazioni di settore omogenee a livello di condizioni tecniche ed economiche per l'accesso alle infrastrutture (tariffe), assegnazione delle capacità transfrontaliere e gestione delle relative congestioni, bilanciamento delle reti e coordinamento tra i diversi mercati regolamentati nazionali dell'energia (c.d. «borse dell'energia»), nonché tra i gestori delle reti di trasporto presenti nei vari paesi.

Sono altresì necessari standard omogenei di qualità dei servizi, di trasparenza e di tutela dei consumatori, oltre a definizioni giuridiche uniche della concorrenza e dei comportamenti abusivi.

Appare altresì necessario che, nel regolamentare i mercati energetici, le preposte istituzioni nazionali tengano nella massima e costante considerazione le Linee Guida e gli obiettivi individuati in sede europea (soprattutto in tema di sviluppo infrastrutturale), al fine di favorire l'integrazione dei sistemi energetici nazionali e la creazione del mercato unico europeo dell'energia.

Con particolare riferimento al settore del gas naturale, come evidenziato anche dal ministro Romani nell'ambito dell'audizione del 27 ottobre 2011, ogni sforzo dovrebbe infine essere profuso (sia da parte delle imprese del settore che da parte delle istituzioni preposte alla regolamentazione, in un'ottica di sistema paese) per fare dell'Italia un *hub* europeo del gas, sfruttando la sua favorevole posizione geografica. L'Italia è infatti posta al

centro del Mediterraneo e, in presenza di adeguate infrastrutture di importazione, trasporto, stoccaggio e rigassificazione, potrebbe diventare la porta da cui passa il gas proveniente dai paesi produttori del Nord Africa e del Medio Oriente, destinato all'intera Europa, con grandi ed evidenti benefici economici ed in termini di competitività.

Tutto ciò ovviamente non significa appiattire le politiche energetiche nazionali a quanto deciso a livello europeo: è anzi compito del regolatore nazionale, nei limiti delle proprie competenze, partecipare attivamente al processo decisionale europeo al fine di fornire significativi contributi nella definizione della normativa europea, in modo che siano adeguatamente rappresentate, pur all'interno della cornice europea, le istanze e le esigenze del nostro sistema paese.

3.5. *Accentrare le funzioni di vigilanza sul settore*

Appare urgente e necessario rimettere ordine, in un'ottica sistematica e unitaria, al sistema della vigilanza, dei controlli e delle relative potestà sanzionatorie nei settori dell'energia elettrica (con particolare riferimento agli incentivi per le rinnovabili) e del gas.

A tal fine appare auspicabile l'accentramento delle competenze in un unico soggetto responsabile, che sia terzo e privo di interessi economici nel settore, dotato dei dovuti poteri e di adeguate competenze e risorse per svolgere proficuamente tali attività.

Un'ipotesi potrebbe essere quella di individuare tale soggetto nell'Autorità per l'energia, dotandola però, senza oneri aggiuntivi per il bilancio dello Stato delle necessarie risorse umane (l'Aeeg non percepisce alcun contributo da esso, essendo finanziata dalle imprese del settore tramite un contributo annuale) e conferendole espressamente i necessari poteri.

In quest'ottica sembra pertanto condivisibile quanto recentemente affermato dal Consiglio di Stato (sent. n. 4388/2011), secondo cui:

la difficoltà e la complessità proprie dell'esercizio di un potere di vigilanza su settori particolarmente sensibili e densi di implicazioni, deve indurre a dotare le Autorità di settore di strumenti conoscitivi adeguati e proporzionati allo scopo e non può certo indurre a un atteggiamento desistente, il quale faccia derivare dalle difficoltà operative un limite insuperabile all'esercizio stesso dell'attività di vigilanza.

3.6. *Stipulare protocolli di intesa tra Aeeg e Agcm*

L'occasione per risolvere ogni possibile sovrapposizione fra le competenze dell'Aeeg e quelle dell'Agcm è oggi offerta dai protocolli d'intesa la cui stipula è prevista dal decreto legislativo di recepimento delle direttive del Terzo pacchetto.

Nel «Terzo pacchetto energia», infatti, gli articoli 13 e 14 delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE (facenti parte del c.d. «Terzo pacchetto energia») sanciscono, per la prima volta a livello europeo, che le autorità di regolamentazione e le Autorità antitrust agiscano in stretta collaborazione.

In effetti, alcune norme del d.lgs n. 93 del 2011 sembrano seguire questo principio: l'art. 10, comma 5, dispone ad esempio che l'Agcm comunichi all'Aeeg le risultanze delle indagini volte a verificare l'esistenza di eventuali comportamenti discriminatori, con particolare riferimento all'accesso di terzi alla rete e alle decisioni relative agli investimenti.

Sono soprattutto le norme contenute nell'art. 46 del d.lgs. n. 93 del 2011 ad indicare la via che dovrebbe evitare la sovrapposizione tra le competenze.

La norma stabilisce innanzitutto che, nell'osservanza delle rispettive competenze, l'Aeeg e l'Agcm collaborino tra loro e si prestino reciproca assistenza, anche al fine di assicurare la più efficace regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale in funzione della loro competitività e della tutela degli utenti.

Più dettagliatamente, il comma 2 dispone che i rapporti tra le due autorità debbano essere informati al prin-

cipio della leale cooperazione e debbano svolgersi, in particolare, mediante istruttorie congiunte, segnalazioni e scambi di informazioni. La norma precisa che in tali attività non è mai opponibile il segreto d'ufficio.

Infine, il comma 3 del citato art. 46 prevede, al fine dello svolgimento efficace e coordinato delle attività e delle funzioni sopra elencate, che le due autorità stipulino tra loro appositi protocolli d'intesa, sulla falsariga di quanto già positivamente sperimentato nei rapporti istituzionali tra l'Aeeg e la Consob (vedi art. 66 *bis* del d.lgs. n. 58/1998).

Appare dunque necessario che, nell'ambito dei previsti protocolli d'intesa, siano chiaramente definiti i rapporti e le forme di reciproca collaborazione tra Aeeg ed Agcm sia nell'ambito delle attività pro-concorrenziali sia in quelle di tutela dei consumatori, evitando così ogni forma di sovrapposizione e disciplinando, in quella sede, anche il regime della riservatezza dei dati.

Una volta definito l'esatto perimetro delle competenze di ciascun soggetto, la codificazione dei relativi rapporti inter-istituzionali appare peraltro una via positivamente estensibile anche ad altre fattispecie (in particolare per i rapporti Aeeg/Mse e per i rapporti Aeeg/altre Autorità indipendenti).

3.7. *Trovare un equilibrio tra regolazione e concorrenza*

Pur non apparendo possibile, in considerazione dei rilevanti interessi pubblici, strategici e nazionali sottesi al comparto e dell'ancora insufficiente livello di concorrenzialità effettivamente raggiunto dai mercati, riservare i settori energetici al solo agire del mercato, appare necessario, con l'avanzare della concorrenza, procedere ad una più attenta valutazione, caso per caso, circa l'opportunità di introdurre nuove discipline regolatorie, sia primarie che secondarie, evitando derive «paternalistiche», insite in una iper-regolazione, in cui lo Stato finisce per sostituirsi ai cittadini ed alle imprese, anche laddove il mercato potrebbe funzionare da sé.

La regolazione pubblica dovrebbe dunque sempre operare con prudenza, valutando, come prima cosa, gli effetti della c.d. «opzione zero», cioè la scelta di non intervenire affatto, optando per tale soluzione laddove l'introduzione di una nuova regolamentazione rischia di produrre effetti peggiori a quelli a cui giungerebbe il mercato.

In questa prospettiva appare certamente opportuno rafforzare ed estendere, anche a livello di normativa primaria, gli strumenti di analisi di impatto della regolazione – peraltro già positivamente sperimentati dall'Autorità per l'energia fin dal 2005 – oltre che gli strumenti di misurazione degli oneri amministrativi e di semplificazione normativa.

Per altro verso, al fine di creare mercati effettivamente concorrenziali da cui i consumatori possano trarre effettivi vantaggi, appare indispensabile adottare tutte le soluzioni normative ed istituzionali volte a favorire la concorrenza. E perché si sviluppi la concorrenza, il paese necessita prima di tutto di maggiori infrastrutture di importazione, rigassificazione e stoccaggio di gas naturale, che – oltre a garantire la sicurezza delle forniture – consentirebbero efficienza di sistema e favorirebbero la concorrenza tra i paesi produttori di gas, nonché di maggiori infrastrutture di interconnessione, trasmissione ed accumulo di energia elettrica.

Perché tali potenziamenti infrastrutturali siano effettivamente realizzati, sono centrali le misure per favorire l'effettiva terzietà delle reti da tutti i soggetti attivi nelle altre fasi della filiera, in quanto è giocoforza che il soggetto detentore della rete, se verticalmente integrato (attivo cioè anche nelle fasi a valle o a monte della filiera), non abbia alcun interesse aziendale a realizzare maggiori infrastrutture da mettere a disposizione dei propri *competitors*.

A tal proposito, con particolare riferimento all'assetto della rete di trasporto del gas, pur spingendo le direttive del Terzo pacchetto per forme di *unbundling* proprietario, il governo italiano ha scelto di optare per una soluzione di compromesso – comunque ammessa e legittima ai sensi

dalla direttiva – nota come Ito o *unbundling* funzionale (in cui cioè la rete rimane di proprietà dell'ex monopolista verticalmente integrato ma vi sono regole stringenti, relative soprattutto alla *governance*, per garantirne la terzietà sul piano funzionale).

La scelta del governo, certamente legittima, di optare nel settore gas per forme di separazione più deboli di quelle positivamente adottate nel settore elettrico, rende ancora più importante garantire l'effettiva terzietà delle reti e assicurare che il proprietario delle medesime reti, oltre a garantire l'accesso in condizioni di trasparenza e non discriminazione, realizzi effettivamente tutte le infrastrutture necessarie per il sistema, previste negli appositi Piani di sviluppo della rete che servono per creare effettiva concorrenza.

Infine, atteso che la concorrenza deve essere a favore dei consumatori e della collettività (e non può in nessun caso configurarsi come un diritto delle imprese a danno dei consumatori), in attesa che il mercato sia effettivamente competitivo, si ritiene ammissibile la scelta di mantenere in vita i necessari istituti di tutela dei consumatori, quali i prezzi regolamentati, purché ciò avvenga nel rispetto dei requisiti di temporaneità e proporzionalità individuati dalla Corte di Giustizia e tramite una equilibrata ripartizione di ruoli e prerogative tra governo e regolatore indipendente, riservando cioè a quest'ultimo, coerentemente con i principi espressi dalle direttive del Terzo pacchetto, il compito di effettuare monitoraggi e indagini periodiche sul grado di concorrenzialità dei mercati e di adeguare, di conseguenza, il regime di tutela di prezzo.

Si sottolinea che la previsione di condizioni economiche di riferimento per i clienti domestici e le piccole imprese non è una peculiarità italiana: infatti altri Stati, a distanza di anni dalla liberalizzazione, mantengono misure simili a tutela degli utenti.

Occorre peraltro ricordare che nella maggior parte dei paesi europei esistono analoghe forme di tutela di prezzo per i clienti civili e le piccole e medie imprese. Come evi-

denziato, infatti, dal recente studio *Status Review of End-User Price – Regulation as of 1 January 2010*, pubblicato dall'Ergeg e volto ad analizzare la situazione (presente al 1° gennaio 2010) in tema di regolazione dei prezzi dell'energia elettrica e del gas nei 27 paesi dell'Unione europea più Islanda, Norvegia e Croazia, in 19 dei 30 paesi presi in esame sono previsti prezzi regolamentati per la fornitura di energia elettrica ai clienti civili (Francia, Spagna, Italia, Bulgaria, Croazia, Cipro, Danimarca, Grecia, Ungheria, Irlanda, Lettonia, Lituania, Olanda, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Estonia, Malta) e in 16 dei 30 paesi sono previsti anche prezzi regolamentati anche per la fornitura di energia elettrica alle piccole imprese (Francia, Italia, Bulgaria, Cipro, Danimarca, Grecia, Ungheria, Irlanda, Lettonia, Olanda, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Estonia, Malta).

3.8. *Garantire all'Aeeg l'autonomia di bilancio sancita dal diritto comunitario*

Come riconoscono chiaramente le direttive del c.d. Terzo pacchetto, le scelte in merito al sistema di finanziamento dell'Aeeg hanno una diretta incidenza sulla sua indipendenza ed operatività.

Per adeguare la normativa interna a quanto stabilito dal diritto comunitario è necessario garantire all'Aeeg autonomia di bilancio.

Pur mantenendo, se ciò è necessario per ragioni di contenimento della spesa pubblica, il dovuto contributo al bilancio dello Stato, il legislatore dovrebbe intervenire per lasciare l'Autorità libera di scegliere come ripartire gli effetti delle misure contentive della spesa, anche tramite compensazione delle diverse voci di spesa (analogamente a ciò che è costituzionalmente garantito alle Regioni). Tale autonomia gestionale consentirebbe, tra l'altro, all'Aeeg di assolvere ai numerosi compiti aggiuntivi assegnati ad essa dalle direttive, salvaguardando, a saldi invariati, gli obiettivi di finanza pubblica.

Quanto all'adeguatezza dell'organico rispetto alle aumentate funzioni dell'Aeeg (soprattutto vigilanza e sanzione), pare necessario assicurare all'Autorità un'autonomia gestionale anche a livello di dotazione del personale, così da consentirle di valutare la necessità di provvedere all'adeguamento della dotazione dell'organico, sempre – beninteso – senza nuovi o maggiori oneri a carico del bilancio dello Stato.

Appare infine positivo l'avvenuto completamento del Collegio dell'Autorità a cinque membri, realizzato per la prima volta nel 2011, che assicura il pluralismo dell'organo collegiale, condizione necessaria per una sua piena indipendenza.

In generale, appare dunque necessario ritornare al modello originario previsto dalla legge istitutiva.

Tale forte autonomia potrebbe però essere «compensata» introducendo due correttivi, segnalati dalla dottrina più attenta:

a) aumentando la trasparenza nella quantificazione del contributo, eventualmente prevedendo una procedura di consultazione pubblica anche per l'adozione della delibera di quantificazione del contributo annuale, al pari di quanto previsto per gli atti di regolazione;

b) predisponendo strumenti e forme di controllo *ex post*, a disposizione degli operatori e del mercato, sull'efficienza della gestione, migliorando la trasparenza sui dati di bilancio e sulle scelte gestionali e di spesa del regolatore.

CAPITOLO QUARTO

IL RAPPORTO TRA STATO E REGIONI ALLA LUCE DELLA GIURISPRUDENZA COSTITUZIONALE E IL RIORDINO DELLA LEGISLAZIONE IN MATERIA ENERGETICA

1. *La giurisprudenza costituzionale ante riforma*

L'originaria architettura dei rapporti tra Stato e Regioni attribuiva il governo dell'energia esclusivamente al livello statale, giacché l'elenco delle materie rientranti nella potestà concorrente delle Regioni a statuto ordinario non recava alcun riferimento al settore energetico. Nel disegno dei costituenti, inoltre, anche la titolarità dei poteri amministrativi era assegnata in via di principio allo Stato in forza del c.d. «parallelismo delle funzioni» – di cui all'art. 118, comma 1, Cost. (testo originario) – per il quale il mancato riconoscimento alle Regioni della potestà legislativa concorrente determinava la speculare esclusione delle stesse dall'esercizio delle funzioni amministrative nel medesimo ambito, salva la possibilità per il legislatore statale di delegare i summenzionati poteri al livello regionale – come disposto dal vecchio art. 118, comma 2, Cost.[1]

L'assenza dell'energia dall'elenco di cui all'art. 117 Cost. non ha permesso a detta materia di rivendicare una propria autonomia rispetto alle altre. In quello Stato di cose, il settore energetico si presentava come una specie di «fascio di attribuzioni riconducibili ad una pluralità di

A cura del gruppo di ricerca coordinato da M. Luciani. Ricercatori: P. Chirulli, F. Grandi e M. Togna. M. Luciani ha redatto il paragrafo 7; F. Grandi i paragrafi 1, 2 e 3; P. Chirulli, i paragrafi 4 e 5; M. Togna e M. Luciani il paragrafo 6.

[1] A. Colavecchio, *Il nuovo(?) riparto di competenze Stato-Regioni nella materia dell'«energia»*, in *Il governo dell'energia tra Stato e Regioni*, a cura di D. Florenzano e S. Manica, Università degli Studi di Trento, 2009, p. 5.

materie»[2], il quale, intrecciandosi inevitabilmente anche con ambiti materiali di spettanza regionale, ha alimentato un copioso contenzioso costituzionale tra Stato e Regioni[3]. D'altra parte, proprio questa vaghezza dei limiti della materia ha permesso alle Regioni di intervenire nel settore energetico – pur in assenza di un titolo diretto di intervento – nell'ambito dell'esercizio della potestà normativa in materie «contigue» rispetto all'energia stessa (urbanistica, lavori pubblici di interesse regionale, sanità, ecc.).

La giurisprudenza costituzionale, nell'atto di chiarire i confini tra energia ed altre materie di spettanza regionale, sin dalle pronunce più risalenti (sent. n. 13 del 1964), ha specificato che l'approvvigionamento energetico costituisce un interesse vitale della collettività, senza però negare la sussistenza in questo ambito di profili di interesse regionale in forza del collegamento necessario con alcune connesse materie di competenza regionale concorrente[4].

Il giudice costituzionale, in epoca più recente (sentt. nn. 482 e 483 del 1991), si è cimentato in una interpretazione sistematica dell'assetto istituzionale della materia dell'energia, «a fronte di scelte normative e di prassi applicative non sempre lucide, trasparenti o coerenti»[5]. La Corte – chiamata a pronunciarsi, sulla legge 9 gennaio 1991, n. 9 (sent. n. 482), nonché sulla coeva legge n. 10 (sent. n. 483), entrambe recanti norme di attuazione del Piano energetico nazionale – ha risolto la questione soffermandosi sulla preminenza degli interessi unitari – e quindi delle competenze statali nel settore – ma, soprattutto, sull'importanza dell'individuazione dei meccanismi

[2] L. Mezzetti, *Energia e ambiente*, in *Manuale di diritto dell'ambiente*, a cura di L. Mezzetti, Padova, 2001, p. 1020.

[3] L. Mezzetti, *Esigenze unitarie nel settore dell'energia: condizioni di equilibrio e proporzionalità dell'intervento del legislatore statale*, in «Le Regioni», 1992, pp. 1411 ss.

[4] Per uno studio approfondito dei profili di interferenza tra energia e materie contigue vedi G. Caia, *Stato e Autonomie locali nella gestione dell'energia*, Milano, 1984.

[5] Così Mezzetti, *Esigenze unitarie nel settore dell'energia*, cit., pp. 1409 ss.

di collaborazione più idonei al coinvolgimento effettivo delle istanze provenienti dai livelli di governo territoriale. Il Giudice costituzionale infatti, pur rilevando che la normativa impugnata

si presenta (...) come diretta a realizzare un preminente interesse nazionale, di carattere generale, non suscettibile di frazionamento a livello locale, nel presupposto della rispondenza del risparmio energetico ad esigenze unitarie dell'economia del paese

non ha dimenticato che:

il settore dell'energia incide su altri diversi settori sociali ed economici, di sviluppo produttivo e di benessere in genere, alcuni dei quali ricompresi nella sfera di competenza delle Regioni o delle Province autonome in relazione alle materie di loro spettanza.

In particolare, la Corte ha individuato in entrambe le leggi impugnate

una serie di strumenti tali da assicurare interventi pubblici idonei e coerenti con gli indirizzi programmatici e finalizzati non più a misure settoriali sulle singole materie prime, bensì ad una gestione globale ed integrata delle risorse energetiche sul territorio; (...) Una così articolata normativa si presenta nel suo complesso diretta ad offrire una soluzione organica ai problemi relativi al settore dell'energia, nelle sue varie componenti, di indubbia rilevanza per lo sviluppo dell'economia nazionale.

Così la sentenza n. 482 del 1991. Ne è conseguito che:

In presenza di siffatta realtà si manifesta l'esigenza di un coordinamento procedimentale dei diversi enti pubblici di livello costituzionale titolari di proprie attribuzioni, da attuarsi mediante forme idonee a salvaguardare gli interessi pubblici non omogenei affidati alla cura dei vari enti pubblici nel rispetto del diverso grado di autonomia di ciascuno di essi, secondo il principio, più volte affermato da questa Corte, della leale collaborazione tra Stato e soggetti delle autonomie (...) (sent. n. 483 del 1991).

In vista di quelli che saranno gli sviluppi dei rapporti tra centro e periferia dopo la riforma del Titolo V, Parte II, Cost., in termini di potenziamento della potestà normativa delle Regioni a statuto ordinario, sembra quanto mai interessante rilevare come già la sentenza n. 482 del 1991 abbia osservato che la disciplina allora impugnata si prestava a censure di legittimità costituzionale

rivelandosi inadeguata alla considerazione del ruolo delle autonomie speciali, là dove non riserva un maggior peso alle Province autonome titolari della competenza legislativa esclusiva e delle connesse funzioni amministrative, (...) Non può perciò in questi casi riconoscersi alle autonomie speciali soltanto un ruolo consultivo, di per sé insufficiente alla tutela dell'autonomia differenziata di cui le Province sono espressione, bensì un ruolo di maggiore intensità, (...) quando gli interventi ipotizzati coinvolgano interessi Comuni.

Pertanto è stato ritenuto imprescindibile che:

l'autorità statale si attivi per promuovere la necessaria fase di contatto con le autonomie, nel rispetto delle loro esigenze da valutarsi proprio nel quadro di una leale collaborazione, «fermo restando, in caso di mancato raggiungimento dell'intesa, l'ulteriore corso del procedimento».

A mo' di sintesi, sembra potersi convenire con i commentatori di queste pronunce che l'approdo di siffatta giurisprudenza è consistito nel «riconoscere la poliedricità dell'energetica quale settore di riferimento rispetto al quale vengono in rilievo numerosi e differenziati profili applicativi, non rientranti nella loro globalità nella sfera di competenza dello Stato», nonché nel rilevare l'importanza della predisposizione di meccanismi «di collegamento e di raccordo funzionale fra l'interesse energetico e gli altri interessi pubblici più direttamente coinvolti», affidati alle cure delle autonomie territoriali[6]. Come a dire che la Corte, già nelle decisioni del 1991, aveva indi-

[6] *Ibidem*, pp. 1416 ss.

viduato la necessità di una fase di trattativa «preventiva» dell'autorità statale con gli altri livelli di governo rispetto all'adozione dei singoli provvedimenti coinvolgenti interessi comuni.

1.1. *Ulteriori approfondimenti*

Passando per la «finestra» delle materie contigue, le Regioni hanno potuto incidere sul governo dell'energia. Non può però essere sottaciuto che in diverse occasioni il legislatore statale ha ostacolato le ambizioni delle Regioni, ad esempio avocando a sé gruppi di attribuzioni o intere funzioni – che il d.p.r. n. 616 del 1977 aveva reputato di spettanza regionale – oppure intervenendo innovativamente sulla materia sia in termini sostanziali che di riparto di competenza[7].

Quanto alla mancata sistemazione della materia fino alle sentenze nn. 482 e 483 del 1991, è pur vero che, prima di allora, la Corte costituzionale era stata chiamata a rispondere sul punto dell'energia e delle competenze locali solo in relazione a profili specifici e settoriali, sicché non aveva potuto sviluppare una ricostruzione complessiva della vicenda.

La sentenza n. 483 del 1991 si distingue per la puntualità nel descrivere la «sostanza» dell'inidoneità del coinvolgimento degli Enti locali. Facendo rinvio a precedenti decisioni – sentenze nn. 49 e 37 del 1991, 85 del 1990 e 101 del 1989 – infatti, ha precisato che qualora

tale potere sia dalla legge conferito ad un singolo ministro, in quanto autorità di governo, ed in relazione ad attività provinciali prive di discrezionalità nell'an (pena la mancata attuazione del Piano energetico nazionale) e assoggettate ad un termine perentorio, devesi viceversa rilevare che la previsione del potere in questione non è rispettosa del principio di leale collabora-

[7] Colavecchio, *Il nuovo(?) riparto di competenze Stato-Regioni*, cit., p. 6.

zione tra lo Stato e le Province autonome, poiché non vengono dettate idonee garanzie procedimentali.

2. *La legge costituzionale n. 3 del 2001: la «novità» del ruolo delle Regioni nel settore energetico*

Il legislatore di revisione costituzionale, con la l. cost. n. 3 del 2001, ha inserito tra le materie assegnate alla legislazione concorrente – di cui al nuovo art. 117, comma 3, Cost. – anche quella attinente a «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia». Le Regioni inoltre, a seguito della novella costituzionale, sono divenute titolari della potestà normativa secondaria nelle stesse materie in cui è stata loro attribuita potestà legislativa concorrente (così come dispone il nuovo art. 117, comma 6, Cost.), oltre che – ovviamente – quella residuale. Come è stato notato dalla dottrina, se in passato il livello di governo regionale poteva intervenire nel settore dell'energia

solo in relazione alla spettanza di interessi settoriali a questo intimamente connessi, ora, invece, con l'entrata in vigore della predetta legge di revisione costituzionale, gli enti regionali vantano un titolo di legittimazione specifico e diretto all'esercizio di potestà normative in materia[8].

La novità costituzionale, tuttavia, invece di sciogliere il nodo dei rapporti tra centro e periferia nel settore dell'energia, lo ha ulteriormente aggrovigliato. L'intreccio tra la competenza legislativa concorrente (in materia di «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia») e le competenze legislative esclusive statali trasversali, nonché la dislocazione su diversi livelli di governo dei compiti normativi – primari e secondari – e amministrativi (senza dimenticare il ruolo dell'Autorità di regolazione), piuttosto, hanno determinato l'insorgenza di tutti quei problemi (in termini di raccordo tra le diverse

[8] *Ibidem*, p. 9.

discipline) che intuitivamente e naturalmente si accompagnano ad un sistema caratterizzato dalla pluralità delle fonti di regolazione.

Di questo si dirà ancora più avanti. Sin d'ora, peraltro, si può ricordare che il nuovo art. 118 Cost. assegna in via generale le funzioni amministrative ai Comuni – segnando così l'abbandono del c.d. principio del parallelismo tra legislazione e amministrazione regionale – salvo che, per assicurarne l'esercizio unitario, esse non siano conferite (in applicazione dei principi di sussidiarietà, differenziazione ed adeguatezza) ad un livello di governo «superiore».

Interessanti risultano le notazioni della dottrina riguardo ai problemi connessi ad un sistema di governo caratterizzato dalla pluralità delle fonti di regolazione:

> La Corte costituzionale, più volte sollecitata ad intervenire, ha riconosciuto il ruolo coordinatore dello Stato, a cui spetta la definizione dei principi fondamentali, e ha posto al centro del sistema, in un'ottica di equilibrio tra interessi regionali e statali, la «concertazione», gli accordi e le intese tra Stato e Regioni, sia all'interno del sistema delle conferenze sia all'esterno. Ulteriore elemento critico consta, come è stato osservato, nel fatto che il settore energetico è «un settore di "frizione" tra attività politica e normativa dello Stato e quella delle Regioni e degli altri Enti locali». Il settore energetico, infatti, in quanto sistema a rete, «è caratterizzato da una distribuzione asimmetrica a livello territoriale dei costi e benefici»[9].

Più in particolare, sembra indubbio che l'assenza di un comun denominatore in ordine alla gestione dell'approvvigionamento, così come della produzione, nonché della distribuzione di energia, non sia auspicabile – in termini non solo di eguale possibilità di fruizione dei servizi energetici sul territorio nazionale, ma anche di concorrenza tra gli operatori – stante l'indivisibilità, dal punto di vista tecnico, delle reti o la dislocazione non uniforme

[9] D. Caldirola, *Energia, clima e generazioni future*, in «Amministrare», n. 2, 2009, pp. 289 ss.

degli impianti sul territorio nazionale e la relativa interdipendenza tra le Regioni[10].

3. *La giurisprudenza costituzionale successiva alla riforma (2001-2008)*

Il modello elaborato dalla riforma del 2001 per il governo dell'energia, in verità, non si distingue per chiarezza e compattezza delle scelte. La Corte costituzionale, quindi, si è trovata a dover «restituire coerenza sistematica» al riparto di competenze tra Stato e Regioni disegnato dal nuovo art. 117 Cost., e lo ha fatto riportando al centro «la gran parte delle funzioni di disciplina normativa e di gestione amministrativa del settore, sul presupposto della necessità di garantire in modo unitario l'esercizio degli impianti e delle infrastrutture energetiche»[11].

Per altro verso, l'opera interpretativa della Corte si è concentrata principalmente su due aspetti: rappresentati l'uno dall'esigenza di definire i confini della potestà legislativa regionale concorrente in tema di «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia», l'altro dall'elaborazione di meccanismi di raccordo tra i diversi titolari delle funzioni normative e amministrative cui costringe un sistema decentrato di competenze.

3.1. *Il significato della locuzione «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia» nella giurisprudenza costituzionale*

La sentenza n. 7 del 2004 ha rappresentato il tentativo più risalente della Corte di specificare la portata dell'art. 117, comma 3, nella parte che qui interessa. Il Giudice delle leggi ha perseguito questo intento movendo

[10] Colavecchio, *Il nuovo(?) riparto di competenze Stato-Regioni*, cit., pp. 18 ss.
[11] *Ibidem*, p. 20.

dai riferimenti offerti (all'epoca della decisione) dall'ordinamento in ordine ai concetti di *produzione* e di *distribuzione* dell'energia elettrica, e ancora di *utente della rete* rinvenibili nell'art. 2 del d.lgs. n. 79 del 1999 – nonché nella direttiva 96/92/CE – da intendersi rispettivamente come: «generazione di energia elettrica, comunque prodotta»; «trasporto e trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali»; «persona fisica o giuridica che rifornisce o è rifornita da una rete di trasmissione o distribuzione». Alla luce di questi riferimenti alla legislazione ordinaria, inoltre, la Corte ha ritenuto non illegittima la predisposizione di Linee Guida regionali per la progettazione tecnica degli impianti di produzione e distribuzione dell'energia, nonché per la costruzione dei relativi edifici, aggiuntive rispetto a quelle individuate dalle «regole tecniche» adottate dal gestore nazionale, salvo che esse siano in concreto contrastanti con queste ultime (nel qual caso «potrà essere fatta valere la relativa illegittimità con gli ordinari rimedi [onde] salvaguardare adeguatamente le esigenze di unitarietà della rete»).

Nello stesso anno il legislatore statale, in attuazione del nuovo dettato costituzionale, ha provveduto a definire i principi fondamentali della materia con la l. 23 agosto 2004, n. 239 (*Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*), che pertanto è andata ad affiancarsi all'anzidetto d.lgs. 16 marzo 1999 n. 79. Tale legge – nota anche come «legge Marzano» – inoltre, si è curata di dare parziale attuazione alla direttiva 2003/54/CE; tuttavia – come si vedrà più diffusamente in seguito[12] – la disciplina in questione non copre tutta la materia, poiché ne restano fuori importanti settori, quali quello delle fonti energetiche rinnovabili, nonché quello del rendimento energetico in edilizia.

La Corte, chiamata a pronunciarsi sulla nuova normativa, con la sentenza n. 383 del 2005, ha colto l'occasione

[12] Cfr. la relazione di S. Mangiameli nella seconda parte di questo Rapporto.

per ritornare sulla portata ed il significato della potestà regionale concorrente in materia di «produzione, trasporto e distribuzione di energia», affermando che detta locuzione corrisponde alla nozione di «settore energetico» di cui alla legge n. 239 del 2004, nonché alla nozione di «politica energetica nazionale» di cui all'art. 29 del d.lgs. 31 marzo 1998, n. 112 (esplicitamente comprensiva di «qualunque fonte di energia»). Sempre nella stessa sentenza la Corte ha precisato che «distribuzione locale dell'energia» è una nozione in uso nella normativa comunitaria e nazionale, «ma solo come possibile articolazione a fini gestionali della rete di distribuzione nazionale» e che «è determinata nella sua consistenza dagli organi e attraverso le procedure operanti a livello nazionale e comunque sottoposta alla legislazione nazionale e ad una normativa tecnica unitaria». La suddetta nozione per il giudice costituzionale, pertanto, ha rilievo solo a livello amministrativo e gestionale, e «non può legittimare l'individuazione di una autonoma materia legislativa sul piano del riparto costituzionale delle competenze fra Stato e Regioni».

Se questi sono stati i primi contributi organici alla definizione della questione si deve ricordare, peraltro, anche l'apporto dato dalla coeva sentenza n. 6 del 2004. In questa occasione, lo Stato ha tentato di rivendicare una competenza legislativa esclusiva sulla base dell'art. 117, comma 2, lett. *h*), Cost., sostenendo che l'efficienza del sistema elettrico nazionale sarebbe stata attinente alla «sicurezza ed all'ordine pubblico». Le censure statali, tuttavia, non vennero accolte perché la materia «ordine pubblico e sicurezza» di cui al secondo comma dell'art. 117 Cost. era da riferirsi, per costante giurisprudenza, solo agli interventi di prevenzione dei reati e al mantenimento dell'ordine pubblico, non alla sicurezza tecnica o alla sicurezza dell'approvvigionamento dell'energia elettrica.

Per altro verso, la Corte (nella già citata sentenza n. 383 del 2005, ma più compiutamente nella sentenza n. 248 del 2006) non ha ritenuto neppure che nel settore energetico potesse essere invocata la competenza esclusiva statale in riferimento alla determinazione dei «livelli

essenziali delle prestazioni concernenti i diritti sociali e civili». Infatti:

> Quanto ai livelli essenziali delle prestazioni, se è evidente che le leggi regionali non possono pretendere di esercitare una funzione normativa riservata in via esclusiva al legislatore statale, nel contempo quest'ultimo non può invocare tale competenza di carattere trasversale (...) per richiamare a sé l'intera disciplina delle materie cui essa possa di fatto accedere; disciplina nell'ambito della quale, viceversa, se di titolarità regionale, resta integra la potestà stessa della Regione di sviluppare ed arricchire il livello e la qualità delle prestazioni garantite dalla legislazione statale, in forme compatibili con quest'ultima.

Invero, la Corte ha sostenuto – sempre nella sentenza n. 248 del 2006 – che nella giurisprudenza costituzionale è pacifico il convincimento che la predeterminazione di tali livelli essenziali non può trasformarsi

> nella pretesa dello Stato di disciplinare e gestire direttamente queste materie, escludendo o riducendo radicalmente il ruolo delle Regioni (...) tale titolo di legittimazione può essere invocato solo in relazione a specifiche prestazioni delle quali la normativa nazionale definisca il livello essenziale di erogazione, mentre esso non è utilizzabile al fine di individuare il fondamento costituzionale della disciplina, da parte dello Stato, di interi settori materiali[13].

3.2. *La posizione della Corte in tema di meccanismi di raccordo tra i diversi livelli di governo coinvolti nel «sistema energia»*

Sebbene «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia» siano «nazionali» a livello di benefici, essi, tuttavia, gravano solo su determinate collettività locali quanto ai pregiudizi determinati. Come è stato osservato, il problema della dimensione locale delle esternalità

[13] Così anche la sent. n. 383 del 2005, nonché la sent. n. 285 del 2005.

negative riconnesse alle scelte di politica energetica era la prima fonte di cortocircuito nel vecchio sistema di gestione accentrata, giacché il disallineamento tra il luogo delle decisioni e quello della loro attuazione deresponsabilizzava gli Enti locali nell'esercizio del loro potere autorizzatorio[14].

Nel tentativo di risolvere l'anzidetta criticità con il riconoscimento alle espressioni politiche dei territori di un ruolo effettivo nella programmazione energetica è emerso il diverso problema di trovare le giuste forme di coordinamento tra centro e periferia; a riprova di ciò basti pensare che a fronte del decentramento delle competenze resta una situazione materiale caratterizzata da una forte interdipendenza energetica tra le Regioni, la quale rende imprescindibile un coordinamento a livello nazionale – anche per evitare nella peggiore delle ipotesi che in nome di una millantata autarchia di alcune Regioni venga messo a repentaglio l'intero sistema[15]. Più in generale, si può anticipare che il modello che sembra emergere dalla novella costituzionale del 2001, almeno per come è stato interpretato dalla Corte costituzionale, è quello (auspicato da alcuni studiosi) di «un governo decentrato con uno Stato che ha tutti i mezzi per fare da cabina di regia»[16]. All'indomani delle prime pronunce del Giudice costituzionale sul punto dell'interferenza tra competenze statali esclusive e competenze concorrenti in materia di energia (sentt. nn. 6, 7 e 8 del 2004), infatti, è stato osservato che:

nel riconoscere che il sistema energetico è caratterizzato da forti interdipendenze a livello nazionale, le sentenze della Corte

[14] R. Galbiati e G. Vaciago, *Il governo dell'energia dal decentramento alla riforma costituzionale: profili economici*, in «Mercato concorrenza regole», 2, 2002, pp. 360 ss.; inoltre sia consentito rinviare a M. Luciani, P. Chirulli e M. Togna, *Partecipazione popolare, progettazione ed esecuzione di grandi infrastrutture*, in AA.VV., *Infrastrutture e territorio. Rapporto 2009 «italiadecide»*, Bologna, 2009, pp. 187 ss.; nonché più diffusamente *infra*, par. 5 del presente capitolo.

[15] Galbiati e Vaciago, *Il governo dell'energia*, cit.

[16] *Ibidem*, p. 361.

contribuiscono a ritenere innovata solo in minima parte la situazione ante riforma del Titolo V, caratterizzata da una situazione di governo del settore affidato quasi esclusivamente allo Stato[17].

Tuttavia, non si può non osservare che lo sforzo razionalizzatore della Corte costituzionale, ispirato al superamento di un criterio rigido di riparto per materie a vantaggio di uno più flessibile per interessi, non è stato né semplice né lineare. Esso, infatti, si è tradotto sia nella reintroduzione, *de facto*, della clausola dell'«interesse nazionale»[18] – espunta dalla lettera del Titolo V – sia nella valorizzazione dei meccanismi di raccordo tra Stato, Regioni ed Enti locali. Non si può dimenticare, altresì, che questo sforzo di razionalizzazione è andato talora al di là del segno, quando la giurisprudenza ha ammesso che il carattere essenziale dell'interesse energetico potesse determinare la messa tra parentesi di una serie di attribuzioni regionali nelle materie che – come già ricordato – sono connesse a quella dell'energia (alcune di queste pronunce saranno menzionate più avanti).

In particolare, nella sentenza n. 6 del 2004 la Corte ha affermato che in virtù della competenza delle Regioni in tema di «produzione, trasporto e distribuzione nazionale di energia» di cui all'art. 117, comma 3, Cost., la disciplina applicabile alla costruzione e all'esercizio di centrali elettriche e di elettrodotti non rientra nella potestà esclusiva dello Stato. Allo stesso tempo, però, pur riconoscendo la legittimità di un intervento regionale, non ha dimenticato le fondamentali esigenze di gestione unitaria del settore. Dette esigenze si riverberano, poi, anche sull'esercizio dei poteri amministrativi in materia. In particolare:

perché nelle materie di cui all'art. 117, terzo e quarto comma, Cost., una legge statale possa legittimamente attribuire funzioni

[17] Cfr. F. De Leonardis, *La Consulta tra interesse nazionale e energia elettrica*, in «Giur. cost.», I, 2004, p. 146.

[18] Colavecchio, *Il nuovo(?) riparto di competenze Stato-Regioni*, cit., pp. 20 ss.

amministrative a livello centrale ed al tempo stesso regolarne l'esercizio, è necessario che essa innanzi tutto rispetti i principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza nella allocazione delle funzioni amministrative, rispondendo ad esigenze di esercizio unitario di tali funzioni. È necessario, inoltre, che tale legge detti una disciplina logicamente pertinente, dunque idonea alla regolazione delle suddette funzioni, e che risulti limitata a quanto strettamente indispensabile a tale fine. Da ultimo, essa deve risultare adottata a seguito di procedure che assicurino la partecipazione dei livelli di governo coinvolti attraverso strumenti di leale collaborazione o, comunque, deve prevedere adeguati meccanismi di cooperazione per l'esercizio concreto delle funzioni amministrative allocate in capo agli organi centrali. Quindi, con riferimento a quest'ultimo profilo, nella perdurante assenza di una trasformazione delle istituzioni parlamentari e, più in generale, dei procedimenti legislativi – anche solo nei limiti di quanto previsto dall'art. 11 della legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3 (Modifiche al titolo V della parte seconda della Costituzione) – la legislazione statale di questo tipo «può aspirare a superare il vaglio di legittimità costituzionale solo in presenza di una disciplina che prefiguri un iter in cui assumano il dovuto risalto le attività concertative e di coordinamento orizzontale, ovverosia le intese, che devono essere condotte in base al principio di lealtà» (sent. n. 303 del 2003).

Proprio in ordine a tali intese la Corte ha rilevato che:

Appare evidente che quest'ultima va considerata come un'intesa «forte», nel senso che il suo mancato raggiungimento costituisce ostacolo insuperabile alla conclusione del procedimento (...) a causa del particolarissimo impatto che una struttura produttiva di questo tipo ha su tutta una serie di funzioni regionali relative al governo del territorio, alla tutela della salute, alla valorizzazione dei beni culturali ed ambientali, al turismo, ecc.

Pure la sentenza n. 383 del 2005 ha percorso la medesima strada della «chiamata in sussidiarietà» delle funzioni amministrative, con la precisazione che la dimensione «nazionale», cui si riferisce la disposizione di cui all'art. 117, comma 3, Cost., rende necessario «individuare un organo adeguatamente rappresentativo delle Regioni, ma

anche degli Enti locali, a loro volta titolari di molteplici funzioni amministrative senza dubbio condizionate od incise dalle diverse politiche del settore energetico»; tale organo è stato individuato nella Conferenza unificata, di cui all'art. 8 del d.lgs. 28 agosto 1997, n. 281. Tuttavia, se, in forza del principio di adeguatezza, la Corte (sentt. nn. 246 e 248 del 2006) ha ammesso la possibilità di interventi più efficaci delle Regioni in ordine alla programmazione energetica grazie alla potestà legislativa di tipo concorrente in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia, allo stesso tempo ha riconosciuto che le medesime Regioni possono

> legittimamente perseguire obiettivi di adattamento alla realtà locale dei diversi profili della fornitura di energia, nella misura in cui non vengano pregiudicati gli assetti nazionali del settore energetico e gli equilibri su cui esso si regge nel suo concreto funzionamento (sent. n. 1 del 2008).

Da ultimo, nella sentenza n. 168 del 2008, la Corte ha enfatizzato nuovamente l'importanza dei meccanismi collaborativi tra centro e periferia, ove vi sia la coesistenza di materie di competenza dello Stato e delle Regioni, nonché «un forte impatto della disciplina statale su specifiche funzioni regionali e locali». Con la puntualizzazione, però, che in tal caso l'accordo tra i diversi livelli decisionali deve avvenire nelle forme dell'«"intesa forte", in quanto solo questa modalità di partecipazione collaborativa consente un'adeguata composizione dei rilevanti e diversificati interessi sottesi alla suddetta pluralità di materie».

L'intesa, si ricorda, è il mezzo più penetrante di partecipazione delle Regioni agli atti dello Stato, essa infatti costituisce una forma paritaria di codeterminazione del contenuto di questi (sentt. nn. 337 del 1988 e 351 del 1991). L'intesa è detta «forte» quando la mancanza di accordo con le Regioni impedisce l'ulteriore definizione del procedimento, mentre è «debole» quando lo Stato può unilateralmente superare tale mancanza, purché motivandola, e alla scadenza di un «effettivo e leale confronto

con le Regioni, oppure mediante il ricorso a procedimenti in vario modo aggravati». Come è stato notato dalla dottrina[19], nella scelta tra intesa «forte» e intesa «debole» la giurisprudenza costituzionale mostra segni di contraddizione, consapevole dei profili di problematicità legati alla scelta in senso forte in termini di esigenze decisionali.

La Corte, in materia di energia, ha inizialmente preferito l'intesa «forte». In particolare, nella sentenza n. 383 del 2005 il Giudice costituzionale ha rilevato che:

> appare peraltro costituzionalmente necessario che l'esercizio dei poteri che determinano le linee generali di sviluppo dell'articolazione territoriale delle reti infrastrutturali energetiche nazionali, nonché la loro programmazione, venga ricondotto a moduli collaborativi con il sistema delle autonomie territoriali nella forma dell'intesa in senso forte fra gli organi statali e la Conferenza unificata.

Diversamente, nella sentenza n. 378 del 2005, di poco precedente, la Corte aveva ritenuto che:

> l'esigenza di leale cooperazione, insita nell'intesa, non esclude a priori la possibilità di meccanismi idonei a superare l'ostacolo che, alla conclusione del procedimento, oppone il mancato raggiungimento di un accordo sul contenuto del provvedimento da adottare; anzi, la vastità delle materie oggi di competenza legislativa concorrente comporta comunque, specie quando la rilevanza degli interessi pubblici è tale da rendere imperiosa l'esigenza di provvedere, l'opportunità di prevedere siffatti meccanismi, fermo il loro carattere sussidiario rispetto all'impegno leale delle parti nella ricerca di una soluzione condivisa. Tali meccanismi, quale che ne sia la concreta configurazione, debbono in ogni caso essere rispettosi delle esigenze insite nella scelta, operata dal legislatore costituzionale, con il disciplinare la competenza legislativa in quella data materia: e pertanto deve trattarsi di meccanismi che non stravolgano il criterio per cui alla legge statale compete fissare i principi fondamentali della materia; che non declassino l'attività di codeterminazione

[19] A. Anzon, *I poteri delle Regioni*, Torino, 2008, pp. 192 ss., specie pp. 198 ss.

connessa all'intesa in una mera attività consultiva; che prevedano l'allocazione delle funzioni amministrative nel rispetto dei principi di sussidiarietà, differenziazione ed adeguatezza di cui all'art. 118 Cost.

Tale ultima pronuncia non si occupava di energia (bensì della competenza concorrente in tema di «porti e aeroporti civili»), ma appare comunque rilevante al fine di tracciare la posizione della Corte costituzionale circa la possibilità che l'autorità statale superi l'eventuale situazione di stallo decisionale determinata dal mancato accordo con le Regioni. La sentenza n. 378 del 2005, infatti, precisando che «la scelta del legislatore costituente del 2001 – di inserire la materia (...) nel terzo comma dell'art. 117 Cost. – non può essere intesa quale "declassamento" degli interessi dell'intera Comunità nazionale connessi», ha rinviato proprio alla giurisprudenza maturata nel settore dell'energia per argomentare che le istanze del vertice politico-amministrativo centrale, ossia del Consiglio dei ministri, possono legittimamente

superare lo stallo determinato dal mancato raggiungimento dell'intesa, [solo] in ipotesi nelle quali non solo vi [è] una particolarmente pressante esigenza di provvedere (sent. n. 6 del 2004), ma vi [è] altresì un intreccio con materie di competenza legislativa esclusiva dello Stato (sent. n. 62 del 2005).

Come si accennava in precedenza, il favore della giurisprudenza costituzionale dell'epoca per l'intesa «forte» potrebbe anche non apparire così indiscutibile se in due pronunce tanto vicine temporalmente si riscontra molta distanza in termini di valutazioni di priorità e di interpretazione del principio di leale collaborazione (tale da non escludere aprioristicamente la possibilità di prevedere meccanismi idonei a superare l'ostacolo frapposto dal mancato raggiungimento dell'accordo). Sia consentito rimarcare, infatti, che pretendere la necessaria partecipazione delle Regioni e degli altri Enti locali – nei limiti delle rispettive competenze – alla decisione finale (sul presupposto di una «pretesa parità tra le componenti

della Repubblica»), non tiene nel giusto conto la problematicità dell'eventuale situazione di stallo che può determinarsi in caso di mancato accordo tra tutti i decisori in un settore così strategico per l'economia del paese. In ultima analisi, se proprio la concertazione ed il coordinamento sono il cardine di un sistema policentrico di competenze non si comprende come sia «possibile strutturare il rapporto collaborativo riconoscendo alla Regione un ineludibile e insuperabile potere di veto»[20].

3.3. *Ulteriori approfondimenti*

Sull'importanza dell'omogeneità delle regole tecniche su tutto il territorio nazionale si può vedere anche la sentenza n. 336 del 2005, ove si ricorda che:

> Questa Corte con la sentenza n. 7 del 2004, pur riconoscendo alle Regioni la competenza a dettare disposizioni sulla progettazione tecnica degli impianti di produzione, distribuzione e utilizzo dell'energia, ha affermato che alla rete regionale si devono comunque applicare le «regole tecniche» adottate dal gestore nazionale. Nel caso in esame, il nulla osta ministeriale è diretto proprio a garantire il rispetto di quelle regole tecniche senza le quali l'esercizio della potestà legislativa regionale potrebbe produrre una elevata diversificazione della rete di distribuzione della energia elettrica, con notevoli inconvenienti sul piano tecnico ed economico.

È poi utile ricordare che la giurisprudenza costituzionale, a partire dalla sentenza n. 303 del 2003, è giunta ad affermare l'esistenza di una «clausola di flessibilità»[21] nella competenza concorrente, che definisce un sistema di relazioni tra gli enti titolari di potestà legislativa costruito sulle c.d. «intese» tra Stato e Regioni e sul principio della «leale collaborazione». In altre parole, il Giudice costi-

[20] Anzon, *I poteri delle Regioni*, cit., pp. 196 ss.; così anche S. Mangiameli, *infra*.

[21] Per tutti Anzon, *I poteri delle Regioni*, cit., pp. 149 ss.

tuzionale ha ritenuto indispensabile la predisposizione di un iter idoneo a garantire il concerto ed il coordinamento delle posizioni dei diversi livelli di governo, rappresentato, nella specie, dalle cosiddette «intese», che devono essere condotte in base al principio di lealtà. La sentenza n. 303 del 2003, tuttavia, ha precisato che «la sussidiarietà non oper[a] come aprioristica modificazione delle competenze regionali in astratto, ma come metodo per l'allocazione di funzioni a livello più adeguato (...)» saggiato in concreto. Così anche la sentenza n. 6 del 2004 che, rievocando i rilievi già svolti nella sentenza n. 303 del 2003, ha affermato che i principi di sussidiarietà, differenziazione ed adeguatezza non possono trasformarsi «in mere formule verbali capaci con la loro sola evocazione di modificare a vantaggio della legge nazionale il riparto costituzionalmente stabilito, perché ciò equivarrebbe a negare la stessa rigidità della Costituzione». La pronuncia del 2004, inoltre, ha rivestito una fondamentale importanza nella ricostruzione dei rapporti tra potestà legislativa statale e regionale anche per il fatto di precisare che la già citata «clausola di flessibilità autorizza il legislatore statale ad incidere non solo nella sfera della legislazione regionale concorrente, ma anche in quella della potestà regionale residuale/esclusiva».

La dottrina[22] ha anche notato che, per la Corte, l'assunzione in sussidiarietà di funzioni amministrative – e legislative – da parte dello Stato in materie di legislazione regionale concorrente o residuale costituisce «il settore di elezione dell'intesa "forte"».

Quanto alla giurisprudenza costituzionale in tema di meccanismi di intesa «debole», si ricorda, in particolare, la sentenza n. 62 del 2005. In quella occasione la Corte si è pronunciata sui limiti reciproci delle competenze tra Stato e Regioni in ordine alle leggi regionali approvate nelle more dell'intervento del legislatore nazionale in materia di raccolta, smaltimento e stoccaggio di rifiuti radioattivi. La Corte ha dichiarato l'illegittimità costituzionale

[22] *Ibidem*, pp. 195 ss.

delle leggi regionali di Sardegna, Basilicata e Calabria che avevano dichiarato i propri territori denuclearizzati e vietato il transito e la presenza di materiale radioattivo. Contestualmente, il giudice delle leggi – a conferma della sentenza n. 303 del 2003 – ha asserito che nella realizzazione di opere e infrastrutture destinate a condizionare in modo rilevante determinate aree la competenza statale deve prevedere forme di coinvolgimento delle Regioni sui territori interessati dagli interventi[23]; tuttavia:

> in caso di dissenso irrimediabile possono essere previsti meccanismi di deliberazione definitiva da parte di organi statali, con adeguate garanzie procedimentali (per esempio interventi sostitutivi di un commissario straordinario decorso in termine per l'adozione degli atti necessari da parte delle amministrazioni anche regionali competenti)[24].

Sul punto della pretesa parità tra livello di governo statale e regionale che legittimerebbe l'intesa in senso «forte» si rinvia alla medesima Anzon[25], la quale, citando la sentenza n. 367 del 2007, ricorda che: «la sovranità interna dello Stato conserva intatta la propria struttura essenziale, non scalfita dal pur significativo potenziamento di molteplici funzioni che la Costituzione attribuisce alle Regioni e agli altri enti territoriali»; ciò è confermato dalla circostanza che il dettato costituzionale usa solo il termine di *autonomia* e mai *sovranità*, nonché dal fatto che detta parificazione venne fermamente esclusa dai costituenti.

4. *La giurisprudenza costituzionale più recente (2009-2011)*

Negli ultimi anni non vi sono state modifiche radicali nella giurisprudenza costituzionale nell'ambito della

[23] Vedi L. Ammannati e A. Spina, *Il «ritorno» al nucleare. Il contesto regolatorio e l'Agenzia per la sicurezza nucleare*, in «Amministrare», 2, 2009, p. 233.
[24] Così Anzon, *I poteri delle Regioni*, cit., p. 199.
[25] *Ibidem*, pp. 43 ss.

materia «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia».

Cionondimeno, giova analizzare attentamente alcune importanti pronunce che hanno meglio specificato singoli aspetti della questione più generale, specialmente con riferimento al riparto di competenze tra Stato e Regioni e ai possibili nodi di raccordo.

4.1. *La materia «energia» e le competenze statali*

In merito alla determinazione della materia *energia* e all'allocazione delle competenze, la Corte ha ribadito che essa rientra tra quelle concorrenti, nelle quali allo Stato spetta porre le norme di principio e alle Regioni solo quelle di dettaglio; in più occasioni, peraltro, ha sottolineato che lo Stato ha in materia un ampio spettro d'azione, in quanto l'*energia* ha una valenza del tutto peculiare per la vita dell'intera comunità statale, tanto da invocare gli inderogabili doveri di solidarietà sanciti dall'art. 2 Cost. La Corte, infatti, ha affermato nettamente che:

> non è immaginabile che ciascuna Regione, a fronte di determinazioni di carattere evidentemente ultraregionale, assunte per un efficace sviluppo della produzione di energia elettrica nucleare, possa sottrarsi in modo unilaterale al sacrificio che da esse possa derivare, in evidente violazione dei doveri inderogabili di solidarietà economica e sociale (sent. n. 331 del 2010).

A parte la specificità del caso concreto e delle (contestate) scelte relative all'utilizzo dell'energia nucleare, l'impostazione della Corte ha una portata che pare potersi estendere a tutta la materia *energia*.

Con riferimento al *quantum* di competenza dello Stato (e di conseguenza delle Regioni), nella sentenza n. 339 del 2009 la Corte, premettendo e richiamando esplicitamente quanto già sostenuto nelle sentenze nn. 383 del 2005 e 248 del 2006 (sulle quali vedi *supra* il par. 3 del presente capitolo), ha affermato che:

non può negarsi che il governo della Repubblica possa assumere, nel rispetto della sfera di competenza legislativa ed amministrativa delle Regioni, un ruolo di impulso ai fini dello sviluppo energetico nazionale, in quanto parte della politica generale che ad esso compete tracciare

e ha aggiunto, poco avanti, che:

pur dovendosi rispettare la competenza legislativa concorrente delle Regioni in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia (...), non se ne può (...) dedurre la impossibilità per il legislatore statale di determinare una speciale disciplina mediante la quale il governo della Repubblica può giungere ad elaborare una propria piattaforma d'azione in un settore in profondo mutamento.

La Corte, peraltro, richiamando la propria precedente giurisprudenza riguardante «la rete di infrastrutture di comunicazione elettronica», ha sottolineato «"l'incidenza che un'efficiente rete" "può avere sullo sviluppo economico del paese e sulla concorrenzialità delle imprese"» (sent. n. 336 del 2005), estendendo esplicitamente questi argomenti alle reti energetiche e delle telecomunicazioni. Insomma:

l'impressione generale (...) è quella di una preponderanza, all'interno del titolo di competenza considerato, di attribuzioni statali, talora giustificate dalle specifiche caratteristiche tecniche che il settore reca, talora dalla necessità di considerare i molteplici interessi legati alla produzione di energia elettrica[26],

tanto che anche per le pronunce riguardanti l'*energia* sembra che in molte occasioni l'impianto argomentativo possa essere considerato come «un ulteriore modo di far valere, nel mutato contesto costituzionale successivo alla riforma del Titolo V, l'interesse nazionale»[27].

[26] V. Miscia e V. Lubello, *Il «federalismo energetico». Fonti rinnovabili di energia e potestà regionali*, in «Quad. reg.», 1, 2011, p. 90.

[27] G. Razzano, *La materia concorrente della produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia nella recente giurisprudenza costitu-*

Un aspetto particolare che merita un rapido cenno, relativo al tipo di intervento statale, riguarda la «puntualità» della normazione. È del tutto evidente, infatti, che nell'ambito di legislazione concorrente lo Stato non può far passare per normativa generale (che, quindi, dovrebbe porre solo i principi generali riguardanti la materia) disposizioni troppo puntuali, pena lo svuotamento del potere regolatore delle Regioni.

Ciò è ribadito, da ultimo, dalla stessa Corte costituzionale, la quale afferma chiaramente, con riferimento all'art. 15, commi 6 *ter*, lett. *b*) e *d*), e 6 *quater* – quest'ultimo nella parte in cui prevede che le disposizioni del comma 6 *ter*, lett. *b*) e *d*), si applichino fino all'adozione di diverse disposizioni legislative da parte delle Regioni, per quanto di loro competenza – del d.l. n. 78 del 2010, convertito in l. n. 122 del 2010, che tali norme

> in quanto attengono alla durata ed alla programmazione delle concessioni di grande derivazione d'acqua per uso idroelettrico, si ascrivono alla materia «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia», attribuita alla competenza legislativa concorrente; poiché pongono un precetto specifico e puntuale – prevedendo la proroga automatica di dette concessioni – esse, inoltre, si configurano quali norme di dettaglio (sent. n. 205 del 2011)

dichiarandone, di conseguenza, l'illegittimità costituzionale. È da rilevare che la stessa Corte nel recente passato aveva dichiarato l'illegittimità costituzionale di norme similari (sent. n. 1 del 2008) e nella pronuncia più recente conclude sul punto che:

> a differenti conclusioni, rispetto al citato precedente, non conduce la previsione della loro applicazione fino all'adozione di diverse disposizioni legislative da parte delle Regioni, per quanto di loro competenza (c.d. clausola di «cedevolezza»),

zionale, fra leale collaborazione e doveri di solidarietà, in «Federalismi.it», n. 13, 2011, p. 13, la quale prende spunto dalla sentenza n. 33 del 2011, su cui vedi *infra*.

contenuta nel comma 6 *quater* dell'art. 15 impugnato (sent. n. 205 del 2011).

Non si può non osservare, peraltro, che a queste affermazioni generali non ha sempre fatto seguito, in pratica, un conseguente atteggiamento sulle singole questioni scrutinate: si pensi, a tal proposito, alla giurisprudenza sul procedimento autorizzatorio in materia di energie rinnovabili.

Con riferimento alle competenze statali è interessante rilevare quanto affermato dalla Corte in merito alla posizione dell'Autorità garante per l'energia elettrica e il gas (per l'analisi dettagliata dell'Aeeg vedi *supra*, cap. III). Nella sentenza n. 88 del 2009 (ribadendo quanto già sostenuto in precedenza – sin dalla sentenza n. 32 del 1991 – con riferimento a soggetti di tal specie) la Consulta ha dichiarato che l'Aeeg, pur godendo di speciali forme di autonomia ed indipendenza, «costituisce una «autorità nazionale» (art. 2, comma 6) riconducibile alla materia della organizzazione amministrativa dello Stato e degli enti pubblici nazionali».

In merito ai poteri spettanti all'Autorità, la Corte ha affermato, nella stessa pronuncia, che la legge statale «può assegnare all'Autorità, nel rispetto dei criteri indicati dall'art. 118 della Costituzione, le funzioni amministrative di cui lo Stato stesso è titolare, o di cui possa comunque rivendicare legittimamente l'esercizio». Ne deriva, quindi, che lo Stato non può far leva sull'«indipendenza» dell'Autorità per assegnarle funzioni di cui non può esso stesso disporre: tutti i poteri conferiti in materia di *energia* all'Autorità garante devono rientrare tra quelli spettanti allo Stato e non possono in alcun modo sconfinare nelle competenze assegnate alle Regioni dalla Costituzione (soprattutto per come interpretata – sul punto – dalla stessa Corte).

Nel caso specifico, la Corte, pur affermando preliminarmente che:

senza dubbio l'operato dell'Autorità, con riguardo alle direttive previste dall'art. 14 del d.lgs. n. 387 del 2003 in tema di «col-

legamento degli impianti alla rete elettrica» incide sulla materia energetica, oggetto di potestà legislativa concorrente ai sensi dell'art. 117, comma 3, della Costituzione,

ha precisato, tuttavia, che:

le molteplici previsioni di cui si compone la norma impugnata, in ragione delle finalità cui appaiono ispirate e dell'obiettivo fascio di interessi che ne vengono incisi, [sono] riconducibili, con un giudizio di prevalenza rispetto alla materia dell'energia, a materia di competenza esclusiva dello Stato (sent. n. 88 del 2009).

In tal modo, con l'applicazione al caso *de quo* della clausola di *prevalenza*, la Corte ha assegnato sostanzialmente allo Stato tutta una serie di funzioni (anche molto dettagliate) che esso potrà esercitare tramite gli atti dell'Autorità indipendente.

È da segnalare che, come è stato rilevato in dottrina, seguendo altri percorsi argomentativi:

la Corte, senza effettuare un giudizio sul *quantum* di competenze statali e regionali implicate, avrebbe potuto applicare il criterio della leale collaborazione, che consente in virtù della sua elasticità di aver riguardo al caso concreto, dal momento che sussiste quell'inestricabile intreccio di competenze che ne giustifica (e, forse, ne *obbliga*) l'impiego: *tutela dell'ambiente e della concorrenza; produzione, trasporto, distribuzione nazionale dell'energia e* (perché no) *governo del territorio*[28].

In tal modo si sarebbero potute valorizzare procedure che avrebbero coinvolto maggiormente le Regioni.

[28] F. Manganiello, *Perché la prevalenza è sempre la risposta? Nota a Corte cost. n. 88/2009*, in www.forumquadernicostituzionali.it, 17 luglio 2009, corsivo dell'autore; cfr. A. Maestroni, *La Corte costituzionale arbitro tra tutela dell'ambiente e mercato nell'ambito delle norme sulla produzione, trasporto e distribuzione nazionale di energia proveniente da fonti rinnovabili*, in «Riv. giur. ambiente», 2009, pp. 702 ss.

4.2. *I poteri delle Regioni*

Con riferimento ai poteri delle Regioni, può considerarsi l'esempio delle sentenze nn. 119 e 124 del 2010, 166 e 282 del 2009, con le quali la Corte ha precisato il proprio orientamento nei confronti delle leggi regionali che, a seguito della mancata approvazione, da parte dello Stato, delle Linee Guida previste dall'art. 12 del d.lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 (*Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*), finalizzate all'indicazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti di produzione energetica da fonti rinnovabili, escludevano determinate porzioni del proprio territorio dalla possibilità di inserirvi tali impianti, ed alteravano i requisiti per la sottoponibilità a Dia di dette opere. Le pronunce citate hanno scrutinato, in sostanza, leggi regionali che introducevano limiti più stretti all'istallazione degli impianti in questione rispetto alla normativa statale.

Nelle pronunce citate la Corte ha affermato con chiarezza che:

> Pur non trascurandosi la rilevanza che, in relazione agli impianti che utilizzano fonti rinnovabili, riveste la tutela dell'ambiente e del paesaggio, occorre riconoscere prevalente risalto al profilo afferente alla gestione delle fonti energetiche in vista di un efficiente approvvigionamento presso i diversi ambiti territoriali (sent. n. 119 del 2010, citando letteralmente la precedente sent. n. 166 del 2009),

e ha concluso sostenendo che:

> l'assenza delle Linee Guida nazionali non consente, dunque, alle Regioni di provvedere autonomamente alla individuazione di criteri per il corretto inserimento degli impianti alimentati da fonti di energia alternativa. Di conseguenza l'individuazione di aree territoriali ritenute non idonee all'installazione di impianti eolici e fotovoltaici, non ottemperando alla necessità di ponderazione concertata degli interessi rilevanti in questo ambito, in ossequio

al principio di leale cooperazione, risulta in contrasto con l'art. 12, comma 10, del d.lgs. n. 387 del 2003 (sent. n. 119 del 2010, riprendendo letteralmente la precedente sent. n. 282 del 2009).

In tal modo la Corte, in assenza di norme statali, ha precluso in modo netto alle Regioni la possibilità di irrigidire autonomamente i criteri per l'istallazione di impianti di produzione di energia (in questo caso da fonti rinnovabili).

L'intervento del legislatore statale, peraltro, viene considerato dalla Corte pienamente legittimo in quanto

pur non potendosi trascurare la rilevanza che, in relazione agli impianti che utilizzano fonti rinnovabili, riveste la tutela dell'ambiente e del paesaggio, il bilanciamento tra le esigenze connesse alla produzione di energia e gli interessi ambientali impone una preventiva ponderazione concertata in ossequio al principio di leale cooperazione, che il citato art. 12 rimette all'emanazione delle Linee Guida, con decreto del ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, d'intesa con la Conferenza unificata (sent. n. 192 del 2011).

Forse non ha torto chi ha rilevato che:

queste pronunce determinano un ridimensionamento della portata della natura concorrente della competenza in materia di energia a vantaggio della competenza legislativa statale esclusiva (sulla base dell'esigenza di assicurare la concorrenzialità dei mercati, l'esercizio delle funzioni amministrative e legislative, la protezione dell'ambiente), bilanciato dall'importante correttivo della leale collaborazione[29].

[29] N. Rangone, *Fonti rinnovabili di energia: Stato della regolazione e prospettive di riforma*, in «Giur. cost.», 2010, p. 1492, prendendo spunto dalla sentenza n. 124 del 2010, ma riferendosi in realtà a tutto il gruppo di pronunce; cfr. C. Buzzacchi, *La materia energia nella giurisprudenza costituzionale*, in AA.VV., *Il prisma energia. Integrazione di interessi e competenze*, a cura di C. Buzzacchi, Milano, 2010, pp. 24 ss.; D. Ottolenghi e L. Capozzo, *Recenti sviluppi nella normativa in materia di energie rinnovabili: Corte costituzionale e Autorità antitrust*, in www.amministrazioneincammino.luiss.it.

Va aggiunto, però, che la Corte non lesina critiche anche all'operato del governo e all'inerzia dimostrata nell'assolvere all'obbligo previsto dalla legge di approvare le Linee Guida nazionali. Il Giudice delle leggi è abbastanza categorico nella citata sentenza n. 119 del 2010:

> Va affermata, peraltro, la necessità, al fine del perseguimento della esigenza di contemperare la diffusione degli impianti da energie rinnovabili con la conservazione delle aree di pregio ambientale, che lo Stato assuma l'iniziativa di attivare la procedura di cooperazione prevista per l'elaborazione delle Linee Guida.

Questo passaggio è da sottolineare con la dovuta enfasi, come peraltro ha fatto parte della dottrina[30]. Infatti, le pronunce del 2009, pur scrutinando norme similari approvate da altre Regioni e giungendo alle medesime conclusioni (dichiarando, quindi, l'illegittimità costituzionale delle norme regionali che pretendevano di inserire ulteriori vincoli stante l'inerzia del legislatore nazionale), si erano limitate a prendere atto dell'assenza delle Linee Guida nazionali, senza formulare particolari indicazioni al riguardo. A fronte della perdurante inattività del governo nel provvedere a quanto previsto dall'art. 12, comma 10, del d.lgs. n. 387 del 2003, la Corte ha superato questa iniziale prudenza e nella sentenza n. 119 del 2010 ha inserito il citato monito all'indirizzo dello Stato.

È da dire, peraltro, che il governo ha ottemperato a tale obbligo con il d.m. 10 settembre 2010. Il regolamento (su cui vedi, più diffusamente, *infra*, cap. V) è già stato scrutinato dalla Corte costituzionale, investita della questione a seguito del ricorso per conflitto di attribuzione proposto dalla Provincia di Trento. Il Giudice delle leggi ha escluso l'applicabilità di alcune parti del regolamento alle Province autonome, in quanto in contrasto con la speciale autonomia di cui godono, «a prescindere

[30] Cfr. L. Nannipieri, *Regioni ed energia rinnovabile: sono (ancora una volta) dichiarate incostituzionali norme regionali che pongono limitazioni alla localizzazione di impianti da fonti rinnovabili, dettate in assenza delle «Linee Guida» statali*, in «Rivista Aic», 2 luglio 2010, pp. 5 ss.

da ogni considerazione sulla legittimità del decreto ministeriale impugnato rispetto alle leggi statali vigenti, di competenza dei giudici Comuni» (sent. n. 275 del 2011).

Da ultimo, sui poteri regionali in materia di *energia*, va ricordato un passaggio della già citata sentenza n. 331 del 2010 (nella quale la Corte giudicava leggi regionali che puntavano, tra l'altro, ad impedire la costruzione di centrali nucleari sul proprio territorio), nel quale si afferma che:

> in nessun caso, la Regione potrà utilizzare «la potestà legislativa allo scopo di rendere inapplicabile nel proprio territorio una legge dello Stato che ritenga costituzionalmente illegittima, se non addirittura dannosa o inopportuna, anziché agire in giudizio dinnanzi a questa Corte, ai sensi dell'art. 127 Cost.» (sent. n. 198 del 2004).

È del tutto evidente, quindi, che le Regioni non potranno approvare leggi al solo scopo di impedire l'applicabilità sul territorio regionale di leggi statali.

4.3. *La «collaborazione» tra Stato e Regioni*

Un ulteriore aspetto da affrontare riguarda i meccanismi di raccordo e di collaborazione tra Stato e Regioni, per come sono stati interpretati dalla Corte costituzionale. Infatti la Consulta, in alcuni passaggi importanti della sua recente giurisprudenza, ha individuato con una certa precisione alcuni punti fermi che nella materia *de qua* devono essere rispettati sia dallo Stato che dalle Regioni.

Preliminarmente occorre precisare a chi spetti, secondo la Corte, dettare le norme per disciplinare tali meccanismi collaborativi, posto che, come più volte riportato, la Consulta auspica il maggior coinvolgimento possibile delle Regioni in tutti i passaggi regolativi della materia. Infatti, pur affermando «la necessità di forme di collaborazione all'esercizio delle relative funzioni amministrative che la Costituzione assicura al sistema regionale, e che vanno rinvenute, per il grado più elevato, nell'intesa tra Stato e Regione interessata», ha aggiunto in modo chiaro che:

la disciplina normativa di queste forme collaborative e dell'intesa stessa, spetta, di conseguenza, al legislatore che sia titolare della competenza legislativa in materia: si tratta, vale a dire, del legislatore statale, sia laddove questi sia chiamato a dettare una disciplina esaustiva con riferimento alla tutela dell'ambiente, sia laddove la legge nazionale si debba limitare ai principi fondamentali, con riferimento all'energia (sent. n. 331 del 2010).

In tal modo, come è stato efficacemente osservato, «appare in buona sostanza delineata una nuova "materia" di competenza esclusiva del legislatore statale, che sembra suscettibile di trascendere l'ambito delle singole materie "enumerate" e, in questo modo, assume carattere di "trasversalità"», quella relativa alla predisposizione (anche nel dettaglio) dei vari strumenti atti a favorire l'intesa o, comunque, la collaborazione tra Stato e Regioni[31]. La Corte sul punto è molto precisa:

determinare le forme ed i modi della collaborazione, nonché le vie per superare l'eventuale stallo ingenerato dal perdurante dissenso tra le parti, caratterizza, quale principio fondamentale, l'assetto normativo vigente e le stesse opportunità di efficace conseguimento degli obiettivi prioritari, affidati dalla Costituzione alle cure del legislatore statale (sent. n. 331 del 2010).

Chiarito che per la Consulta la predisposizione delle forme di partecipazione è in capo allo Stato, occorre analizzare se nella sua recente giurisprudenza vi siano indicazioni più stringenti, da un lato, sul contenuto di tali forme collaborative, dall'altro (e forse è l'aspetto più delicato) sui meccanismi da approntare nel caso in cui non si raggiunga l'accordo tra lo Stato e la Regione (o le Regioni, in caso di normativa più generale).

Con riferimento alla collaborazione con il sistema regionale nel suo complesso, la Corte sembra avere da tempo assegnato un ruolo preminente alla Conferenza

[31] Cfr. A. Colavecchio, *Dall'atomo nasce la «materia»: la disciplina normativa delle forme collaborative*, in «Giur. cost.», 2010, pp. 4756 ss., specie p. 4761.

unificata, che viene considerata «sede privilegiata per la rappresentazione delle istanze e delle esigenze proprie di tutti i livelli di governo coinvolti» (sent. n. 33 del 2011) e interlocutore del governo nella predisposizione degli atti generali, che coinvolgono tutte le Regioni (ed eventualmente gli altri livelli di governo), riguardanti la materia concorrente «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia». Ancora recentemente la Corte sottolinea l'importanza della Conferenza unificata, affermando, con riferimento alla predisposizione delle Linee Guida relative alle fonti rinnovabili, che:

«il bilanciamento tra le esigenze connesse alla produzione di energia e gli interessi ambientali impone una preventiva ponderazione concertata in ossequio al principio di leale cooperazione» (sent. n. 192 del 2011). Di qui l'attribuzione alla Conferenza unificata della competenza ad approvare le Linee Guida in materia di fonti energetiche rinnovabili (sent. n. 275 del 2011).

La valorizzazione dei momenti partecipativi, peraltro, non ha riguardato solo la Conferenza unificata. In altra occasione, riferendosi alla composizione della «Conferenza nazionale dell'energia e dell'ambiente», prevista dall'art. 7, comma 2, del d.l. n. 112 del 2008, la Corte è parsa comunque invitare il legislatore nazionale a calibrarne la composizione proprio favorendo la partecipazione delle Regioni e degli Enti locali, affermando che ciò

risponderà alla naturale esigenza di rendere partecipi di questo confronto preliminare anche i responsabili della gestione di tutti i settori dell'amministrazione regionale e locale toccati da scelte del genere (unitamente a tutti gli altri soggetti che il governo riterrà opportuno coinvolgere), senza che da ciò possa ovviamente derivare alcun vincolo al governo, con riguardo alla determinazione della politica generale (sent. n. 339 del 2009).

Venendo al contenuto delle forme collaborative, nel caso specifico scrutinato con la citata sentenza n. 33 del 2011, la Corte afferma che:

la previsione di un parere, quale espressione del principio di leale collaborazione, esige che le parti della relazione che si viene così ad instaurare si conformino, nei rispettivi comportamenti, a tale principio. Chi richiede il parere deve mettere il soggetto consultato nelle condizioni di esprimersi a ragion veduta: dunque, trasmettendo l'atto oggetto di parere e concedendo un ragionevole lasso di tempo per la formulazione del giudizio. Nel contempo, il soggetto consultato deve provvedere diligentemente ad analizzare l'atto e ad esprimere la propria valutazione nel rispetto del termine fissato

e richiama integralmente quanto precedentemente affermato e cioè che:

in assenza di un preciso termine legale (minimo o massimo) ed una volta stabilito che quello in concreto concesso alla Conferenza unificata sia stato non incongruo, deve, d'altra parte, escludersi che tale Conferenza possa rifiutarsi di rendere il parere e con ciò procrastinare il termine, giacché si verrebbe a configurare un potere sospensivo o addirittura di veto in capo alla Conferenza, non conciliabile con la attribuzione costituzionale al governo del potere legislativo delegato (sent. n. 225 del 2009).

Di conseguenza, la Corte sostanzialmente esclude che la Conferenza possa rifiutarsi di rendere il parere, con ciò procrastinando *sine die* il termine per la conclusione del procedimento, giacché si verrebbe a configurare un potere di arresto del procedimento stesso, ribaltando (e vanificando, dunque), in tal modo, il principio di leale collaborazione.

Con riferimento alle singole Regioni, la Corte, ancora recentemente, afferma con chiarezza, richiamando la propria precedente giurisprudenza, che:

nei casi di attrazione in sussidiarietà di funzioni relative a materie rientranti nella competenza concorrente di Stato e Regioni, è necessario, per garantire il coinvolgimento delle Regioni interessate, il raggiungimento di un'intesa, in modo da contemperare le ragioni dell'esercizio unitario di date competenze e la garanzia delle funzioni costituzionalmente attribuite alle Regioni (sent. n. 165 del 2011).

Tale passaggio, peraltro, è in linea con la giurisprudenza precedente, (cfr. sent. n. 383 del 2005 e n. 6 del 2004, citate espressamente nella pronuncia in questione, sulle quali vedi *supra*, par. 3.2 del presente capitolo), seppur, come si è già visto, non siano mancate già in passato, sul punto, affermazioni più sfumate.

La Corte, comunque, sembra ultimamente aver fatto un ulteriore passo, preoccupandosi maggiormente delle ipotesi di arresto del procedimento (in caso di mancato accordo), che inevitabilmente vanificherebbero in concreto la possibilità per lo Stato di «attuare» le scelte energetiche compiute in via generale. Infatti, il Giudice delle leggi da ultimo afferma che:

> La previsione dell'intesa, imposta dal principio di leale collaborazione, implica che non sia legittima una norma contenente una «drastica previsione» della decisività della volontà di una sola parte, in caso di dissenso, ma che siano necessarie «idonee procedure per consentire reiterate trattative volte a superare le divergenze» (sent. n. 165 del 2011, richiamando le precedenti sentenze nn. 121 del 2010; 24 del 2007; 339 del 2005; tale orientamento è stato ribadito anche nella sent. n. 33 del 2011).

In sostanza, il legislatore statale rispetta appieno il principio di leale collaborazione solo se predispone procedimenti che consentano a più riprese la possibilità di accordo.

Ma la Corte precisa anche, ed è un aspetto molto importante, che «nell'ipotesi di ulteriore esito negativo di tali procedure mirate all'accordo, può essere rimessa al governo una decisione unilaterale» (sent. n. 33 del 2011, richiamata in modo puntuale nella citata sentenza n. 165 del 2011). In tal modo, se da un lato è illegittimo il comportamento del governo che, all'esito infausto del «primo tentativo» di accordo, scavalchi la Regione interessata e decida autonomamente; dall'altro, una volta esperiti i diversi tentativi per raggiungere l'intesa, sarà consentito al governo assumere una decisione in proprio. Del resto, come è stato osservato, entro certi limiti – cioè esclu-

dendo il caso di intese «forti» – «la possibilità di superare il dissenso regionale discende (...) dal principio per cui la scelta energetica è di competenza dello Stato, al quale deve essere quindi consentito anche *attuare* tale scelta»[32].

È del tutto ovvio che sarà compito della Corte costituzionale verificare volta per volta se i meccanismi approntati dallo Stato rispettino, o meno, il principio di leale collaborazione. A tal proposito, vi sono state decisioni diverse in ragione della diversità dei procedimenti e dei tipi di coordinamento collaborativo previsti.

Certo, resta il dato problematico rappresentato dal fatto che il governo, uno degli attori che dovrebbero partecipare al procedimento per raggiungere l'intesa (possibilmente favorendola, in spirito di leale collaborazione, e cioè verosimilmente «cedendo» ad alcune richieste della controparte), è anche lo stesso soggetto che in ultima analisi, al termine dei più o meno articolati tentativi e passaggi previsti per il raggiungimento dell'intesa stessa, deciderà unilateralmente ove l'accordo non sia raggiunto. Vi è, insomma, il dubbio che il governo possa in qualche modo non favorire il raggiungimento dell'intesa per poter decidere autonomamente. Il rimedio possibile (a parte l'auspicato senso di responsabilità delle istituzioni e delle forze politiche) rimane l'intervento della Corte costituzionale, per verificare se, in concreto, gli attori hanno effettivamente (e non solo formalmente) ricercato l'intesa: scrutinio, però, certamente non facile.

4.4. *Ulteriori approfondimenti*

Con riferimento alla recente giurisprudenza costituzionale riguardante i poteri dello Stato nella materia *energia*, giova precisare che la citata sentenza n. 339 del 2009 ha scrutinato questioni di legittimità costituzionale degli artt. 7, 8, comma 3, e 10 del d.l. 25 giugno 2008, n. 112 (*Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplifica-*

[32] Razzano, *La materia concorrente*, cit., p. 7.

zione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria), convertito, con modificazioni, in l. 6 agosto 2008, n. 133 (*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, recante disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria*), promossi con ricorsi delle Regioni Piemonte ed Emilia-Romagna. Tale pronuncia, oltre a quanto già riportato *supra*, ha affermato che è alla

funzione di indirizzo preliminare, piuttosto che alla predeterminazione legislativa del contenuto delle misure che ne costituissero il concreto esercizio, che si rivolge la disposizione impugnata. Essa, in particolare, si limita a determinare finalisticamente, e nell'esercizio della competenza statale concernente i principi fondamentali della materia energia, «obiettivi» strategici in campo energetico, omettendo del tutto la descrizione dell'oggetto delle «misure» a ciò necessarie.

Essa ha suscitato critiche in una parte della dottrina, in quanto

l'epilogo cui perviene il giudice delle leggi non appare (...) del tutto cristallino. La disposizione impugnata, infatti, non reca principi fondamentali, ma individua una serie di obiettivi che il governo sarebbe tenuto a perseguire nella definizione della «strategia energetica nazionale», quali ad esempio, la diversificazione delle fonti di energia, il miglioramento della competitività, la realizzazione nel territorio di impianti di produzione di energia nucleare, la garanzia di adeguati livelli di protezione sanitaria[33].

Ancora con riferimento ai poteri dello Stato, ma con specifico riguardo all'Autorità garante per l'energia ed il gas, la citata sentenza n. 88 del 2009 ha inoltre precisato in modo puntuale che:

[33] E. Di Salvatore, *Lo Stato e le Regioni nel groviglio della politica energetica nazionale*, in «Giur. cost.», 2009, pp. 5047 ss.

non vi è ragione per ritenere che tale posizione di indipendenza, ovvero il carattere «neutrale» (sent. n. 32 del 1991) che le Autorità di tale natura in linea di principio assumono rispetto agli interessi cui sono preposte, possano produrre alterazioni dei criteri costituzionali in base ai quali viene ripartito l'esercizio delle competenze amministrative tra Stato, Regioni ed Enti locali. La peculiare collocazione dell'Autorità nell'apparato amministrativo dello Stato, quand'anche indotta da vincoli comunitari (quanto alle autorità di regolamentazione del mercato interno dell'energia elettrica si veda l'art. 23 della direttiva 2003/54/CE), in altri termini, non ne elide il carattere nazionale, così che resta necessario accertare se le attribuzioni di cui detta Autorità gode, al fine di regolare e controllare il settore di propria competenza, siano compatibili con la sfera di competenza costituzionalmente riconosciuta alle Regioni.

E più avanti, richiamando proprie pronunce precedenti, ha aggiunto che:

la natura «unitaria a livello nazionale» dei compiti delle Autorità indipendenti (...) è largamente connaturata alla finalità di assicurare una regolazione ed un controllo uniforme di settori della vita civile, soggetti all'azione amministrativa, ove parcellizzare la disciplina normativa e gli interventi regolatori implicherebbe non solo il difetto delle condizioni tecniche necessarie alla funzionalità del mercato in oggetto, ma talvolta la stessa compromissione dei principi costituzionali alla cui osservanza le regole del mercato debbono conformarsi; pertanto, spetta alla Corte valutare, di volta in volta, se tali presupposti ricorrano nel caso di specie.

In merito alle sentenze che hanno scrutinato leggi regionali per contrasto con il d.lgs. n. 387 del 2003, giova precisare che la sentenza n. 124 del 2010 fa seguito al ricorso del presidente del Consiglio dei ministri (R.G. ricorsi n. 17 del 2009) avverso, tra l'altro, parti della l.r. Calabria 29 dicembre 2008, n. 42 (*Misure in materia di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili*); la sentenza n. 119 del 2010 riguarda la l.r. Puglia 21 ottobre 2008, n. 31 (*Norme in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale*), e fa seguito al ricorso

proposto dal presidente del Consiglio dei ministri (R.G. ricorsi n. 105 del 2008); la sentenza n. 116 del 2009 riguarda la l.r. Basilicata 26 aprile 2007, n. 9 (*Disposizioni in materia di energia*), e fa seguito ad alcune ordinanze del Tar per la Basilicata (R.G. ordinanze nn. 203, 204 e 279 del 2008); la sentenza n. 282 del 2009 riguarda la l.r. Molise 21 maggio 2008, n. 15 (*Disciplina degli insediamenti degli impianti eolici e fotovoltaici sul territorio della Regione Molise*), e fa seguito al ricorso n. 41 del 2008.

Bisogna segnalare che il monito contenuto nella citata sentenza n. 119 del 2010, di cui si è dato conto *supra*, non ha avuto eco nella (di poco successiva) sentenza n. 124: forse il lasso di tempo troppo breve tra le due pronunce non ha consentito alla Corte interventi ancora più incisivi. In tal modo ha parzialmente smentito quella parte della dottrina che aveva affermato che:

> il monito contenuto nella sentenza 119/2010, con il quale il legislatore nazionale è esortato ad assumere l'iniziativa per l'emanazione delle Linee Guida ex art. 12 d.lgs. n. 387 del 2003, potrebbe condurre la Corte stessa, alla prima occasione utile, a dare ordine alla disciplina delle energie rinnovabili, amalgamandola solidamente con i propri recenti filoni giurisprudenziali in materia ambientale[34].

La Corte, come si è visto, nella sentenza 275 del 2011, scrutinando il d.m. 10 settembre 2010, non ha esaminato la «legittimità del decreto ministeriale impugnato rispetto alle leggi statali vigenti», rinviando tale valutazione alla «competenza dei giudici comuni» ed escludendo dunque un qualche giudizio di merito sul regolamento e sulla sua legittimità. È interessante, invece, ai fini del presente lavoro, quanto affermato nella stessa sentenza n. 275 del 2011 in riferimento alla legittimazione attiva della Regione ad impugnare tale regolamento. La Consulta, richiamando anche la sua precedente giurisprudenza (cfr. sentt. nn. 507 del 2002

[34] Nannipieri, *Regioni ed energia rinnovabile*, cit., p. 8. Per un maggiore approfondimento del d.lgs. n. 387 del 2003, del d.m. 10 settembre 2010 e, in generale, delle fonti rinnovabili, si rinvia *infra*, al cap. V.

e 206 del 2001), ha ribadito che «il dissenso manifestato anteriormente all'approvazione di normativa oggetto di concertazione implica la perdurante ammissibilità del ricorso per conflitto ad opera della parte dissenziente», anche perché «nei giudizi per conflitto di attribuzione non trova applicazione l'istituto dell'acquiescenza, data l'indisponibilità delle competenze di cui si controverte in tali giudizi». Di conseguenza, a differenza di quanto sostenuto dalla difesa erariale, il ricorso è stato ritenuto pienamente ammissibile, nonostante la Provincia di Trento avesse partecipato (esprimendo parere contrario) ai lavori della Conferenza unificata che aveva dato parere favorevole al d.m. 10 settembre 2010.

5. *Notazioni generali sulla giurisprudenza costituzionale in materia di energia*

Dalla giurisprudenza ricordata nei paragrafi che precedono possono trarsi alcune sommarie considerazioni.

Sono da condividersi (e non potrebbe essere altrimenti) le affermazioni della Corte che ribadiscono che è di esclusiva competenza del legislatore statale ogni scelta strategica in campo energetico. Pur tuttavia, sarebbe auspicabile, già in questa fase di elaborazione generale delle strategie energetiche del paese, un duplice livello di coinvolgimento.

Da un lato, andrebbe valorizzato il più possibile il Parlamento, in maniera tale da coinvolgere tutte le forze politiche, di maggioranza e di opposizione. La restaurazione del ruolo e dell'autorevolezza del Parlamento è una necessità generale del nostro sistema politico-istituzionale, e anche nel dominio dell'energia deve essere perseguita e realizzata con decisione. Resta fermo, peraltro, che è opportuno non confondere le funzioni di decisione politica «alta», di spettanza delle Assemblee rappresentative, con quelle più propriamente regolatorie, che devono restare in capo all'Autorità di settore (nella specie, all'Aeeg).

La valorizzazione del Parlamento nella specifica fattispecie del piano nazionale dell'energia ha anche un ulte-

riore vantaggio: è del tutto evidente, infatti, che un Piano energetico nazionale deve avere un respiro almeno di medio periodo e che può funzionare solo se assistito da un diffuso consenso. È altrettanto evidente che nella predisposizione e successiva applicazione del piano, il coordinamento con le scelte strategiche di politica estera è essenziale (per esempio per l'approvvigionamento delle materie prime, tutte scarse sul territorio nazionale). Da ultimo (ma non per ultimo) è bene ricordare che la realizzazione delle misure previste nel piano (ricerca di base e applicata, costruzione di impianti, costruzione di infrastrutture serventi, ecc.) ha costi elevati e ammortizzabili in un periodo medio-lungo. Tutte queste considerazioni inducono a ritenere che si debbano scongiurare modifiche radicali al Piano strategico nazionale al cambio delle maggioranze politiche in Parlamento, pena la sostanziale inapplicabilità del Piano stesso, con grave danno per l'intero paese. Come *italiadecide* ha rilevato già nel Rapporto 2009 (anche qui più volte richiamato), le decisioni pubbliche più stabili sono quelle più condivise o, almeno, quelle per le quali si è seguito un accurato procedimento di ricerca del consenso. Le decisioni in materia di energia non fanno eccezione a questa regola.

Sempre allo scopo di dotarsi di un piano solido e condiviso sin dall'inizio, sarebbe auspicabile, già in questa fase, anche il coinvolgimento delle Regioni e degli altri livelli di governo, valorizzando appieno la Conferenza unificata (o altro strumento similare). Già nel menzionato Rapporto 2009 si è sottolineata l'importanza della partecipazione degli interessati all'adozione di provvedimenti relativi a importanti infrastrutture anche al fine di evitare future controversie: ebbene, anche in questo caso (e ferma restando la competenza statale a dettare la programmazione generale del settore e il quadro dei rispettivi impegni) va ribadito che un coinvolgimento delle Regioni sin dalla predisposizione del piano strategico energetico può evitare un futuro contenzioso costituzionale, che, di fatto, può rallentare l'adozione e la successiva applicazione del Piano energetico.

È da condividere la diffidenza mostrata dalla Corte per procedure di intesa che, da subito, prevedano la

«decisività della volontà di una sola parte, in caso di dissenso» (così, da ultimo, la sentenza n. 165 del 2011, punto 8 del *Considerato in diritto*). La ricerca dell'intesa non deve essere una «rapida» formalità, ma deve puntare al concreto coinvolgimento delle Regioni, senza interventi unilaterali del governo. Solo all'esito non positivo di vari ed articolati tentativi per raggiungere l'accordo l'intervento unilaterale del governo può essere giustificato. Va detto che sul punto la giurisprudenza costituzionale non è stata sempre univoca e che talvolta ha proposto il modello dell'intesa «forte» (cfr., proprio in tema di energia, la già citata sentenza n. 383 del 2005), nel quale gli eventuali veti dei partecipanti al procedimento sono insuperabili. Tale modello, la cui applicazione può avere effetti di blocco difficilmente compatibili con le esigenze connesse alla materia dell'energia, sembra peraltro non godere più di molta fortuna, come dimostra proprio la sentenza n. 165 del 2011, ora ricordata.

6. *La sistemazione normativa del settore*

L'esposizione che precede dimostra che anche e soprattutto per quanto concerne i rapporti fra lo Stato e le Regioni è urgente una sistemazione normativa che metta ordine nei modelli di coordinamento e compartecipazione. Essa potrebbe essere una parte significativa del più ampio progetto di riordino che da più parti è stato ipotizzato. A questo proposito, sarebbe opportuno pensare ad un apposito decreto legislativo, espressione di una scelta politica ben definita ed intelligibile, condivisa quanto più possibile.

L'esperienza del passato insegna, peraltro, che i tentativi di riordino sono subito (talvolta immediatamente!) seguiti da aggiustamenti, modifiche, revisioni, che sovente ne alterano la fisionomia e fanno perdere loro la funzione tipica che ne sarebbe propria. A questo scopo si propone di valutare l'ipotesi di istituire un'apposita Commissione, opportunamente composta da politici, da

tecnici e da portatori di interessi del settore, cui potrebbe spettare il compito non solo di provvedere alla stesura di una bozza di Testo unico, o Codice di settore (nel quale siano ospitati i meccanismi normativi della politica strategica nazionale per l'energia), ma anche di provvedere (con gli accorgimenti tecnici necessari a non derogare all'impianto previsto dall'art. 76 Cost.) ad una sorta di «manutenzione» del testo normativo elaborato, sì da scongiurare, quanto più possibile, il ritorno alla precedente situazione, caratterizzata da interventi occasionali e discontinui.

Il problema della stabilità e dell'affidabilità del quadro normativo, in effetti, è stato costantemente segnalato nelle audizioni effettuate per la preparazione del presente Rapporto ed è, non a caso, puntualmente richiamato negli altri contributi a questo Rapporto (in linea generale, quale punto problematico del sistema di governo dell'energia, in quello dedicato all'*Assetto istituzionale e regolativo della «governance» dell'energia in Italia e in rapporto con l'Unione europea*; in specifico riferimento all'ambito dell'energia da fonti alternative, in quello dedicato a *La produzione di energia da fonte rinnovabile*).

Come parimenti è stato rilevato anche nei ricordati contributi degli altri gruppi di ricerca (e in particolare nel capitolo relativo all'*Assetto istituzionale e regolativo della «governance» dell'energia*), invero, la stabilità normativa dovrebbe venire dal senso di responsabilità delle istituzioni, prima ancora che dall'adozione di rigidi meccanismi di tecnica normativa. Fermo questo auspicio, nondimeno, nello spirito di questa ricerca si tenta di suggerire spunti per l'adozione di un sistema normativo il più possibile virtuoso, in grado di opporre la massima resistenza qualora dovessero perdurare le rilevate tendenze disgregative.

Quella della c.d. manutenzione delle fonti normative è una questione ormai cruciale nella riflessione della dottrina giuridica, che è stata (pur se non diffusamente) studiata anche dal punto di vista specifico dei meccanismi atti ad evitare che la coerenza delle scelte cristallizzate in una deter-

minata disciplina di settore venga rimessa in discussione da successivi interventi occasionali e disorganici. Nello spirito dei precedenti Rapporti, pertanto, non si ritiene necessario immaginare soluzioni radicalmente innovative, magari incidenti su fonti di rango costituzionale (che, richiedendo un lungo periodo di assimilazione, potrebbero risultare velleitarie e, al fondo, inefficaci nel breve termine), ma piuttosto proporre un uso quanto più ampio e ben bilanciato del non indifferente arsenale di strumenti che è già stato elaborato nello studio delle tecniche per la qualità della normazione (e che è già stato ampiamente sperimentato nella prassi, tanto al livello governativo, quanto al livello parlamentare e delle assemblee legislative regionali).

Il riordino della normativa sull'energia dovrebbe essere demandato, si ritiene, a un apposito Testo unico, cui ci si potrà riferire come Codice dell'energia. Poiché, come si è visto, la stabilità della regolamentazione non dipende solo dal suo contenuto tecnico o dai suoi connotati formali, ma anche dalla disposizione dell'interprete e del legislatore, non pare puramente velleitario il ricorso al termine «Codice», che in fin dei conti è in grado di suggerire in via immediata un'idea di coerenza e di organicità di disciplina.

L'opzione in favore del c.d. Codice di settore, invero, è divenuta comune nella recente esperienza italiana, quale strumento di semplificazione, riordino e razionalizzazione della disciplina di materie determinate, che richiedano coerenza di disegno, come, anche per il suo eminente rilievo strategico, sembra essere il caso dell'approvvigionamento e della distribuzione dell'energia.

Il valore strategico dell'approvvigionamento e della distribuzione dell'energia, nonché la trasversalità della relativa materia, suggeriscono di muovere da una specifica legge di delega, che detti articolati principi e criteri direttivi, elaborati, quanto più possibile, con l'apporto delle strutture tecniche maggiormente competenti costituite presso ciascuno dei livelli istituzionali coinvolti, nonché del mondo della ricerca e, ciò che non è meno importante, degli operatori del settore.

In questa sede, peraltro, non ci si concentrerà sui puntuali contenuti delle norme da introdurre nel proposto «Codice dell'energia» (che risultano individuati negli altri contributi di questo rapporto e che, come si vedrà, pare opportuno vengano definiti nel confronto dialettico tra gli organi tecnici, le istituzioni democratiche e le rappresentanze di categoria), ma si abbozzeranno piuttosto le linee del procedimento per l'elaborazione del relativo testo e gli accorgimenti che potranno prevedersi per contrastare una successiva, nuova inflazione normativa.

Quanto ai contenuti, ci si potrà qui limitare a segnalare la necessità che il Codice di settore funga non solo da fonte di disciplina sostanziale, ma anche da fonte della distribuzione delle competenze e da fonte sulla produzione normativa. Nel Codice, infatti, dovranno necessariamente trovare sistemazione le criticità sopra evidenziate sulla ripartizione di competenze tra Stato e Regioni (in particolare attraverso la definizione delle sedi e dei meccanismi di raccordo). Compiuta una ricognizione delle competenze necessarie per il governo del sistema energetico, poi, dovrà esservi fissata la loro allocazione, sciogliendo in particolare il nodo delle attribuzioni da riservare all'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Dovranno, infine, esservi enunciate le scelte fondamentali per l'impostazione e il governo del sistema, in modo da delimitare con la massima precisione, in via preventiva, lo spazio da lasciare alla normazione secondaria.

Quanto al resto, pur senza pretesa di esaustività (giacché, lo si ripete, il complesso strumentario sinora elaborato dalla c.d. legistica potrà ben offrire soluzioni ulteriori), possono proporsi almeno le seguenti indicazioni.

L'alto tasso tecnico della materia suggerisce, innanzitutto, che il Codice venga elaborato nella dialettica tra governo e Parlamento assicurata dalla delegazione legislativa. Per assicurare la massima coerenza tra la delega e il decreto legislativo di adozione del Codice, peraltro, sarebbe opportuno che lo stesso disegno di legge di delega fosse elaborato dal governo non solo con il più ampio uso e il più rigoroso rispetto delle consolidate tecniche

per la qualità della normazione (prime tra tutte, l'analisi di fattibilità, l'analisi di impatto della regolamentazione e la verifica di impatto della regolamentazione), ma anche all'esito di una adeguata fase di *consultazioni* preventive. In generale, infatti, come già detto, decisioni (e regole) condivise tendono, naturalmente, ad essere più facilmente rispettate[35]. In particolare, poi, in settori ad altissimo tasso tecnico, quale quello dell'energia, è essenziale che la regolazione (pur non dovendo certo piegarsi al soddisfacimento di interessi privati o settoriali a scapito di quello generale) risponda alle esigenze e alle aspettative degli operatori, pena conseguenze deleterie per la fiducia nel mercato, quali quelle determinate, nel campo delle energie da fonti rinnovabili, dai recenti e improvvisi ripensamenti sull'entità degli incentivi e sulla medesima platea degli aventi diritto.

È altrettanto essenziale, però, razionalizzare e incanalare le istanze degli operatori, per lo più disarticolatamente espresse sinora, attraverso una mera azione di *lobbying* sui centri decisionali (tanto più suscettibile di produrre regolamentazione disorganica, quanto più la decisione sul contenuto puntuale della normativa venga sottratta alle autorità di regolazione e restituita – come è avvenuto vieppiù negli ultimi anni – ai soggetti di indirizzo politico, per loro disposizione più sensibili, come si nota nel capitolo sull'*Assetto istituzionale e regolativo della «governance» dell'energia*, a preoccupazioni di ricerca del consenso).

Appare inoltre necessario, considerato l'alto tasso tecnico della materia, che l'istruttoria ricorra all'opportuno supporto del mondo scientifico, per garantire che gli interventi normativi non nascano obsoleti, ma siano aggiornati alle ultime acquisizioni della tecnica.

Le *consultazioni* di cui si dice potrebbero seguire il modello di quelle adottate nella prassi delle istituzioni comunitarie (si pensi all'adozione dei c.d. «Libri verdi»

[35] Sia consentito rinviare ancora, sul punto, a Luciani, Chirulli e Togna, *Partecipazione popolare*, cit., pp. 187 ss.

della Commissione europea, che preparano i principali cicli di interventi regolativi, assicurandone la coerenza con l'*acquis* esistente e con le attese della società civile). Ciò consentirebbe di acquisire, sin dalle prime fasi di progettazione dell'intervento, le istanze del mercato e della tecnica sulle linee essenziali da imprimere al sistema di governo dell'energia e di tenerne conto già nella fissazione dei principi e criteri direttivi per il legislatore delegato.

Alla pubblicazione del Libro verde potrebbe eventualmente far seguito, se ritenuta opportuna, la pubblicazione di un Libro bianco, recante l'illustrazione delle proposte di intervento, da sottoporre al parere del Parlamento e delle rappresentanze di categoria degli operatori per un affinamento prima del passaggio parlamentare vero e proprio.

Non si ignora che tale metodo è già stato sperimentato (oltre che da diverse Regioni) dal governo italiano, con esiti che – al di là delle valutazioni sul merito delle ipotesi di riforma – non si sono distinti per celerità e concretezza delle riforme. Il Libro verde *La vita buona nella società attiva*, ad esempio, pubblicato nel 2008 come avvio di un ambizioso programma di riforma delle politiche sociali, ha in effetti visto una fase di consultazione molto aperta, della durata di tre mesi, nella quale qualunque interessato poteva inviare contributi a un apposito indirizzo di posta elettronica e ha portato, nel 2009, alla pubblicazione di un omonimo Libro bianco al quale, secondo quanto vi si legge, avrebbero dovuto far seguito «i piani d'azione per i diversi ambiti di riforma», che tuttavia non hanno sinora prodotto concreti, incisivi interventi riformatori (l'esperienza, del resto, fa seguito a quella, non maggiormente incisiva, del Libro bianco sul welfare *Proposte per una società dinamica e solidale* del febbraio 2003).

Si ritiene, tuttavia, che, nel caso che ne occupa, un esplicito e diretto collegamento della fase delle consultazioni all'obiettivo dell'elaborazione del Codice di settore potrebbe assicurare maggior concretezza delle proposte e certezza del calendario del procedimento.

Soprattutto, pare potenzialmente produttiva di risultati positivi la proposta di incaricare della redazione di una

bozza di decreto legislativo delegato un'apposita Commissione, composta in modo da assicurarne la qualificazione tecnico-scientifica e la rappresentatività delle parti sociali. Il decreto legislativo delegato, una volta elaborato da tale Commissione speciale nei tempi prefissati, potrebbe poi essere approvato dal governo. Sulla base delle indicazioni fornite dal capitolo sull'*Assetto istituzionale e regolativo della «governance» dell'energia*, naturalmente, dovrebbe sciogliersi il nodo del ruolo da attribuire eventualmente, all'interno di tale Commissione o in rapporto con essa, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Come accennato, appare poi essenziale che nel procedimento di approvazione del Codice si faccia rigoroso ricorso, in ciascuno dei livelli istituzionali coinvolti, a tutti gli strumenti sinora elaborati (e ormai collaudati) per la qualità della normazione.

A livello governativo il procedimento ipotizzato pare peraltro l'occasione ideale per un recupero del ruolo centrale e di coordinamento inizialmente riservato al Dipartimento per gli affari giuridici e legislativi (Dagl), istituito per garantire il raccordo con le varie strutture interessate (non solo all'interno della presidenza del Consiglio dei ministri, ma anche con le strutture deputate all'istruttoria normativa e alla qualità della normazione presso le Camere).

Per la coerenza complessiva del disegno, infatti, sarebbe opportuno che gli apporti forniti da ciascuno dei Ministeri interessati dalla complessa attività di governo dell'energia venissero coordinati e ricondotti a una visione d'insieme. Ancora una volta, deve ribadirsi che un disegno condiviso, elaborato nel dialogo tra i Ministeri interessati, a rigore dovrebbe essere meno facilmente rimesso in discussione da successivi, episodici interventi del singolo Ministero attraverso la normativa di dettaglio demandata alle fonti secondarie (tanto più che, in materie come quella che ne occupa, il contenuto concreto della regolamentazione può dipendere in larga misura dalla manovra delle concrete e puntuali disposizioni di attuazione ed esecuzione).

L'analisi di impatto della regolamentazione, in tal senso, dovrebbe essere attentamente curata e seguita, con

cadenza prefissata nella stessa legge di delega, dalla rispettiva verifica di impatto, al fine dell'individuazione degli eventuali aggiustamenti necessari.

Una fase di elaborazione così approfondita e così largamente concertata dovrebbe, si confida, produrre una disciplina di particolare coerenza complessiva, il che potrebbe contribuire di per sé a ridurre il fenomeno dell'erosione normativa. Da un lato, infatti, la semplice riunione in un unico testo delle norme rilevanti per il governo dell'energia dovrebbe evitare che si stratifichino nuovamente modifiche di dettaglio da ricercare nelle fonti più disparate; dall'altro, l'immediata evidenza della coerenza del sistema dovrebbe rendere più agevole il controllo (giudiziale, oltre che politico) sulla ragionevolezza delle modifiche successive.

Proprio per quanto concerne le modifiche successive, tuttavia, sarebbe opportuno prevedere, a cadenza periodica, una sorta di *sessione di revisione* del Codice. Poiché, ai sensi dell'art. 76 Cost., l'esercizio della funzione legislativa può essere delegato solo per tempo limitato e per oggetti definiti, non sarebbe possibile, naturalmente, delegare il governo a una simile periodica revisione una volta per tutte, sulla base della medesima delega all'origine del Codice. Nondimeno, la legge di delega, nell'istituire la Commissione per la redazione del Codice, potrebbe legittimamente prevedere che, a cadenza annuale, la stessa presenti al governo una relazione sullo stato del Codice stesso, nella quale evidenziare la necessità di eventuali interventi di manutenzione. Il governo valuterebbe in questo modo, di volta in volta, l'opportunità di assumere un'iniziativa legislativa (eventualmente, anche al fine di chiedere una nuova delega), senza il rischio di un'alterazione della normale dialettica con il Parlamento.

Il Codice dell'energia dovrebbe, inoltre, prevedere espressamente un obbligo di modifica testuale del proprio disposto, quale quello sancito dall'art. 7 della legge n. 50 del 1999 (giusta il quale «le disposizioni contenute in un Testo unico non possono essere abrogate, derogate, sospese o comunque modificate se non in modo espli-

cito, mediante l'indicazione precisa delle disposizioni da abrogare, derogare, sospendere o modificare»), o dall'art. 1, comma 4, del d.lgs. n. 267 del 2000, recante il Testo unico degli Enti locali (e già prima, dell'art. 1, comma 3, della legge n. 142 del 2000, a tenor dei quali «Ai sensi dell'articolo 128 della Costituzione le leggi della Repubblica non possono introdurre deroghe al presente Testo unico se non mediante espressa modificazione delle sue disposizioni»).

Non si ignora, naturalmente, che, per gli elementari principi di funzionamento del sistema delle fonti del diritto, la previsione di simili meccanismi che potremmo definire difensivi (e in particolare, dell'obbligo di modifiche testuali) non potrebbe, di per sé, comportare la preclusione di interventi, per così dire, *extra ordinem* nelle materie coperte dal Codice, eventualmente attuati, da fonti di rango adeguato, al di fuori del meccanismo codicistico di revisione.

Va da sé, infatti, che simili previsioni seguono il regime della fonte che le porta, sicché, se inserite nel medesimo Testo unico che ne è oggetto (e non in una fonte di rango superiore), hanno mero valore di principio, pacificamente derogabile da fonti di pari rango, *massime* attraverso le modifiche non testuali o l'abrogazione tacita.

Nondimeno, come già accennato, simili interventi *extra ordinem* si porrebbero con particolare evidenza al di fuori della logica complessiva del Codice e potrebbero pertanto essere sottoposti a uno scrutinio di ragionevolezza particolarmente stretto.

Per arginare «l'inquinamento del sistema» dovuto alle scorie determinate dal sovrapporsi asistematico di più atti normativi[36], nell'ottica opposta a quella che abbiamo definito difensiva potrebbe immaginarsi che, nell'ambito della

[36] Così G.U. Rescigno, *La manutenzione delle fonti. Un'introduzione alla legistica*, Università degli studi di Firenze, Facoltà di Giurisprudenza, Raccolta delle lezioni tenute al Corso di perfezionamento e specializzazione in «La qualità della normazione e, in particolare, la formazione e la valutazione delle leggi», a.a. 2007-2008, Firenze, 2008.

periodica relazione sullo stato del codice, la Commissione proceda alla nuova ricognizione delle norme vigenti in materia di energia, proponendo, se del caso, la loro sistemazione nel corpo del Codice, in armonia con le sue restanti disposizioni. In tal modo, il sistema di governo dell'energia sarebbe in certa misura protetto anche dalle modifiche striscianti (non testuali e non espresse), che rischiano di rivelarsi le più pericolose per la sua funzionalità.

6.1. *Ulteriori approfondimenti*[37]

Non si è ritenuto necessario, qui, tracciare in termini rigorosi la distinzione teorica tra Testo unico e Codice. Per quanto rileva ai fini del presente contributo, ci si può limitare a registrare che, nell'uso, si è affermata la nozione di Codice di settore come intervento di sistemazione normativa effettuato tramite lo strumento del Testo unico con portata innovativa (in tal senso, ad esempio, il Parere dell'Adunanza generale del Consiglio di Stato sullo schema di decreto legislativo di adozione del «Codice della proprietà industriale», 25 ottobre 2004, n. 2/2004).

Quanto al consolidarsi del metodo della codificazione di settore, in estrema sintesi, può ricordarsi che simili fonti sono state adottate, innanzitutto, in attuazione delle diverse deleghe contenute nella legge 29 luglio 2003, n. 229, recante *Interventi in materia di qualità della regolazione, riassetto normativo e codificazione – legge di semplificazione 2001*, nonché di successive deleghe autonome per specifici settori. In particolare: ai sensi dell'art. 7 di tale legge è stato adottato il «Codice del consumo»

[37] In dottrina, sulle soluzioni atte a garantire la stabilità e la coerenza dei sistemi normativi, possono vedersi almeno A. Pizzorusso, *La manutenzione del libro delle leggi ed altri studi sulla legislazione*, Torino, 1999; Rescigno, *La manutenzione delle fonti*, cit.; Id., *Tecnica legislativa*, in *Enciclopedia Giuridica*, XXX, Roma, 1993. Numerosi spunti nel senso che qui interessa possono trovarsi negli studi raccolti in AA.VV., *Codificazione*, *semplificazione e qualità delle regole*, a cura di M.A. Sandulli, Milano, 2003.

(d.lgs. 6 settembre 2005, n. 206, recante *Riassetto delle disposizioni in materia di tutela del consumatore*); ai sensi dell'art. 4, comma 1, il «Codice delle assicurazioni private» (d.lgs. 7 settembre 2005, n. 209); ai sensi dell'art. 10, comma 1, il «Codice dell'amministrazione digitale» (d.lgs. 7 marzo 2005, n. 82, poi integrato e corretto dal d.lgs. 4 aprile 2006, n. 159). Sono stati poi adottati, su deleghe specifiche, il «Codice in materia di protezione dei dati personali» (d.lgs. 30 giugno 2003, n. 196, su delega di cui alla l. 24 marzo 2001, n. 127); il «Codice delle comunicazioni elettroniche» (d.lgs. 1° agosto 2003, n. 259, su delega di cui alla l. 1° agosto 2002, n. 166); il «Codice dei beni culturali e del paesaggio» (d.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42, su delega di cui alla l. 6 luglio 2002, n. 137); il «Codice dei diritti di proprietà industriale» (d.lgs. 10 febbraio 2005, n. 30, su delega di cui alla l. 12 dicembre 2002, n. 273); il «Codice della nautica da diporto» (d.lgs. 18 luglio 2005, n. 171, su delega di cui alla l. 8 luglio 2003, n. 172); il «Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi, forniture» (d.lgs. 12 aprile 2006, n. 163, su delega di cui alla l. 18 aprile 2005, n. 62); il «Codice dell'ambiente» (d.lgs. 3 aprile 2006, n. 152, poi modificato dal d.lgs. 8 novembre 2006, n. 284 e dal d.lgs. 16 gennaio 2008, n. 4, adottato su delega di cui alla l. 15 dicembre 2004, n. 308).

I Libri verdi[38] sono, secondo la definizione rinvenibile sul sito citato, «documenti di riflessione su un tema politico specifico pubblicati dalla Commissione», destinati prima di tutto «a tutti coloro – sia organismi che privati – che partecipano al processo di consultazione e di dibattito».

Nell'esperienza comunitaria, i Libri bianchi sono definiti come «documenti che contengono proposte di azione comunitaria in un settore specifico» e che «talvolta fanno seguito a un Libro verde pubblicato per promuovere

[38] La maggior parte dei Libri verdi pubblicati sinora dalla Commissione europea è consultabile all'indirizzo http://europa.eu/documentation/official-docs/green-papers_it.htm.

una consultazione a livello europeo», con la specificazione che «mentre i Libri verdi espongono una gamma di idee ai fini di un dibattito pubblico, i Libri bianchi contengono una raccolta ufficiale di proposte in settori politici specifici e costituiscono lo strumento per la loro realizzazione»[39].

Quanto al segnalato problema dell'efficacia, soltanto relativa, delle norme sulla produzione, quando situate in fonti di pari grado rispetto a quelle che si intenderebbe proteggere, va da sé che una maggior garanzia di stabilità della disciplina potrebbe raggiungersi, nell'ambito rimesso alla disciplina regionale, nel caso in cui le Regioni (come ad esempio l'Abruzzo, la Toscana, la Calabria o il Lazio) che hanno inserito nel proprio Statuto l'obbligo di modifica espressa dei testi unici procedessero alla redazione di testi unici delle norme regionali in materia energetica.

Analoga soluzione sarebbe possibile per i fenomeni di corruzione ed erosione se fosse adottata con una fonte dotata di caratteri formali e forza giuridica peculiari, quali quelli posseduti dalla *loi organique* dell'esperienza francese, che si situa – semplificando all'estremo – ad un livello intermedio tra la legge ordinaria e la Costituzione. Una simile soluzione, non prevista nel nostro ordinamento, richiederebbe però una revisione costituzionale, sicché resta fuori dalla portata di questi spunti propositivi, orientati al miglioramento immediato della qualità delle politiche energetiche, in una prospettiva *de iure condito*.

7. *Spunti conclusivi*

Molte lezioni possiamo trarre dalla giurisprudenza costituzionale, anche alla luce di quanto ora osservato. In questi brevi e sintetici spunti conclusivi ci si limita ad elencare, in sintesi estrema, alcuni oggetti di possibile intervento:

[39] http://europa.eu/documentation/official-docs/white-papers_it.htm, ove sono consultabili tutti i Libri bianchi pubblicati.

a) il meccanismo dell'intesa dovrebbe essere esteso il più possibile, ma all'esito del procedimento sarebbe opportuno prevedere un potere decisionale finale, il cui esercizio sarebbe tuttavia sottoposto al rigoroso scrutinio della Corte costituzionale;

b) nel procedimento decisionale in materia energetica dovrebbero essere coinvolti, sin dall'inizio, tutti i soggetti e tutti gli interessi rilevanti, ciò allo scopo di rendere condivise il più possibile le decisioni assunte, evitando i rischi del contenzioso e favorendo la collaborativa attuazione delle decisioni;

c) l'importanza dell'interesse nazionale alla corretta gestione del settore dell'energia non dovrebbe consentire allo Stato di scavalcare le attribuzioni regionali nelle materie connesse, attribuzioni che potrebbero fattivamente coordinarsi entro i procedimenti collaborativi sopra indicati;

d) in particolare, per quanto riguarda la scelta puntuale dei luoghi per l'istallazione di impianti di produzione o distribuzione di energia, sarebbe opportuno che lo Stato si limitasse all'adozione di norme generali che stabiliscano *standard* e regole tecniche applicabili in qualunque situazione, mentre le Regioni dovrebbero adattare tali *standard* e regole alle peculiarità locali;

e) poiché i meccanismi del federalismo non funzionano se non operano a tutti i livelli, sarebbe essenziale che nel momento della negoziazione a livello sovranazionale e internazionale degli accordi in materia energetica si tenesse adeguatamente conto, sin dall'inizio, delle esigenze connesse alla successiva fase discendente;

f) tutto questo, evidentemente, potrebbe essere congruamente ospitato in un efficace Piano energetico nazionale;

g) appare necessario, infine, il riordino della normativa vigente, riordino che dovrebbe essere rafforzato dalla previsione di adeguati meccanismi di «manutenzione», da affidare, quanto all'elaborazione delle proposte, ad un apposito organo a composizione mista, tecnico-politica.

CAPITOLO QUINTO

LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE RINNOVABILE. PROBLEMI E PROSPETTIVE

1. *Premessa*

Nel 2010 su una produzione totale di energia elettrica di circa 290 TWh (cui si devono aggiungere circa 44 TWh di energia importata dall'estero) la grandissima parte (oltre il 70%) è derivata da fonte termoelettrica, a sua volta alimentata per la quasi totalità da gas proveniente da paesi terzi.

Della componente rinnovabile (idroelettrico, biomasse, eolico, fotovoltaico), la maggioranza assoluta è rappresentata dalla fonte idroelettrica che supera da sola circa il 16% del totale della produzione nazionale.

Complessivamente, l'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile attualmente rappresenta poco più del 22% della produzione nazionale e dovrà raggiungere circa il 28% nel 2020, secondo quanto stabilito dalla direttiva n. 2009/28/CE, recante disposizioni sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, attuata in Italia dal d.lgs. n. 28 del 2011.

Quello dell'energia rinnovabile è un settore indubbiamente in crescita: negli ultimi decenni, ha visto un aumento significativo della produzione da fonte eolica (con un incremento di 5.487 MW), da fonte solare (con un incremento di 3.451 MW) qualificabili come le fonti rinnovabili «nuove» rispetto a quella «storica», costituita dall'energia idraulica. Il quantitativo di energia idraulica è invece cresciuto poco (1.198 MW) in rapporto alle altre fonti, ma l'energia da

A cura del gruppo di ricerca coordinato da V. Cerulli Irelli. Ricercatori: M. Di Giandomenico, A. Montani e E. Pulcini. I paragrafi 1, 2, 3, 5, 5.1, 5.2 e 5.3 sono stati redatti da A. Montani ed E. Pulcini; i paragrafi 4 e 5.4 da M. Di Giandomenico.

fonte idraulica è di gran lunga la principale fonte rinnovabile in termini di capacità produttiva di energia.

Il raggiungimento del 28% dell'energia da fonte rinnovabile richiederà uno sforzo molto consistente nell'incremento della produzione da fonte eolica e fotovoltaica e nel miglioramento e nel rinnovamento della produzione da energia idroelettrica in larga misura provenienti da impianti vetusti.

Alla luce di questi dati e considerati gli obiettivi vincolanti imposti dalla normativa comunitaria, si pone un problema di razionalizzazione e semplificazione della normativa vigente sulla produzione di energia da fonti rinnovabili che presenta aspetti di rilevante complessità e farraginosità, con sovrapposizione dei livelli di governo, sia in ambito legislativo (competenza ripartita tra Stato e Regioni) che regolamentare (competenza ripartita tra Autorità per l'energia elettrica ed il gas e Ministero dello Sviluppo Economico), nonché di estrema complicatezza delle procedure autorizzative degli impianti alimentati da fonte rinnovabile.

L'obiettivo assai ambizioso posto dalla normativa comunitaria è reso più stringente a seguito del *referendum* che ha definitivamente soppresso ogni programma di produzione di energia nucleare nel nostro paese.

Qui di seguito si indicano alcuni aspetti della vigente disciplina e alcuni punti critici che necessitano di interventi riformatori.

2. *Il quadro normativo nazionale in materia di energie rinnovabili*

2.1. Sul piano costituzionale, la materia dell'«energia» è attribuita alla potestà normativa concorrente Stato/Regioni. La disciplina degli insediamenti di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili è attribuita alla potestà legislativa concorrente in materia di «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia», di cui all'art. 117, comma 3, Cost., come peraltro più volte confermato dalla Corte costituzionale (cfr. da ultimo le sentt. nn. 124/2010,

119/2010, 282/2009 e 342/2008). La Corte ha avuto modo di chiarire, con riferimento agli impianti eolici (ma con argomentazioni che possono essere riferite anche agli impianti fotovoltaici), che, pur non potendosi trascurare la rilevanza che, in relazione a questi impianti, rivestono le esigenze di tutela dell'ambiente e del paesaggio (evidenziate dalla stessa Corte nella sentenza n. 166 del 2009), che avrebbero potuto giustificare una potestà legislativa esclusiva dello Stato, «si rivela centrale (...) il profilo afferente alla gestione delle fonti energetiche in vista di un efficiente approvvigionamento nei diversi ambiti territoriali» (Corte cost., sent. n. 168 del 2010; n. 282 del 2009).

Trattandosi dunque di materia attribuita alla potestà legislativa concorrente, allo Stato compete la fissazione dei principi fondamentali, ai quali le Regioni devono attenersi nell'adozione delle norme di dettaglio a completamento della disciplina nazionale. Inoltre, alle Regioni compete l'esercizio del potere regolamentare.

Proprio la presenza di differenti competenze legislative (statale e regionale), giustifica, secondo la Corte costituzionale, il richiamo operato dalla legislazione statale alla Conferenza unificata, quale sede ove definire i criteri fondamentali relativi alle scelte di pianificazione (art. 12, comma 10, d.lgs. 387/2003):

> il bilanciamento tra le esigenze connesse alla produzione di energia e gli interessi, variamente modulati, rilevanti in questo ambito impone, infatti, una prima ponderazione concertata in ossequio al principio di leale cooperazione, al fine di consentire alle Regioni ed agli Enti locali di contribuire alla compiuta definizione di adeguate forme di contemperamento di tali esigenze. Una volta raggiunto tale equilibrio, ogni Regione potrà adeguare i criteri così definiti alle specifiche caratteristiche dei rispettivi contesti territoriali (sent. n. 282 del 2009).

La competenza legislativa concorrente comporta la rilevante conseguenza per cui tutte le scelte significative, anche quelle non strategiche, non possano essere prese se non previa intesa tra Stato e Regioni.

2.2. Sul piano della normativa statale, vi è anzitutto una disciplina generale relativa alla costruzione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonte rinnovabile, contenuta essenzialmente nel d.lgs. n. 387/2003 e nel d.lgs. n. 28/2011 cit., nonché nel d.m. 10.9.2010, recante le Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili.

Vi è poi uno specifico quadro normativo che riguarda l'energia da fonte idraulica, la cui principale e storica fonte di disciplina è il TU delle acque e degli impianti elettrici, risalente al 1933 ed ancora vigente, che, come si dirà *infra* (par. 4) «convive» (con difficoltà di coordinamento ed evidente sovrapposizione), con la citata disciplina normativa per la realizzazione degli impianti.

2.3. Per quanto attiene alla disciplina generale, il citato d.lgs. n. 28/2011, all'art. 4, afferma il principio che la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia alimentati da fonti rinnovabili debbano seguire procedure amministrative semplificate, accelerate, proporzionate e adeguate.

Più in particolare, la norma individua, sulla base del criterio di proporzionalità, differenti modalità di autorizzazione allo svolgimento della attività per la costruzione e l'esercizio di tali impianti:

a) *autorizzazione unica* di cui all'articolo 12 d.lgs. n. 387/2003 (come modificato dallo stesso d.lgs. 28/2011);

b) *procedura abilitativa semplificata* di cui all'art. 6 del d.lgs. n. 28/2011;

c) *comunicazione relativa alle attività in edilizia libera* di cui all'articolo 6, comma 11, d.lgs. n. 28/2011.

Sub a) Quanto alla disciplina dell'autorizzazione unica, l'art. 5 del d.lgs. n. 28/2011 rinvia all'art. 12 del d.lgs. n. 387/2003 modificandolo; si badi bene, tale decreto, anziché abrogare il precedente art. 12 d.lgs. 387/2003, ad esso fa espressamente rinvio, unitamente all'Allegato I.

L'art. 12 d.lgs. n. 387/2003 (come modif. dal d.lgs. n. 28/2011) dispone che la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli

stessi impianti, sono opere di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti soggette ad autorizzazione unica, rilasciata dalla Regione o dalle Province delegate, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico.

A tal fine, è prevista la convocazione della Conferenza dei servizi, ad opera della Regione, entro 30 giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione.

L'autorizzazione unica è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, che deve essere svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e di quanto stabilito con la l. n. 241/1990 (e succ. modif.).

L'art. 12, comma 4, d.lgs. n. 387/2003, dispone che il termine massimo per la conclusione del procedimento unico non può essere superiore a novanta giorni (termine precedentemente esteso a 120 giorni), al netto dei tempi previsti per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale.

Il successivo comma 5 prevede una deroga per determinati tipi di impianti, quelli alimentati da fonti rinnovabili programmabili (biomasse, fonte idraulica, ad esclusione degli impianti ad acqua fluente), per i quali non è previsto il rilascio di alcuna autorizzazione (ma a riguardo si pone qualche dubbio, come si dirà, per gli impianti da fonte idraulica), e dispone che per essi non si applichino le procedure indicate. Per detti impianti, quando la capacità di generazione è inferiore alle soglie individuate dalla tabella A allegata al decreto (60 kW per eolico; 20 per solare fotovoltaica; 100 per idraulica ecc.) si procede con Dia ex artt. 22 e 23 d.p.r. n. 380/2001 (anche su questo punto si pone qualche dubbio con riferimento agli impianti da fonte idraulica, che richiedono un provvedimento di concessione per la derivazione). Tali soglie possono essere integrate con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico.

Detti impianti possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubi-

cazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale.

Il comma 10 prevede che in Conferenza unificata, su proposta del ministro delle Attività Produttive, di concerto con il ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del ministro per i Beni e le Attività Culturali, si approvino le Linee Guida per lo svolgimento del procedimento, volte, in particolare, ad assicurare un corretto inserimento degli impianti nel paesaggio, con specifico riguardo a quelli eolici. In attuazione di tali Linee Guida, le Regioni possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti. Le Regioni adeguano le rispettive discipline entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore delle Linee Guida. In caso di mancato adeguamento entro il predetto termine, si applicano quelle nazionali.

Tali Linee Guida sono state adottate con d.m. 10 settembre 2010 (con sette anni di ritardo rispetto a quanto previsto dal legislatore del 2003).

Sub b) Vi è poi la procedura abilitativa semplificata per l'attività di costruzione ed esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili assentibili mediante Dia (di cui all'art. 6, d.lgs. n. 28/2011 e paragrafi 11 e 12 delle Linee Guida: ad esempio impianti fotovoltaici realizzati su edifici esistenti, la cui superficie non sia superiore a quella del tetto dell'edificio sul quale sono collocati e impianti di potenza inferiore a 20 kW; impianti eolici di potenza inferiore a 60 KW ecc.). In tal caso, il proprietario dell'immobile, o chi abbia la disponibilità dello stesso, presenta al Comune, anche in via telematica, almeno trenta giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori, una dichiarazione accompagnata da una relazione di un progettista abilitato che attesti la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici approvati e i regolamenti edilizi vigenti e la non contrarietà agli strumenti urbanistici adottati, e il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle

igienico-sanitarie. Alla dichiarazione devono essere allegati gli elaborati tecnici per la connessione redatti dal gestore della rete. Il Comune, entro i 30 giorni, notifica all'interessato un ordine motivato di non effettuare il previsto intervento; se il Comune non procede, decorso il termine di trenta giorni dalla data di ricezione della dichiarazione, l'attività di costruzione deve ritenersi assentita.

Si dispone altresì che laddove siano necessari atti di assenso di enti ed amministrazioni diverse da quella di competenza comunale, e tali atti non siano stati allegati alla dichiarazione, il Comune provvede ad acquisirli d'ufficio (ovvero convoca, entro venti giorni dalla presentazione della dichiarazione, una Conferenza di servizi). Il termine di trenta giorni è sospeso fino alla acquisizione degli atti di assenso ovvero fino all'adozione della determinazione motivata di conclusione del procedimento, ai sensi dell'articolo 14 *ter*, comma 6 *bis*, l. n. 241/1990 o all'esercizio del potere sostitutivo, ai sensi dell'articolo 14 *quater*, comma 3, l. n. 241/1990.

Il comma 9 dell'art. 6, d.lgs. 28/2011 dispone poi che le Regioni e le Province autonome possano estendere la soglia di applicazione della procedura semplificata agli impianti di potenza nominale fino ad 1 MW elettrico.

Il comma 10 dell'art. 6 ult. cit. prevede che i procedimenti pendenti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo siano regolati dalla previgente disciplina, ma che il proponente possa optare per la procedura semplificata.

Sub c) Per quanto attiene alla Comunicazione relativa alle attività in edilizia libera di cui all'articolo 6, comma 11, d.lgs. n. 28/2011, continuano ad applicarsi i paragrafi 11 e 12 delle Linee Guida, con le modalità previste. Tuttavia, anche in questo caso, è stabilita la possibilità per le Regioni di estendere il regime della Comunicazione ai progetti di impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale fino a 50 kW; nonché agli impianti fotovoltaici di qualsivoglia potenza da realizzare sugli edifici, salve la disciplina sulla Via e sulla tutela delle risorse idriche.

3. *La normativa di secondo grado*

Oltre ad avere una competenza legislativa primaria ripartita tra Stato e Regioni, il settore delle energie rinnovabili presenta una frammentazione di competenze anche a livello di normativa secondaria tra governo (in particolare, Ministero Sviluppo Economico) e Autorità per l'energia elettrica e il gas (Aeeg).

Con la privatizzazione degli enti che gestivano i servizi di pubblica utilità, il legislatore ha sentito l'esigenza che la tutela degli interessi generali fosse affidata alle amministrazioni indipendenti, cioè organismi estranei alla Pubblica amministrazione, con funzione *regolatoria* e caratterizzati da forte indipendenza. Allo scopo di presidiare settori tecnicamente complessi e delicati, per l'importanza degli interessi coinvolti, il legislatore (l. n. 481/1995, cfr. il capitolo III) ha istituito le Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, dotate di un elevato tasso di specializzazione tecnica (per le notevoli capacità professionali richieste ai loro componenti), nonché di neutralità (per la sottrazione ad influenze politiche), con la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza di tali settori, nonché adeguati livelli di qualità dei servizi resi (art. 1).

All'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono stati affidati ampi, numerosi ed eterogenei poteri e competenze che ricomprendono «tutte le attività della relativa filiera», ivi compresa la definizione del sistema tariffario, proprio «al fine di tutelare i clienti finali e di garantire mercati effettivamente concorrenziali» (art. 2, comma 5, l. cit.).

In particolare, come più analiticamente descritto nel capitolo III, alcune funzioni hanno carattere propositivo e consultivo nei riguardi dell'amministrazione (art. 2, comma 12, lett. *a*), *b*), *d*) e *o*)); altre consistono in direttive rivolte agli operatori del settore, in relazione ai livelli generali di qualità dei servizi resi (art. 2, comma 12, lett. *f*), *h*)); altre ancora hanno per oggetto la vigilanza ed il controllo sul servizio, che deve avvenire secondo condizioni di uguaglianza per gli utenti (art. 2, comma 12, lett.

c), *e*), *g*), *n*), *p*)); altre, infine, consistono nel potere di adozione di provvedimenti, anche sanzionatori, per assicurare un corretto svolgimento del servizio (art. 2, comma 12, lett. *e*), comma 20, lett. *a*) *c*), *d*), *e*)).

Altri compiti dell'Aeeg, in relazione allo svolgimento e alla erogazione dei servizi, sono disciplinati dall'art. 2, comma 12, lett. *i*), *l*) ed *m*).

All'Autorità spettano poi specifiche competenze in materia di concorrenza; l'art. 1, l. n. 481/1995 afferma infatti che obiettivo della legge è anche quello di garantire, attraverso il controllo svolto dall'Autorità, la «promozione della concorrenza» (cfr. in tal senso, art. 2, comma 12, lett. *c*), secondo cui l'Autorità controlla che le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi «(...) siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza»; nonché la lett. *l*) del medesimo comma, secondo cui l'Autorità pubblicizza le condizioni di svolgimento del servizio a fini di concorrenzialità dell'offerta. Il comma 33 dell'art. 2 impone poi all'Aeeg di segnalare all'Autorità antitrust ogni ipotesi di violazione della l. n. 287/1990, da parte delle imprese operanti nel settore sottoposto al suo controllo.

In sostanza, il legislatore ha inteso attribuire tutte le funzioni di regolazione e controllo del settore dell'energia all'Aeeg, salve alcune competenze residuali in capo al governo circa la definizione degli «indirizzi di politica generale» (art. 1, l. n. 481/1995), da attuare attraverso poteri di indirizzo e direttiva, per garantire la sicurezza e l'economicità dell'intero sistema elettrico nazionale.

In dottrina, si è evidenziato che il potere di regolazione affidato all'Aeeg è da intendersi come «(...) polisenso e sta ad indicare il proposito legislativo di affidare alla nuova struttura una responsabilità gestionale complessiva del settore tramite la precostituzione di una riserva di disciplina, anche normativa (...)»[1].

[1] F. Vetrò, *Il servizio pubblico a rete*, Torino, 2005; G. De Vergottini, *L'Autorità di regolazione dei servizi pubblici e il sistema costituzionale dei pubblici poteri*, in «Rass. giur. en. el.», 1996.

Tale interpretazione trova peraltro riscontro nel testo legislativo: oltre all'art. 2, comma 5, cit., anche il comma 14 dispone che «sono trasferite a ciascuna Autorità tutte le funzioni amministrative esercitate da organi statali e da altri enti e amministrazioni pubbliche (...) relative alle sue attribuzioni». Analogamente il comma 1 dell'art. 3 statuisce che sono trasferite all'Aeeg le funzioni in materia di energia elettrica e gas attribuite dall'art. 5, comma 2, lett. *b*) del d.p.r. 373/1994 al Ministero dell'Industria. Tutto ciò insomma determina «l'individuazione di una complessa attribuzione di potere ad amministrare un settore di intervento effettuata dalla legge che individua così una riserva a favore dell'Autorità»[2].

Il progetto originario era inteso, in buona sostanza, ad enfatizzare il ruolo dell'Autorità con l'attribuzione della intera responsabilità dell'amministrazione del settore, a tutela degli interessi e diritti del consumatore, soprattutto per le energie rinnovabili, stante il disposto normativo, secondo cui l'Autorità

> nel fissare le condizioni idonee a garantire agli utenti della rete elettrica la libertà di accesso a parità di condizioni ha un obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili (art. 3, comma 3, d.lgs. n. 79/1999).

Ciononostante, sono successivamente intervenute disposizioni normative che, viceversa, hanno ampliato le competenze del Ministero sottraendole all'Autorità. Con precipuo riferimento alle energie rinnovabili, il legislatore è intervenuto attribuendo al Ministero, già competente ad adottare le Linee Guida per la realizzazione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, anche la competenza relativa alla disciplina degli incentivi economici a favore degli imprenditori (cfr. d.lgs. n. 387/2003; 28/2011); la regolamentazione delle imposte agli operatori del settore dell'energia rinnovabile (d.l. n. 138/2011 conv.

[2] De Vergottini, *L'Autorità di regolazione dei servizi pubblici*, cit.

in l. n. 148/2011) e la regolamentazione dei c.d. Certificati verdi, introdotti dal legislatore del 1999 (d.lgs. n. 79/1999). A mente dell'art. 11, d.lgs. n. 79/1999, gli operatori hanno l'obbligo di immettere direttamente nel sistema elettrico nazionale una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, ovvero in alternativa possono adempiere al suddetto obbligo acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, o dal gestore della rete di trasmissione nazionale. Le direttive per la regolamentazione della emissione di tali Certificati verdi sono adottate con decreto del ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il ministro dell'Ambiente (d.m. 24 ottobre 2005) che regolamenta analiticamente il rilascio di tali Certificati verdi da parte del Gestore della rete, il quale si muove anche sotto le direttive del Ministero stesso (art. 8 d.m. cit.).

4. *La specificità della disciplina della produzione di energia da fonte idraulica*

4.1. Come anticipato, accanto a questa normativa, di derivazione comunitaria, si pone lo specifico e risalente sistema normativo di cui al r.d. n. 1775 del 1933 recante Testo unico delle acque ed impianti elettrici.

I due assetti normativi mal si conciliano – come si dirà – (nonostante i tentativi in tal senso del d.m. citato) e danno luogo a sovrapposizioni che costituiscono un ulteriore ostacolo al raggiungimento degli obiettivi prefissati dall'Europa per l'Italia.

4.2. Al riguardo, è utile ricordate che gli impianti idroelettrici, sono impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano l'acqua come fonte diretta di produzione di forza motrice. Gli impianti idroelettrici si distinguono in impianti ad acqua fluente, quelli con serbatoi artificiali e quelli di generazione e pompaggio.

L'idroelettrico, dunque, necessita di una materia prima, l'acqua, che è bene rientrante nel demanio idrico, ai sensi dell'art. 822 c.c., appartenente allo Stato e, a seguito delle recenti riforme sul federalismo demaniale (d.lgs. n. 85/2010), trasferito agli Enti locali (si attendono i decreti attuativi).

Lo sfruttamento della risorsa idrica per la produzione di energia elettrica è limitato, sotto due profili: sia in quanto il diritto all'utilizzo e alla derivazione dell'acqua necessita, come detto, di un provvedimento di concessione dell'amministrazione competente; sia in ragione dei differenti usi pubblici della risorsa, *in primis*, quello «potabile» (oltre che per *irrigazione* ecc.).

Il tratto rilevante della disciplina in oggetto riguarda la previsione di un titolo concessorio per la derivazione ed utilizzazione dell'acqua come fonte per la produzione di energia. La disciplina relativa al rilascio del titolo concessorio è contenuta nel citato TU del 1933 e, da ultimo, con riferimento all'aspetto delle gare per l'affidamento delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche, nel d.lgs. 79/1999 (art. 12).

L'art. 2 del TU del 1933 stabilisce che «possono derivare ed utilizzare acqua pubblica», oltre a «coloro che posseggono un titolo legittimo» e a coloro che hanno derivato acqua pubblica per un intero trentennio anteriore al 1884, anche «coloro che ne ottengono regolare concessione, a norma della presente legge». A norma dell'art. 17, è vietato derivare o utilizzare acqua pubblica senza un provvedimento concessorio. Gli impianti idroelettrici possono dunque essere esercitati a seguito della predetta concessione di derivazione e utilizzazione di acqua pubblica.

A norma dell'art. 6 del TU, le «utenze di acqua pubblica» hanno per oggetto «grandi e piccole derivazioni». Si ha una grande derivazione idroelettrica quando la potenza nominale media annua per produzione di energia eccede i 3.000 kW (lett. *a*).

Sul piano delle *competenze*, con le riforme c.d. Bassanini, la gestione amministrativa del demanio idrico, come sopra descritto, è stata trasferita alle Regioni e agli

Enti locali. In particolare, con l'approvazione del d.lgs. 112/1998, la «gestione dei beni del demanio idrico» viene affidata alle Regioni e agli Enti locali competenti per territorio, ai sensi dell'art. 86, comma 1. Dunque, già dal 1998 le Regioni esercitano le funzioni amministrative e di gestione del demanio idrico statale, tra cui rientrano tutti i compiti di gestione economica e finanziaria (usi delle acque pubbliche), di tutela idraulica e difesa del suolo e di polizia (ad eccezione di limitatissimi casi, in cui per la dimensione dell'interesse la gestione viene attratta nelle competenze statali). A partire dal 1° aprile 1999, con l'emanazione del d.lgs. 79/1999, di recepimento della direttiva 96/1992, anche il rilascio delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche diviene di competenza regionale (art. 12). Il d.lgs. n. 85 del 2010 (in Guri, 11 giugno 2010), che prevede il c.d. federalismo demaniale, ossia l'attribuzione agli Enti locali e alle Regioni di un «proprio patrimonio», completa il disegno riformatore inteso ad un completo affidamento agli enti territoriali di tutti gli aspetti della materia.

4.3. Il TU del 1933 disciplina il procedimento di rilascio delle concessioni di derivazione (artt. 7 e ss.), stabilendo un apposito iter.

Deve essere presentata una domanda di concessione (all'epoca al Ministero dei Lavori Pubblici, oggi alla Regione); sulla domanda si pronuncia con parere l'Autorità di bacino; la domanda viene pubblicata; viene svolta una istruttoria sulla medesima; si valutano le eventuali opposizioni, le domande in concorrenza o incompatibili, e quindi viene rilasciato il provvedimento di concessione che deve tener conto di determinate condizioni, tra cui la garanzia di mantenimento dell'equilibrio del bilancio idrico. Si noti che le domande di concessione devono essere corredate dei progetti di massima delle opere da eseguire per la raccolta, regolazione ed estrazione, derivazione ecc. delle acque.

Circa le concessioni di grandi derivazioni, l'art. 12 del d.lgs. n. 79 del 1999, ha introdotto due fondamentali

principi: *i*) anzitutto il principio che il titolo concessorio deve essere attribuito mediante una gara pubblica; *ii*) in secondo luogo, che la concessione è temporanea (si fa riferimento ad un «periodo di durata trentennale», comma 1). Questi principi sono stati da ultimo ribaditi dalla Corte costituzionale, nella sentenza del 13 luglio 2011, n. 205 che ha dichiarato l'illegittimità costituzionale delle disposizioni del d.l. 78/2010, di modifica del citato art. 12 del d.lgs n. 79/1999, in materia di proroghe delle concessioni di grandi derivazioni, in quanto norme di dettaglio, adottate in violazione della competenza concorrente in materia di energia delle Regioni, ai sensi dell'art. 117, comma 3, ed «incoerenti rispetto ai principi generali, stabiliti dalla legislazione statale, della temporaneità delle concessioni e dell'apertura alla concorrenza, contrastando con i principi comunitari in materia».

Il citato art. 12 stabilisce che 5 anni prima dello scadere della concessione di grande derivazione l'amministrazione competente

indice una gara ad evidenza pubblica nel rispetto della normativa vigente e dei principi fondamentali di tutela della concorrenza, libertà di stabilimento, trasparenza e non discriminazione per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata trentennale.

I requisiti ed i criteri per la gara dovrebbero essere forniti dal

Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, previa intesa con la Conferenza unificata tenendo conto dell'interesse strategico degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e del contributo degli impianti idroelettrici alla copertura della domanda e dei picchi di consumo.

Tuttavia, ad oggi, detti criteri per l'affidamento mediante gara non sono stati ancora definiti. In attesa dello svolgimento delle gare, si applicano dunque le norme del TU e l'iter ivi previsto anche per le concessioni di grandi derivazioni.

4.4. Si pone a questo punto il problema, di difficile risoluzione, del coordinamento dell'iter previsto per il rilascio del titolo concessorio per la derivazione e del procedimento previsto per l'autorizzazione unica, di cui alle norme sopra citate (d.lgs. 387/2003 e d.m. 10 settembre 2010).

A ben vedere, il procedimento per il rilascio della concessione di derivazione ed utilizzazione delle acque di cui al TU del 1933 prevede anche l'esame del progetto di massima dell'impianto e dunque le autorizzazioni relative alla realizzazione dell'impianto dovrebbero ottenersi in quel procedimento.

Il d.m. recante le Linee Guida, invece, appare distinguere il procedimento per il rilascio della concessione di derivazione, disciplinato dal TU del 1933 dal procedimento per la realizzazione dell'impianto, che dovrebbe seguire le disposizioni relative all'autorizzazione unica di cui al d.lgs. 387/2003. Si tratta di una impostazione evidentemente farraginosa perché in tal modo si duplicano le procedure, che in parte si sovrappongono.

In particolare, il citato d.m., al punto 1.3. prevede infatti che le procedure concorrenziali per le concessioni di derivazioni di acqua «restino ferme».

E pertanto si prevede che, in caso di impianti che possono realizzarsi mediante Dia, le concessioni di derivazione necessarie per gli impianti idroelettrici siano «acquisite e allegate alla Dia» (punto 11.2). Dunque la semplificazione che viene garantita mediante la Dia appare venir meno se comunque la Dia deve essere corredata dalla concessione di derivazione e quindi dal procedimento ad essa connesso.

Anche con riferimento agli impianti soggetti ad autorizzazione unica, il d.m. prevede che l'istanza sia corredata anche dalla «concessione di derivazione d'acqua per uso idroelettrico qualora sia stata già acquisita» (punto 13.1, lett *e*)). Ne consegue che la concessione di derivazione è prevista come esterna al procedimento di autorizzazione unica e con esso non trova coordinamento.

Consapevole della complessità e della sovrapposizione del sistema cosi creatosi, il Ministero, ha rimesso alle Re-

gioni il compito di semplificare e coordinare le procedure delle predette norme (vedi punto 18.3 del d.m.). Stabilisce infatti il d.m. che, «al fine di ridurre i tempi evitando duplicazioni di atti ovvero di valutazioni», le Regioni possono individuare «le più opportune forme di semplificazione e coordinamento tra i procedimenti per il rilascio delle concessioni di derivazione d'acqua pubblica di cui al r.d. 1933 n. 1775» (punto 18.3 del d.m. cit.).

E le Regioni appaiono operare distinguendo i procedimenti, per la derivazione e per l'autorizzazione unica. Il che ovviamente appare un elemento di complicazione ulteriore nel quadro già complesso del procedimento unico previsto dal d.lgs. n. 387/2003.

Peraltro, secondo un indirizzo giurisprudenziale, il rilascio della concessione di derivazione d'acqua non può rientrare per intero nel procedimento per il rilascio dell'autorizzazione unica alla costruzione ed esercizio dell'impianto, disciplinato dal suddetto d.m. 10 settembre 2010, dovendosi ricorrere a procedure sostanzialmente *separate*.

Il Tribunale superiore delle acque pubbliche (sent. n. 114/2008) ha infatti affermato che:

> La pubblicità e la comparazione del progetto con le eventuali altre richieste previste dall'art. 7 del TU n. 1775 del 1933 rimangono, ... necessarie anche nel procedimento unico previsto dall'art. 12 del d.lgs. n. 378 del 2003, perché dirette allo specifico scopo di accertare la prevalenza della domanda rispetto a quelle concorrenti.

Si afferma inoltre che:

> nella sistematica del procedimento unico previsto dall'art. 12, d.lgs. n. 387 del 2003, inoltre, è il rilascio dell'autorizzazione alla derivazione a costituire il titolo a realizzare ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato. L'autorizzazione è perciò preventiva rispetto all'approvazione del progetto, preliminare o definitivo esso sia (sent. n. 114/2008).

5. *I profili di criticità e le proposte per il superamento delle problematiche emerse*

Il quadro normativo finora descritto evidenzia una grave frammentarietà sia a livello di legislazione primaria che secondaria, non risolto dalla adozione delle Linee Guida le quali, pur avendo il merito di avere finalmente uniformato le norme sulle autorizzazioni regionali, fornendo un quadro coerente degli adempimenti amministrativi da porre in essere, non hanno tuttavia determinato un'opera di semplificazione e razionalizzazione definitiva della procedura autorizzatoria, e dunque non danno adeguata soluzione ai principali aspetti di criticità emersi nella prassi, che consistono nella proliferazione dei soggetti istituzionali chiamati a prendere parte al procedimento per il rilascio dell'autorizzazione unica (nella prassi i soggetti che intervengono variano da 20 a 40); nei veti, di fatto, opposti dalle amministrazioni comunali sulla realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, subordinando spesso il rilascio del permesso di costruire a misure compensative; nel mancato rispetto dei termini procedimentali (secondo i dati Anev la durata media dei procedimenti autorizzativi in Italia è di più di qualche anno); ed in particolare, nel mancato rispetto del termine di 30 giorni per la convocazione della Conferenza dei servizi e quello di 180 per la conclusione dell'iter autorizzatorio ritenuto peraltro perentorio dalla giurisprudenza costituzionale e amministrativa.

Rispetto a tali principali profili di criticità, si avanzano delle sintetiche proposte risolutive concernenti il riparto delle competenze legislative e di normazione secondaria; la necessità di una pianificazione territoriale a livello regionale; l'obbligo del rispetto dei tempi procedimentali, anche attraverso un rigoroso regime sanzionatorio; il coordinamento delle normative e dei procedimenti per la realizzazione degli impianti idroelettrici.

5.1. Il primo profilo critico riguarda il riparto delle competenze legislative e regolamentari.

Come detto, la materia «energia» è attualmente attribuita alla potestà normativa concorrente dello Stato e delle Regioni.

Questa ripartizione di competenze ha quindi determinato, da una parte, una legislazione ed una politica estremamente frammentaria; dall'altra, la effettiva mancanza di responsabilità dello Stato, davanti alla Unione europea, per l'inadempimento agli obblighi fissati dalla normativa europea, al cui rispetto è comunque tenuto.

Occorre pertanto una riforma costituzionale che affidi la materia «energia» alla competenza legislativa esclusiva dello Stato, trattandosi di un settore assolutamente strategico, nell'ambito del quale si richiede una gestione unitaria ed accentrata, non consentita dall'attuale riparto di competenze effettuato dall'art. 117 Cost.

Anche spostando la competenza legislativa primaria in materia di energia a livello statale resta ferma la competenza legislativa regionale concorrente e residuale in materia di governo del territorio ed urbanistica e le connesse competenze amministrative (comprese tra le funzioni fondamentali ex art. 117, comma 2, lett. *p*)) nonché quelle delle Province sui piani di coordinamento e dei Comuni sui piani urbanistici; oltre alle competenze in materia di ambiente e paesaggio. Quindi, resta in ogni caso, a prescindere dalla dislocazione se nazionale o regionale della competenza legislativa in materia energetica, una fortissima interferenza regionale e locale per tutto ciò che riguarda gli impianti per la produzione di energia di qualsiasi tipo, perché la localizzazione e la realizzazione di detti impianti sicuramente afferisce anche alle materie, territorio, paesaggio e ambiente.

Sul piano di normativa secondaria, si auspica il ritorno al modello originariamente indicato dalla legge n. 481/1995 che aveva previsto l'attribuzione della funzione di regolazione del settore dell'energia come riserva a favore dell'amministrazione indipendente con un potere quindi meramente residuale in capo al Ministero, per la definizione degli indirizzi della politica energetica.

Tale impostazione si pone peraltro in linea con il quadro normativo comunitario (cfr. part. dir. 2009/72/CE e

dir. 2009/73/CE) che predilige l'affidamento della regolazione del settore energetico ad organismi sottratti dalle influenze politiche; nonché con l'obiettivo del legislatore nazionale di favorire e promuovere in tale settore lo sviluppo della concorrenza.

Sul punto, si consideri che un miglioramento del contesto normativo è idoneo anche a rimuovere gli ostacoli diretti ed indiretti all'accesso al mercato, e dunque, favorire la concorrenza, come auspicato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AS 680, in Bollettino n. 15/2010).

5.2. Circa l'aspetto della mancanza di una pianificazione territoriale, abbiamo visto che le Linee Guida sul procedimento di rilascio dell'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile sono state attese da imprenditori ed operatori del settore delle energie rinnovabili dal 2003 (e quindi per ben sette anni) e che nell'attesa di tale Linee Guida gli Enti locali non hanno (o non avrebbero) potuto svolgere alcuna pianificazione territoriale.

Quasi tutte le Regioni negli anni, avendo competenza in materia e per rispondere all'enorme incremento di richieste, hanno approvato disposizioni in forma di Linee Guida o di regolamenti, che hanno individuato aree incompatibili, procedure di Via e semplificazioni, il tutto in assenza delle Linee Guida nazionali. Questo sistema, già complicato, è però completamente saltato, peggiorando ulteriormente la complessità, in conseguenza dei ripetuti interventi della Corte costituzionale, che ha dichiarato incostituzionali le normative regionali perché stabilivano limiti, tetti, condizioni alla realizzazione degli impianti e, soprattutto, perché, in assenza delle Linee Guida nazionali, le Regioni non avevano il potere di emanare criteri per la localizzazione dei siti più idonei alla realizzazione degli impianti. Ed infatti, la Corte ha precisato che la presenza di diverse competenze legislative (statale e regionale) giustifica il richiamo operato dall'art. 12, comma 10, d.lgs. n. 387/2003 alla Conferenza unificata, ma «in

assenza delle Linee Guida nazionali non consente alle Regioni di provvedere autonomamente alla individuazione di criteri per il corretto inserimento degli impianti alimentati da fonti di energia alternativa» (cfr. da ultimo Corte cost., sent. n. 119 del 26 marzo 2010, che ha dichiarato l'illegittimità costituzionale di alcuni articoli della l.r. Puglia 21 ottobre 2008, n. 31, nella parte in cui vietavano la realizzazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica in determinate parti del territorio regionale).

Quindi, il risultato è che, ad oggi, non si sa dove possano essere localizzati gli impianti, dato che non sono state ancora individuate le zone *non idonee* alla realizzazione di impianti alimentati ad energia rinnovabile, con la conseguenza che si è data piena signorìa ai procedimenti amministrativi individuali. In mancanza di una pianificazione territoriale, infatti, la domanda è rivolta sì alla Regione, ma nella Conferenza dei servizi intervengono i Comuni che, di fatto, si ripete, in mancanza di pianificazione territoriale regionale, oppongono molteplici ostacoli, anche – a volte – con la richiesta di misure di compensazione assai gravose. E ciò nonostante il fatto che i Comuni nel procedimento in esame sono in realtà portatori di un interesse urbanistico edilizio che può essere considerato secondario rispetto agli altri interessi coinvolti dal procedimento stesso. Del resto, è lo stesso art. 12, d.lgs. n. 387/2003 a prevedere al comma 7, la possibilità che gli impianti siano realizzati in zone agricole, in deroga quindi agli strumenti di pianificazione comunale vigenti.

Al fine di sottrarre all'arbitrio dei Comuni la realizzazione degli impianti, si auspica un rafforzamento del momento della pianificazione di livello regionale e/o provinciale, effettuando in tale sede le scelte fondamentali, in ordine alla localizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, escludendo, o comunque ridimensionando fortemente, l'intervento del Comune nel procedimento autorizzatorio.

Si dovrebbe infatti demandare alle Province (o alle Regioni e, per delega, alle Province) l'individuazione delle aree non idonee alla realizzazione degli impianti di pro-

duzione di energia. Andrebbero privilegiate, quali aree idonee quelle già edificate, quelle da bonificare e le zone industriali dismesse. Su tutte le altre aree si dovrebbe consentire la realizzazione degli impianti, senza la necessità di acquisire il permesso di costruire (eventualmente prevedendo una valutazione di conformità con il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale). Tale impostazione si porrebbe peraltro in linea con il recentissimo orientamento della nostra legislazione – basata anche sulle direttive europee – di eliminare i regimi autorizzatori, salvi i casi assolutamente eccezionali, e di sostituirli con procedure di Scia o addirittura di dequotarli senz'altro dal regime amministrativo (d.lgs. n 59/2010, attuativo della direttiva 2006/123/CE e d.l n. 138/2011, con l. n. 148/2011 art. 3).

Si tratta invero di normativa ancora in corso di prima attuazione che, tuttavia, esprime un orientamento preciso verso la liberalizzazione di attività private, salvi i casi di «imperativi motivi di interesse generale», che possono giustificare la permanenza del regime autorizzatorio.

5.3. In ordine al mancato rispetto dei tempi previsti per la conclusione dei procedimenti amministrativi autorizzatori, è emersa, con particolare evidenza, una grave incapacità della previgente disciplina di assicurare il rispetto dei predetti tempi procedimentali per gli adempimenti di competenza delle Pubbliche amministrazioni coinvolte e, in particolar modo, per il procedimento di valutazione di impatto ambientale.

In merito, se è vero che le Linee Guida (di cui al d.m. 10 settembre 2010) e il d.lgs. n. 28/2011 costituiscono importanti interventi volti sia ad uniformare le norme sulle autorizzazioni, sia a diminuire i tempi delle autorizzazioni stesse e a snellire la burocrazia, è altresì vero che, purtroppo, si è persa l'occasione per snellire definitivamente le procedure autorizzatorie e consentire il raggiungimento degli obiettivi comunitari fissati per il 2020.

In particolare, con il d.lgs. n. 28/2011 non si è data adeguata soluzione ai principali aspetti di criticità emersi nella prassi.

Si è detto sopra, infatti, che resta salva la normativa relativa all'art. 12 del d.lgs. n. 387/2003 e alle Linee Guida, che prevedono all'Allegato 1, ben 18 endoprocedimenti, e relativi atti di assenso, che confluiscono nel procedimento unico per il rilascio dei titoli autorizzatori; endoprocedimenti, tra i quali, a titolo esemplificativo, si individuano l'autorizzazione ambientale integrata (ex art. di cui al d.lgs. n. 59 del 18 febbraio 2005); l'autorizzazione paesaggistica, ai sensi dell'art. 146 del d.lgs. n. 42/2004; la valutazione dell'impatto ambientale di cui al d.lgs. n. 152/2006 di competenza dello Stato o della Regione; l'autorizzazione alle emissioni in atmosfera; l'autorizzazione alla gestione dei rifiuti; il permesso di costruire, ecc.

Rimane quindi inalterato il problema della proliferazione dei soggetti istituzionali chiamati a prendere parte al procedimento, per il rilascio dell'autorizzazione unica (nella prassi i soggetti che intervengono variano da 20 a 40); tra cui, le amministrazioni comunali, che come detto, in assenza di adeguata pianificazione territoriale, pongono veti, di fatto, sulla realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il nuovo decreto riduce, come detto, i tempi del procedimento amministrativo da 180 a 90 giorni per ottenere l'autorizzazione unica, ovvero il diniego. La Corte costituzionale aveva espressamente affermato la natura perentoria di tale termine, chiarendo che esso deve essere considerato

quale principio fondamentale in materia di «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia» in quanto tale disposizione risulta ispirata alle regole della semplificazione amministrativa e della celerità, garantendo, in modo uniforme sull'intero territorio nazionale, la conclusione entro un termine definito del procedimento autorizzativo (sent. n. 364 del 9 novembre 2006).

La Consulta, nell'occasione, ha concluso per l'illegittimità di una legge della Regione Puglia che aveva stabilito una sospensione a tempo indeterminato dei procedimenti relativi al rilascio delle autorizzazioni uniche, motivata con riferimento alla necessità di dotarsi del Piano energe-

tico ambientale regionale, in quanto contrastante con gli obiettivi nazionali di politica energetica.

Ebbene, nonostante ciò, nessuna sanzione è prevista nel caso di mancato rispetto di detto termine per la conclusione dell'iter autorizzatorio, né per il mancato rispetto di quello previsto per la convocazione della Conferenza dei servizi.

L'unica soluzione è la via giudiziaria con i procedimenti dinnanzi ai Tribunali amministrativi regionali che poi sfociano nella nomina di commissario ad *acta*, ecc. che prevedono comunque tempi lunghi, esiti incerti e soprattutto una posizione di scontro frontale degli imprenditori con le amministrazioni locali con le quali devono colloquiare.

La soluzione alternativa, nel caso, ad esempio, di dissenso, è quella politica, ma anche nel caso in cui se ne occupi l'amministrazione regionale, i tempi sono comunque non inferiori ai tre anni, come dimostrano le esperienze di vari imprenditori.

5.4. Le specifiche criticità relative agli impianti idroelettrici sono state in parte anticipate al paragrafo 4.4.

In estrema sintesi, vi è un difetto di coordinamento normativo ed una sovrapposizione di disposizioni di legge e di procedimenti amministrativi che riguardano i predetti impianti:

– il procedimento per la concessione della derivazione d'acqua pubblica per uso idroelettrico di cui al TU del 1933, che in realtà riguarda anche la realizzazione e l'esercizio dell'impianto (tanto che alla richiesta di concessione bisogna allegare il progetto di massima, come visto);

– il procedimento dell'autorizzazione unica per la realizzazione dell'impianto di cui al d.lgs. n. 387/2003, come modificato dal d.lgs. n. 28/2011 che presuppone l'ottenuta concessione di derivazione.

Ciò rende evidentemente farraginoso e inutilmente complesso il procedimento per la realizzazione degli impianti medesimi.

Si rende pertanto necessario un intervento di coordinamento e di integrazione dei due procedimenti, ten-

denzialmente volto a rendere unico il procedimento di concessione e di autorizzazione alla realizzazione dell'impianto, innestando il primo nel secondo ed eliminando le duplicazioni provvedimentali.

Ciò tenendo conto, sia della particolarità della risorsa – l'acqua – che è un bene pubblico e che è soggetto ad usi differenti, in primo luogo, quello potabile, e sia dell'incidenza che l'energia idraulica ha nel delineato quadro complessivo della produzione di energia da fonte rinnovabile.

A ciò si aggiunge lo Stato di sostanziale «stallo» delle procedure per l'affidamento delle nuove concessioni di grandi derivazioni idroelettriche. Fino a quando non verranno stabiliti i criteri per le gare – e in ciò si registra una completa inattività del governo – non si potrà procedere ad affidare le concessioni di grandi derivazioni, con la proroga – di fatto – dei precedenti regimi, che la Corte costituzionale ha tuttavia già dichiarato in contrasto con la Costituzione (sent. n. 205/2011).

CAPITOLO SESTO

RICERCA, INNOVAZIONE E TECNOLOGIA PER LA POLITICA ENERGETICA ITALIANA

1. *Due grandi linee di tendenza*

Lo scacchiere della politica energetica europea è molto complesso. L'Unione riconosce l'importanza strategica – sotto il profilo economico e industriale – di una politica diretta a fermare il riscaldamento globale e a ridurre drasticamente la dipendenza dal petrolio: sono stati indicati obiettivi ambiziosi di riduzione dei gas serra, attraverso una rilevante flessione del ricorso ai combustibili fossili (processo di efficientamento energetico) e un intenso ricorso alla produzione di energia mediante utilizzo delle fonti rinnovabili e assimilate (idroelettrico, biomasse, eolico, solare)[1].

In questo scenario, si collocano ora due apparenti polarità: la posizione francese e quella tedesca. La Francia intende difendere e approfondire il vantaggio competitivo acquisito, a livello mondiale, nelle tecnologie del nucleare mantenendosi in grande continuità con il passato. Le prese di posizioni convergenti del management di Edf e del governo francese chiariscono bene questa posizione: la Francia intende conservare e sfruttare al massimo, su scala europea e mondiale, il vantaggio acquisito; sostiene che questo vantaggio le consentirà di essere presente, con

A cura del gruppo di ricerca coordinato da P. De Ioanna. Ricercatori: G.F. Lucarelli e S. Levstik. Il presente contributo è frutto dell'elaborazione comune degli autori. Tuttavia la parte sulla Fer del paragrafo 5 è riconducibile per intero a S. Levstik.

[1] Su questi punti si vedano anche le Schede informative curate da B. Agricola e V. Lupi, in appendice alla seconda parte di questo Rapporto. In particolare si rinvia alla Scheda n. 6 dedicata al Pacchetto Clima/Energia.

risorse umane e tecnologiche, in tutte le parti del mondo, accostando al nucleare le nuove tecnologie delle fonti rinnovabili.

La Germania, storicamente molto sensibile ai temi ambientali nella formulazione delle sue politiche energetiche, ha scelto di uscire dal nucleare e di mettere in campo valide alternative entro il 2022; ma in realtà l'obiettivo tedesco è assai più ambizioso: fa leva sulle capacità scientifiche e tecnologiche per tenere testa ai rischi della modernità (effetto serra) e punta a spostare la frontiera delle tecniche produttive nel campo delle rinnovabili, per renderle competitive a livello europeo e mondiale. Non è la prospettiva futuribile di un sociologo dalla vista lunga come Ulrich Beck[2], ma la posizione ufficiale del governo di centro destra tedesco.

È di un certo interesse osservare che le due scelte franco-tedesche sono entrambe espressione di governi di centro destra, obiettivamente preoccupati di lasciare aperto l'orizzonte competitivo della grande industria pubblica e privata e dunque di un capitalismo continentale che intende innovare e rischiare a livello globale. Si tratta inoltre di due paesi e sistemi economici che costituiscono l'ossatura dell'Unione e la leva indispensabile per immaginare un sentiero di sviluppo politico e istituzionale dell'Europa. Sono del resto i sistemi che hanno giocato un ruolo egemone nel consentire strategie di uscita dalla morsa dei mercati finanziari che stanno azzannando alla gola l'euro.

2. *Un nuovo frame per l'Italia*

È in questo contesto, dove in generale si evidenzia una strategia di uscita dal nucleare, sia pure con tempi e modalità diverse e dove c'è un certo accordo tra gli analisti che il prezzo dell'energia elettrica in Italia è destinato ad aumentare – a prescindere dalla dinamica dei prezzi

[2] Cfr. U. Beck, intervista a «Le monde» del 10-11 luglio 2011.

degli idrocarburi – che deve essere collocata la politica energetica italiana. L'alternativa è una lotta senza quartiere per accaparrarsi le riserve di combustibili fossili, gas e petrolio prima di tutto.

Forse la posizione franco-tedesca può costituire una soluzione oggettivamente complementare, ma certamente la posizione italiana non può essere solo quella di un partner commerciale che deve garantire sicurezza e continuità ai propri approvvigionamenti; viceversa, è in gioco l'orizzonte del nostro sistema produttivo e la sua collocazione in Europa e nel mondo. È in gioco una struttura tecnologica di base che connota il nostro posizionamento produttivo e culturale nel futuro prossimo; quello che tedeschi e francesi intendono in qualche modo anticipare e governare. Secondo l'*International European Outlook 2010*, a livello mondiale, nel 2035 sono previste, in assenza di specifiche e forti innovazioni nelle tecnologie di produzione e di sfruttamento, modestissime variazioni nei contributi da parte delle diverse fonti di energia. Dunque, se i tedeschi affrontano questi temi con un cambio di paradigma e i francesi intendono entrare nella nuova fase con uno slancio, anche a livello globale, che loro viene dal vantaggio competitivo nel nucleare, quale deve essere lo scheletro di una politica energetica italiana all'altezza di questa fase?

È stato osservato che occorre avere ben chiari i profili problematici di una politica energetica comunitaria vista dall'ottica dell'Italia. Ciò è particolarmente esatto a condizione che l'Italia, a sua volta, sappia esprimere come sistema una visione chiara dei propri interessi, degli obiettivi e degli strumenti operativi di una propria politica energetica. Se a livello europeo prevalgono ancora le intese bilaterali (ad esempio Germania-Federazione Russa) e tra i progetti europei solo il *Southstream*, ciò dal punto di vista italiano, dipende in larga misura dalla circostanza che il nostro sistema paese sembra affidare la propria politica energetica, in sostanza, all'iniziativa dei due soggetti prevalenti, Eni ed Enel, al di fuori di un chiaro indirizzo generale. In Francia la strategia di Edf coincide con

quella del governo francese, in modo trasparente; in Italia non è chiaro quali siano i punti di contatto e di divaricazione tra le strategie dei due *incumbent* e quelle del governo nazionale. L'unica questione emersa in modo nitido è quella della liberalizzazione della rete gas nazionale; ma anche su questo punto non si comprende quale sia la posizione ufficiale del governo. In questo contesto l'unico profilo chiaro nel rapporto tra UE e Italia (e più in generale tra UE e Stati membri) è quello dei ritardi nella costruzione delle infrastrutture di interconnessione verso e all'interno dell'Unione.

L'attuale fase di crisi della *governance* della finanza pubblica europea può costituire una opportunità sul terreno della politica delle infrastrutture di rete europee, e *in primis* per la realizzazione di un sistema di interconnessione verso e all'interno dell'UE. La prospettiva dei c.d. *eurobond*, al centro di un dibattito cruciale per la costruzione di una *governance* fiscale federale, appare quasi fisiologicamente destinata a finanziare interventi infrastrutturali a fecondità differita e sistemica, come le grandi interconnessioni energetiche. La politica energetica europea assume così il ruolo di nesso critico progettuale cruciale per fare avanzare un'idea federale europea. Ma in questo orizzonte la posizione italiana non può evidentemente essere solo quella di promotore politico di una prospettiva federale (posizione peraltro assai nobile ed utile), ma deve partire da un chiaro posizionamento dei propri interessi a medio-lungo termine. In altre parole, per intervenire in modo attivo e incisivo a livello europeo (integrazione e implementazione delle reti europee, interconnessione dei sistemi di trasporto e dispacciamento dell'elettricità), l'Italia deve mettere a punto una chiara definizione delle Linee Guida della sua politica energetica, coerente con l'orizzonte di tempo e con i fini già definiti dall'UE.

La tesi da portare avanti è che la linea italiana accetti di petto il cambio di paradigma proposto dai tedeschi e faccia dell'innovazione e della ricerca l'asse di una politica pubblica profondamente rinnovata negli strumenti, nelle risorse, negli specialismi utilizzati, nelle analisi di

impatto. La specializzazione commerciale e produttiva della Germania è basata infatti su settori altamente intensivi nell'uso di capitale umano e tecnologia. Questi settori sono meno esposti alla concorrenza internazionale di prezzo, poiché la loro domanda è decisamente più reattiva a fattori non-prezzo, *in primis* il contenuto innovativo.

3. *Prospettive per la costruzione di una robusta piattaforma tecnologico-industriale*

Secondo la teoria economica, la produttività marginale decrescente del capitale fisico e del capitale umano conduce nel lungo periodo allo stato stazionario, ossia ad un tasso di crescita del prodotto pro capite pari a zero. L'unico elemento in grado di contrastare tale prospettiva è il progresso tecnologico. Gli avanzamenti di questa variabile cruciale consentono di aumentare la produzione a parità di capitale fisico e di capitale umano, contrastando in tal modo la caduta del tasso di crescita del prodotto pro capite. Tra lo spontaneismo naturalista (astorico), che fa leva sui singoli bisogni individuali e il concreto funzionamento di un sistema economico, ci sono le istituzioni, la lingua, il sistema dei valori collettivi che conformano e indirizzano un sistema socio economico. Il cambiamento tecnologico si intreccia fortemente con le imprese, le istituzioni, le reti. Ritmi e modalità di adozione delle nuove tecnologie dipendono oltre che da ragioni economiche, dal funzionamento dei sistemi sociali nel loro insieme, dai sistemi di regole, da interessi e aspettative: l'interazione di questi elementi è un *continuum* e i nodi della tecnologia dello sfruttamento delle fonti energetiche e dell'efficienza energetica, la collocazione geopolitica delle fonti e delle innovazioni tecnologiche, sono le questioni che possono condizionare in modo decisivo il nostro futuro, al pari dell'acqua e della disponibilità di aree agricole.

L'epoca dell'energia abbondante e a basso costo può sostanzialmente definirsi definitivamente conclusa. Con la fine del XX secolo e i prezzi del petrolio e del gas che

hanno iniziato a crescere a ritmi sostenuti, il cambiamento del modello energetico ed economico è un'esigenza non più rinviabile. Con l'ingresso dei paesi emergenti (Cina, India, Brasile, Russia e non solo) nel *club* dei paesi industrializzati – in assenza di correzioni – il consumo di energia entro il 2050 è destinato a raddoppiare. Chi arriva primo nel complesso gioco della «rotazione» delle matrici della propria politica energetica, gode di vantaggi competitivi, sviluppa occupazione, riduce la vulnerabilità della sua economia. Questa è la lezione che viene da economie con elevati tassi di crescita, da paesi come la Danimarca, Svezia – oltre la Germania stessa – o da stati quali la California.

Se è questo l'orizzonte entro cui collocare la nostra politica industriale, è intuitivo che l'energia è l'elemento di fondo per stabilizzare un sentiero di crescita e di sviluppo economico credibile. Si tratta di capire se la povertà di fonti interne ci costringerà comunque a restare subalterni ad una politica (comunque attiva) di sicurezza energetica e approvvigionamento sull'estero o se invece possiamo, con senso delle possibilità reali, incamminarci su un sentiero di innovazione tecnologica che ci ponga, in un orizzonte di tempo prevedibile, sulla frontiera europea e mondiale di questo nuovo paradigma tecnologico. Incamminarci con decisione su questo sentiero non significa – è di tutta evidenza – abbandonare un ruolo commerciale attivo; significa indirizzare le risorse pubbliche e private, in modo nitido, verso la ricerca e l'innovazione. Comprendendo che l'innovazione è in condizione di creare offerta e domanda in tutte le aree del globo.

Non vi è dubbio infatti che nel corso dei secoli situazioni di acuta scarsità nelle risorse naturali e nelle materie prime disponibili, si siano risolte grazie a innovazioni e tecnologie capaci di rimuovere o spostare in avanti la frontiera della scarsità. Ma c'è di più: la scarsità di risorse naturali ha contribuito a generare progresso tecnico ed economico che a sua volta ha trasformato in sinergia l'originario antagonismo tra scarsità delle risorse e producibilità dei beni. Ed è costituito da dinamiche di questo

tipo, dalla traduzione cioè di fattori scientifici e istituzionali in termini di progresso economico, il tratto originario dell'economia tedesca e della forza del suo *export*.

Nello specifico della situazione italiana, si tratta di far leva su una vasta platea di piccole e medie imprese, che già operano in questi settori, per costruire opportunità di crescita competitiva, in sinergia con i centri di ricerca pubblici (*in primis* Cnr e rete universitaria) presenti sul territorio e con le *big company* italiane (Enel ed Eni). In tal senso gli interessi economici dei grandi gruppi non vanno visti nella sequenza settoriale in cui essi prevalgono sui piccoli. L'obiettivo strategico quindi dovrebbe essere quello di far emergere un numero ristretto ma qualificato di piccole imprese che assumano dimensioni medie, tali da dare luogo a una massa critica in grado di fare ricerca, di esportare tecnologie e creare occupazione, in Italia e all'estero. Il conseguente allargamento del mercato comporterebbe maggiore concorrenza in virtù dell'entrata in campo di un maggior numero di imprese. Concorrenza che determina l'effetto di spingere i produttori a ridurre i prezzi a livello di costi marginali e che in un mercato divenuto di maggiori dimensioni è assai difficile da limitare rispetto a un mercato ristretto. Si tratta di una scommessa non solo possibile, ma non evitabile, se vogliamo dare un respiro allo sviluppo della nostra economia.

Sotto questi profili un ruolo importante può essere giocato dal potenziamento dell'attività di R&S sino a oggi finanziata dalla fiscalità generale, ma non sempre nettamente orientata agli interessi reali del paese. Il sostegno in Italia a tecnologie rinnovabili sviluppate con successo da altri paesi (si pensi ai pannelli fotovoltaici Usa o all'eolico danese e spagnolo) consente di ridurre la bolletta energetica e le emissioni di CO_2, ma la maggior parte del valore aggiunto e dell'occupazione sono creati fuori dall'Italia (ad esempio nel settore fotovoltaico, nel 2009, a fronte di un mercato di 574 MW, in Italia sono stati prodotti 60 MW di celle e 160 MW di moduli). Questo significa che gli incentivi forniti alle tecnologie importate sottraggono risorse da destinare allo sviluppo di tecnologie non

ancora sviluppate a livello commerciale e su cui il nostro paese può contare su un vantaggio competitivo in termini di stadio della ricerca. Studi condotti da Enea hanno evidenziato il vantaggio comparato del nostro paese in tecnologie oggi ancora di nicchia (si pensi al solare termodinamico a concentrazione) e con enormi potenzialità di crescita. Così ancora più importante degli interventi volti a sostenere la diffusione dell'uso delle rinnovabili tra i consumatori, è portare avanti un'azione di sviluppo della tecnologia e della capacità industriale italiana, al fine di inserire le aziende nazionali nei segmenti a più elevato valore aggiunto e non solo nella fase di installazione. La politica energetica dovrebbe allora essere disegnata a partire da quelle che sono le potenzialità del comparto di R&S, così da privilegiare quelle tecnologie rinnovabili e dell'efficienza energetica su cui l'Italia dispone di un vantaggio comparato rispetto agli altri paesi ed utilizzare il sistema degli incentivi per farle progredire dallo stadio di ricerca applicata a quello dello sviluppo commerciale.

Puntare all'innovazione e alla ricerca significa riprendere i capisaldi della strategia di Lisbona lanciata nel marzo 2000.

In questo contesto, l'azione sull'interconnessione è uno degli obiettivi fondamentali della liberalizzazione dei mercati, sia perché finalizzato a favorire la concorrenza interna e tra i paesi, sia perché serve ad accrescere il grado di sicurezza delle forniture. Questo vuol dire che un alto livello di integrazione è funzione di maggiori investimenti nelle reti. Solo un deciso impulso alla capacità di interconnessione tra gli Stati può di fatto limitare le posizioni dominanti e la possibilità di un loro sfruttamento abusivo, con nuove infrastrutture che permetterebbero di diversificare le fonti di approvvigionamento ed i fornitori, garantendo la sicurezza energetica.

A tale riguardo il Trattato di Maastricht ha inserito tra le competenze comunitarie lo sviluppo delle reti transeuropee agli artt. 154 e 155. La disciplina comunitaria successiva (vedasi più in particolare le disposizioni contenute all'art. 22 della direttiva 2003/55 per il gas e

nell'art. 7 del regolamento 1228/2003 per il settore elettrico) contempla misure per incentivare la costruzione di infrastrutture di interconnessione o per l'aumento significativo della capacità esistente. La direttive 2004/67 e 2005/89 hanno ulteriormente rafforzato questo obiettivo. Ciononostante restano aperte diverse questioni, in quanto il mercato unico necessita di una ben maggiore capacità di interconnessione. Diversamente l'insufficienza dei fattori che sostengono la formazione di un tessuto reticolare rischia di restare una concausa determinante del rallentamento dei processi di convergenza e della mancata formazione dei prezzi di equilibrio nei diversi mercati.

Per quanto riguarda l'Italia, limitatamente al settore elettrico, l'apertura del mercato e la creazione di una Borsa elettrica hanno evidenziato l'esistenza di una carenza strutturale della rete di trasporto sia per gli scambi interni che internazionali. Poiché il mercato elettrico italiano è suddiviso in zone, la formazione di prezzi diversi tra zone segnala la presenza di congestioni di rete, ossia di una insufficiente capacità di trasporto in grado di consentire un unico equlibrio di mercato.

Si noti che uno sviluppo delle reti aiuta l'Italia a integrarsi e quindi a ridurre il costo dell'energia all'utente e a ridurre i rischi di approvvigionamento. I dati di borsa del quinquennio 2005-2010 mostrano infatti che mediamente solo nel 18% circa delle ore dell'anno, la rete italiana non presenta congestioni. Se poi si osserva l'andamento dei prezzi sul mercato del giorno prima sulle principali borse elettriche europee, si vede chiaramente che il prezzo italiano è sistematicamente più alto del prezzo medio delle altre borse europee.

Da questo punto di vista il sistema energetico è un vasto scenario geopolitico in cui ogni Stato gioca la sua partita secondo le proprie possibilità e responsabilità. Tre i livelli di governo coinvolti: statale-nazionale, transnazionale ed europeo, internazionale. A sospingere il mercato, sia interessi di stati che sono importatori per necessità in quanto privi di risorse energetiche sufficienti, sia interessi di stati che guadagnano dalle esportazioni, in quanto

grandi produttori di energia. A fronte di processi economici e di equilibri così complessi e delicati, è chiaro che l'Italia non possa farcela da sola nel suo sforzo di *re-engineering* industriale. Lo sviluppo di un sistema energetico sostenibile richiede infatti una strategia fatta di investimenti ingenti, di politiche certe e di cooperazione fra le nazioni. Ciascun paese deve quindi agire come *player* del sistema comunitario e globale su uno scenario mondiale da cui non può restare escluso e da cui – secondo i dati del *Renewable energy policy network for the 21 Century* – arriva una forte spinta verso le rinnovabili. In concreto negli ultimi anni la potenza fotovoltaica collegata alla rete è cresciuta del 70%, quella relativa agli impianti con potenza superiore a 200 kW è addirittura triplicata, raggiungendo i 3 GW. Trend che per quanto riguarda i biocarburanti ha registrato incrementi del 33-34%; incrementi di potenza si sono registrati anche sul versante eolico (121 GW nel 2009), nella produzione di calore per via solare che sommati ai circa 250 derivati di biomassa e ai 50 di derivazione geotermica portano a un contributo complessivo di circa 460 GW.

Come già sottolineato nelle pagine precedenti, a livello industriale, nelle rinnovabili l'Italia sconta un sensibile ritardo. Il tradizionale vantaggio competitivo nazionale raggiunto nell'industria meccanica ed elettromeccanica deve viceversa compiutamente trasferirsi in questo settore, mentre gli effetti di uno sviluppo significativo nella manifattura delle rinnovabili sarebbero importanti in termini di occupazione e sviluppo dei c.d. *green jobs*.

Non è facile per un paese dal quadro macroeconomico generale come l'Italia, sostenere il peso di un simile programma e realizzare gli interventi sin qui discussi. Il ritardo nei confronti della Germania è molto accentuato ed è un mito quasi definitivamente superato quello che vede i paesi emergenti incapaci di produrre autonomamente beni e servizi con elevati livelli tecnologici. Va infatti segnalato che la Cina è oggi seconda al mondo nella produzione di pubblicazioni scientifiche e che entro qualche anno, potrebbe balzare al primo posto, superando

gli stessi Stati Uniti. La stessa cosa vale anche per la sua spesa in R&S e più in generale per i trend del mercato elettrico asiatico, con un tasso di crescita della produzione elettrica che è circa il doppio di quello mondiale. Tuttavia, prendendo spunto da quello che Alexander Gerschenkron definisce il «vantaggio dell'arretratezza», arrivare tardi nella creazione di una vera industria manifatturiera «verde» italiana, può non rappresentare automaticamente un *handicap*. Perché quanto più grande è il divario, maggiore è la possibilità di imparare più cose, compresi gli errori da evitare. Inoltre il divario rappresenta un incentivo molto forte a recuperare modernità ed efficienza. Il che sembra confermare anche in campo energetico quanto per certi versi i colli di bottiglia, le battute di arresto possano rappresentare un vincolo capace di dare luogo a un'opportunità. Basti menzionare al riguardo alcune evidenze. Il secondo *shock* petrolifero provocò sia conseguenze negative (tensioni e incertezze sul fronte del mercato mondiale del greggio, spinte inflazionistiche, recessione ecc.) sia conseguenze positive. Per paesi quali Francia, Regno unito e Italia le decisioni che l'Opec assunse all'indomani dell'esplosione del conflitto Iran-Iraq del 1980, furono infatti l'occasione per affrontare il tema della distribuzione responsabile del carico della fattura energetica. Nondimeno, a livello sovranazionale tutti i governi della Cee si sforzarono di coordinare maggiormente le loro politiche attraverso la riattivazione del Sistema monetario europeo.

4. *Strategie a portata di mano e contraddizioni da superare*

Oggi sul piano del set di strumenti da adottare per dare alla produzione italiana un vantaggio competitivo di assoluta rilevanza, l'evoluzione rapida verso l'internazionalizzazione – spesso ancora troppo limitata – è tra le principali priorità. L'innovazione è globale, quindi gli attori coinvolti nel processo innovativo devono essere al corrente di quanto accade nel mondo. L'Italia ha un po-

tenziale teorico di produzione di rinnovabili dei consumi finali interni ancora modesto, mentre l'obiettivo da raggiungere al 2020 è pari al 17%. Questo vincolo va però computato rispetto ai consumi del 2020. Dunque, se nel 2020 i consumi saranno più virtuosi, il vincolo rinnovabili diventerà più affrontabile, consentendo di abbassare il relativo onere a carico delle bollette attraverso la componente A3. Negli ultimi 5 anni, grazie ai titoli di efficienza energetica o Certificati bianchi gestiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e che premiano l'uso intelligente ed efficiente dell'energia, sono stati ottenuti risultati particolarmente positivi per i consumatori e per l'ambiente, riuscendo a risparmiare circa 6.7 milioni di Tep, l'equivalente dei consumi medi annui di una città di quasi 1.8 milioni di abitanti. In sostanza, è come se fosse stata evitata la produzione di una centrale termoelettrica da 750 MW per un periodo di 12 mesi, con una riduzione di emissione di anidride carbonica pari a 3.5 milioni di tonnellate all'anno. Pertanto, i due obiettivi – rinnovabili ed efficienza – vanno perseguiti in parallelo.

Per quanto riguarda lo specifico delle rinnovabili si tratta di aumentare il loro peso sapendo di poter contare solo in parte sulla produzione nazionale, tenendo presente che nel 2009 gli investimenti nel settore della *clean economy* si sono dimezzati e dovendo pianificare le importazioni da altri paesi. In questo senso va ricordata l'importanza di iniziative internazionali – quali il *Mediterranean solar plan* – che possono rappresentare importanti opportunità di investimento per le imprese italiane, oltre a rappresentare nuove modalità di sviluppo sostenibile. Perciò è importante essere in costante contatto con ogni fonte di informazione, attingere idee e impiegare le risorse di realtà più grandi come stimolo per le proprie attività. È da qui che ci si avvia con coraggio verso alleanze distributive, progettazione logistica, penetrazione del marchio, fino alle forme più complesse dell'investimento estero, sia commerciale sia produttivo. Ne consegue che l'effetto di queste strategie è parziale se non comporta la sostituzione del classico binomio «clima-energia», con la formula

«clima-energia-industria manifatturiera nazionale». Altrimenti il rischio è di passare dalla dipendenza dalle fonti di approvvigionamento, a una dipendenza di tipo tecnologico che pone l'Italia in posizione di mero importatore di componentistica e in condizione di perenne *catching up*. Ancora una volta torna qui d'attualità l'imperativo di un serio sviluppo della manifattura italiana basato su ricerca e innovazione su larga scala, alimentato da investimenti mirati. Scala che però gran parte delle piccole e medie imprese italiane del settore delle rinnovabili non ha e investimenti in ricerca che, pur in linea con la media europea, sono interamente assorbiti dal finanziamento dell'esistente e male indirizzati. Lo sforzo deve perciò concentrarsi su soluzioni percorribili e competitive.

Varie modalità di concorrere ad esse sono rappresentate dalla partecipazione a quei programmi – come *Industria 2015* – che contengono un significativo capitolo di spesa sulle rinnovabili e da cui possono derivare contributi significativi. Pur non essendo tecnicamente considerati incentivi, i fondi Bei sono anch'essi utili da usare come strumento di finanziamento di iniziative innovative finalizzate alla crescita delle imprese.

Per contro, un potente fattore di freno delle prospettive di crescita tecnologica è rappresentato dagli effetti dei tempi lunghi dell'Università. Può capitare che un progetto di studio sia della durata di tre anni, quando il mondo e gli scenari di riferimento nel frattempo sono già mutati. Nell'industria i patrimoni tecnologici consolidati vengono rapidamente annullati da nuovi materiali, da nuovi processi e nuovi prodotti. La questione dell'Università nella società industriale di oggi, non si pone allora nel mettere in discussione il suo valore scientifico e formativo, ma nel rivedere taluni aspetti del suo operare e del suo rapporto con la realtà circostante.

L'Università italiana è ancora competitiva nella ricerca di base. Lo è molto meno nella ricerca applicata e l'antica tradizione di rispettosa distanza (seppur in via di superamento) tra accademia e attività produttive rappresenta ancora un non trascurabile fattore di ritardo e rallenta-

mento. Il numero dei brevetti ci vede infatti assai distanti dagli sfidanti d'oltralpe, Germania, Francia e UK *in primis*. Maggiori risultati arrivano però dall'avvicinare i ricercatori all'industria, anche fisicamente e dall'esperienza dei distretti tecnologici italiani. Si tratterebbe allora di valorizzare l'insieme delle positività elencate, di dirigerle verso il settore delle rinnovabili e agire per sviluppare un'industria che aspiri a diventare competitiva a livello internazionale, come già accaduto in altri settori (la meccanica leggera ad esempio) divenuti sempre più strategici.

Naturalmente il mercato di riferimento non può essere solo quello interno, che ha viceversa un potenziale di produzione di energia rinnovabile condizionato severamente dalle caratteristiche fisiche e morfologiche del territorio (pertanto sul fronte dell'eolico, ad esempio, non è certo possibile comparare le nostre potenzialità di sviluppo con quelle dei paesi che si affacciano sul mare del Nord, caratterizzato da molte ore di vento e da fondali meno profondi di quelli italiani, necessari per lo sviluppo di piattaforme *off shore*). Né una questione nella quale convergono interessi così generali e che implica un impegno considerevole di risorse finanziarie, può essere affidata al gioco delle sole forze di mercato o alla capacità di adattamento dell'impresa.

Da questo punto di vista è determinante per gli impianti di produzione, la politica degli incentivi, data la distanza tra il costo di produzione dell'energia rinnovabile e quello dell'energia da fonti fossili. Di certo sussistono differenze marcate tra le diverse fonti/tecnologie disponibili. Alcune sono più mature, altre lo sono meno, alcune sono più bisognose di incentivi, altre meno perché più vicine alla c.d. parità di mercato. Per questo occorre puntare a incentivi transitori, differenziati per le diverse tecnologie e che si riducono nel tempo in funzione delle stesse. Il già citato eolico, per esempio, si avvicina sempre più al punto di pareggio, mentre il fotovoltaico è ancora molto distante. È evidente, inoltre, che la certezza delle prospettive, poter contare sull'incentivo per un numero di anni certo, è fondamentale per permettere ai produttori un flusso signi-

ficativo di investimenti e consentire una pianificazione finanziaria attendibile.

Tuttavia, il sistema degli incentivi richiede un grande sforzo di ammodernamento. Nel solo 2010, al netto delle risorse per le c.d. fonti assimilate, le bollette di tutti noi italiani hanno comportato un contributo di 3.000 milioni di euro circa a sostegno delle rinnovabili. Ma a fronte di ingenti impegni di spesa, il loro incremento annuo rispetto al fabbisogno totale è stato esiguo.

A questo proposito, c'è un certo accordo tra gli analisti sul fatto che gli interventi di sostegno allo sviluppo e all'innovazione delle imprese mancano di chiare evidenze sull'efficacia di queste misure; di chiare evidenze sugli effetti che le misure hanno indotto e introdotto sulle tendenze spontanee. C'è quindi sostanziale accordo sul fatto che se si progettano e attuano nuove linee di incentivazione, nel nostro caso finalizzate all'innovazione nel campo dell'efficienza energetica e dell'utilizzo delle fonti rinnovabili, è necessario rafforzare la trasparenza e l'*accountability* dell'azione pubblica introducendo strumenti adeguati di valutazione *ex post* secondo un disegno che affianca la fase di valutazione alla stessa progettazione iniziale e attuazione delle misure di incentivazione. Il criterio generale può sintetizzarsi nella formula: nessun incentivo senza valutazione.

In particolare, allo Stato attuale, le proposte di Confindustria per un piano straordinario di efficienza energetica 2010, appaiono come un concreto contributo a definire i nessi per una nuova politica pubblica orientata all'efficienza energetica[3]; tuttavia è rilevante osservare che, secondo Confindustria, per ottenere i risultati attesi nell'arco 2010-2020 (costo complessivo per le finanze statali: 167,7 miliardi; risparmio energetico e di emissioni CO_2 evitate per un valore dell'ordine di 30-31 miliardi; beneficio netto per il sistema paese, inclusivo degli oneri a carico delle finanze pubbliche: circa 14 miliardi), occorre garantire i seguenti tratti a tale nuova politica pubblica:

[3] Si rinvia alla Scheda informativa n. 10 nella seconda parte di questo Rapporto per i dettagli di questo piano.

stabilità del quadro normativo e regolatorio (orizzonte temporale di medio periodo); adeguati finanziamenti in R&S; semplificazioni amministrative (adeguarsi agli standard europei di certificazione superando le odierne pastoie burocratiche); offrire ai produttori (sostegno all'investimento in R&S) e ai consumatori incentivi collocati entro un orizzonte temporale di medio periodo. Si tratta delle indicazione di base già emerse in modo nitido anche nei precedenti Rapporti di *italiadecide* sull'innovazione di impresa collocata tra le due reti della PA e del sistema finanziario. Si tratta, in particolare, di realizzare una radicale riformulazione delle tecniche di incentivazione in atto operanti con particolare riferimento all'area delle piccole e medie imprese che innovano; le esigenze della attuale fase richiedono interventi idonei a modificare in tempi rapidi lo Stato presente della cose. Forse, come è stato spesso sottolineato in diverse sedi, risulterebbe più incisiva una immediata azione di razionalizzazione e finalizzazione degli incentivi in essere verso l'innovazione in ambito piccole e medie imprese, collegata a forme più efficaci di valutazione *ex ante* ed *ex post*. Questa azione potrebbe operare utilizzando gli strumenti di base già disponibili: il fondo per l'innovazione e la competitività; il fondo rotativo per la promozione degli investimenti nel capitale di rischio; il fondo di garanzia. Dovrebbe essere diretta a rifinalizzare in modo nitido l'ambito di applicazione e le finalità dei tre fondi, orientandole in modo specifico alla efficienza energetica e alle fonti rinnovabili; dovrebbe prevedere una disciplina quadro per gli appalti c.d. precommerciali nel settore pubblico, sulla base delle indicazioni comunitarie in materia. Potrebbe disciplinare, in via sperimentale, un regime di gestione contabile più flessibile, basato sulla cassa e sulla trasferibilità da un fondo all'altro delle risorse inutilizzate[4]. Sussiste un nesso

[4] Vedasi in particolare: Isle 2011, *Scuola di scienza e tecnica della legislazione, Proposta di legge: «Disposizioni in materia di incentivi alla innovazione delle piccole e medie imprese»*, in «Rassegna parlamentare», n. 2, 2011.

molto stringente fra l'aumento della produttività nell'uso dell'energia (efficienza energetica ed energie alternative) e l'impulso all'innovazione. Nesso già indagato con una certa precisione nel Rapporto 2010 di *italiadecide*. Si tratta di ridisegnare la struttura degli incentivi, con la stabilizzazione e semplificazione del sistema delle competenze degli enti territoriali e dei meccanismi di gara; si tratta di organizzare un piano di efficienza energetica che parta dalle grandi amministrazioni pubbliche, in grado di definire linee stabilizzate, di lungo termine, idonee a riorientare fini, strumenti e risorse.

5. *Fattori cooperanti*

Oggi a un livello di prezzo dell'energia superiore o molto prossimo ai 100 dollari al barile di petrolio, ideare, costruire e rendere possibile una politica dell'efficientamento e del risparmio energetico richiede anche il coinvolgimento di tutti gli apparati della PA, chiamati a un ruolo di promotori, oltre che di regolatori della spinta verso l'innovazione. Da questo punto di vista il tema energia – che si intreccia e richiama la questione della riforma e della modernizzazione della PA – deve essere condiviso attivando la maggiore cooperazione istituzionale possibile tra diversi livelli di governo. Non da ultime le autorità locali, che possono e devono giocare un ruolo chiave mettendo in atto tutte le azioni possibili entro la loro sfera di competenza. Soprattutto esercitando in modo responsabile la funzione di enti gestori di un patrimonio pubblico fatto di edifici, illuminazione, impianti, veicoli attraverso il miglioramento della qualità energetica di tale patrimonio, contribuendo così a produrre risparmio di risorse economiche e alla diffusione degli interventi anche presso le utenze private. In questi casi occorre anche – oltre che migliorare l'efficienza nell'utilizzo dell'energia attraverso, per esempio, l'impiego di tecnologie più avanzate – razionalizzare la domanda e puntare sulla dematerializzazione dell'economia in cui lo sviluppo

si definisce in termini di bassa intensità energetica e alta efficienza.

Per comprendere l'entità del coinvolgimento della Pubblica amministrazione nel settore delle energie rinnovabili in Italia, è molto utile riprendere le osservazioni dell'Autorità per la vigilanza sui contratti pubblici di lavori, servizi e forniture (Avcp)[5]. La questione va esaminata sotto diversi profili. In primo luogo, dal punto di vista della realizzazione e gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. L'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si inquadra nella disciplina generale della produzione di energia elettrica ed è attività libera, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico[6], cui si accede in condizioni di uguaglianza, senza discriminazioni nelle modalità, condizioni e termini per il suo esercizio. Così come chiarito nelle Linee Guida *per la realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili*[7], non possono essere indette, ai sensi dell'ordinamento comunitario e nazionale, procedure pubblicistiche di natura concessoria aventi ad oggetto l'attività di produzione di energia elettrica, che è attività economica non riservata agli enti pubblici e non soggetta a regime di privativa. La costruzione e l'esercizio di impianti per l'energia da fonti rinnovabili sono, pertanto, libere attività di impresa, soggette alla sola autorizzazione amministrativa della Regione, secondo quanto previsto dall'art. 12 del d.lgs. n. 387/2003. Si tratta di attività economiche che non rientrano nella nozione di servizio pubblico locale di cui agli artt. 112 ss. del d.lgs. 267/2000, sebbene rivestano notevole importanza nell'ottica dell'apertura e dello sviluppo del mercato comunitario e della tutela dell'ambiente[8]. In tale contesto spettano ai Comuni significativi

[5] Il documento e i vari contributi sono consultabili su www.avcp.it.

[6] Vedasi l'art. 1, comma 1, del d.lgs. n. 79/1999, *Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.*

[7] D.m. 10 settembre 2010.

[8] Cfr. Avcp, Deliberazione n. 12 del 26 gennaio 2011.

poteri di amministrazione attiva a livello di pianificazione (art. 5 della l. n. 10/1991) e nella partecipazione degli stessi alla Conferenza di servizi in sede regionale, ovvero, per gli impianti non soggetti ad autorizzazione unica, nella conduzione diretta dei procedimenti autorizzatori semplificati. L'intervento diretto degli Enti locali nel mercato delle fonti energetiche rinnovabili (Fer) in veste di produttori pone innanzitutto un problema di legittimazione – per così dire – attiva. Il legislatore italiano – nel recepire le disposizioni comunitarie volte al superamento del monopolio pubblico sulla produzione, sulla distribuzione e sulla vendita dell'energia elettrica – ha, infatti, optato per un modello autorizzatorio puro (cfr. articolo 12 del d.lgs. n. 387/2003), che esclude la possibilità di regolare l'accesso al mercato mediante procedure pubblicistiche di natura concessoria.

Ciò esclude, di conseguenza, la possibilità per gli enti pubblici di godere o attribuire a terzi il godimento di diritti speciali o esclusivi. Atteso quanto precede, è stato posto in rilievo che all'intervento diretto degli Enti locali nel mercato delle Fer potrebbe conseguire un'alterazione delle menzionate condizioni di uguaglianza. Infatti le incentivazioni nel settore di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, introdotte dal legislatore per il perseguimento di obiettivi di riduzione dei fattori inquinanti, hanno fatto sì che la realizzazione e gestione di tali impianti e la commercializzazione dell'energia elettrica dagli stessi prodotta si siano largamente diffuse ed anche i Comuni sembrano essere interessati, non solo come soggetti autorizzatori, ma addirittura come operatori sul mercato. Peraltro, anche qualora si ammettesse in astratto la possibilità di intervento diretto dell'Ente locale nel mercato delle Fer alla luce dei principi e delle regole comunitari, ulteriori profili di criticità si configurerebbero con riguardo all'uso dello strumento societario, stanti i vincoli derivanti della normativa interna. Tale ipotesi va, infatti, esaminata nella cornice del quadro normativo che si è venuto a delineare più recentemente in relazione alle società create dalle amministrazioni per la produzione di beni e

di servizi non strettamente necessari al perseguimento delle loro finalità istituzionali. Dalle disposizioni in vigore, emerge che lo strumento societario è ammesso in via generale nel caso di prestazioni di servizi di interesse generale e, in via residuale, qualora sia imprescindibile per la prestazione di servizi aventi carattere di strumentalità rispetto al perseguimento di fini istituzionali. Sotto questo profilo occorre ricordare come – nell'ambito del settore energetico – l'attività di produzione di Fer non possa essere qualificata come attività di servizio pubblico (qualificazione che invece spetta all'attività di trasmissione e dispacciamento), escludendo per tale via la possibilità che la stessa costituisca servizio di interesse generale. Profili di criticità sembrano sussistere anche con riguardo alla qualificazione dell'attività in esame come attività strumentale imprescindibile a un fine istituzionale e, in ultima analisi, con riguardo alla possibilità di ammettere, in via generale, quale modulo procedimentale ordinario, la creazione di strutture societarie finalizzate alla commercializzazione dell'energia prodotta sul mercato, che sembrano giustificarsi esclusivamente in un'ottica commerciale ed imprenditoriale.

Infine va ricordato che l'ipotesi dell'autoproduzione è pacificamente ammessa ed anzi incentivata dal legislatore comunitario e nazionale, non solo per finalità generali di tutela ambientale, ma anche in un'ottica di contenimento della spesa pubblica. In questo modo, infatti, l'ente pubblico ottiene il risultato di migliorare il sistema di approvvigionamento energetico negli edifici pubblici, usufruendo dei risparmi connessi all'abbattimento del costo per l'acquisto dell'energia sul mercato e, al contempo, della percezione degli incentivi, quale titolare degli impianti. Si pensi, ad esempio, agli impianti fotovoltaici realizzati in un complesso scolastico o militare: essi consentono all'amministrazione concedente da un lato di risparmiare i costi energetici legati al pagamento delle bollette nonché di ricevere, dal concessionario, canoni di retrocessione e/o legati alla concessione del diritto di superficie; dall'altro contribuiscono a far rispettare le norme in materia ambientale ed al raggiungimento degli obiettivi

fissati in ambito nazionale in tema di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili. Può verificarsi, inoltre, laddove contrattualmente previsto, che l'amministrazione concedente ottenga anche benefici indiretti legati alla messa in sicurezza, a carico del concessionario, delle aree ove sono realizzati gli impianti.

A livello di Comuni un ruolo tutt'altro che secondario è svolto dallo strumento dei Certificati bianchi, emessi dal Gestore del mercato elettrico per permettere di realizzare progetti di risparmio e di efficienza energetica. Risparmio che comporta innovazione nei servizi, risparmio di risorse finanziarie che possono essere investite per i cittadini, le famiglie e le imprese. Tuttavia, tale strumento va inserito nel contesto di una strategia di proporzioni più vaste. Concretamente si tratta di promuovere modalità di cooperazione interistituzionale efficace (Ministero della Funzione Pubblica, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente, rapporti Stato-Regioni, Regioni-Enti locali, rete delle autorità ambientali, ecc.), attraverso la definizione di nuovi strumenti e meccanismi finanziari in grado di coordinare le varie funzioni di governo del territorio avvantaggiandosi delle economie di scala, capaci di facilitare l'accesso al credito e l'efficienza del territorio. A partire da una periodica contabilizzazione e analisi degli andamenti dei consumi e delle emissioni derivanti dalle attività presenti sul territorio e la valutazione e il *reporting* dei risultati delle azioni di miglioramento in modo da apprendere dagli insuccessi e da garantire un continuo affinamento di strategia.

Un progetto modello a cui guardare con interesse è quello scaturito dal decreto del Ministero della Difesa del 28 ottobre 2009, che istituisce il Comitato d'indirizzo strategico sull'ottimizzazione energetica dei siti della Difesa con il compito di: definire la strategia energetica della Difesa; programmare gli approvvigionamenti; armonizzare le esigenze delle singole forze armate; vigilare sui consumi. Con decreto del Ministero del 5 marzo 2010 è stato poi istituito il Gruppo di lavoro permanente sull'ottimizzazione energetica dei siti della Difesa.

Uno dei principali compiti del gruppo di lavoro è stato quello di calcolare tutti i consumi del totale degli enti militari (circa 2.400) e avviare delle gare accentrate, sulla base dell'esatta cognizione dell'effettivo consumo dei singoli enti. Un altro compito ha riguardato lo studio degli interventi di efficientamento attraverso l'auditing energetico sino alla proposta di apportare modifiche in ambito normativo. Si è infine calcolato che con il passaggio alle rinnovabili su un consumo di 3.290.000 kWh/anno del totale delle caserme, si otterrebbe energia gratuita pari a 1.416.802 kWh/anno con 24.166 t/anno di emissioni di anidride carbonica evitate.

In tutto questo l'apporto positivo della PA, consisterà nel contribuire sia a una possibile efficienza della spesa, sia ad accrescere la propria funzione di attore dello sviluppo sostenibile.

6. *Conclusioni*

In uno studio sulle origini d'elettrificazione nelle società occidentali nel periodo compreso tra il 1880 e il 1930, Thomas P. Huges sottolinea quanto sia difficile poter intervenire sui sistemi di produzione dell'energia per correggerne gli squilibri e investire nel cambiamento. Chi cerca soluzioni di *policy* – ammonisce Huges – deve tener presente non soltanto nude tecnologie a se stanti, ma un complesso gioco di valori, di vincoli formali e informali in cui sono immerse[9]. L'esperienza dimostra che attorno ai meccanismi di funzionamento efficiente dei comparti energetici si giocano sostanzialmente due grandi partite: quella del progresso tecnico-industriale e quella dei sistemi di regole che li governano. Disporre per esempio di una data risorsa o produrre energia, implica di decidere in merito all'eliminazione delle barriere che si frappongono a una dinamica allocativa efficiente. I problemi

[9] T.P. Huges, *Networks of Power. Electrification in Western Society 1880-1930*, Baltimore, 1983.

da affrontare sono quindi sia di natura scientifico-tecnologica, sia di natura politico-economica e riguardano il buon funzionamento dei mercati, dei quadri normativi e regolamentari, della disciplina di settore.

A cominciare dalla politica e dall'amministrazione, vi è la questione dei quattro livelli di governo dell'energia: i livelli di governo europeo; i livelli di governo centrale; i livelli di governo regionale-locale; i livelli di governo settoriale. Nessuno di questi livelli è affrontabile senza tenere conto degli altri e le autonome sperimentazioni periferiche non devono e non possono più essere usate solo in funzione di equilibri circoscritti. Dunque, per accrescere l'efficienza e la competitività del nostro paese, occorre pensare l'energia in una prospettiva organica. L'energia è un fattore globale per eccellenza. Se non si condividono obiettivi comuni, se non si rafforzano gli elementi di cooperazione e integrazione, il rischio è lo spostamento in avanti di soluzioni durature ed efficaci per ottenere energia abbondante, sostenibile nel lungo termine e più a buon mercato rispetto a oggi. A ciò si aggiunga il rischio di indebolire ulteriormente il modello europeo, proprio in un momento in cui – a causa dei fenomeni di crisi – sul piano delle politiche energetiche e delle strategie dei singoli Stati membri, vi è bisogno di una compagine comunitaria in grado di diventare un punto di riferimento stabile a livello internazionale.

Naturalmente, il processo di razionalizzazione della politica energetica necessita di un impegno riformatore su aspetti di portata meno sistemica. È prioritario, per esempio, evitare di aggiungere ulteriori strati di regolazione, spesso in conflitto tra loro, su parti del settore già regolate; bisogna senz'altro ridefinire accuratamente i confini tra ciò che deve adempiere la sfera pubblica per aiutare il mercato e viceversa. Questo processo però deve partire dalla consapevolezza che la risposta ai problemi energetici non deve necessariamente risiedere in un nuovo intervento di ordine costituzionale o normativo: può derivare invece anche da una migliore e più intelligente regia dei mezzi già a disposizione.

Ma per arrivare a cogliere nel medio-lungo periodo l'insieme di questi obiettivi, è necessaria una reale convergenza tra le forze vive del paese, politica, imprese, forze sociali e sindacali, mondo della ricerca. Da questo punto di vista è evidente che il futuro dell'Unione europea veda strettamente intrecciati fattori di governo e controllo delle politiche fiscali (entrata-spesa-debito), di tutti quei fattori che garantiscono una rete energetica interconnessa alla scala più alta.

Il fallimento del rilancio del nucleare in Italia dovrebbe insegnare che le scelte energetiche hanno un tratto costitutivo, che le deve mettere al riparo da cambiamenti bruschi di indirizzo politico. Se si conviene sulla linea di un piano decennale per l'efficienza energetica, che faccia da leva per lo sviluppo di una nuova classe di produttori capaci di competere nell'Unione europea e nel mondo, ci deve essere un consenso costitutivo sulle scelte di fondo, sulle tecniche di finanziamento e sulle risorse che stabilmente si intende garantire a questa politica. È intuitivo che lo sfondo di medio periodo di questo approccio sta nella rete europea e nel suo finanziamento comunitario. Ma, a livello interno, in questo approccio non vi è alcuna nostalgia consociativa; vi è la consapevolezza analitica che le forze di mercato da sole e lasciate a se stesse non sono in condizione di offrire un avvenire al sistema paese. E di questa necessità di una politica pubblica chiara e trasparente, nei fini e nei mezzi, è la stessa Confindustria ad esser del tutto consapevole. È su questa linea che occorre, su ognuno dei punti prima indicati, individuare soluzioni concrete.

CAPITOLO SETTIMO

CONCLUSIONI. LE PROPOSTE DI *ITALIADECIDE* PER UN NUOVO GOVERNO DELL'ENERGIA

1. *Una nuova strategia nazionale per l'energia*

1.1. *Le priorità*

La gravità della crisi in atto obbliga a concentrare le conclusioni su obiettivi assolutamente prioritari.

Secondo l'analisi svolta in questo Rapporto la principale priorità riguarda l'urgenza di riordinare il sistema di governo dell'energia. Il Rapporto sostiene che il sistema di governo abbia un'importanza non inferiore alla necessità di individuare un nuovo mix energetico, dopo il venir meno della prospettiva nucleare, ma forse un urgenza maggiore. È evidente infatti che il riequilibrio del mix energetico nel medio-lungo periodo deve mettere in conto aspetti oggi imprevedibili della evoluzione tecnologica. Le tecnologie esistenti, infatti, non riescono a risolvere i problemi di compatibilità tra i diversi vincoli e i diversi obiettivi.

Il riequilibrio del mix energetico, inoltre, comporta problemi che per la loro dimensione possono essere risolti solo in un rapporto di integrazione e complementarietà con le scelte compiute da diversi paesi in un mercato unico dell'energia almeno europeo se non mondiale. Si possono dunque prevedere diversi scenari; ma, allo stato delle cose, la strategia energetica deve selezionare pochi obiettivi, la cui utilità non possa essere messa in dubbio. Innanzitutto vanno cancellati errori e distorsioni che sono già oggi evidenti. In secondo luogo occorre concentrare le risorse su poche priorità, quelle più vantaggiose, perché conciliano e rendono compatibili contemporaneamente finalità diverse e di massima rilevanza, in modo da ottenere contestualmente riduzione delle emissioni, di costi e della

dipendenza con l'estero, insieme a innovazione e sviluppo industriale. Le tre priorità individuate dal Rapporto sono: *a*) efficienza energetica; *b*) modernizzazione delle reti; *c*) orientamento degli incentivi alla ricerca, all'innovazione e a vantaggio delle industrie nazionali.

Il drastico venir meno di una prospettiva di rilancio del nucleare in Italia rappresenta un ineludibile punto di svolta in questa fase e pone esso stesso una questione di governo. Nella sua repentinità, è in gran parte il risultato di circostanze contingenti (in particolare l'incidente nucleare alla centrale giapponese), ma l'insieme di gravi difficoltà e resistenze che si erano già presentate (ad esempio per la localizzazione degli impianti) insegna che le scelte in materia energetica – per il loro carattere altamente condizionante dell'economia e della vita sociale e per le tensioni che di conseguenza generano – possono essere attuate solo se vengono assunte nel modo più condiviso. Perciò esse richiedono un quadro di sistema più unitario, più chiaro e più coerente rispetto a quello oggi prevalente nel nostro paese.

La proposta contenuta in questo Rapporto è pertanto un contributo a riformulare una strategia energetica nazionale, che, a partire dal metodo della sua formazione, disegni un nuovo sistema di governo dell'energia e riporti ad unità e coerenza le politiche in esso comprese.

Ciò richiede dal punto di vista istituzionale un impegno politico e un livello di coordinamento che responsabilizzi fino in fondo i massimi organi di indirizzo politico. Nel nuovo quadro europeo dello sviluppo sostenibile l'energia non è più una politica settoriale, ma una delle politiche generali di più vasta portata, e tra queste quella che maggiormente influenza la competitività del nostro sistema economico e il benessere sociale.

Se la strategia energetica assumerà questa valenza politica e costituzionale, potrà e dovrà essere frutto di un patto in grado di legare le forze territoriali al governo centrale, con precise assunzioni di responsabilità intorno agli obiettivi di interesse nazionale e ai necessari criteri di armonizzazione e semplificazione del sistema.

Un patto di questo genere può nascere se il comparto energetico per primo saprà unirsi durante la stessa elaborazione del piano, assumendo comuni premesse e principi di trasparenza, coerenza e motivazione delle scelte, sulla base di dati e parametri di rigore condivisi, che facciano da cornice al libero gioco degli operatori.

La chiara distinzione di compiti tra governo e Autorità di regolazione è la prima condizione per offrire le necessarie garanzie a tutti coloro che vi prenderanno parte.

La chiarezza di questa ripartizione di compiti si è andata perdendo. È stato un danno grave; oggi è uno degli obiettivi fondamentali da ripristinare. Per riportare a coerenza il quadro delle politiche energetiche bisogna innanzitutto ricostruirne un centro autorevole e ben ordinato sul piano politico e su quello della regolazione.

Questo significa, in primo luogo, che anche sul piano politico si dovrà operare in senso unificante riportando la decisione al livello più alto, attraverso le articolate procedure di indirizzo programmatico tra Parlamento e governo, già utilmente adottate sui temi di maggiore complessità (come per esempio in relazione alle procedure di decisione in materia di finanza pubblica e di collegamento con la *governance* economica europea). Nell'esperienza del nostro paese, solo la «coppia» Parlamento-governo, quando opera in stretta sinergia, genera la forza istituzionale necessaria a superare le spinte settoriali e territoriali.

Il governo, dal canto suo, dovrà coniugare insieme politica energetica, politica ambientale e politica industriale, elaborando apposite procedure per unificare in capo alla presidenza del Consiglio e alle strutture specializzate del Ministero dello Sviluppo i diversi profili di interesse coinvolti nella decisione (economia, ambiente, infrastrutture, funzione pubblica ecc.).

La strategia energetica che nasce da una base istituzionale di questa portata potrà generare quel vasto accordo che serve a riordinare il sistema di governo dell'energia.

Il riordino del sistema di governo è essenziale per intervenire su tutte le questioni che appaiono oggi prioritarie:

– contenere i prezzi, assicurando un utilizzo più efficiente delle risorse disponibili e evitando che ogni settore massimizzi le proprie logiche a prescindere da quanto avviene negli altri;

– garantire il più efficiente perseguimento dei vincoli e degli obiettivi che l'Italia è obbligata a raggiungere nel prossimo decennio;

– finalizzare verso innovazione e crescita le enormi risorse e potenzialità del comparto energetico italiano che, in una fase di assoluta emergenza economica, può offrire le maggiori occasioni di innovazione e sviluppo;

– ristabilire le condizioni per un complessivo governo del territorio e delle città, orientato al risparmio energetico e in un quadro di gestione razionale ed efficiente delle risorse;

– ridurre le inefficienze e gli alti costi del sistema energetico italiano dovute alle incoerenze che si riscontrano tra i diversi livelli dell'azione pubblica;

– eliminare la frammentazione e la sovrapposizione di competenze, nonché l'eccesso e l'instabilità della normazione;

– agire come sistema paese all'interno dell'Unione europea per far valere gli interessi italiani rispetto a vincoli e regolazioni non sempre equilibrate riguardo alle specificità dei singoli paesi;

– rilanciare una politica europea su molteplici versanti: non solo vincoli e sanzioni, ma anche azioni positive, volte ad una effettiva integrazione di un sistema energetico comunitario nella prospettiva di una compiuta strategia di sviluppo sostenibile.

La ricostruzione delle politiche europee e nazionali delineata nel Rapporto ha dimostrato come in questo campo si sia sviluppato nei due passati decenni il maggior tasso di innovazione, ma anche la moltiplicazione dei soggetti e dei settori di intervento che ha condotto alla progressiva perdita di un quadro istituzionale unitario.

Si è altresì sottolineato come sia stata parallelamente indebolita, erodendone le competenze originarie, anche l'Autorità per l'energia, che costituiva il centro unificante

di regolazione e dunque anche il migliore presupposto per l'esercizio distinto e unificante della funzione di direzione politica.

L'intensificarsi delle politiche energetiche sul territorio ha accentuato gli effetti del già disordinato processo di decentramento dei poteri verso le autonomie.

Da tutto ciò sono risultate tante politiche parallele, ciascuna delle quali ha perseguito separatamente i propri obiettivi, talvolta massimizzandoli oltre il dovuto.

Le grandi politiche europee hanno avuto il merito di sviluppare strategie coerenti: prima quelle per la liberalizzazione per il mercato unico e poi quelle ambientali per il contrasto al cambiamento climatico. Tuttavia, ciascuna di esse ha avuto uno svolgimento disuguale e, per di più, quando le politiche ambientali hanno acquisito un'incidenza pari o superiore a quelle economiche, non si sono compiutamente coordinate ed equilibrate nel perseguimento dei diversi obiettivi.

Sul fronte interno occorre quindi riordinare, consolidare e riunificare il sistema di governo. Sul fronte europeo occorre agire come sistema paese con altrettanta unità e coerenza.

Le nuove sollecitazioni cui viene esposta l'Italia sulla base di fattori esogeni (turbolenza dei mercati, instabilità di aree geopolitiche tradizionalmente cruciali per i nostri approvvigionamenti energetici, accentuata competizione internazionale sulle fonti energetiche anche in conseguenza della messa in questione a livello mondiale dello sfruttamento dell'energia nucleare) impongono di accelerare al massimo i processi di razionalizzazione e di eliminare senza indugio le sacche di inefficienza o di non ottimale uso delle risorse.

La ricerca di *italiadecide* – in linea con le proposte avanzate nei Rapporti dei due anni precedenti sulle infrastrutture strategiche e sulle reti dei servizi territoriali[1] –

[1] Cfr. italiadecide, *Rapporto 2010. L'Italia che c'è: le reti territoriali per l'unità e per la crescita*, Bologna, 2011; italiadecide, *Rapporto 2009. Infrastrutture e territorio*, Bologna, 2010.

intende offrire un contributo di analisi e di proposta per definire un nuovo governo dell'energia all'altezza del rilievo che la questione energetica ha oggi assunto.

Le proposte definite dalla ricerca sono – secondo il metodo proprio di *italiadecide* – ispirate dalle indicazioni emergenti dalle più recenti esperienze e sperimentazioni, sulla base dell'esame di una casistica rappresentata dagli stessi protagonisti durante la Conferenza di impostazione svoltasi l'11 aprile 2011 e le successive consultazioni.

La concreta casistica aiuta più di ogni altra cosa a distinguere le cose che funzionano da quelle che non funzionano nello specifico ambiente italiano.

L'individuazione degli errori consente di selezionare le priorità certe tra le azioni da intraprendere e permette di formare una precisa graduatoria nel senso disegnato in queste conclusioni, nei precedenti capitoli e nei contributi degli esperti raccolti nella seconda parte.

Le proposte che di seguito sono avanzate non entrano nel merito di tutte le priorità indicate negli approfondimenti tematici, ma si concentrano sulle linee di riordino del sistema di governo e sul metodo che possa ricondurre le singole decisioni ad una coerente politica energetica nazionale e verso una conseguente iniziativa italiana nel quadro della Unione europea.

Per le proposte riguardanti i singoli temi e aspetti puntuali, si fa pertanto rinvio ai capitoli che precedono. In questa parte conclusiva ci si limita a riassumere le indicazioni su tre importanti profili di carattere generale:

1. metodo per l'impostazione della nuova strategia energetica nazionale e determinazione dei suoi principali obiettivi;

2. semplificazione, chiarimento e stabilizzazione dell'assetto ordinamentale e normativo delle politiche energetiche;

3. individuazione dei temi per i quali è prioritario interesse del nostro paese promuovere il rafforzamento di politiche in sede di Unione europea.

1.2. *La nuova strategia nazionale per l'energia, asse portante del programma di riforme strutturali da presentare in sede europea*

La formazione della strategia energetica deve ricollegarsi alle nuove procedure di programmazione finanziaria e territoriale tra Stato, autonomie e Unione europea, che si stanno definendo nel quadro del federalismo fiscale, del coordinamento della finanza pubblica e della nuova *governance* economica europea.

Nel governo dell'energia bisogna seguire il modello funzionale in via di definizione nel campo della finanza pubblica (patti di stabilità, piani di rientro ecc.) basato sul metodo – mutuato dall'Unione europea, ma sensibilmente rafforzato all'interno dello Stato nazionale – di regole sanzionabili tra i livelli territoriali. Tra questi ultimi si deve costituire un sistema di collegamenti dinamici, determinati da obiettivi e parametri finalizzati alla valutazione dei risultati (il modello definito «rete territoriale» nel Rapporto 2010 di *italiadecide*)[2].

La strategia pertanto dovrebbe essere definita attraverso un procedimento che coinvolga il governo nella sua interezza nel rapporto con l'Unione europea e con la Conferenza Stato-Autonomie ed essere approvato dal Parlamento con le stesse modalità seguite nella programmazione finanziaria, nella quale la finale definizione degli obiettivi e dei vincoli da parte del Parlamento non richiede la preventiva intesa (nonostante che il coordinamento della finanza pubblica sia competenza concorrente come l'energia).

Le priorità di politica energetica del paese sono, in questa prospettiva, integrate con la politica economica per lo sviluppo e perciò inserite nei piani nazionali di riforma e convergenza che ogni paese è tenuto a presentare nell'ambito del semestre europeo.

La strategia nazionale dell'energia dovrebbe quindi essere esaminata nell'ambito della medesima procedura

[2] Cfr. italiadecide, *Rapporto 2010. L'Italia che c'è*, cit.

parlamentare programmatica nella quale, attraverso il Documento di Economia e Finanza (in cui confluiscono il Programma nazionale di riforma e il Programma di stabilità) si definiscono, in stretto raccordo con le strategie e gli impegni assunti nell'ambito dell'UE, le scelte strategiche fondamentali del paese.

La forza politica della strategia sarebbe così fondata su una procedura di vasta consultazione che si concluderebbe con la discussione e approvazione in Parlamento, in modo da conferire ad esso la massima legittimazione democratica e impegnatività.

1.3. *La strategia energetica non deve essere «solo» un documento programmatorio, ma diventare una road map vincolante per i soggetti istituzionali, incentrata su poche grandi priorità: riduzione delle emissioni e dei costi, efficienza energetica, ammodernamento delle reti, ricerca e innovazione*

Sulla base della procedura sopra delineata la strategia energetica può divenire un vero «patto di convergenza» tra le diverse istituzioni dello Stato e gli enti territoriali per una chiara, ordinata e condivisa distribuzione di risorse, poteri e doveri.

Questa è l'indispensabile premessa per il perseguimento degli obiettivi in materia energetica in connessione con obiettivi di politica industriale e territoriale.

Il Rapporto ha evidenziato alcune grandi priorità che devono essere perseguite: riduzione delle emissioni sulla base di un'attenta comparazione dei costi; ammodernamento delle reti; miglioramento dell'efficienza energetica, soprattutto con riferimento ai settori dei trasporti e degli usi domestici.

Si tratta di priorità da perseguire in sinergia con una politica industriale e della ricerca volta allo sviluppo dei settori dell'economia nazionale più capaci a cogliere le occasioni di crescita derivanti da tali scelte (vedi il punto seguente).

Sul piano dei rapporti istituzionali, se si conviene sulla linea che la strategia energetica faccia da leva per la rinascita della competitività italiana in Europa e nel mondo, ci deve essere un consenso costitutivo sulle scelte di fondo, sulla distribuzione territoriale di vantaggi e svantaggi, sulle tecniche di finanziamento e sulle risorse che stabilmente si intende garantire a questa politica. È già stato detto che lo sfondo di medio periodo di questo approccio sta nel compiuto svolgimento di una politica energetica europea.

In questo quadro la strategia può contestualmente diventare uno strumento organizzativo in campo istituzionale, uno strumento di programmazione non solo energetica, ma anche economica, finanziaria e territoriale, ed infine anche uno strumento di progettazione per il consolidamento e la semplificazione normativa a vantaggio delle esigenze di certezza e stabilità degli investimenti.

1.4. *La nuova strategia energetica nazionale e lo sviluppo industriale del paese*

Occorre adottare una visione compiutamente integrata tra politica energetica, ricerca e politica industriale, che sposti l'accento sulle possibilità di sviluppo del nostro sistema industriale.

Le azioni da intraprendere in campo energetico vanno sinergicamente collegate con le prospettive di sviluppo industriale del paese in modo da risultare propositive con le principali politiche europee rilevanti sui diversi profili (ricerca, sostenibilità ambientale, apertura dei mercati, sicurezza di approvvigionamenti, sicurezza degli impianti).

Vanno perciò individuate le tecnologie in cui l'Italia possiede un vantaggio competitivo grazie al suo apparato industriale o si trovi ad uno stadio di ricerca più avanzato rispetto ad altri paesi e possa dunque acquisire brevetti, con possibili sinergie che si potrebbero innescare lungo la filiera industriale.

La strategia energetica può muovere grandi risorse e unire importanti alleanze. Se fa leva sui soggetti forti pre-

senti in campo energetico può promuovere efficaci forme di cooperazione tra imprese, Università e centri di ricerca. Si possono progettare in questo campo una pluralità di poli integrati di ricerca e innovazione industriale, con diverse specializzazioni e orientamenti. Le grandi imprese a partecipazione pubblica potrebbero svolgere un ruolo importante al centro di questi poli, come catalizzatori e incubatori d'innovazione e di impresa anche a vantaggio di un più ampio tessuto produttivo e di ricerca.

Si tratta di esercitare e rafforzare quel ruolo di leadership che esse hanno tradizionalmente avuto in campo energetico.

1.5. *La nuova strategia per l'organizzazione e la programmazione territoriale*

Il metodo per la definizione della strategia energetica nazionale va costruito su basi nuove: va abbandonata una logica solo quantitativa (produrre più energia) o settoriale (la moltiplicazione degli atti di programmazione dettata dalla necessità di ottemperare agli obblighi europei) per guardare ai bisogni reali dei cittadini e delle imprese e alle nuove modalità di consumo dell'energia nel prossimo futuro (efficienza energetica, mobilità sostenibile, riduzione delle emissioni, rispetto di un territorio ad alta densità di attività antropiche e di emergenze storico-culturali e paesaggistiche).

La strategia energetica, intesa come patto energetico e territoriale, deve essere fondata sull'idea di un governo multilivello del territorio e delle città, già messa a fuoco nei precedenti Rapporti di *italiadecide*[3] e su nuove forme di programmazione territoriale degli interventi.

La strategia è la sede per stabilire concretamente «chi fa che cosa» e cioè una precisa distribuzione dei compiti con riferimento ai diversi obiettivi con un approccio che tenda alla valorizzazione delle diverse competenze. Data

[3] *Ibidem*; italiadecide, *Rapporto 2009. Infrastrutture e territorio*, cit.

come oggettivamente insuperabile un'accentuata ripartizione delle competenze nel governo del territorio, occorre agire ripartendo i compiti per singoli obiettivi, riorganizzando cosi, passo passo, la rete delle *relazioni fra centro e periferia*, *che appare oggi frammentato nella prassi e astratto nelle norme.* In particolare, dovrebbe riservarsi alle istituzioni politiche statali la fissazione degli obiettivi di interesse nazionale, dei relativi parametri e strumenti di valutazione per l'azione degli enti territoriali, con la riserva di adottare meccanismi valutativi o sanzionatori secondo i metodi adottati nell'ambito del federalismo fiscale. Viceversa gli enti territoriali dovrebbero far valere, con analoghi strumenti, il rispetto degli impegni che lo Stato assume verso di loro.

In questo stesso quadro vanno perseguite anche le finalità di semplificazione e stabilizzazione del quadro normativo e autorizzatorio, secondo rigorosi criteri di armonizzazione.

Vanno perciò previsti meccanismi di armonizzazione normativa, contabile e informativa nonché criteri di trasparenza e responsabilità uniformi tra gli enti territoriali e le amministrazioni statali.

L'obiettivo è eliminare ed evitare sprechi e incoerenze, che l'Italia non può più permettersi, consentendo la comparabilità e la valutazione dei risultati e facendo valere le relative responsabilità. Anche in questo campo bisognerebbe perciò applicare la metodologia dei costi standard.

Nel quadro del piano energetico, la programmazione territoriale ha al centro obiettivi, vincoli e procedure per il completamento e la modernizzazione delle reti da considerare obiettivi prioritari in questa fase.

La programmazione territoriale prevede gli interventi infrastrutturali considerati indispensabili, le relative localizzazioni, semplificando le procedure autorizzative e provvedendo, ove occorra, agli strumenti di finanziamento.

A questo fine il piano dovrebbe stabilire i criteri per un'equa ripartizione degli oneri territoriali tra le diverse parti del paese e per le eventuali compensazioni per chi se ne assuma una quota più che proporzionale.

Inoltre, la programmazione territoriale potrebbe promuovere fondamentali interventi di efficienza energetica, nel cruciale settore dei trasporti, nelle amministrazioni pubbliche e nel governo delle città.

1.6. *La nuova strategia si concentra nelle azioni da adottare nel prossimo decennio con un approccio rigoroso, ma flessibile e pragmatico per definire il più efficiente percorso di raggiungimento degli obiettivi 2020*

Lo scenario e le prospettive europee (Europa 2020 e Pacchetto Clima/Energia) dovrebbero definire l'arco temporale di riferimento. Le prospettive temporali più lunghe dovrebbero essere oggetto di un'iniziativa da svolgere nell'ambito dell'Unione europea. L'Unione dovrebbe coerentemente sviluppare le strategie fin qui elaborate definendo una «cornice realistica per l'attuazione degli obiettivi di medio e lungo periodo in materia di sostenibilità ambientale, di sicurezza energetica e di sviluppo tecnologico».

In ambito nazionale, considerata la recentissima decisione assunta sul nucleare, è necessario adottare un approccio flessibile che permetta di aggiornare e correggere le scelte adottate in corso d'opera e senza costi aggiunti elevati. A ciò siamo tenuti anche per l'elevata volatilità dei mercati dell'energia, le continue innovazioni sul piano della ricerca, delle tecnologie e dell'individuazione di nuove fonti, l'imprevedibilità dell'evoluzione politica di alcuni fornitori. La strategia nazionale dovrebbe quindi riguardare le azioni da intraprendere nell'arco del prossimo decennio in un quadro volto a raggiungere gli obiettivi secondo i criteri di massima economicità ed efficienza, sulla base degli scenari di medio periodo che risultano oggi più accreditati.

In questo quadro vengono al primo posto gli obiettivi di efficienza energetica e di modernizzazione delle reti per conseguire contemporaneamente obiettivi di innovazione e sviluppo industriale e di riduzione tanto dei costi quanto della dipendenza energetica.

I trasporti sono uno dei pochi settori dove le prestazioni italiane di efficienza energetica sono inferiori ad altri paesi. Nel 2009 il petrolio ha rappresentato il 46,9% del totale dei consumi finali di energia ed è utilizzato principalmente per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici nel settore dei trasporti (Bilancio energetico nazionale). Sono dunque prioritari interventi a largo spettro di mobilità sostenibile, che promuovano lo sviluppo di biocarburanti di seconda generazione, la circolazione di autoveicoli che si avvalgano soltanto o prevalentemente di carburanti e di energie pulite, il graduale, ma necessario spostamento del trasporto merci e persone dalla gomma alla rotaia, la riorganizzazione delle città e della mobilità interna ad esse.

Vanno promossi altresì gli interventi per ridurre i consumi finali per il riscaldamento degli ambienti (case, uffici ed edifici commerciali). Interventi ad alto tasso di efficacia per la riduzione dei consumi nel settore industriale sono quelli che concernono i motori elettrici.

Nel quadro di un sistema energetico europeo sono prioritari i collegamenti con i nostri partner europei (linee transeuropee) a cominciare dalle due nuove linee con la Francia e il Montenegro nei Balcani, i cui cantieri sono in corso di apertura.

Gli incentivi a sostegno delle fonti rinnovabili devono garantire il perseguimento – in condizioni di comparabile economicità tra diversi impieghi e altri aspetti di sostenibilità – dell'obiettivo di riduzione delle emissioni e di incremento della quota Fer. La normativa dovrebbe stabilizzarsi, salva l'indicizzazione ancorata a parametri oggettivi legati all'evoluzione dei costi e delle tecnologie, mentre i risultati dovrebbero essere regolarmente sottoposti a verifiche.

Gli incentivi sono tra i principali strumenti per la prospettata compenetrazione della politica energetica con la politica industriale e l'innovazione, alla luce delle vocazioni delle imprese italiane. Fermo il primo obiettivo, gli incentivi vanno dunque indirizzati allo stimolo degli investimenti in innovazione e ricerca e allo sviluppo di una filiera industriale integrata, con ampie ricadute occupazionali sul territorio italiano.

1.7. *La strategia energetica nazionale dovrà nascere da un'elaborazione tecnica condivisa tra i soggetti istituzionali, i centri di ricerca, le imprese e le associazioni degli utenti, con l'Autorità come garante*

Se la strategia energetica deve assumere la valenza di un patto nazionale, essa va impostata dal governo sulla base di un'ampia istruttoria, che deve coinvolgere tutti i centri di conoscenza pubblici e privati. Occorre mettere fine alla confusione dei dati e delle valutazioni sulle condizioni e prospettive delle diverse fonti energetiche. Un quadro conoscitivo condiviso è la base indispensabile per un confronto leale e aperto di tutte le posizioni. Dovrà perciò fondarsi su metodi oggettivi e tecniche di valutazione previamente concordati.

Condizione preliminare – ma nient'affatto secondaria – della strategia deve essere la massima trasparenza dei dati e delle valutazioni di ordine tecnico. La massima efficacia della strategia, per tutte le sue diverse finalità, è comunque legata alla capacità di rendere evidenti le linee di coerenza e altrettanto evidenti gli aspetti di incoerenza e contraddizione. Il quadro conoscitivo proposto nel piano deve perciò nascere dal confronto con i centri più avanzati di conoscenza e ricerca scientifica e tecnologica pubblici e privati.

Per mettere insieme le conoscenze e le esperienze più avanzate occorre individuare una procedura specifica, che farà capo alle strutture del Ministero dello Sviluppo, che possiedono l'autorità, la specializzazione, l'insieme delle competenze e la visione politica necessari a unificare i diversi apporti.

L'Autorità per l'energia potrà operare non solo come un osservatorio privilegiato a tutto campo, ma anche come un garante della conoscenza condivisa.

Le grandi imprese a partecipazione pubblica potranno, anche in questo campo – come nel sostegno alla cooperazione in materia di innovazione e ricerca – avere un ruolo trainante e di stimolo alla più ampia cooperazione tecnica, mettendo a disposizione dei centri di ri-

cerca le loro ampie basi di conoscenza e promuovendo il confronto più aperto e trasparente tra tutti gli operatori.

2. *Le azioni necessarie per il riordino normativo e delle competenze*

2.1. *Applicare il riparto di competenze fra i livelli territoriali in materia di energia in modo da sostenere coerenti ed ordinate politiche nazionali nel settore*

In campo ordinamentale, il primo obiettivo è definire una chiave ordinata di rilettura e ricomposizione del sistema istituzionale da cui può prendere le mosse il riordino e la semplificazione dei poteri politico amministrativi e regolatori e della enorme massa normativa che si è accumulata.

In questa direzione il primo passo è lo sviluppo e il completamento delle linee interpretative già tracciate dalla Corte costituzionale che – rifiutando una semplicistica lettura del nuovo Titolo V della Costituzione – riconoscano allo Stato il potere/dovere di fissare parametri e obiettivi vincolanti di interesse nazionale o di agire per armonizzare il sistema normativo nelle materie a competenza concorrente come l'energia. Il governo di questo settore conferma così lo schema dell'evoluzione verso politiche nazionali organizzate nella forma di rete territoriale, messo a fuoco nel Rapporto 2010 di *italiadecide*[4].

Questo schema è impostato sulla distribuzione di compiti diversi tra chi pone regole e obiettivi vincolanti in un adeguato quadro di partecipazione e consultazione e chi, con ampi margini di autonomia gestionale, deve attuare tali indirizzi in un quadro di reciproche forme di valutazione e controllo. Per il raccordo delle competenze fra Stato e gli altri livelli di governo, il meccanismo dell'intesa dovrebbe essere esteso il più possibile, ma all'esito del procedimento è opportuno prevedere un po-

[4] Cfr. italiadecide, *Rapporto 2010. L'Italia che c'è*, cit.

tere decisionale finale, il cui esercizio va tuttavia sottoposto, ove ricorrano i presupposti, al rigoroso scrutinio della Corte costituzionale. Regioni ed Enti locali devono condividere la responsabilità per la realizzazione degli obiettivi nazionali, anche distribuendo in modo equo e trasparente i relativi costi territoriali.

In questo senso, il piano energetico potrebbe promuovere in via politica e consensuale un'interpretazione condivisa che garantisca il perseguimento efficiente dei vincoli e obiettivi europei e assicuri condizioni di reciproca e sanzionabile responsabilità tra Stato e Autonomie nello svolgimento degli impegni che assumono gli uni verso gli altri.

Nel particolare settore della produzione energetica da fonti rinnovabili, il quadro normativo della disciplina degli insediamenti di impianti di produzione di energia evidenzia una grave frammentarietà, sia a livello di legislazione primaria che secondaria, nonché una proliferazione dei soggetti istituzionali chiamati a prendere parte al procedimento per il rilascio dell'autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio di tali impianti.

In questo campo vanno dunque perseguiti contestualmente gli obiettivi di semplificazione, armonizzazione, stabilizzazione della disciplina statale e regionale, che fornisca una base certa agli investimenti.

In tale settore si evidenzia inoltre la necessità di una efficace pianificazione territoriale a livello regionale per la localizzazione degli impianti, da realizzarsi rafforzando il momento della pianificazione regionale e/o provinciale, nonché la necessità del rispetto dei tempi procedimentali per la conclusione dei procedimenti autorizzatori, da realizzarsi anche attraverso un rigoroso regime sanzionatorio ad oggi non esistente.

Specifici profili critici si riscontrano per gli impianti idroelettrici di produzione dell'energia, dipendenti dal difetto di coordinamento normativo e dalla sovrapposizione di disposizioni di legge e di procedimenti amministrativi che li riguardano (concessione della derivazione d'acqua pubblica e autorizzazione unica per la realizzazione

dell'impianto), e che dovrebbero quindi essere coordinati ed integrati.

2.2. *Favorire la stabilizzazione di un mercato dell'energia concorrenziale e aperto all'innovazione*

Il secondo obiettivo è rafforzare lo sviluppo e l'economia di mercato, regolandola in modo sostenibile ed equo. Occorre un quadro regolativo e autorizzativo snello e chiaro basato su una visione di sistema che consenta di individuare le regole capaci di valorizzare le potenzialità positive e di comprimere quelle negative.

Tale obiettivo non richiede nuove grandi riforme, ma piuttosto si risolve nella necessità di assestare, consolidare e nello stesso tempo semplificare il più possibile e ovunque possibile il quadro esistente. Servono normative stabili nel tempo – essenziali nei loro principi – atte a garantire un'adeguata pianificazione degli investimenti e in grado di superare i rischi della paralisi decisionale. In materia energetica troppe e pesanti norme interferiscono con i meccanismi di mercato e sortiscono di fatto risultati opposti a quelli attesi. Mercato che significa concorrenza, concorrenza che a sua volta vuol dire costi e prezzi più bassi e che vuole soprattutto dire rimozione degli ostacoli che frenano le innovazioni.

A questo fine vanno chiariti legislativamente i poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas, i confini fra l'attività di regolazione indipendente da questa svolta e gli interventi di indirizzo del governo, i moduli di coordinamento con l'azione svolta dall'Autorità garante della concorrenza e il mercato, anche attraverso la sottoscrizione di specifici protocolli.

In base a questa impostazione la continuità amministrativa dei regolamenti e delle leggi di attuazione ha un ruolo strategico, anche dal punto di vista degli investitori. La sostenibilità e la chiarezza del quadro normativo migliorano la performance dei mercati. Questi ultimi reclamano norme e regole certe.

2.3. *Semplificare il sistema normativo e i fattori che influiscono su costi e tariffe*

Occorre favorire la rimozione delle barriere non economiche costituite da autorizzazioni e procedure oggi incerte e disomogenee. Il parametro da adottare è la riduzione dei costi del processo decisionale in un quadro di trasparente e corretto funzionamento del mercato. Bisogna a questo fine superare norme settoriali e differenziazioni di dettaglio legate alla tutela di interessi parziali. Il settorialismo esasperato delle singole normative fuori da una visione generale è la causa dei maggiori guasti.

3. *Le proposte italiane per il rafforzamento delle politiche europee in alcuni settori strategici*

Gli obiettivi di carattere ambientale rendono necessario affiancare alle azioni per l'apertura dei mercati, specifiche politiche che assicurino la continuità dell'approvvigionamento energetico, la riduzione dei consumi e l'esigenza di mantenere accettabile il livello dei prezzi nella nuova e impegnativa cornice di vincoli aggiuntivi.

Questo intreccio di finalità comporta l'elaborazione di una nuova visione strategica e integrata dello sviluppo, riassunta nell'idea dello sviluppo sostenibile.

Uno degli aspetti fondamentali della prossima strategia nazionale potrà essere la definizione di una politica italiana verso l'Unione volta ad ottenere l'ulteriore sviluppo della politica energetica europea nella direzione di un maggior equilibrio tra le diverse linee di azione e tra le specificità dei singoli paesi. È evidente che la portata epocale della partita che si sta giocando sull'energia richiede dimensioni di scala adeguate: questo è il motivo per cui è essenziale una politica condivisa a livello europeo.

L'Unione europea deve coerentemente agire per assicurare anche sviluppo e competitività dei singoli paesi, in presenza di così stringenti vincoli ambientali che vanno resi realistici e compatibili con le condizioni globali.

I diversi Stati membri non hanno le forze e la capacità negoziale per affrontare singolarmente la sfida. L'Italia meno che mai, priva com'è di materie prime (fatta eccezione per l'idroelettrico) e con una serie di vincoli negativi (peso del debito, vulnerabilità del territorio, inefficienze amministrative e complessità dei processi decisionali).

L'Italia più degli altri maggiori partner ha tutto l'interesse per una politica comune europea dell'energia. Questa politica non si deve limitare a fissare gli obiettivi da perseguire, come in larga parte è già avvenuto sia per quanto riguarda l'unificazione dei mercati che per quanto concerne la lotta ai cambiamenti climatici.

È necessario che l'energia diventi una vera e propria politica europea che possa avvalersi di tutti gli strumenti necessari, a partire da quelli di carattere finanziario per proseguire con una effettiva capacità di praticare una politica estera comune.

Anche l'utilizzo della leva fiscale richiede decisioni comuni, sia per disincentivare i comportamenti a più forte impatto ambientale, sia per promuovere finanziariamente la ricerca e l'innovazione.

L'Italia può farsi interprete a livello europeo di un rafforzamento degli strumenti e di un più stretto raccordo tra le diverse politiche (industriale, agricola, dei trasporti, delle infrastrutture, della ricerca). L'iniziativa italiana dovrebbe riguardare in particolare gli aspetti indicati nei paragrafi seguenti.

3.1. *Rafforzare il ruolo dell'Italia nella promozione a livello comunitario di una più veloce integrazione dei mercati europei dell'energia*

Va incoraggiata l'integrazione dei mercati energetici come condizione necessaria, non solo per abbassare il prezzo finale dell'energia elettrica, ma anche per ridurre l'incidenza sulle bollette dei consumatori dei futuri costi fissi di eventuali nuove infrastrutture energetiche in Italia.

In questo contesto, l'azione sull'interconnessione è uno degli obiettivi fondamentali della liberalizzazione dei mercati, sia perché finalizzato a favorire la concorrenza interna e tra i paesi, sia perché serve ad accrescere il grado di sicurezza delle forniture.

3.2. *Aumentare gli sforzi diplomatici a livello comunitario per identificare i potenziali vantaggi derivanti ai vari Paesi membri dall'avere l'Italia come «hub» euro-mediterraneo del gas*

Lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione insieme all'integrazione del mercato europeo del gas faciliterebbero – in un'ottica di lungo periodo – l'eventuale sviluppo dell'Italia come *hub* euro-mediterraneo del gas. La maggiore flessibilità nell'accesso a forniture più competitive di gas non solo per l'Italia, ma anche per il resto d'Europa, contribuirebbe al rilancio della competitività delle industrie europee sui mercati internazionali.

3.3. *Rinegoziare in sede europea i target nazionali relativi alle emissioni*

Il comparto energetico italiano ha già compiuto notevoli sforzi verso una maggiore efficienza degli impianti: si pensi soltanto agli investimenti effettuati negli ultimi anni per dotare il nostro paese di uno dei più moderni ed efficienti parchi termoelettrici. Secondo gli operatori di settore, un ulteriore inasprimento dei vincoli di emissione sarebbe particolarmente penalizzante nei confronti dell'Italia e, quindi, iniquo. L'attuale sistema di scambio europeo delle emissioni, prevede obblighi di riduzione omogenei tra tutti i paesi con riferimento ai settori soggetti alla direttiva Ets. L'iniziativa italiana in sede comunitaria dovrebbe essere quella di far valere le elevate prestazioni energetiche (ed ambientali) dei nostri impianti rispetto a quelle di molti altri paesi europei e spingere per l'introduzione di target

di riduzione differenziati per ciascuno Stato membro, prevedendo simultaneamente l'introduzione di più stringenti vincoli di riduzione delle emissioni nei settori non soggetti alla direttiva Ets (trasporti su strada, edilizia, agricoltura).

3.4. *Valutare in sede europea l'opportunità di una «Carbon Tax» come strumento alternativo o integrativo di incentivazione delle tecnologie «low carbon»*

Una *Carbon Tax* fissata in ambito europeo ad un livello stabilito per legge potrebbe rappresentare un più forte incentivo rispetto alla volatilità che caratterizza i prezzi – spesso e per lunghi periodi di tempo troppo bassi – dei permessi di emissione (*European Unit Allowances*). In particolare, tale strumento potrebbe essere concentrato sull'obiettivo della riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti, per esempio stimolando un cambiamento delle abitudini e delle modalità di trasporto, nonché costituire un incentivo alla diffusione dell'auto elettrica e di altre tecnologie di trasporto a bassa emissione. Dall'altra parte si fa notare che la *Carbon Tax* allinerebbe verso l'alto i prezzi dell'energia in Europa, ne ridurrebbe la competitività in campo globale e non potrebbe certo sostituire gli incentivi nel sostegno allo sviluppo delle energie rinnovabili.

3.5. *Mantenere e garantire un'attiva partecipazione dell'Italia alle attività di ricerca internazionale nel settore dell'energia nucleare*

L'esito negativo della consultazione referendaria del giugno 2011 sul rilancio del programma nucleare italiano non deve precludere la prosecuzione degli investimenti e della presenza del nostro paese nei principali progetti europei di ricerca e sviluppo per le nuove tecniche di sfruttamento di questa forma di energia, per la dismissione delle centrali obsolete e per il miglioramento della sicurezza di quelle attualmente in funzione.

RELAZIONI

Bruno Agricola e Vittorio Lupi

I VERI COSTI DELL'ENERGIA PER FAMIGLIE ED IMPRESE

1. *Premessa*

L'analisi condotta in questo studio si prefigge l'obiettivo di fornire una prima stima, a consuntivo, dei costi di trasformazione, trasporto e distribuzione dell'energia, che si aggiungono al costo di acquisto dei combustibili o dell'energia elettrica importata, e che producono un effetto moltiplicativo sulla c.d. bolletta energetica italiana, ovvero sul costo di approvvigionamento dell'energia primaria importata dall'estero. Lo studio, nella fase attuale, non ha la pretesa di pervenire ad una esatta stima dell'esborso complessivo da parte dei consumatori finali di energia, ovvero quella che si può definire la «vera bolletta energetica», ma solo quello di mostrare l'entità del problema e suggerire le indicazioni che una corretta analisi dei dati può fornire al decisore politico.

Molti concetti sono, singolarmente, noti agli operatori del settore, ma sfuggono ai non addetti ai lavori e comunque manca una visione d'insieme che abbracci tutti i settori interessati.

I dati dell'ultimo Bilancio energetico nazionale (anno 2009), elaborato nel giugno 2010 dal Ministero dello Sviluppo Economico, indicano che il consumo interno lordo di energia del nostro paese è stato soddisfatto per più dell'80% da importazioni di energia. Il costo di tali importazioni costituisce la c.d. bolletta energetica. Nel 2009 essa è stata pari a 42,4 miliardi di euro (pari al 2,8% del Pil) e nel 2010 ha superato i 50 miliardi di euro. Tali importazioni sono, come noto, necessarie al nostro paese

Bruno Agricola, direttore generale Ministero dell'Ambiente.
Vittorio Lupi, consulente esperto Energia e cambiamenti climatici.

per soddisfare la domanda di energia nei suoi molteplici impieghi finali considerato che non disponiamo di risorse energetiche proprie, se non in misura limitata. Per il soddisfacimento di tale domanda, l'energia primaria importata deve attraversare processi nel corso dei quali è trasformata, trasportata e distribuita agli utenti finali nelle varie forme di consumo (carburanti per autotrasporto, energia elettrica, riscaldamento domestico, utenze industriali).

Come si dimostrerà più avanti in questa analisi, il costo dell'energia primaria – pur ricoprendo una percentuale importante del prezzo pagato dai consumatori finali – non è sempre la principale voce di costo di elettricità, gas e carburanti per autotrasporto. Infatti, seppur con diverse incidenze a seconda dei settori (elettricità, gas e carburanti per autotrasporto), i processi di trasformazione industriale e di commercializzazione hanno costi che devono essere necessariamente posti a carico degli utenti finali e che si vanno ad aggiungere ai costi di base (acquisto della materia prima). Il recupero degli ingenti costi di investimento per le infrastrutture energetiche e la copertura dei costi di gestione e manutenzione rappresentano, insieme alle imposte, mediamente più della metà del prezzo pagato dal consumatore finale.

Dall'esame dei dati disponibili per l'anno 2009 si evince che l'esborso effettivo per i consumatori finali di elettricità, gas e carburanti risulta essere il triplo della *bolletta energetica* comunemente intesa. Infatti dalle stime effettuate, seppure con un metodo semplificato, il vero costo dell'energia per le famiglie e per le imprese (industria e terziario) è stimabile intorno ai 139 miliardi di euro (cioè, circa il 9% del Pil).

Il rapporto tra *bolletta energetica* e il *vero costo dell'energia per famiglie ed imprese* è ovviamente variabile dipendendo da fattori anch'essi variabili, ma con dinamiche autonome.

Ad esempio, in una fase del ciclo economico caratterizzata da un rilevante calo della domanda di energia, assume importanza il minor tasso di utilizzo delle infrastrutture energetiche esistenti (centrali, reti di trasmissione e distri-

buzione ecc.) che comporta una maggiore incidenza degli ammortamenti sul prezzo unitario dell'energia venduta.

A puro titolo esemplificativo, si osserva che se il prezzo del gas naturale rappresenta il 30% del prezzo pagato in bolletta per il riscaldamento di una famiglia, un aumento del 10% del costo del gas naturale a parità di tutte le altre condizioni dovrebbe avere un'incidenza del 3% sulla bolletta del gas. Analogamente per il prezzo dei carburanti. Ma sappiamo che così non è!

L'aumento del prezzo dell'energia primaria determina, a volte senza ragioni reali, anche un aumento generalizzato degli altri costi industriali e fiscali e, più in generale, un aumento del costo della vita.

Lo studio dettagliato delle dinamiche tra prezzo del combustibile e prezzo finale al consumatore può dare utili indicazioni sulla corretta dinamica che dovrebbe caratterizzare i prezzi al consumo.

Tenere sotto controllo le dinamiche dei prezzi dell'energia per gli utenti finali è particolarmente importante per un paese come il nostro dove le famiglie e le imprese italiane pagano per l'energia un prezzo che è più alto di quello mediamente pagato nei principali paesi dell'Unione europea.

Appare pertanto evidente l'opportunità di un intervento del *policy maker* volto a ridurre l'esborso da parte dei consumatori italiani. Ciò non solo metterebbe a disposizione delle famiglie un maggior reddito da spendere in altri usi, ma migliorerebbe anche la posizione competitiva delle nostre imprese.

Dato che il prezzo di importazione del petrolio e gas naturale è una variabile esogena (su cui cioè il *policy maker* può intervenire solo marginalmente), è evidente l'importanza strategica del ruolo giocato dalla politica economica ed industriale nella pianificazione di lungo periodo dello sviluppo delle infrastrutture energetiche nel nostro paese e del sistema di tasse ed accise.

Un ruolo di maggiore importanza deve essere inoltre giocato dal potenziamento dell'attività di R&S, sino ad oggi finanziata dalla fiscalità generale, ma non sempre orientata agli interessi reali del paese.

2. *Introduzione*

La crisi economica internazionale ha determinato una contrazione della domanda aggregata, già molto debole nel nostro paese prima della recessione, causando così un eccesso di capacità produttiva nel settore energetico (elettricità *in primis*). Contemporaneamente, l'indebolimento del dollaro – unità di conto per il mercato del petrolio – combinato con la crisi sociale nel Medio Oriente e Nord Africa hanno in larga misura determinato un sensibile aumento del prezzo dei combustibili fossili espresso in dollari, ma anche un non trascurabile aumento in termini reali per il deprezzamento dell'euro. L'incremento del prezzo dell'energia pagato dai consumatori finali è determinato da entrambi questi fattori.

Nel paragrafo 3 sono forniti alcuni dati sulla bolletta energetica del nostro paese. Il paragrafo 4 descrive sinteticamente il Bilancio energetico nazionale. Le composizioni percentuali del prezzo di energia elettrica, gas e carburanti sono illustrate nei paragrafi 5, 6 e 7. Il paragrafo 8 fornisce un confronto tra il prezzo pagato in Italia dalle imprese per elettricità e gas rispetto a quello pagato nei principali paesi dell'Unione europea.

3. *La bolletta energetica e l'esborso per gli usi finali di energia*

Secondo l'ultimo *Consuntivo Petrolifero*[1], l'Italia ha pagato nel 2010 una bolletta energetica di 51,7 miliardi di euro, pari al 3,3% del Pil. Di questi, 27 miliardi di euro sono attribuibili alla sola bolletta petrolifera. Nel 2009 era stata di 42,4 miliardi di euro (pari al 2,8% del Pil) e nel 2011 le stime dell'Unione petrolifera prevedono una bolletta di 60 miliardi di euro, di cui circa 35 per la componente «petrolio». Tale valore è analogo a quello registrato nel 2008.

[1] Unione petrolifera, *Consuntivo Petrolifero 2010*, febbraio 2011.

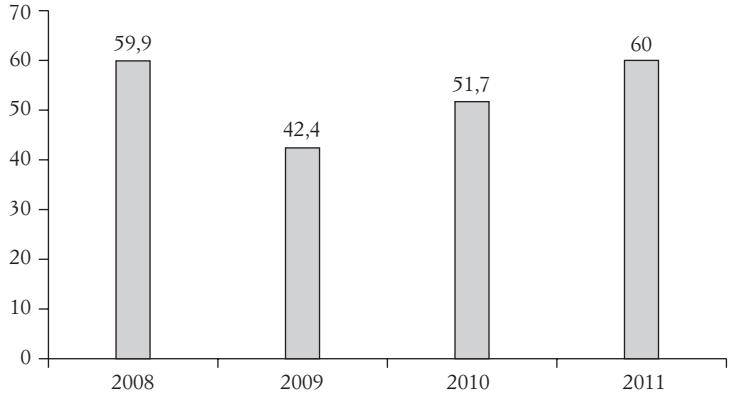


FIG. 1. Bolletta energetica a prezzi correnti (miliardi di euro).

Fonte: Unione petrolifera, *Data Book 2001 - Energia e Petrolio*.

Al fine di garantire omogeneità nel trattamento dei dati presi in considerazione in questa analisi, d'ora in avanti ci si riferirà ai risultati relativi all'anno 2009. Per questo anno, l'Unione petrolifera ha registrato una bolletta energetica di 42,4 miliardi di euro, di cui 20,5 miliardi attribuibili alla sola bolletta petrolifera. Si tratta di una spesa in forte flessione rispetto al 2008, anno in cui la bolletta energetica è ammontata a 59,9 miliardi di euro (fig. 1).

Come già accennato, la c.d. bolletta energetica non corrisponde agli esborsi totali da parte dei consumatori finali di energia. Infatti, l'esborso effettivo per il consumatore finale di elettricità, gas e carburanti risulta essere un multiplo della cifra appena indicata ed approssimativamente stimabile intorno ai 139 miliardi di euro, pari cioè a più del triplo della bolletta energetica. Tale esborso si distribuisce tra i vari usi finali come illustrato nella figura 2.

Infatti, affinché l'energia primaria possa essere destinata ai diversi usi finali essa dovrà essere trasformata (in raffinerie o centrali elettriche), stoccata, trasportata e commercializzata. Ciò richiede ingenti investimenti in infrastrutture, oneri finanziari, costi operativi e di manu-

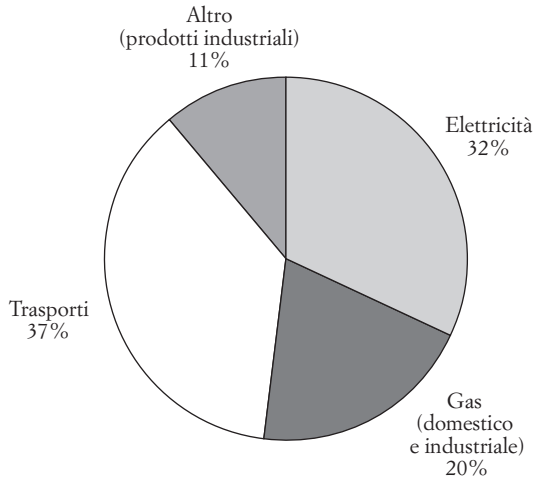


FIG. 2. Distribuzione percentuale esborso consumatori tra i diversi impieghi finali (2009).

Fonte: Nostra elaborazione.

tenzione a cui si devono poi aggiungere accise, Iva e tributi vari. Il tutto si riflette nel prezzo per elettricità e gas pagato in bolletta e nel prezzo alla pompa dei carburanti per autotrasporto.

4. *Il Bilancio energetico nazionale*

I dati dell'ultimo Bilancio energetico nazionale pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico nel 2010 riportano un consumo interno lordo di energia primaria in Italia pari 180,3 Mtep nel 2009. La produzione interna, pari a 30,3 Mtep, ha coperto soltanto il 16,8% del consumo interno lordo ed ha riguardato per lo più la produzione di energia da fonti rinnovabili (prevalentemente idroelettrico). Come conseguenza, l'Italia ha dovuto soddisfare il proprio fabbisogno di energia primaria ricorrendo ad importazioni che, al netto delle esportazioni, hanno ricoperto più dell'80% del consumo interno lordo.

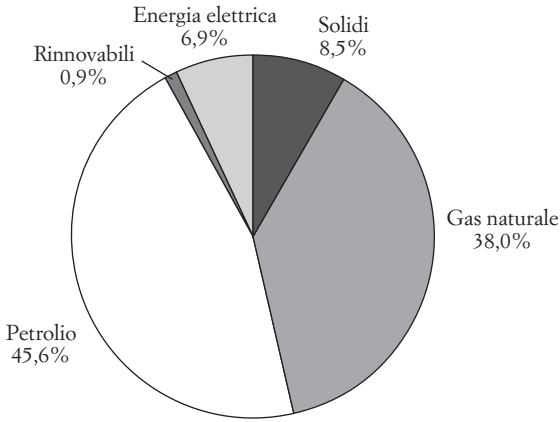


FIG. 3. Composizione importazioni nette energia primaria (2009).

Fonte: Nostra elaborazione da dati Bilancio energetico nazionale.

Le importazioni nette[2] di energia primaria, pari a circa 150 Mtep, sono principalmente costituite da combustibili fossili, come chiaramente illustrato nella figura 3.

La quantità di importazioni nette di energia primaria concorre insieme al prezzo unitario pagato per i diversi combustibili alla determinazione della bolletta energetica.

Prima di procedere all'analisi della composizione dei prezzi pagati in bolletta, è utile ricordare la distribuzione percentuale dell'energia primaria per usi finali (tab. 1).

Dai dati riportati in tabella emergono due osservazioni: la prima è il livello di perdite di energia[3]. La seconda riguarda la pressoché equa distribuzione dell'energia primaria tra tre impieghi finali, trasporti, usi civili ed usi industriali, con una incidenza leggermente inferiore per il settore industriale.

[2] Le importazioni nette sono qui calcolate sottraendo le esportazioni più la variazione delle scorte dal livello delle importazioni.

[3] La differenza tra l'energia primaria necessaria (180,3 Mtep/anno) e quella che arriva direttamente al consumatore (132,7 Mtep/anno) si spiega con le perdite dovute alla trasformazione, al trasporto e alla distribuzione di energia.

TAB. 1. *Distribuzione dell'energia primaria per impieghi finali*

Impieghi finali	Consumi Mtep	Petrolio %	Gas %	Carbone %	Rinnovabili %	Elettricità %
Trasporti	42,499	94	1,4	0	2,5	2,1
Industria	29,995	17,6	39,5	8,6	1,3	32,8
Civile	46,374	10,3	55,8	0	4,3	29,6
Agricoltura	3,285	73,3	4,3	0	7,6	14,8
Altro (bunkeraggi, usi non energetici)	10,592	93,7	5,4	1	0	0
Totale impieghi	132,745	46,9	29,4	2	2,8	18,8

Fonte: Mse, Bilancio energetico nazionale 2009.

Per quanto riguarda le diverse fonti energetiche si osserva che, a partire dal 2015, il gas naturale ricoprirà un peso percentuale superiore al petrolio nel soddisfacimento della domanda energetica del nostro paese[4] e già oggi la generazione da termoelettrico proviene per il 70% da centrali alimentate a gas naturale. Sulla base di questa tendenza e considerati gli scenari di instabilità politica dei paesi da cui l'Italia dipende per le importazioni di gas naturale è stata suggerita l'opportunità strategica di dotare il nostro paese di 5 o 6 rigassificatori da 8 miliardi di metri cubi ciascuno in più rispetto a quelli già pianificati. Ciò richiederebbe investimenti addizionali per circa 7 miliardi di euro, a carico essenzialmente del settore privato[5]. Si tratterebbe di un ingente investimento infrastrutturale i cui costi fissi potrebbero gravare sul prezzo in bolletta pagato dai consumatori finali di elettricità e gas qualora si dovesse verificare un prolungato periodo – come quello che stiamo attraversando oggi – di eccesso di capacità produttiva. Tuttavia, si potrebbe avere un grande vantaggio in termini di diversificazione delle fonti energetiche e di conseguente riduzione dei prezzi al consumo, qualora le scelte del quando e del dove realizzare queste in-

[4] Unione petrolifera, *Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2010-2025*, marzo 2010.

[5] G. Garofano, *L'energia in Italia tra gas naturale, rinnovabili e nucleare*, Conferenza di impostazione del Rapporto 2011 sull'energia tenutosi presso la Camera dei deputati l'11 aprile 2011.

frastrutture tenessero conto della strategica e vantaggiosa posizione geografica dell'Italia.

5. *Energia elettrica*

Il Gse ha riportato per il 2009 un consumo di energia elettrica al netto delle perdite[6] pari a 299,9 TWh, di cui il 14,1% soddisfatto dalle importazioni dirette di energia elettrica sostanzialmente dalla Francia (in via diretta e tramite la Svizzera) e dalla Svizzera.

La produzione termoelettrica, pari a 203 TWh, copre il 73,7% della produzione complessiva[7], seguita dalle rinnovabili (24,7%) e dalla produzione da pompaggi (1,6%). Il termoelettrico è alimentato prevalentemente da gas naturale, seguito da carbone, prodotti petroliferi e altro (figg. 4 e 5).

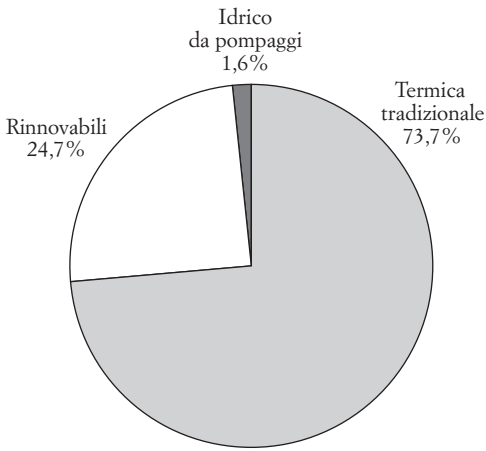


FIG. 4. Composizione della generazione elettrica per fonte (2009).
Fonte: Gse.

[6] Pari a circa 20 TWh.
[7] Essa è stata nel 2009 pari a 275,3 TWh (Fonte Gse).

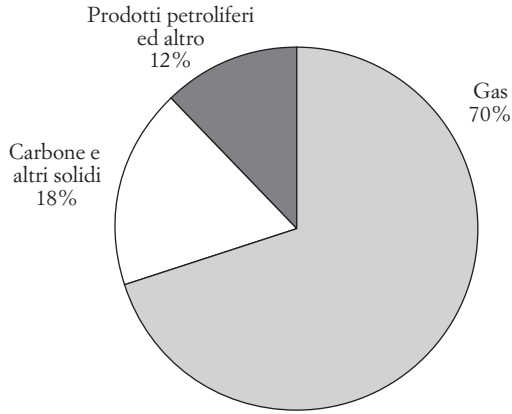


FIG. 5. Composizione termoelettrico per combustibile (2009).

Fonte: Gse.

Sulla base dei dati forniti da Terna sul mercato finale della vendita di elettricità[8], il volume delle vendite finali per il 2009 è stato ripartito tra cliente domestico e cliente non domestico in percentuali che si aggirano intorno al 20 e all'80% rispettivamente.

5.1. *La composizione percentuale del prezzo dell'energia elettrica*

Nel 2009, una famiglia di quattro componenti con 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo ha pagato l'energia elettrica circa 16,80 centesimi di euro per kWh[9]. La tariffa elettrica per un consumatore domestico tipo è per più della metà determinata dai costi di produzione. Essi sono composti dal costo del combu-

[8] Si veda la sezione 2 della *Relazione annuale 2010. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico*.

[9] Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione annuale 2010*.

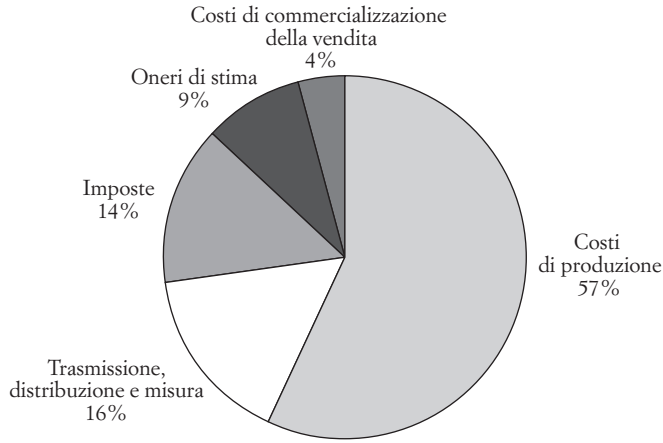


FIG. 6. Componenti tariffa elettrica. Consumatore domestico tipo (2009).

Fonte: Aeeg, *Relazione annuale 2010*. I costi di produzione includono: i costi del combustibile, i costi di generazione e i costi di gestione.

stibile, dai costi fissi di generazione, dal costo del dispacciamento, dalla remunerazione della capacità produttiva futura (c.d. *capacity payment*) e del servizio di interrompibilità e dalle componenti UC_1, UC_5 e PPE[10]. Le altre due importanti voci di costo sono la copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura[11] e le imposte (fig. 6).

Dati della Commissione europea indicano costi di generazione di elettricità in centrale compresi tra 4,7 e 6,5 centesimi di euro per kWh[12], a seconda della tecnolo-

[10] La componente UC_1 è stata azzerata a partire dal 1° aprile 2010. La componente UC_5 esprime la differenza tra le perdite effettive e le perdite standard nelle reti. La componente PPE è volta al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica.

[11] In media, la tariffa totale per la copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura è stata nel 2009 di 2,188 eurocent/kWh, di cui 1,547 eurocent/kWh per la trasmissione. Ovviamente la loro incidenza sulla tariffa finale è maggiore per gli usi domestici rispetto a quelli via via più *energy intensive*.

[12] Commissione europea, *Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport*,

gia. È pertanto ragionevole assumere un costo di generazione in centrale intorno ad un terzo della tariffa pagata dal consumatore domestico nel 2009 ed equivalente a 5,6 centesimi di euro/kWh. Dai dati della Commissione è possibile anche desumere in via approssimativa che l'incidenza del costo del combustibile è circa il 50% del costo di generazione[13], vale a dire 2,8 centesimi di euro/kWh. Se ne deduce, quindi, che il costo del combustibile incide per circa il 17% sulla bolletta del consumatore domestico.

Gli oneri generali di sistema, pari a circa il 9% della tariffa elettrica, sono principalmente costituiti dagli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate ed indicati in bolletta dalla c.d. componente A3[14]. Nella figura 7 sono riportate le incidenze delle diverse voci di costo a carico del consumatore domestico medio.

All'interno della componente A_3 sono inclusi anche gli oneri relativi alla copertura degli incentivi per gli impianti Cip 6. Nel 2009 il Gse ha ritirato da tali impianti 36.194 GWh, di cui 29.634 GWh da fonti assimilate e 6.830 GWh da fonti rinnovabili.

Il costo totale dei ritiri del Gse nel 2009 è stato di poco inferiore ai 4,2 miliardi di euro[15], di cui il 70%

2008. Lo studio riporta costi di generazione di 4,7 centesimi di euro nel caso di centrali *Pulverized Coal*, 5,5 centesimi di euro per centrali Igcc e 6,5 centesimi di euro per centrali Ccgt.

[13] *Ibidem*. Se si prende a titolo esemplificativo una centrale a polverino (PC), assumendo una durata di vita di 40 anni, l'incidenza annuale del costo di investimento è di circa euro 40/kW, mentre gli *O&M costs* incidono per euro 60/kW. Se si considera una centrale Ccgt, il costo annuale di investimento e gli *O&M costs* incidono in misura pari al 50% ciascuno. Il costo del combustibile spiega la maggior parte degli *O&M costs*.

[14] Secondo i dati riferiti dall'Aeeg in occasione dell'audizione alla Commissione Ambiente della Camera tenutasi il 19 maggio 2011, il totale degli incentivi concessi alle Fer nel 2009 è ammontato a circa euro 2,52 miliardi così ripartiti per regime di incentivazione: CV 51,4%; Cip 6 (solo Fer) 32,1%; Conto energia FV 12,0% e Tariffa Fissa Onnicomprensiva 4,4%. La quota di costo riversata in bolletta attraverso la componente A_3 è stata pari a 1,87 miliardi di euro.

[15] All'interno del Cip 6, le fonti assimilate hanno ricevuto una re-

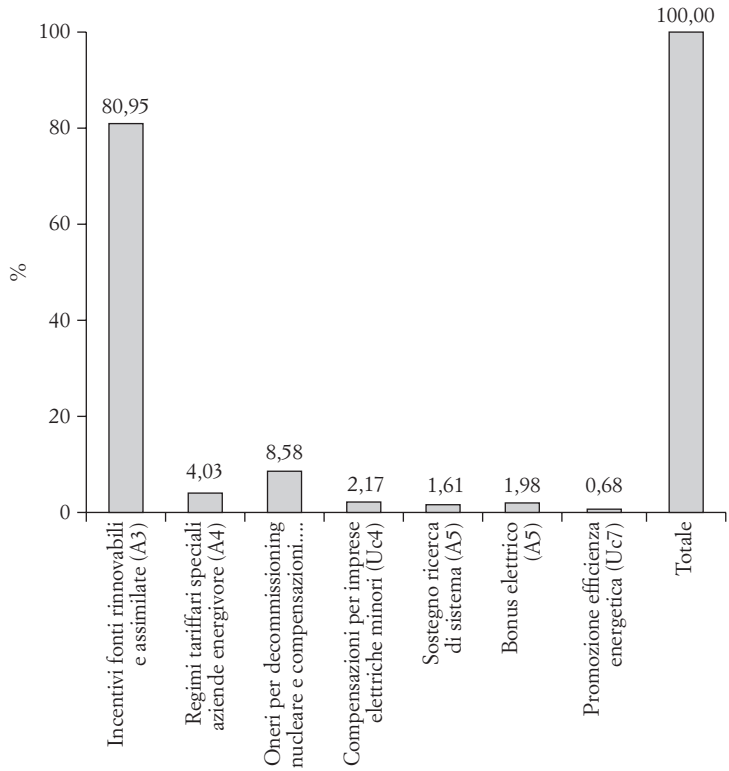


FIG. 7. Composizione oneri generali di sistema.

Fonte: Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

circa imputabili alla remunerazione da impianti assimilati. L'elettricità da impianti Cip 6 ritirata dal Gse e poi venduta nella Borsa elettrica ha generato ricavi per 2,3 miliardi di euro, con un onere da recuperare in bolletta attraverso la componente A_3 – e, quindi, a carico dei consumatori finali – pari a circa 1,9 miliardi di euro.

Per quello che riguarda il prezzo pagato dalle utenze industriali, l'Aeeg (2010) ha riportato per il 2009 un

munerazione unitaria media di 99,65 euro/MWh e le Fer di 185,67 euro/MWh.

prezzo che va da 122 a 167 euro/MWh, a seconda della classe di consumi. Per semplificare l'analisi, si è preso un prezzo medio di 14,4 centesimi di euro/kWh. Assumendo lo stesso costo di generazione e lo stesso costo del carburante, quest'ultimo andrebbe ad incidere sulla bolletta dei consumatori non domestici per circa il 20%.

A conclusione di questo paragrafo è interessante notare che la Borsa elettrica italiana ha registrato nel 2009 un prezzo medio di acquisto dell'elettricità nel mercato del Giorno Prima pari a 6,3 centesimi di euro per kWh[16] (una flessione del prezzo del 23% rispetto al 2008, dovuta al forte calo della domanda). Questa che sembra essere una buona notizia per il consumatore va bene analizzata perché alla lunga l'eccesso di produzione grava sulle aziende del settore, provocando stagnazione e oneri riflessi sul bilancio delle aziende di produzione che si riflettono in cali del mercato azionario, a meno che non sia possibile compensare tale eccesso con politiche di espansione sui mercati esteri.

5.2. *Stima esborso consumatore finale per energia elettrica*

Sulla base dei dati forniti dal Gse, nel 2009 il consumo per uso domestico di energia elettrica è stato di 68,9 TWh mentre quello per uso non domestico è stato di circa 231 TWh. Moltiplicando questi consumi per le tariffe medie di 16,8 centesimi di euro/kWh e di 14,4 centesimi di euro/kWh, si ottiene un esborso complessivo da parte dei consumatori finali di elettricità approssimativamente di 45 miliardi di euro all'anno.

[16] Il prezzo medio ponderato nel mercato di Aggiustamento ed in quello Infragiornaliero è stato di euro 66,44/MWh e 55/MWh rispettivamente.

BOX 1. *Concentrazione del mercato elettrico*

Nonostante la concentrazione del mercato elettrico mostri una tendenziale riduzione[17], la produzione lorda di elettricità risulta ancora caratterizzata dalla presenza dominante di un operatore che da solo soddisfa quasi l'85% della domanda domestica ed il 34% di quella non domestica. Anche la distribuzione di elettricità risulta molto concentrata, con un solo operatore che detiene più dell'86% dei volumi complessivamente distribuiti.

6. *Gas naturale*

Il Bilancio energetico nazionale elaborato dal Mse per il 2009 riporta un consumo interno lordo di gas naturale di circa 64 Mtep, quasi interamente soddisfatto dalle importazioni (89%). Secondo le elaborazioni dell'Aeeg sui dati forniti dagli operatori[18], le vendite finali di gas nel 2009 sono state assorbite in percentuali molto simili dalla generazione elettrica, gli usi domestici (riscaldamento in prevalenza) e l'industria, con il commercio responsabile per meno del 10% delle vendite (fig. 8).

Se si analizzano i consumi di gas in termini di vendite sul mercato finale per settore e fascia di consumo riportati nella tabella 2[19], emerge che gli utenti appartenenti alle classi di consumo più basse (le famiglie e le piccole attività commerciali con consumi inferiori a 5.200

[17] L'indice di concentrazione utilizzato è l'Herfindahal-Hirschman (HHI), il quale è sceso da un valore di 1.380 nel 2008 a uno di 1.280 nel 2009. Tuttavia, in Sicilia e Sardegna la concentrazione risulta essere ancora molto alta, con un indice intorno a 1.800, riflettendo un scarso grado di concorrenzialità.

[18] Capitolo 3, *Struttura, prezzi e qualità nel settore gas*, della *Relazione annuale 2010* dell'Aeeg.

[19] I dati riportati nella tabella 2 sono stati elaborati dai dati forniti nella tavola 3.28 del capitolo 3, *Struttura, prezzi e qualità nel settore gas*, della *Relazione annuale 2010* dell'Aeeg.

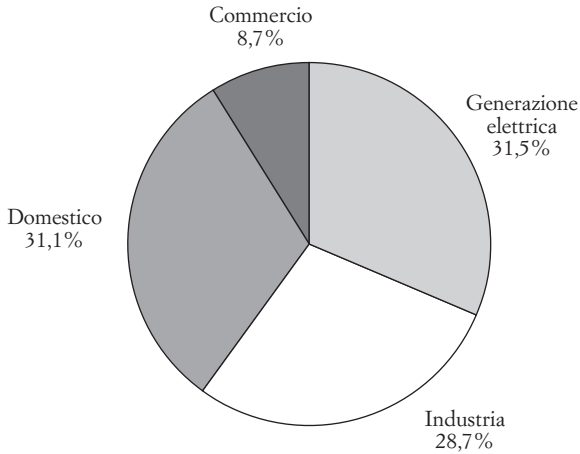


FIG. 8. Vendite finali di gas naturale per settore (%).

Fonte: Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

mc destinati prevalentemente a riscaldamento, cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria) rappresentano il 27% circa delle vendite totali di gas, equivalente a un consumo di circa 18 miliardi di mc. Il resto è caratterizzato da usi industriali, alcuni dei quali fortemente *energy intensive*, che possono sopravvivere solo in presenza di prezzi del metano molto bassi (tab. 2).

TAB. 2. *Consumi gas per settore e classe di consumo (2009)*

Settore	<5.000 M (mc)	5.000-200.000 M (mc)	200.000-2.000.000 M (mc)	2.000.000-20.000.000 M (mc)	>20.000.000 M (mc)	Totale per settore
Domestico	16.780	3.423	442	36	0	20.681
Commercio e servizi	1.196	3.136	978	503	0	5.813
Industria	168	2.372	4.514	6.578	5.425	19.057
Generazione elettrica	0	11	135	1.004	19.854	21.004
Totale per classe di consumo	18.144	8.942	6.069	8.121	25.279	66.555

Fonte: Nostra elaborazione da dati Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

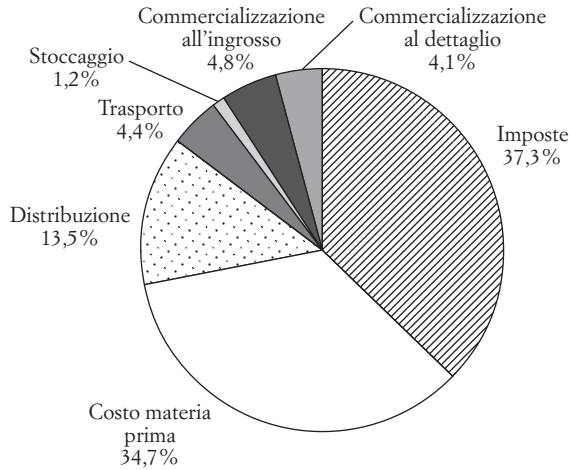


FIG. 9. Composizione percentuale tariffa gas. Consumatore domestico (2009).

Fonte: Elaborazione da dati Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

6.1. *La composizione del prezzo del gas naturale*

A titolo illustrativo, si riporta il grafico relativo alla composizione della tariffa del gas per un consumatore domestico. Le imposte costituiscono la principale voce di costo insieme al costo della materia prima, mentre i costi relativi alle infrastrutture (trasporto, stoccaggio e distribuzione) ammontano a circa un quinto della tariffa (fig. 9).

Le imposte sul gas variano a seconda che si tratti di uso civile o industriale e, all'interno di queste due categorie, esse sono distribuite per classe di consumo. Sul gas sono applicati tre tipi di imposta: accisa (differenziata tra aliquota normale ed aliquota per Territori ex Cassa del Mezzogiorno), addizionale regionale ed aliquota Iva. Le imposte per usi industriali (calcolate in centesimi di euro/mc) sono sensibilmente più basse di quelle per usi civili[20].

[20] Per un maggior dettaglio si rimanda alla tavola 3.41 del capitolo 3, *Struttura, prezzi e qualità nel settore gas*, della *Relazione annuale 2010* dell'Aeeg.

6.2. *Stima esborso del consumatore finale per consumo gas naturale*

Per una stima dell'esborso complessivo da parte delle varie categorie di consumatori di gas, sono stati presi in considerazione i consumi in tutti i settori (tab. 2) fatta ovviamente eccezione per il settore elettrico, i cui costi di approvvigionamento sono stati già inclusi nella stima dell'esborso per il consumo di energia elettrica e trattata nel paragrafo precedente. In via preliminare, indipendentemente dal settore, per ogni fascia di consumo verranno utilizzate nei successivi calcoli le seguenti tariffe, al lordo delle imposte (tab. 3).

Le tariffe riportate nella seconda, penultima ed ultima colonna sono direttamente fornite dall'Aeeg (2010). La tariffa riportata nella seconda colonna si riferisce alla tariffa lorda del gas naturale pagato nel 2009 da una famiglia tipo con riscaldamento autonomo e consumo annuale di 1.400 mc. Le tariffe lorde riportate nella penultima ed ultima colonna sono i prezzi che nel 2009 hanno pagato le imprese con consumi compresi tra 263-2.627 k(mc) e 26.268-105.072 k(mc). Infine, le tariffe riportate nella terza e quarta colonna sono state stimate a partire dalle tariffe medie al netto delle imposte riportate nella *Relazione annuale 2010* dell'Aeeg[21]. Applicando queste tariffe ai consumi di gas al netto degli impieghi in generazione elettrica, si ottiene un esborso complessivo di circa 27,2 miliardi di euro all'anno.

Secondo i dati forniti dall'Aeeg (2011) il prezzo della sola materia prima nel 2009 è stato di circa 25 centesimi di euro/mc. Quindi, l'incidenza del costo della materia prima sulle bollette dei diversi tipi di consumatori è valutabile come riportato nella tabella 4.

[21] Vedi tavola 3.39 del capitolo 3, *Struttura, prezzi e qualità nel settore gas*, della *Relazione annuale 2010* dell'Aeeg. La *Relazione annuale* riporta le tariffe per classe di consumo al netto delle imposte. Al fine di stimare le tariffe lorde relative alla seconda e terza classe di consumi, la differenza percentuale tra le tariffe nette della seconda e terza classe di consumo rispetto a quella della prima classe di consumo sono state applicate alla tariffa lorda di 72 centesimi di euro.

TAB. 3. *Tariffe gas nel 2009*

	<5.000 M (mc)	5.000-200.000 M (mc)	200.000-2.000.000 M (mc)	2.000.000-20.000.000 M (mc)	>20.000.000 M (mc)
Tariffa (cent. euro/mc)	72	68	61	40	31

Fonte: Nostra elaborazione da dati Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

TAB. 4. *Incidenza costo materia prima per classe di consumo*

	<5.000 M (mc)	5.000-200.000 M (mc)	200.000-2.000.000 M (mc)	2.000.000-20.000.000 M (mc)	>20.000.000 M (mc)
Incidenza costo materia prima	35%	37%	41%	63%	81%

Fonte: Nostra elaborazione.

Tale risultato è in buona parte spiegato dalla minore incidenza dei costi di distribuzione per i grandi consumatori industriali/termoelettrici – spesso direttamente connessi alla rete di trasporto –, dai minori costi di stoccaggio e trasporto e dalla minore incidenza delle imposte rispetto alle piccole utenze. Infine, va tenuto presente che per i grandi consumatori è possibile anche effettuare acquisti direttamente sul mercato all'ingrosso dove i prezzi sono ovviamente più competitivi rispetto a quelli praticati nel mercato al dettaglio.

BOX 2. *Concentrazione del mercato del gas*

La produzione nazionale di gas è controllata quasi interamente da una sola compagnia che controlla anche poco meno del 50% delle importazioni nette. Per quello che riguarda la rete di trasporto di gas naturale, Snam Rete Gas è il principale operatore con più di 31.000 km sui 33.000 complessivi del sistema italiano. La rete di distribuzione presenta invece un maggior numero di operatori (244 nel 2009), in prevalenza di pic-

cola (tra i 5.000 e i 50.000 clienti) e piccolissima taglia (meno di 5.000 clienti). Ciò che risulta essere piuttosto concentrato è il mercato della vendita finale del gas, con i primi tre gruppi che controllano il 54,5% del mercato nel 2009.

7. *Carburanti per autotrasporto*

L'analisi in questo paragrafo sarà circoscritta al prezzo alla pompa della benzina e del diesel.

Il Bilancio energetico nazionale ha registrato un impiego finale per il petrolio di circa 62 Mtep. Di questi, il 65% è stato usato per i trasporti. Il restante 35% è andato per usi civili (circa 8%, in prevalenza per riscaldamento, concentrato per la quasi totalità in Lombardia), industriali ed agricoli (circa 13%), altro (circa 16%)[22].

7.1. *La composizione percentuale del prezzo dei carburanti per autotrazione*

Secondo l'Unione petrolifera, nel 2009 il prezzo medio della benzina è stato pari a 1,234 euro/litro e quello del diesel a 1,081 euro/litro. Il prezzo industriale – dato

[22] Rispetto alla media annuale del 2005 i prezzi alla pompa della benzina e del diesel nel mese di marzo 2011 sono aumentati rispettivamente di circa il 25 e il 28%. Tale aumento è in buona parte spiegato dal costo del greggio e dall'indebolimento del cambio euro/dollaro. Tuttavia, il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione nel nostro paese nel 2010 è stato pari all'84% della capacità complessiva, contro il 100% del 2005. Ciò si tradurrà inevitabilmente in una maggiore incidenza sul prezzo alla pompa dei costi fissi relativi agli impianti di raffinazione per i prossimi anni. Secondo le proiezioni riportate dall'Unione petrolifera nel *Consultivo Petrolifero 2010* del febbraio 2011, date le aspettative sull'andamento della domanda, si prospetta un eccesso di capacità di raffinazione pari a 15-20 milioni di tonnellate, equivalente a 3-4 raffinerie di medie dimensioni. Questo significa che dal 20 al 25% delle raffinerie attualmente operative in Italia saranno presto di troppo!

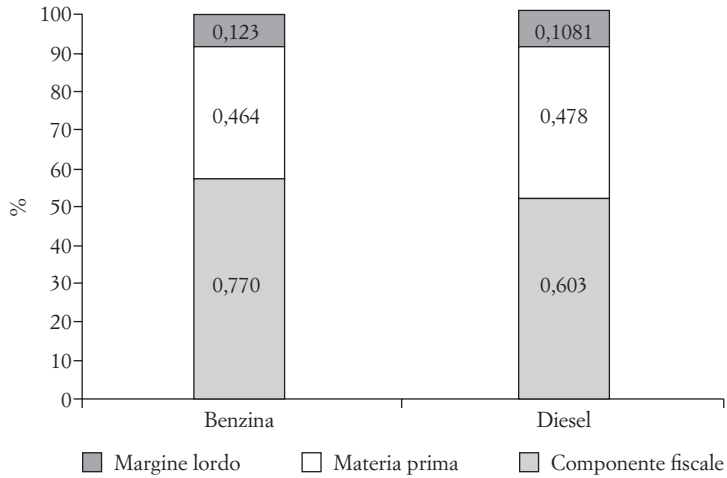


FIG. 10. Composizione prezzo carburanti alla pompa (2009).

Fonte: Up da rilevazioni Mse.

dal costo della materia prima (cioè il prodotto raffinato) più il margine lordo – ha inciso per il 38% sul prezzo della benzina e per il 44% su quello del diesel. Se si considera che il margine lordo si aggira generalmente intorno al 10% del prezzo alla pompa, si desume che il costo della materia prima incide per circa il 28% sulla benzina e per circa il 34% sul diesel (fig. 10).

Dato che per materia prima si intende il prodotto già raffinato in benzina o gasolio, l'incidenza del costo del greggio sul prezzo pagato alla pompa è ancora più basso delle due percentuali relative al costo della materia prima. Infine, è opportuno sottolineare che la componente fiscale – data dall'accisa più l'Iva del 20% che è applicata sull'accisa stessa – incide per più del 50% sul prezzo pagato dal consumatore finale.

7.2. *Stima esborso consumatori finali per acquisto carburanti*

Si è visto che la sola bolletta petrolifera è stata di 20,5 miliardi di euro nel 2009. Essa ha pagato importazioni nette di petrolio pari a 68 Mtep. Dato che è impossibile stabilire quanto del petrolio usato nei trasporti venga dalle importazioni e quanto dalla produzione nazionale, si è assunto che il livello delle importazioni nette di petrolio si distribuisce tra i diversi impieghi finali secondo le stesse percentuali relative al totale degli impieghi finali. Quindi, si è assunto che le 68 Mtep di importazioni nette di petrolio sono state necessarie per circa il 65% a soddisfare gli usi nel settore trasporti. Il resto è distribuito tra usi civili (circa 8%), usi industriali ed agricoli (circa 13%) altri usi (circa 16%). Quindi, si può affermare che il petrolio richiesto per soddisfare la domanda di trasporti ha comportato un esborso di circa euro 13 miliardi di euro, cioè il 65% di 20,5 miliardi di euro. Tale esborso serve a far fronte principalmente al trasporto stradale, dato che quello ferroviario ed aereo assorbono una percentuale di petrolio molto piccola rispetto a quella richiesta dal trasporto su strada[23]. Pertanto, al fine di semplificare la nostra analisi, si è assunto che i 13 miliardi di euro vadano interamente per il trasporto su strada.

Assumendo ora che – sulla base di quanto discusso con riferimento alla composizione del prezzo alla pompa dei carburanti – l'incidenza del prezzo del greggio è di circa il 25% del prezzo finale alla pompa, si può stimare un esborso complessivo per carburanti nel settore trasporti intorno a 52 miliardi di euro. I restanti 7,5 miliardi di euro della bolletta petrolifera vanno in buona parte a confluire nella spesa complessiva per riscaldamento (n.d.), usi non energetici (più del 10%), generazione di elettri-

[23] Va fatto notare che il trasporto ferroviario è prevalentemente alimentato da energia elettrica, mentre quello aereo ha richiesto un consumo di carboturbo pari al 10% del consumo totale di benzina e gasolio per autotrazione.

cità (circa 8%)[24] e altro. Data la frammentarietà degli usi finali e la varietà delle possibili tecnologie di trasformazione, si è ipotizzato un raddoppio dei rimanenti 7,5 miliardi di euro.

Pertanto, la bolletta petrolifera comprensiva degli oneri industriali e della componente fiscale può essere stimata in un esborso complessivo da parte del consumatore finale intorno ai 67 miliardi di euro.

BOX 3. *Totale esborso consumatori per usi finali di energia*

La vera bolletta energetica per il consumatore finale per l'anno 2009 è stata determinata:

– per euro 45 miliardi dai consumi finali di energia elettrica;

– per euro 27,2 miliardi dai consumi finali di gas (escluso l'esborso delle centrali termoelettriche alimentate a gas naturale);

– per euro 67 miliardi dai consumi finali dei prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio (in prevalenza carburanti per autotrasporto).

In totale, l'esborso complessivo dei consumatori italiani per l'utilizzo finale dell'energia primaria importata è stato intorno a 139 miliardi di euro nel 2009.

8. *Confronto con i principali paesi europei*

In questo paragrafo l'analisi è circoscritta ai soli consumatori industriali di elettricità e gas, dato che da questa classe di utenti dipende la posizione competitiva del nostro paese a livello internazionale. Rispetto ai principali paesi europei, l'Italia paga il prezzo più alto per l'elettri-

[24] Onde evitare doppi conteggi delle componenti che concorrono alla determinazione dell'esborso complessivo finale, l'8% relativo alla generazione di elettricità deve considerarsi come già incluso nei calcoli relativi alla spesa finale per il consumo di energia elettrica.

città, mentre risulta essere molto più virtuosa quando si volge lo sguardo al prezzo pagato per il gas. Tuttavia, va ricordato che la generazione di elettricità in Italia è per più del 73% da termoelettrico, il quale è alimentato per il 70% da gas naturale. Pertanto, il perseguimento di un minor prezzo dell'energia elettrica sembrerebbe avere un'importanza prioritaria ai fini del miglioramento della competitività internazionale delle imprese italiane.

8.1. *Elettricità*

Nel 2009 il prezzo medio dell'elettricità scambiata sulla Borsa elettrica italiana è stato il più alto tra quello mediamente pagato nelle principali Borse europee[25]. Nella figura 11, i consumatori industriali sono stati divisi in due

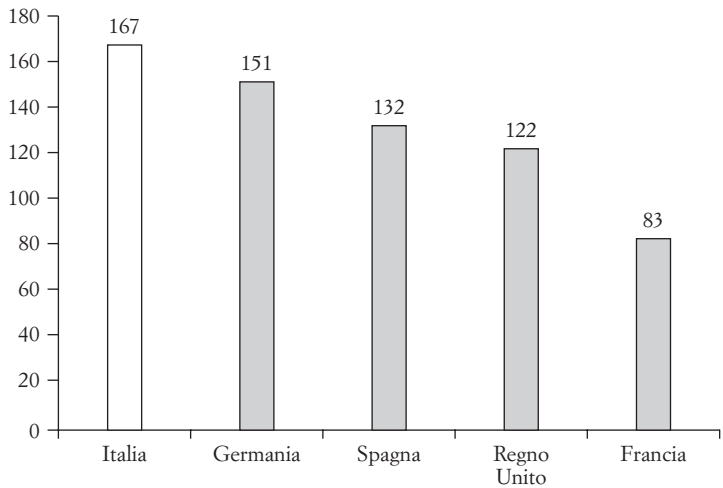


FIG. 11. Imprese con consumi 500-2.000 MWh/anno, euro/MWh (2009).
Fonte: Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

[25] Si veda Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

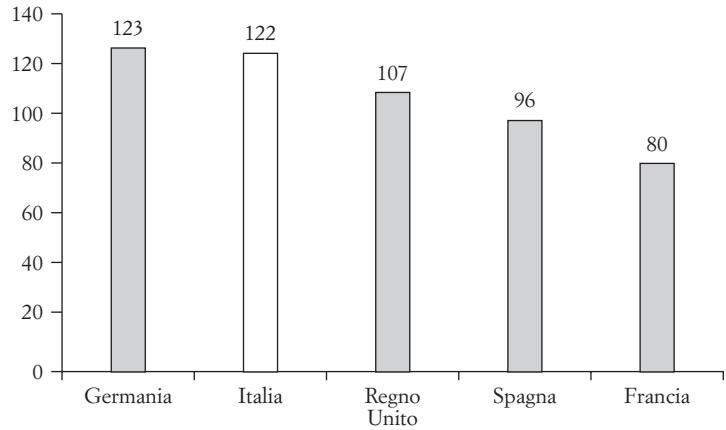


FIG. 12. Imprese con consumi 20.000-70.000 MWh/anno, euro/MWh (2009).
Fonte: Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

classi di consumo. A fronte di un prezzo medio dell'elettricità di 128 e 104 euro/MWh pagato dai consumatori industriali dei 27 paesi europei, le imprese italiane hanno pagato tra il 17 e il 30% in più. Le figure 11 e 12 riportano il confronto con i principali paesi europei.

L'indiscussa competitività della Francia nel mercato elettrico è da attribuirsi in larga misura al fatto che almeno i tre quarti della capacità di generazione è costituita da nucleare, impianti in larga parte già ampiamente ammortizzati. Tale tecnologia in Francia consente di ottenere costi di generazione più bassi rispetto a quelli delle centrali termoelettriche italiane alimentate a gas naturale, che rappresenta, come già indicato, circa il 70% della generazione termoelettrica del nostro paese (figg. 13 e 14).

8.2. *Gas naturale*

Per quanto riguarda il mercato del gas, l'Italia ha mostrato di essere più competitiva rispetto al mercato dell'elettricità. I consumatori industriali di gas sono stati

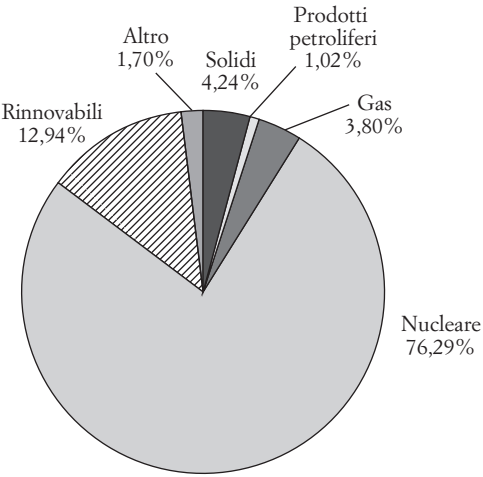


FIG. 13. Composizione generazione elettrica per fonte. Francia (2008).
Fonte: Eurostat.

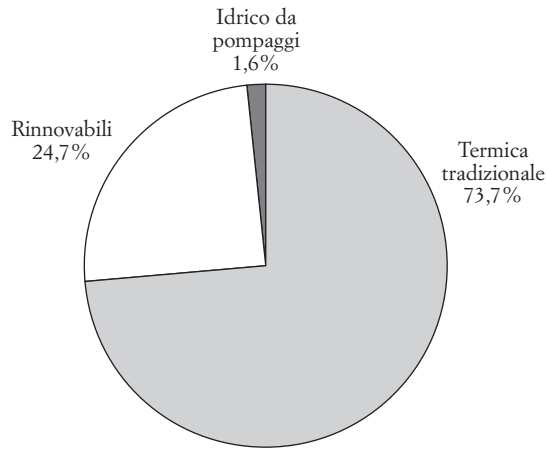


FIG. 14. Composizione generazione elettrica per fonte (2009).
Fonte: Gse.

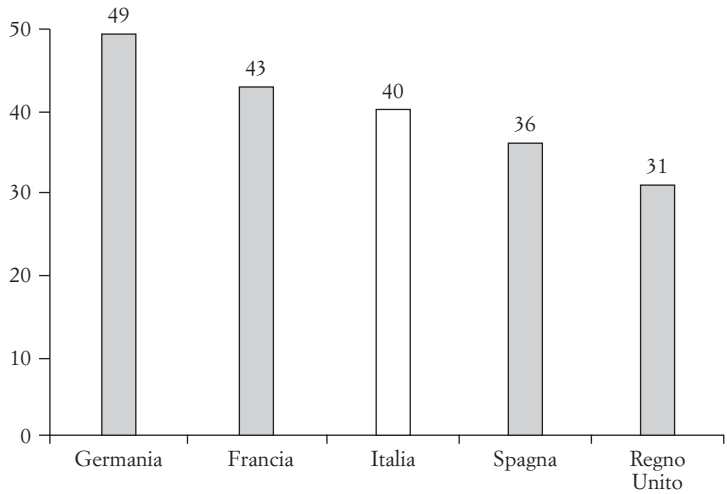


FIG. 15. Imprese con comuni 263-2.627 k (mc). Centesimi di euro/mc (2009).

Fonte: Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

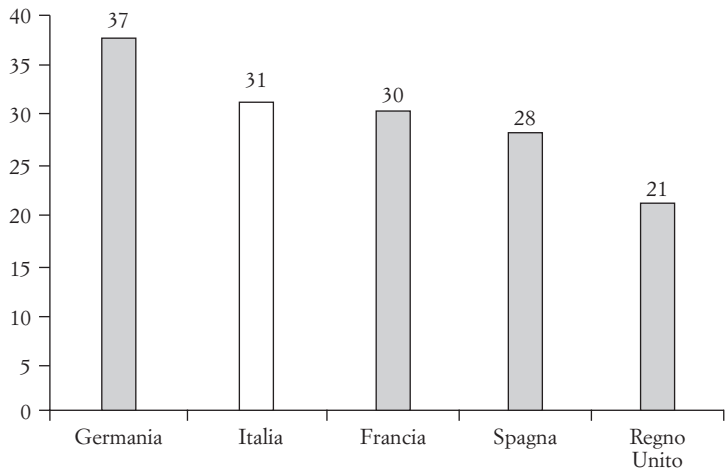


FIG. 16. Imprese con comuni 26.268-105.072 k (mc). Centesimi di euro/mc (2009).

Fonte: Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

divisi in due classi di consumo. I consumatori industriali italiani della classe di consumo più bassa hanno pagato il gas meno di Germania e Francia. Per quello che riguarda la classe di consumo più alta, soltanto la Germania ha pagato sensibilmente più dell'Italia[26] (fig. 15 e 16).

[26] Notare il trattamento dell'industria tedesca che paga più dell'industria italiana, eppure si sviluppa in modo imponente nonostante la crisi economica.

MARCELLO CLARICH E FRANCESCO SCLAFANI

LA REGOLAZIONE DEI MERCATI ENERGETICI

1. *Nozione di regolazione e finalità dell'analisi*

Ai fini della presente ricerca si assume una nozione ampia di regolazione dei mercati energetici comprensiva di ogni intervento del pubblico potere destinato ad influenzare l'attività imprenditoriale, quindi non solo gli atti regolatori in senso stretto con cui si interviene *ex ante* per dettare le regole del mercato ma anche gli atti di *enforcement* con cui si interviene *ex post* per assicurare l'applicazione e il rispetto delle regole sia attraverso l'esercizio di poteri repressivo-sanzionatori, sia attraverso la risoluzione di controversie; inoltre, nella nozione di regolazione sono compresi anche gli atti regolatori ad efficacia individuale con cui si realizza la c.d. regolazione asimmetrica destinata prevalentemente a ridurre il potere di mercato di operatori dominanti. Infine, si prescinde dallo scopo della regolazione (proconcorrenziale o sociale) e dai suoi contenuti (condizionali o finalistici).

L'obiettivo di questa breve analisi è di individuare i principali aspetti critici dell'attuale quadro normativo riguardo all'esercizio del potere regolatorio nei mercati energetici.

2. *Il quadro normativo*

Il quadro normativo italiano è alquanto complesso e disorganico perché risente del processo di liberalizzazione avvenuto sotto la cauta spinta del diritto comunitario che ha scandito le tappe del progressivo passaggio dallo Stato

Marcello Clarich, professore ordinario di Diritto amministrativo, Facoltà di Giurisprudenza - Luiss «Guido Carli», Roma.
Francesco Sclafani, segretario generale, Avvocatura dello Stato.

imprenditore allo Stato regolatore. Le norme sul potere regolatorio dei mercati energetici sono contenute in una molteplicità di provvedimenti che rendono assi difficile una ricostruzione organica della disciplina e la complessità del quadro è destinata ad aumentare con l'imminente recepimento delle direttive e dei regolamenti del Terzo pacchetto comunitario[1].

Dopo la legge n. 481 del 14 novembre 1995, che ha segnato la nascita della regolazione indipendente dei servizi di pubblica utilità, si è avuta una stratificazione di interventi normativi che ha cambiato l'esercizio del potere regolatorio modificando le competenze ed introducendo nuovi strumenti di intervento. Poiché la prima condizione per il libero esercizio dell'attività imprenditoriale e per un efficace svolgimento della funzione regolatoria è un quadro normativo chiaro ed organico, appare in primo luogo necessario un intervento di semplificazione e sistemazione delle leggi che disciplinano la regolazione dei mercati energetici.

Tale intervento appare necessario, non solo per una esigenza sistematica o di *drafting*, ma anche per introdurre a livello legislativo una maggiore specificazione dei poteri regolatori che consenta di garantire il rispetto del principio di legalità, evitando, ove possibile, di affidare al regolatore una «delega in bianco» sullo strumento da utilizzare per perseguire il fine di interesse generale genericamente indicato dal legislatore.

L'attuale disciplina legislativa è, infatti, caratterizzata in larga parte da norme finalistiche e programmatiche in cui si dice qual è lo scopo della regolazione, ma non si indicano i poteri con cui tale scopo può essere perseguito; ciò ha fatto emergere un nutrito dibattito in dottrina e giurisprudenza sui c.d. poteri impliciti del regolatore; tant'è che il contenzioso sulla regolazione è stato fortemente caratterizzato da frequenti censure sul rispetto del principio di legalità.

[1] Direttiva elettricità 2009/72/CE, direttiva gas 2009/73/CE, regolamento istitutivo dell'Acer n. 713/2009, regolamento sugli scambi transfrontalieri di elettricità n. 714/2009, regolamento sulle reti di trasporto del gas n. 715/2009.

Un quadro legislativo chiaro sui poteri regolatori è presupposto indispensabile per garantire la certezza delle regole che governano i mercati energetici.

3. *La distribuzione del potere regolatorio*

Nel modello prefigurato dalla legge 481/1995 la regolazione amministrativa dei settori energetici appartiene all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Aeeg) che, in quanto autorità indipendente estranea al circuito politico rappresentativo, è sottratta all'alternanza delle maggioranze parlamentari offrendo garanzie di certezza e stabilità delle regole e quindi di affidamento per gli ingenti investimenti delle imprese con prospettive di rendimento a lungo termine[2]. Al Ministero dello Sviluppo Economico la suddetta legge riserva, oltre alla definizione delle scelte di politica energetica da parte del governo, solo alcune competenze circoscritte ad atti concessori o autorizzatori[3].

La legislazione successiva ha però profondamente modificato questo assetto attribuendo al suddetto Ministero o al governo diverse competenze, talora di contenuto propriamente regolatorio, tant'è che in alcuni ambiti la competenza regolatoria del Ministero appare generale e quella dell'Autorità residuale[4].

[2] Sul punto il Tar Lombardia ha affermato che con l'istituzione di un regolatore indipendente «l'ordinamento ha inteso scongiurare il rischio (ampiamente inveratosi nel passato del nostro paese) di una gestione "politica" della vita economica, gestione quest'ultima per sua intima natura "egoistica" giacché condizionata dall'interesse particolare delle formazioni politiche di volta in volta detentrici della maggioranza parlamentare relativa» (sent. n. 3239 del 10 aprile 2009).

[3] L'art. 2, comma 21 della legge 481/1995 attribuisce al governo il compito di indicare all'Aeeg, nel documento di programmazione economico-finanziaria, il quadro di esigenze di sviluppo dei servizi energetici che corrispondono agli interessi generali del paese; l'art. 2, comma 12, legge cit., attribuisce al Ministero, su proposta dell'Aeeg, le competenze relative al rilascio, alla modifica e alla decadenza delle autorizzazioni e concessioni.

[4] Solo per fare alcuni esempi di poteri anche normativi attribuiti al

Vi sono fattispecie in cui l'Autorità propone e il Ministero decide[5], casi in cui all'Autorità è attribuito un ruolo consultivo in quanto il Ministero ha il potere di decidere «sentita l'Autorità»[6] e infine casi in cui il Ministero o il governo definiscono i criteri generali di disciplina della materia lasciando poi all'Autorità la regolamentazione di dettaglio, nel rispetto dei suddetti criteri[7]. Infine, è anche previsto che il governo possa intervenire in sostituzione dell'Autorità in caso di sua inerzia[8].

Mse: l'art. 6, comma 2, d.lgs. n. 164/2000 in tema di accesso alle nuove infrastrutture minerarie; l'art. 13, comma 1, d.lgs. cit., per le infrastrutture di stoccaggio di gas; l'art. 27 d.lgs. cit., sui requisiti minimi di progettazione, costruzione ed esercizio delle infrastrutture di gas; l'art. 5, comma 1, d.lgs. n. 79/1999 in tema di disciplina del mercato elettrico; l'art. 9, comma 2, d.lgs. cit., sul rilascio delle nuove concessioni di distribuzione dell'energia elettrica; l'art. 1, comma 5, d.l. n. 73 del 18 giugno 2007, conv. in legge n. 125 del 3 agosto 2007.

[5] Oltre all'art. 2, comma 12, legge 481/1995 che attribuisce al Ministero, su proposta dell'Aeeg, il potere di rilascio, modifica e decadenza delle autorizzazioni e concessioni, si vedano: l'art. 3, comma 11, d.lgs. n. 79/1999 sull'individuazione degli oneri generali afferenti il sistema elettrico; l'art. 14, comma 1, d.lgs. n. 164/2000 sul contratto tipo tra Enti locali e imprese di distribuzione gas; l'art. 1, comma 4, d.l. n. 73/2007 sul servizio di salvaguardia per i clienti finali rimasti senza fornitura di elettricità o gas.

[6] Anche qui a titolo meramente esemplificativo: l'art. 4, comma 2, d.lgs. n. 79/1999 sugli indirizzi all'Acquirente unico; l'art. 5, comma 1, d.lgs. cit., sulla disciplina della Borsa elettrica; l'art. 9, comma 2, d.lgs. cit., sulla disciplina per il rilascio delle nuove concessioni di distribuzione di energia elettrica; l'art. 10, comma 2, d.lgs. cit., sulla disciplina delle importazioni elettriche; l'art. 1 *quinquies*, comma 6, d.l. n. 239/2003 conv. in legge n. 290/2003 nonché l'art. 1, commi 17 e 18, legge n. 239 del 23 agosto 2004, nonché art. 26, comma 3, d.lgs. n. 164/2000 in materia di esenzioni dal *third party access* per le nuove infrastrutture elettriche e del gas.

[7] L'art. 1 d.l. n. 193 del 4 settembre 2002, conv. in legge n. 239/2004, conferisce al presidente del Consiglio dei ministri il potere di stabilire criteri generali integrativi per la determinazione delle tariffe; l'art. 1, comma 20, l. 239/2004 attribuisce al Mse il potere di dettare i criteri in base ai quali l'Aeeg definisce le procedure per l'allocazione della capacità delle nuove infrastrutture di gas non oggetto di esenzione dal *third party access*.

[8] L'art. 1, comma 14, legge 239/2004 attribuisce al governo il potere di sostituirsi all'Aeeg in caso di mancata adozione di atti di sua competenza, previa diffida ad adempiere entro 60 giorni.

Da ultimo, con un recente decreto legislativo in corso di pubblicazione in GU, nel dare attuazione alla direttiva 2009/28/CE in materia di energie rinnovabili sono state ulteriormente modificate le attribuzioni dell'Aeeg che ha perso competenze in materia di scambio sul posto[9], a vantaggio del Mse, in materia di vigilanza sui beneficiari degli incentivi[10], a vantaggio del Gse, nonché in materia di efficienza energetica[11], in favore del Gse e dell'Enea. Inoltre il legislatore è intervenuto a legiferare in materia di *smart grids*[12] riducendo così lo spazio regolatorio dell'Aeeg.

Si sta assistendo quindi ad una lenta ma inesorabile erosione dei poteri regolatori dell'Autorità che porta a mettere in discussione il modello di regolazione indipendente prefigurato dalla legge 481/1995[13] anche attraverso l'attribuzione di nuove competenze di carattere prettamente amministrativo e quindi più consone ad una Agenzia che ad un'Autorità indipendente di regolazione.

Ciò pone non solo problemi di riparto e di possibili sovrapposizioni di competenze ma anche di compatibilità con il diritto comunitario in quanto nel Terzo pacchetto di direttive si sottolinea la necessità che la funzione regolatoria sia affidata ad un unico organismo che offra garanzie di indipendenza non solo dalle imprese regolate ma anche dal governo[14].

Vi è poi una serie di specifiche attribuzioni riservate ad altri organi come Enea, Terna, Gse, Gme, AU. Il potere regolatorio appare dunque distribuito in modo disor-

[9] Art. 24, comma 5.
[10] Art. 42, comma 1.
[11] Artt. 29 e 30.
[12] Artt. 17 e 18.
[13] D. Sorace, *La desiderabile indipendenza della regolazione dei servizi di interesse economico generale*, in «Mercato, concorrenza e regole», 2003, pp. 337 ss.; M. De Bellis, *L'erosione dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*, in «Rass. Giur. En. Elettr.», 2004, p. 401; E. Bruti Liberati, *La regolazione dei mercati energetici tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il governo*, in «Riv. trim. dir. pubbl.», 2009, II, pp. 435 ss.
[14] Art. 35 della direttiva elettricità 2009/72/CE e art. 39 della direttiva gas 2009/73/CE.

ganico e secondo un modello non pienamente conforme a quello di un unico regolatore indipendente, voluto dalla legge n. 481 del 1995 e dalle direttive comunitarie.

4. *La funzione di vigilanza dell'Aeeg*

Nel sistema della legge 481/1995 l'Autorità di regolazione disciplina i mercati non solo attraverso la fissazione di regole ma anche tramite l'esercizio della funzione di vigilanza sul rispetto della regolazione medesima.

Anche questa funzione ha subito delle trasformazioni per effetto della legislazione successiva.

La legge 481/1995 ha affidato all'Aeeg il compito di sanzionare le imprese regolate per mancato rispetto delle delibere emanate dalla stessa Autorità e per mancata risposta alle richieste di informazioni[15]. Si tratta dunque di una funzione strettamente ancillare rispetto al potere regolatorio in quanto circoscritta all'*enforcement* della regolazione, ovvero alle specifiche violazioni che riguardano la disciplina regolatoria e le fonti informative necessarie per l'esercizio del potere regolatorio.

Oggi questa funzione si è arricchita di nuove competenze relative a violazioni che non riguardano la regolazione dell'Aeeg, come la vigilanza sul rispetto dell'obbligo di acquisto dei Certificati verdi[16], nonché dei Certificati bianchi, la vigilanza sul rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione dell'Ires (la c.d. *Robin Hood Tax*)[17] e da ultimo il potere sanzionatorio sulle violazioni relative agli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili[18].

[15] Art. 2, comma 20, lett. *c*), legge 481/1995.

[16] Ai sensi dell'art. 4, comma 2, del d.lgs. n. 387/2003, la verifica dell'adempimento dell'obbligo di acquisto viene fatta dal Gse mentre ai sensi dell'art. 11, comma 1, del d.lgs. n. 79/1999, spetta all'Aeeg irrogare le sanzioni ai sensi della legge 481/1995.

[17] Art. 81 del d.l. n. 112 del 25 luglio 2008 conv. in legge n. 133 del 6 agosto 2008.

[18] Art. 42, comma 3, schema di d.lgs. sulle fonti rinnovabili.

Anche queste ulteriori attribuzioni non sono conformi al modello delineato dalla legge istitutiva dell'Aeeg perché in alcuni casi sono del tutto estranee all'*enforcement* della regolazione (la vigilanza sul divieto di traslazione della *Robin Hood Tax*), in altri casi sono potestà sanzionatorie esercitate a servizio delle funzioni di vigilanza affidate ad altri organi (come il Gse e l'Acer, *Agency of Cooperation of Energy Regulators*).

Da ultimo l'attuale schema del decreto legislativo di recepimento delle direttive del Terzo pacchetto[19] sembra destinato a modificare ulteriormente questa funzione perché, da un lato, è prevista l'estensione della potestà sanzionatoria del regolatore alle nuove fattispecie previste dal Terzo pacchetto, ivi comprese le violazioni delle delibere dell'Acer, dall'altro viene introdotto lo strumento degli impegni in analogia con quanto previsto in materia antitrust[20].

[19] In discussione al Senato.

[20] L'art. 45 del suddetto schema di d.lgs. estende la potestà sanzionatoria dell'Aeeg alle seguenti fattispecie: *a*) in materia di elettricità: 1) violazione degli obblighi imposti ai gestori della rete di trasmissione elettrica dagli artt. 13, 14, 15 e 16 del reg. CE 714/2009 in materia di corrispettivi di accesso alla rete, comunicazione di informazioni, gestione delle congestioni; 2) violazione delle condizioni prescritte dall'art. 36, comma 3, del medesimo d.lgs. per il rilascio della certificazione del gestore del sistema di trasmissione nazionale; 3) violazione degli obblighi imposti dall'art. 38, commi 1 e 2, del medesimo d.lgs. ai gestori dei sistemi di distribuzione; 4) violazione degli obblighi imposti dall'art. 41 del medesimo d.lgs. per le politiche di comunicazione e di marchio da parte delle imprese che esercitano attività di vendita nel mercato libero e nel mercato tutelato; *b*) in materia di gas naturale: 1) violazione degli obblighi imposti ai gestori dei sistemi di trasporto dagli artt. 14, 15, 16, 17, 18, 19 e 22 del reg. CE 715/2009 riguardo all'accesso dei terzi, all'assegnazione della capacità, allo scambio dei diritti di capacità e alla trasparenza in tema di infrastrutture (rete, impianti di stoccaggio e di Gnl); 2) violazioni degli obblighi imposti con le misure di salvaguardia adottate dal Mse; 3) violazione dell'obbligo di conservare per cinque anni tutti i dati relativi alle transazioni riguardanti contratti di fornitura (anche di energia elettrica) o strumenti derivati; 4) violazione degli obblighi di separazione e di sviluppo della rete imposti ai proprietari e ai gestori dei sistemi di trasporto dagli artt. 11, 12, 13, 14, e 15 e 16, comma 8, del medesimo d.lgs.; 5) violazione degli obblighi di separazione e di accesso imposti al gestore di sistemi indipendente, al

5. *Il finanziamento dell'Aeeg*

L'Aeeg gode di un peculiare meccanismo di finanziamento che non grava sul bilancio pubblico ma esclusivamente sugli operatori del settore: le spese di funzionamento dell'Autorità sono coperte mediante un contributo di importo non superiore all'uno per mille dei ricavi dell'ultimo esercizio a carico di tutti i soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, a prescindere dal titolo e dal regime giuridico di esercizio dell'attività[21].

Tale sistema di finanziamento costituisce un importante fattore di indipendenza dal potere politico perché garantisce l'autonomia finanziaria, ovvero la potestà di disporre di entrate proprie e di determinarne le modalità di impiego, sottraendo il regolatore alle politiche dei tagli finanziari.

Tant'è che anche negli altri ordinamenti questa forma di finanziamento è molto diffusa tra le autorità di regolazione e vigilanza.

L'art. 35, comma 5, dir. CE/79/2009 (analoga disposizione si ritrova anche nella parallela direttiva gas) impone agli Stati membri di provvedere affinché l'autorità di regolazione «disponga di dotazioni finanziarie annuali separate», di «autonomia di esecuzione del bilancio assegnato» nonché di «risorse umane e finanziarie idonee allo svolgimento delle sue attività».

Anche qui la legislazione successiva alla legge 481/1995 ha profondamente modificato il sistema di finanziamento

proprietario di sistemi di trasporto, al gestore di sistemi di trasporto e al gestore di sistemi di stoccaggio dagli artt. 17, commi 4 e 5, 18, 19, del medesimo d.lgs.; 6) violazione degli obblighi di separazione imposti ai gestori di sistemi di distribuzione dall'art. 23 del medesimo d.lgs.; 7) violazione degli obblighi in materia di trasparenza della contabilità imposti dall'art. 26 del medesimo d.lgs.; 8) violazione degli obblighi di informazione imposti dall'art. 20, commi 5 *bis* e 5 *ter* del d.lgs. 164/2000; *c*) per violazione delle decisioni vincolanti dell'Acer.

[21] Con riferimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il Tar Lombardia, Milano, sez. IV, 19 giugno 2006, n. 1435, ha qualificato il contributo come un «corrispettivo per l'attività svolta dall'Autorità nei confronti dei soggetti amministrati per un servizio agli stessi reso direttamente o indirettamente».

dell'Aeeg prevedendo, da un lato, il parziale trasferimento delle sue risorse ad altre Autorità[22], dall'altro, introducendo limitazioni della capacità di impiego delle risorse da parte dell'Autorità a fini di contenimento della spesa pubblica.

Tale disciplina non appare rispettosa del dettato comunitario perché istituisce un fondo unico in cui confluiscono le diverse fonti di finanziamento delle autorità indipendenti distribuendo in modo del tutto sperequato l'onere del finanziamento, operando una ripartizione delle risorse che prescinde da qualsiasi valutazione delle esigenze funzionali e dell'efficienza ed infine violando il principio di autonomia nell'esecuzione del bilancio assegnato all'Aeeg.

Altrettanto problematiche, rispetto al principio dell'autonomia finanziaria, sono le molteplici norme che includono l'Autorità nei vincoli generali di finanza pubblica, anche se essa non è in alcun modo finanziata a carico della fiscalità generale[23]. In particolare, appare del

[22] Ai sensi dell'art. 2, comma 241, della legge n. 191/2009, per gli anni 2010, 2011 e 2012 è attribuita, per ogni anno, all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, al garante dei dati personali e alla Commissione di garanzia sullo sciopero nei servizi essenziali una quota annuale pari rispettivamente a 8,4 milioni di euro, a 3,2 milioni di euro e a 0,3 milioni di euro delle entrate di cui all'articolo 2, comma 38, della legge n. 481/1995. Le somme in questione sono trasferite dall'autorità contribuente all'autorità beneficiaria entro il 31 gennaio di ciascun anno. La legge, infine, stabilisce, che «a fini di perequazione», con decreto del presidente della Repubblica, su proposta del ministro dell'Economia e delle Finanze, sentite le autorità interessate, sono stabilite, senza maggiori oneri per la finanza pubblica, misure reintegrative in favore delle autorità contribuenti, nei limiti del contributo versato, a partire dal decimo anno successivo all'erogazione del contributo, a carico delle autorità indipendenti percipienti che a tale data presentino un avanzo di amministrazione.

[23] Ci si riferisce, ad esempio, alle norme contenute nella manovra di stabilizzazione finanziaria (art. 6, commi 7, 8, 9, 12, 13, 14, legge n. 122/2010), che pongono vincoli e tetti di spesa a diversi tipi di impieghi: per studi ed incarichi di consulenza, per relazioni pubbliche, convegni, per sponsorizzazioni, per missioni all'estero, per attività di formazione dei dipendenti, per l'uso di autovetture e taxi. Secondo la legge, le somme provenienti dalle conseguenti riduzioni di spesa «sono versate annualmente dagli enti e dalle amministrazioni dotati di autonomia finanziaria ad apposito capitolo dell'entrata del bilancio dello Stato».

tutto ingiustificata la norma che impone il versamento di quanto risparmiato alle casse dello Stato, essendo i contributi delle imprese energetiche destinati al funzionamento dell'Autorità che ha il compito di erogare un servizio alle imprese operanti nel settore.

In buona sostanza è stato istituito un prelievo a carico delle imprese energetiche per finanziare non solo autorità che operano in settori diversi ma anche le casse dello Stato.

6. *Il rapporto tra regolazione e concorrenza dopo la liberalizzazione dei mercati energetici*

Il processo di liberalizzazione dei mercati energetici si è ormai completato ma a ciò non ha ancora fatto seguito la costruzione di un mercato effettivamente concorrenziale[24]. In questi ultimi anni si registrano tre fenomeni: *a*) il completamento del processo di liberalizzazione induce a mettere in discussione la persistenza della regolazione economica e a chiedersi se non sia venuto il momento della deregolazione con cui i mercati energetici vengono lasciati al libero gioco della concorrenza e quindi consegnati alla sola tutela *ex post* delle Autorità antitrust sul presupposto che la migliore regolazione sia quella che crea le condizioni per poter fare a meno di se stessa; *b*) si assiste ad una sempre maggiore sovrapposizione di interventi tra autorità di regolazione e autorità di concorrenza che svolgono anch'esse funzioni regolatorie; *c*) la globalizzazione

[24] Ciò pone diversi interrogativi sull'esercizio del potere regolatorio considerato che nel rapporto tra liberalizzazione e regolazione v'è il rischio di un paradosso: la liberalizzazione segna il passaggio dal monopolio legale al mercato e quindi serve a far si che sia la concorrenza e non più la regolazione amministrativa a disciplinare il mercato; tuttavia, questo passaggio non può avvenire senza la c.d. *regolazione della transizione verso il mercato* ed è per questo che con le liberalizzazioni proliferano i regolatori; però l'entrata in scena dei regolatori comporta a sua volta il rischio di un eccesso di regolazione e quindi di una deriva dirigistica che finisce per non essere compatibile con l'avanzare della concorrenza.

sta spostando in una dimensione sopranazionale anche la regolazione amministrativa e questo incide sugli equilibri istituzionali stante la recente istituzione dell'Acer.

Nei settori energetici appare evidente che la regolazione economica ha un ruolo essenziale da svolgere anche dopo la formale apertura dei mercati alla concorrenza. E ciò per diverse ragioni.

La prima è data dalla rete di trasporto e distribuzione e dalle altre *essential facilities* (siti di stoccaggio e rigassificatori) che anche nei mercati liberalizzati avranno pur sempre bisogno di regolazione per quanto riguarda la disciplina dell'accesso, la determinazione delle tariffe e la disciplina dell'*unbundling*. Qui si tratta di promuovere la concorrenza per il mercato dove la regolazione ha un ruolo cruciale attraverso la gestione dei monopoli naturali.

La seconda ragione è data dal fatto che non basta una legge per creare un mercato effettivamente concorrenziale per cui la c.d. «regolazione della transizione verso il mercato» non finisce ma anzi comincia il suo lavoro con il completamento del processo di liberalizzazione perché è proprio con l'apertura formale alla concorrenza (ovvero quando tutti possono decidere di cambiare fornitore) che si concretizza il rischio sostanziale di un fallimento del mercato consistente nel passaggio da un monopolio pubblico ad una dominanza privata o comunque della creazione di un mercato fortemente concentrato.

Liberalizzazione non equivale a deregolazione: anche i mercati liberalizzati hanno bisogno di regole purché siano compatibili con le loro condizioni di concorrenzialità, anch'essi hanno bisogno di una regolazione economica purché sia una buona regolazione, efficace e non inutilmente intrusiva. Quindi, con l'avanzare della concorrenza, quello che cambia è il tipo di regolazione perché in un mercato liberalizzato il rispetto dei «confini fisiologici» della regolazione (ragionevolezza e proporzionalità) passa attraverso una più attenta analisi dell'incapacità del mercato di ottenere da solo i benefici della concorrenza[25].

[25] Cons. Stato, sent. n. 3503/2006.

In altre parole la regolazione economica dei mercati liberalizzati si dovrebbe muovere in un ambito più limitato di discrezionalità dove i confini sono più stretti: tanto maggiore è il grado di effettiva concorrenzialità del mercato tanto minore è la discrezionalità del regolatore che deve operare con maggiore prudenza facendosi carico anche della c.d. «opzione zero», cioè la scelta di non intervenire quando la regolazione rischia di produrre più danni che benefici. In questa prospettiva sarebbe opportuno che la regolazione sviluppasse maggiori strumenti di analisi di impatto della regolazione, di semplificazione e di valutazione del grado di effettiva concorrenzialità dei mercati[26].

7. *Le linee evolutive della regolazione*

Il Terzo pacchetto comunitario va decisamente verso una maggiore regolazione[27].

[26] Una maggiore semplificazione della regolazione è senz'altro auspicabile tant'è che nel disegno di legge sulla semplificazione dei rapporti tra PA e cittadino, in discussione al Senato, si prevede che le autorità di regolazione debbano misurare gli oneri amministrativi a carico delle imprese con l'obiettivo di ridurli entro il 2012.

[27] Si riporta qui di seguito l'elenco degli articoli della direttiva 2009/72/CE sull'energia elettrica contenenti le principali novità che potrebbero rilevare sotto il profilo della regolazione rispetto a quanto previsto dalla precedente direttiva 2003/54/CE: *a)* norme che fanno espresso riferimento all'autorità nazionale di regolazione: art. 3, commi 9 (ultimo periodo), 11 e 16; art. 5; art. 6; art. 7, comma 3; art. 10; art. 11; art. 13, commi 3 e 6; art. 15, commi 2 e 5; art. 18, commi 7, 8 e 10; art. 19, commi 1, 2 e 6; art. 20, commi 3 e 4; art. 21, commi 1, 2, 5, 6 e 11; art. 22, commi 4, 5, 6, 7 e 8; art. 23, comma 1; art. 26, comma 3; art. 28; art. 32, comma 2; art. 36 (per la gran parte, visto che contiene una formulazione molto più dettagliata degli obiettivi generali dell'autorità di regolamentazione rispetto alla precedente direttiva); art. 37 (per la gran parte, visto che contiene una formulazione molto più dettagliata dei compiti e competenze dell'autorità di regolamentazione rispetto alla precedente direttiva); art. 38; art. 39; art. 40, commi 1 e 3; art. 41, comma 2; *b)* norme che fanno generico riferimento allo Stato membro (e che quindi potrebbero eventualmente dar luogo per la loro applicazione ad interventi dell'autorità nazionale di regolazione):

Si prevede il rafforzamento del ruolo delle autorità nazionali di regolazione sia per quanto riguarda l'assetto istituzionale, sia per quanto riguarda il set dei poteri esercitabili e la tutela del consumatore[28]. Per la prima volta, lo status di indipendenza delle autorità nazionali di regolazione riceve specifica protezione, a cominciare dalle norme che vietano di chiedere o ricevere istruzioni governative.

La regolazione energetica ha ormai raggiunto un elevato, anche se non completo, grado di maturazione, il che comporta un onere sempre maggiore di manutenzione che consiste nell'aggiornamento (perché la regolazione invecchia presto) e nel controllo sul rispetto della regolazione. Queste sono le due nuove frontiere della regolazione: senza un costante aggiornamento e una adeguata attività di vigilanza anche la migliore regolazione non serve a nulla, anzi danneggia il mercato.

In secondo luogo si sta andando verso una dimensione europea della regolazione non solo legislativa ma anche amministrativa nella quale emergono anche nuovi strumenti regolatori come la *soft regulation* (lettere della Commissione, orientamenti non vincolanti e Linee Guida) o la *self regulation* (redazione dei codici di rete da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione)[29].

In terzo luogo, il completamento del processo di liberalizzazione non consente al regolatore di abbassare il

art. 3, commi 4, 5, 8, 12 e 13; art. 9; art. 13, commi 1 e 2; art. 35; art. 41, comma 1; art. 43; *c*) norme che fanno riferimento ad altri soggetti (ma che potrebbero eventualmente dar luogo per la loro applicazione ad interventi dell'autorità nazionale di regolazione): art. 12, comma 1, lett. *a*), *b*) e *h*); art. 13, commi 4 e 5; art. 16; art. 17; art. 18, commi 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 9; art. 19, commi 3, 4, 5, 7 e 8; art. 20, commi 1 e 2; art. 21, commi 3, 4, 7, 8, 9, 10 e 12; art. 22, commi 1, 2 e 3; art. 23, commi 2 e 3; art. 25, comma 1.

[28] Si pensi ad esempio al forte incremento della regolazione che comporterà la scelta dell'Ito (*Independent Transmission Operator*), cioè la forma più leggera di *unbundling* consentita dalle direttive: tanto più è debole la separazione tanto più esteso e penetrante deve essere il controllo regolatorio.

[29] Regolamento CE n. 713 del 13 luglio 2009 istitutivo dell'Acer.

livello di guardia ma lo pone di fronte alla responsabilità di graduare i suoi interventi per trovare il giusto punto di equilibrio tra la regolazione e la concorrenza che avanza. Questa nuova sfida deve essere affrontata attraverso tre strumenti: 1) l'analisi continua del grado di concorrenzialità del mercato; 2) una più rigorosa analisi economica degli effetti della regolazione attraverso un più diffuso utilizzo dell'Air (Analisi di impatto della regolazione); 3) una maggiore semplificazione delle regole che miri a ridurre gli oneri amministrativi ed economici a carico delle imprese.

8. *L'energia nucleare*

Il ritorno del nucleare avviato con il d.lgs. 15 febbraio 2010, n. 31, emanato in esercizio della delega concessa dall'art. 25 della legge 23 luglio 2009, n. 99, pone non solo interrogativi di natura tecnologica ed economica che possono condizionare la realizzabilità di progetti, ma anche questioni di tipo giuridico-istituzionale.

Tra di esse vi è anzitutto il contesto di riferimento nel quale viene operato il rilancio del nucleare. Infatti, è ormai tramontata l'epoca dell'interventismo e del dirigismo economico nella quale si è avuta, non solo in Europa, la prima fioritura del nucleare conclusasi verso la fine degli anni '70 del secolo scorso. La realizzazione dei progetti avvenne soprattutto grazie a una serie di strumenti di sussidio diretto (contributi finanziari, partecipazioni azionarie) e indiretto: politiche tariffarie volte a garantire la piena copertura dei costi, certezza della domanda finale per imprese elettriche integrate verticalmente e operanti in regime di monopolio.

In un contesto di mercati liberalizzati e aperti alla concorrenza, di spinta alle privatizzazioni e di un'applicazione più rigorosa dei divieti in materia di aiuti di Stato, l'opzione per il nucleare diventa più difficile. Essa infatti si caratterizza, com'è noto, per l'ingente quantità di investimenti necessari per realizzare una centrale, per i tempi

lunghi di ritorno dei medesimi, per l'incertezza in ordine all'evoluzione dei prezzi di mercato nel lungo periodo e per altri fattori di rischio che secondo numerosi studi economici sembrano dimostrare una incompatibilità ontologica o comunque una forte tensione tra nucleare e mercato[30]. In un contesto siffatto, nel quale lo Stato, almeno nei paesi europei, sta per così dire alla finestra facendosi solo promotore di una regolazione pro-concorrenziale, non è agevole trovare imprese e finanziatori privati disposti ad investire.

Tra i rischi con i quali i potenziali interessati devono misurarsi rientrano anche i c.d. rischi regolatori, cioè quelli relativi all'incertezza e all'instabilità del quadro delle regole. Questi rischi caratterizzano, in misura maggiore o minore, molti settori economici. L'attività d'impresa, in presenza di situazioni di fallimento del mercato, è assoggetta a norme speciali che prevedono il ricorso a una pluralità di strumenti di intervento pubblico (atti di pianificazione o programmazione, normative tecniche affidate ad autorità o agenzie, poteri autorizzatori e prescrittivi, poteri di vigilanza, sanzioni amministrative, ecc.) che in vario modo ne condizionano lo svolgimento.

Nel settore del nucleare l'impianto regolatorio delineato dal d.lgs. n. 31/2010 e dai numerosissimi atti attuativi, in gran parte non emanati, è estremamente complesso. Le catene di procedimenti d'ufficio e su istanza di parte connessi al ciclo del nucleare, dalla individuazione dei siti idonei a ospitare le centrali nucleari alla fase finale del *decommissioning*, è quanto di più articolato e defatigante si possa immaginare, anche se ciò si spiega in relazione all'eccezionale sensibilità degli interessi in gioco e delle reazioni, anche di tipo emotivo, ingenerate.

[30] Cfr. il Rapporto Citi-Industry del 9 novembre 2009, *New Nuclear-The Economics say No*; A. Clò, *Il rebus energetico. Tra politica, economia e ambiente*, Bologna, 2008; Id., *Si fa presto a dire nucleare. Riflessioni di un nuclearista non pentito*, Bologna, 2010; R. Pardolesi, *Il mercato dell'energia nucleare*, Relazione presentata alla Conferenza di diritto dell'energia, 2010, in corso di stampa.

Per giunta la cornice normativa del nucleare si inserisce a sua volta in un contesto, come quello del mercato dell'energia, che richiede interventi di regolazione pro-concorrenziale assai penetranti affidati a una pluralità di regolatori pubblici (Autorità per l'energia elettrica e il gas, Ministero dello Sviluppo Economico, Regioni, Gestore del mercato elettrico, Gestore dei servizi elettrici, ecc.).

I rischi regolatori sembrano dunque a prima vista piuttosto elevati e richiedono un'attenta valutazione.

Un primo tipo di rischio regolatorio attiene ai tempi per l'emanazione degli atti amministrativi, sia quelli volti a disegnare e completare in via sublegislativa le regole poste dal d.lgs. n. 31/2010, sia quelli correlati ai procedimenti autorizzativi.

Un altro rischio regolatorio che può avere un impatto economico emerge anche dopo il rilascio dell'autorizzazione. Infatti, anche nella fase di costruzione e di esercizio dell'impianto l'Agenzia, ove rilevi la presenza di «elementi di rischio indebito» (*sic*, art. 18, comma 2), ha il potere di emettere prescrizioni tecniche e misure correttive atte alla sua eliminazione assegnando un termine per l'esecuzione.

Il legislatore ha cercato di attenuare alcuni rischi regolatori. Infatti, il d.lgs. n. 31/2010 contiene una disposizione inedita nel panorama della legislazione amministrativa volta a introdurre strumenti di copertura finanziaria ed assicurativa contro il rischio di ritardi nei tempi di costruzione e di messa in esercizio degli impianti «per motivi indipendenti dal titolare dell'autorizzazione unica, con esclusione per i rischi derivanti dai rapporti contrattuali con i fornitori che rimangono in capo al titolare stesso» (art. 17, che riprende un principio già contenuto nell'art. 25, comma 2, lett. *m*) della legge di delega).

In seguito alla riforma dei rapporti tra Stato e Regioni operata dalla legge costituzionale n. 3 del 2001, «la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia» (art. 117, comma 3, Cost.) sono inclusi tra le materie attribuite alla competenza legislativa concorrente dei due livelli di governo e, com'era prevedibile, contro

le disposizioni legislative in materia di nuclerare sono stati proposti ricorsi da parte di numerose Regioni. Questo rischio regolatorio è stato peraltro scongiurato atteso che la Corte costituzionale ha respinto in massima parte le censure (sent. n. 278 del 2010 e sent. n. 33 del 2011).

In ogni caso, la rinascita del nucleare è avvenuta sulla base di un *fiat* del legislatore, secondo alcuni commentatori senza un adeguato confronto preventivo ai vari livelli interessati in modo da allargare la base del consenso. La legge n. 99 del 2009 e il d.lgs. n. 31 del 2010 sono dunque figli di una scelta assunta dal centro che va per così dire calata in periferia. In occasione della tornata delle elezioni regionali del 2010 è emerso chiaramente che, con varie argomentazioni, nessuna Regione sembrava interessata o disponibile a consentire la localizzazione delle centrali nucleari nel proprio territorio[31]. In fase attuativa, le catene procedimentali previste dal d.lgs. n. 31/2010 potranno costituire il terreno per una battaglia di sfiancamento e logoramento potenzialmente altrettanto pericolosa.

I rischi da ripensamento non vanno dunque sottovalutati. È noto infatti che le leggi possono essere messe nel nulla o sospese nella loro attuazione con un solo tratto di penna dello stesso legislatore oppure in seguito a referendum (che, nel caso di specie, è già stato proposto, ritenuto ammissibile e approvato) e non esistono nel nostro ordinamento strumenti per rendere costituzionalmente irreversibile una scelta legislativa. Del resto i recentissimi eventi in Giappone relativi all'impianto nucleare di Fukushima hanno già indotto il governo, anche sulla scia di un processo di rivalutazione in corso in molti altri paesi, a deliberare una moratoria di un anno sull'intero programma di rilancio del nucleare.

[31] Tra i vincitori delle elezioni regionali del marzo 2010, sette governatori si sono dichiarati contrari la nucleare, cinque a favore, purché gli impianti siano realizzati in altre Regioni, uno solo possibilista. Cfr. Clò, *Si fa presto a dire nucleare*, cit., p. 168.

ALBERTO CLÒ

LA SFIDA ENERGETICA ITALIANA TRA PASSATO E FUTURO: LE POLITICHE

1. *Un quadro internazionale critico e incerto*

Crisi economica, «primavera araba», tragedia nucleare giapponese hanno riproposto la «questione energetica» al centro dell'agenda dei governi. L'importanza delle singole crisi e del loro combinarsi segna un «punto di discontinuità» nelle dinamiche e negli scenari energetici come prima attesi e affrontati. Pur nella più assoluta incertezza sul loro approdo finale è possibile già trarne alcune conclusioni d'ordine generale: nulla sarà come prima; tutto sarà più complesso; nessuno sarà in grado singolarmente di porvi rimedio.

Nulla sarà come prima negli scenari energetici – rispetto ai quali muovevano le decisioni delle imprese e dei governi – che si ponga attenzione al ruolo atteso dalla fonte nucleare, alle prospettive di sviluppo della capacità d'offerta in Medio Oriente o Nord-Africa, ai già incerti scenari metaniferi dopo il *breaktrough* tecnologico nello sfruttamento delle sue risorse non convenzionali (*gas shale*). Se, ad esempio, prima dell'11 marzo si dibatteva sull'incerta dimensione e tempi dell'auspicata «rinascita» del nucleare oggi ci si interroga sulla sua possibile stagnazione o riduzione e alla minor possibilità di contenere per tale via le emissioni di gas a effetto serra.

Tutto sarà più complesso. L'incertezza, già di per sé rilevante sui modi e tempi di uscita dalla recessione, dominerà ancor più i mercati, accrescendone i rischi, mentre

Alberto Clò, professore ordinario di Economia applicata, Facoltà di Economia, Università di Bologna.

La presente relazione è integrata dalla successiva relazione di Ivan Faiella («Le analisi»), che ne costituisce la seconda parte.

l'irrompere di quello geopolitico nelle scelte delle imprese ridurrà o rallenterà lo sviluppo dell'offerta per corrispondere ad una domanda comunque attesa in forte crescita.

Nessuno sarà in grado di porvi rimedio mentre la capacità di incidervi dei singoli governi occidentali si ridurrà ulteriormente. Le politiche nazionali – nei paesi ad economia di mercato – si erano già dimostrate passive o comunque inefficaci e costose. L'aver delegato ai mercati ogni decisione nel convincimento che l'energia, ed il petrolio in particolare, fosse una normale *commodity* che non manifestasse ragione alcuna di criticità e che compito dei governi fosse solo quello di rendere i mercati più efficienti si è dimostrata – in un contesto dei mercati profondamente diverso – errata ed illusoria.

Le politiche di regolazione si sono dimostrate, dal canto loro, inadeguate a ri-orientare i comportamenti degli agenti economici verso il soddisfacimento delle nuove esigenze: in primis avviare un ciclo espansivo degli investimenti per accrescere la capacità produttiva divenuta in tutte le filiere (petrolio, metano, elettricità) fortemente deficitaria da eccedentaria che era sino alla fine del secolo scorso. Le politiche di liberalizzazione e di regolazione dei mercati adottate in contesti opposti a quelli che le avevano motivate (da eccesso a deficit d'offerta) non hanno superato la «prova degli investimenti» che si sono dimostrati inadeguati alla bisogna, anche per il prevalere nei processi decisionali delle imprese di logiche finanziarie di corto respiro su quelle industriali di lungo periodo. Non è un caso che le situazioni più critiche si siano verificate in Gran Bretagna ove i processi di liberalizzazione erano stati prima avviati, costringendo il governo a ritornare sui suoi passi con una ripresa dell'interventismo pubblico e un restringimento delle logiche di mercato.

La Grande Crisi delle economie esplosa nel 2008 ha congelato questi problemi – col crollo della domanda e l'emergere di ampi margini di capacità inutilizzata – ma non li ha strutturalmente risolti. Problemi che si sono rimanifestati ai primi segnali di uscita dalla recessione e alla forte crescita dei consumi delle economie emergenti:

con un balzo dei prezzi del petrolio del 35% nella media 2010 a 80 doll/bbl (dai 62,0 del 2009) a livelli a fine anno risaliti ai 100 doll/bbl e a punte nella primavera 2011 sui 130 dollari. Come riprendere un ciclo espansivo degli investimenti e come modificare le politiche di regolazione – adattandole al nuovo paradigma dei mercati – è la sfida che si pone alle politiche pubbliche.

Altro determinante interrogativo è come elevare i livelli decisionali dai contesti nazionali all'Unione europea non essendo in grado i singoli paesi di porre rimedio alle esigenze di sicurezza, economicità, sostenibilità dell'energia. Quel che richiederebbe una miglior g*overnance* nella contrapposizione tra esigenze di sicurezza (che permangono nell'alveo dei poteri dei governi) e concorrenziali (in capo alla Commissione).

Questo vale per ogni capitolo energetico ma assume particolare rilevanza in quelli del metano e del nucleare. Nel caso del metano le politiche bilaterali con i paesi fornitori hanno prevalso su ogni pur scarso tentativo di pervenire ad una comune politica europea: così rafforzandone il potere negoziale grazie anche all'asimmetria nell'apertura del mercato europeo rispetto a quelli dei paesi fornitori. Mentre, infatti, l'integrazione a valle delle imprese esportatrici è proseguita grazie alla liberalizzazione europea – con una forte riduzione dell'intermediazione commerciale delle maggiori imprese europee – l'ermetica chiusura dei mercati a monte continua ad impedire ogni loro penetrazione. La «guerra dei gasdotti» tra quelli che potrebbero ridurre la dipendenza dalla Russia (Nabucco *in primis*) e quelli che finirebbero per accrescerla (North e South Stream) è la dimostrazione dell'incapacità dell'Unione di individuare un minimo comun denominatore negli interessi europei.

La tragedia giapponese ha dal canto suo evidenziato ipocrisie e debolezze dell'Unione anche in campo nucleare. La colpevole latitanza di Bruxelles in tale tema – che lascia ai singoli paesi la decisione se e come operarvi (specie sul versante della sicurezza) – è emersa in tutta evidenza. Quell'evento dimostra che la sicurezza nucleare è un pro-

blema globale che non può essere lasciato all'autonomia o all'arbitrio dei singoli Stati o, tantomeno, di singole imprese. Non si è denuclearizzati perché non si hanno centrali. Standard di sicurezza e regolazione dovrebbero essere fissate in modo molto più stringente e vincolante a livello internazionale e sottratta all'autonomia decisionale (anche riguardo ai controlli) dei singoli Stati. Serve, in sostanza, una politica severa, chiara, vincolante a livello non solo europeo. Ben vengano gli stress-test sulle centrali dislocate in Europa ma essi dovrebbero essere estesi anche alle centrali limitrofe all'Unione, specie in Ucraina e Russia.

Non vi sarà futuro per il nucleare in Europa se non si sapranno fornire all'intera opinione pubblica le massime garanzie di sicurezza delle centrali esistenti e di quelle che si prevedeva costruire, sanzionando ogni eventuale carenza che dovesse emergere. Serve un ritorno allo spirito del 1957, quando col Trattato che istituì l'Euratom (lo stesso giorno della firma del Trattato di Roma) la Comunità prese atto che la scelta nucleare era da perseguirsi per i vantaggi che avrebbe prodotto da lì a cinquant'anni (proprio ai giorni nostri) ma con tali costi, rischi, complessità che non potevano che essere affrontati all'interno di una stringente cooperazione europea. Uno spirito che fu sconfitto dagli egoismi nazionali ma che è necessario recuperare se si pensa di assegnare un fuuro ruolo al nucleare.

2. *Quale approccio alla politica energetica nazionale*

Un qualsiasi documento di politica energetica, venendo al caso italiano, dovrebbe affrontare le seguenti tematiche:

a) *situazione attuale e dinamica inerziale* (in assenza di interventi correttivi) del nostro sistema energetico riguardo le principali variabili reali e monetarie, i suoi punti di maggior criticità e vulnerabilità, le politiche poste in essere e loro prevedibili esiti;

b) *scala di priorità* degli obiettivi economici, geopolitici, ambientali (tra loro spesso contrastanti) che le au-

torità centrali intendono conseguire nel medio-lungo periodo (2020-2030) e verso cui far evolvere il nostro sistema energetico;

c) *politiche e strumenti* per condizionare il comportamento degli agenti economici così da far volgere le dinamiche inerziali verso quelle programmate;

d) come conciliare l'ineludibile e prioritaria esigenza, sinora disattesa, di una qualche forma di programmazione energetica con l'esigenza di non rinnegare il «passaggio al mercato» faticosamente avviato nel passato decennio;

e) *quale governance* del sistema energetico italiano nel variegato e confuso assetto di responsabilità decisionali.

La possibilità di fornire un'efficace risposta a questi punti richiede tre pregiudiziali condizioni che costituiscono altrettanti presupposti metodologici di una rinnovata politica energetica. *Primo*: analisi dei risultati conseguiti (o non conseguiti) con le variegate e spesso disorganiche politiche sinora adottate (a livello centrale o locale) a partire da quelle che avrebbero dovuto conseguire gli obiettivi del Protocollo Kyoto di contenimento delle emissioni di gas serra entro il 2013 (delibera Cipe 2002). *Secondo*: adozione di una metodologia di analisi costi/benefici delle singole azioni con cui si intenderebb rafforzare il conseguimento degli obiettivi (competitività, sicurezza, sostenibilità) correlati al Terzo pacchetto energia (20-20-20). *Terzo*: fissare compiti e poteri dell'istituzione che dovrebbe implementare una rinnovata programmazione energetica. Dall'agenda dei molti problemi energetici da affrontare ne traiamo alcuni che riteniamo di particolare rilevanza.

3. *Una possibile agenda di temi critici*

La palla al piede. Che l'energia sia una palla al piede della nostra economia e una minaccia alla sicurezza nazionale è arcinoto e condiviso, molto meno le cause remote, ancor meno le soluzioni per porvi rimedio. Molte le cause: dall'inefficiente mix energetico all'insufficiente

concorrenza; dall'eccessivo sostegno alle rinnovabili all'oppressiva fiscalità che su ogni unità di energia consumata in Italia incassa il 40% in più della media europea Il deficit energetico si divora l'avanzo commerciale sottraendo risorse alla crescita. Il forte divario nei prezzi dell'elettricità penalizza la nostra competitività, mentre nel metano i prezzi sono sostanzialmente allineati. La «palla al piede» dell'energia non è, però, piovuta dal cielo: è esattamente l'esito delle nostre passate e recenti scelte. Conclusione: rimuoverla non è facile, immediato, indolore. Richiede un lungo tempo, una visione strategica, molto pragmatismo, continuità d'azione. Tutti pre-requisiti di una rinnovata politica energetica.

Il peso della crisi. I colpi di maglio della Grande Crisi hanno colpito duro anche sul sistema energetico. L'orologio del mercato è retrocesso di un decennio. Le aspettative su cui si progettava e investiva si sono allontanate di un decennio. Se e come la crisi ha corroso e modificato il tessuto produttivo del paese e la sua articolazione settoriale – che, ricordiamolo, fu la prima determinante del forte calo dell'intensità energetica dopo le crisi degli anni '70 – resta l'incognita da cui più dipenderà la futura domanda.

La conclusione da cui non si dovrebbe prescindere in ogni approccio programmatico è che la contrazione della domanda ha provocato un forte surplus di capacità produttiva in tutte le filiere energetiche – elettricità, metano, petrolio – con drastico calo del tasso di utilizzo degli impianti; aumento dei costi fissi unitari; pesanti difficoltà per molte imprese. Unica pur magra consolazione è che gli obiettivi (al 2013) di riduzione delle emissioni di anidride carbonica (CO_2) che apparivano sino a poco tempo fa irraggiungibili sembrano ora alla portata di mano, almeno per i settori industriali sottoposti allo schema dell'*Emission Trading Scheme* (Ets) che dovrebbero poter accumulare (sino almeno al 2012) una consistente dotazione di permessi. Molto più critica e sbilanciata è, invece, la situazione nel settore residenziale e dei trasporti (che rappresentano i ¾ dei consumi finali) dove le emissioni risultano

largamente superiori ai target fissati e dove le misure adottate non paiono in grado di incidervi in modo adeguato.

La crisi non ha, tuttavia, risolto i nostri problemi. Li ha semplicemente congelati, spostandoli in là nel tempo. Il rischio è che il «fattore energia» così come è stato tra le prime cause della crisi reale delle economie occidentali possa ritardarne il superamento specie nei paesi, come il nostro, più dipendenti dalle dinamiche dei mercati internazionali. Spinte speculative e tensioni politiche hanno sospinto i prezzi internazionali del petrolio e parallelamente del metano (per i contratti a lungo termine ad esso indicizzati) a punte di 127 doll/bbl (per quelli del greggio Brent) ad aprile 2011 per poi ripiegare ad agosto sui 110 dollari. Se si manterranno nella media di quest'anno su tali livelli si avrebbe una loro crescita sul 2010 prossima al 40% con ripercussioni sull'intera struttura dei prezzi energetici, sui tassi di inflazione, sui tassi di interesse con una perdita di Pil valutabile nell'ordine dello 0,7% in due anni. L'eventualità che l'incidente di Fukushima abbia a ridurre il contributo del nucleare, specie con la chiusura di una parte delle centrali tedesche, genererà ulteriori pressioni al rialzo dei prezzi.

Quali prospettive? La crisi economica ha profondamente modificato gli scenari energetici nazionali. La sua natura sistemica non consente certezze sul futuro. L'interrogativo è duplice: *quando* e *come* ne usciremo quanto a struttura/estensione della base produttiva per gli effetti della recessione, del consolidamento dei processi delocalizzativi, per una diversa composizione del mix produttivo anche nel rapporto produzioni/importazioni. I vari scenari formulati a livello sia nazionale che europeo sono concordi nell'indicare una domanda primaria di energia nel corrente decennio sostanzialmente piatta o solo in leggera crescita. Solo verso la sua fine si potrebbero recuperare i livelli pre-crisi.

Il mutamento degli scenari energetici rispetto a quanto prima atteso richiede una sostanziale revisione delle *policy*, specie riguardo a due preminenti questioni:

a) necessità di operare per la razionalizzazione più che per l'espansione del sistema energetico, specie di quello elettrico, onde evitare il formarsi di eccessi ancor più critici di capacità d'offerta;

b) operare nei comparti residenziale e dei trasporti più che in quello industriale ed elettrico per conseguire gli obiettivi vincolanti di riduzione delle emissioni di CO_2, per tre ragioni: non compromettere ulteriormente la competitività delle nostre imprese, già gravate in passato da pesanti oneri a seguito dello schema Ets; ridurre i costi del ricorso alle rinnovabili nel già ridondante sistema elettrico privilegiando quelle di tipo termico; evitare alle finanze pubbliche gli oneri altrimenti molto considerevoli che si avrebbero a seguito del prevedibile mancato raggiungimento degli obiettivi di contenimento delle emissioni nei comprati residenziale/trasporti.

In sostanza: minimizzare i costi massimizzando l'efficiente impiego delle risorse a livello sistemico. Questo, su tutti e tre i fronti, non sta accadendo generandosi sprechi di risorse ed una futura dinamica dei costi/prezzi energetici crescente (anche a prescindere dall'andamento dei corsi petroliferi) e superiore a quella che sarebbe stata alternativamente possibile. Secondo nostre previsioni le risorse rinnovabili potrebbero crescere al 2020 al 13% dei consumi finali – quattro punti sotto il 17% cui siamo vincolati – concentrate per lo più nel comparto elettrico, nonostante rappresenti solo 1/5 del consumo finale (contro il 45% degli usi termici e il 35% dei trasporti). Continuare a privilegiare il ricorso alle rinnovabili nel settore elettrico determina sprechi di risorse e costi addizionali sui consumatori. Quanto alle emissioni di gas serra prevediamo per i settori industriali uno squilibrio medio annuo tra 2013 e 2020 nell'ordine di 10 milioni tonnellate (CO_2 eq.) con un costo complessivo di 1,3 miliardi di euro.

Il governo dell'energia. Ogni decisione di *policy* non dovrebbe prescindere dai mutati scenari energetici sia internazionali – da cui massimamente dipendiamo – che

nazionali. Sostenere il contrario, che cioè la crisi poco o nulla vi abbia inciso è legittimo a condizione che i costi di errate scelte non ricadano sui consumatori e non chi quelle scelte adottò, come sta avvenendo con forme più o meno palesi a loro supporto. Esorcizzare la crisi trascurandone gli effetti è esercizio fintamente consolatorio.

A tal fine è necessario predisporre una qualche riflessione sistemica e programmatica sul nostro futuro energetico – la «Strategia energetica nazionale» che per legge avrebbe dovuto essere predisposta entro fine 2008 – che si proponga due finalità: 1) fissare il mix di obiettivi cui tendere in modo puntuale, temporalmente definito, quantitativamente misurabile; 2) definire le politiche industriali che si intendono congiuntamente conseguire individuandone le specifiche finalità (occupazione, innovazioni, crescita). Come coniugare programmazione e mercato è la sfida che sta di fronte alle politiche pubbliche.

Una Strategia che – senza intendimenti dirigistici – dia alle imprese una qualche certezza sulle direzioni di marcia che si intendono intraprendere e che dovrebbero puntare a tre obiettivi. *Primo*: intervenire là ove necessario e nel modo più efficiente (minor costo) per conseguire gli impegni comunitari. *Secondo*: fare della politica energetica un asse portante della politica economica offrendo alla nostra industria opportunità di crescita e di specializzazione tecnologica. *Terzo*: attenuare l'aumento esponenziale degli «oneri di sistema» (sussidi, incentivi, indennizzi) che gravano già oggi sulle bollette elettriche per oltre il 15%. Le cose non muovono in queste direzioni. Si sta investendo, quasi per inerzia, là dove non è necessario e non dove lo sarebbe. Questo non è mercato. È distruzione di risorse e di valore delle imprese.

Un sistema fuori controllo. In tutte le filiere si va accumulando una pesante sovra-capacità che sta mettendo a rischio le sorti di diverse imprese. Numerose centrali nuove sono ferme o girano a basso regime. Nonostante ciò, si continuano a richiedere e rilasciare autorizzazioni per nuova potenza elettrica, nonostante un eccesso che

si profila, ad oggi, sino a oltre due volte la domanda di punta e nella prospettiva di fine decennio sino a tre volte.

In una logica sistemica sarebbe più opportuno ed efficiente non accrescere la capacità di generazione elettrica ma avviare un grande «Progetto Reti» di modernizzazione, automazione, gestione avanzata delle reti elettriche così da renderle capaci di interfacciarsi con la generazione distribuita. Settori in cui l'industria italiana potrebbe trarne forte impulso. Altro aspetto di un'innovativa politica energetica la si dovrebbe avere sul versante dell'efficienza energetica, ove i margini teorici di miglioramento sono molto significativi. Un'aggressiva strategia di *energy saving* potrebbe costituire per l'industria nazionale un'importante leva per ridurne i costi; accrescerne la competitività; allargarne e diversificarne l'area di attività, specie nel settore residenziale, con piani di edilizia ecocompatibili in grado di sostenere la miriade di piccole imprese e artigiani che operano in questo settore. Così non accade per la ritrosia ad investire da parte delle imprese e famiglie e per la schizofrenica politica pubblica.

La partita chiusa del nucleare. L'esito referendario sul nucleare è stato inequivocabile: col 55% circa degli aventi diritto che hanno votato e il 94% di questi che si sono espressi contro il nucleare. Un esito ancor più netto di quello che si ebbe nel 1987. Al di là dell'esito numerico dei due referendum molto diverso è il loro significato politico. Allora il rifiuto del nucleare, anche in ragione della natura abrogativa dei quesiti, non avrebbe comportato di per sé un'immediata uscita del nostro paese da questa tecnologia. Se questo accadde fu perché l'intero arco dei partiti dette un'interpretazione estensiva del responso referendario, decretando comunque una moratoria nucleare di cinque anni.

Nel referendum del 12-13 giugno non vi è nulla da interpretare: derivandone quindi una chiusura tombale del nucleare nel nostro paese. Ciò detto che conseguenze ne derivano nel nostro panorama energetico? Molto contenute per più ragioni. *Primo*: perché la prospettiva di

un rientro nel nucleare del nostro paese si sarebbe comunque verificata – in termini di produzione di elettricità – nell'ipotesi più ottimistica non prima di 15-20 anni e certo non nei pochi anni che si erano sostenuti. *Secondo*: perché la capacità di generazione elettrica è nel nostro paese, oggi e in prospettiva, largamente idonea a soddisfare un profilo di domanda che si proietta sostanzialmente stabile. Non vi è quindi nessuna necessità di «colmare un vuoto». *Terzo*: perché la scelta di sostenere le rinnovabili porterà ad un loro sviluppo largamente eccedente i fabbisogni.

E del nucleare che ne sarà? Se è pur vero che il responso referendario non lascia spazio alla possibilità di riaprire la via del suo utilizzo, sarebbe allo stesso modo erroneo azzerare ogni nostra presenza in tale tecnologia specie sotto il versante del sapere: ricerca scientifica, istruzione accademica, aggancio ai progressi che altrove si vanno realizzando. E soprattutto riguardo la sicurezza nucleare. Se vi è un insegnamento che dovremmo trarre da Fukushima è che il nucleare ha una dimensione globale che non ci sottrae ai rischi delle altrui centrali. Non si è, in sostanza, paese denuclearizzato solo perché non si hanno centrali nel proprio territorio. Lo siamo, ahimè, tutti. La sicurezza delle altrui centrali è la nostra sicurezza.

Dal che la conclusione che il nostro paese, non meno di quelli nuclearizzati, deve poter pretendere a pieno titolo che in Europa, come altrove, siano garantite le maggiori condizioni di sicurezza per le popolazioni. Ma per essere credibili in tali richieste doppiamo poter disporre di istituzioni (in primis: Agenzia nazionale della sicurezza) e quindi delle capacità professionali e del sapere (e di chi lo genera) su cui la loro attività deve necessariamente fondarsi. Rinunciarvi è disattendere gli stessi esiti referendari.

Di incentivi si nasce e si muore. Con i sussidi ad oggi riconosciuti stiamo ipotecando il futuro dei prezzi dell'elettricità. Non ci sono mai stati tante rendite in Italia da quando si è parlato di mercato, concorrenza, effi-

cienza. I sussidi alle rinnovabili hanno pesato sulle bollette dal 2001 al 2010 per 23 miliardi, passando dai 2,5 del 2009, ai 3,4 del 2010, ai 5,7 del 2011. Con le decisioni recentemente assunte può stimarsi un ammontare degli incentivi alle rinnovabili per il corrente decennio di 100 miliardi di euro, che salgono a valori di 160-170 entro il 2034.

La conclusione è che i prezzi dell'elettricità in Italia saranno destinati comunque a crescere a prescindere dall'andamento dei corsi internazionali del petrolio e del metano. L'obiettivo di ridurre i costi/prezzi dell'energia in Italia, accrescendo la concorrenza dei mercati o agendo sul versante dell'offerta o della domanda, può dirsi in larga parte compromesso o molto difficilmente conseguibile.

I sussidi, se non strettamente necessari, sono l'antidoto del mercato, della concorrenza, della capacità imprenditoriale. Uccidono l'innovazione, arricchendo pochi a danno dei più. Disincentivano il gusto e l'assunzione del rischio. Creano bolle destinate a scoppiare, anche per le pratiche poco commendevoli nell'opaco mercato delle autorizzazioni. In un'arena dove vince chi ha più capacità di lobby e non chi è più capace, ciascuno pretende di essere protetto, danneggiando chi investe e rischia per costruire qualcosa di nuovo. E di eccellenze di tal tipo nel nostro paese ve ne sono non poche.

I sussidi sono accettabili se finalizzati a obiettivi di efficienza e sviluppo industriale. Con i sussidi più elevati al mondo non siamo stati in grado di costruire qualcosa di solido sostenendo paradossalmente l'industria estera dalle cui importazioni massimamente dipendiamo. Non vi sarà futuro per le rinnovabili se le imprese non riusciranno a guadagnarne una piena efficienza economica, energetica, ambientale. Quel che dipenderà dalla loro capacità innovativa, solidità finanziaria, dimensione produttiva, attraverso la realizzazione di «nuove generazioni» di prodotti e di nuove filiere produttive. Come favorirne il decollo e la crescita; come ridisegnare i rapporti tra Stato e imprese che si affacciano su queste industrie; come sostenere l'innovazione sono le sfide da affrontare.

È necessaria, in conclusione, un'azione di razionalizzazione/moralizzazione del sistema degli incentivi, lungo quattro linee: commisurarli ai loro effettivi costi/benefici; indirizzarli là ove maggiori sono le opportunità di crescita delle aziende che operano in Italia; eliminare il poco trasparente commercio delle autorizzazioni vincolando chi le richiede e le ottiene a dar seguito ai lavori.

La necessità di meccanismi di incentivazione dovrebbe ridursi con la maturazione delle tecnologie, la crescita dei prezzi dei combustibili fossili e l'inclusione tra i costi di produzione di quelli connessi alla riduzione delle emissioni di gas serra (acquisto di permessi di emissione per le fonti fossili). Inoltre in presenza di incertezza sull'evoluzione dei prezzi energetici e di investitori avversi al rischio, senza incentivi si avrebbe uno sviluppo dell'energie rinnovabili inferiore al valore ottimale.

Un'alternativa al sussidio delle energie a basso impatto ambientale (in termini di emissioni di gas serra) è quella di penalizzare le fonti fossili, il cui sfruttamento implica l'emissione di gas serra in atmosfera. Queste andrebbero tassate in proporzione ai loro fattori di emissioni e in base a una stima del valore monetario del danno delle emissioni (nel caso delle esternalità legate alle emissioni di gas serra il cosiddetto social cost of carbon). La soluzione di una *Carbon Tax* sui combustibili fossili è preferibile al sussidio delle energie carbon free per almeno due motivi: *a*) il sussidio abbassa il prezzo medio dell'energia incentivandone un maggior consumo e contrastando le misure per l'aumento dell'efficienza energetica; *b*) il sussidio è spesso diverso in base alla tecnologia e questo da un lato necessita che i *policy makers* abbiano l'informazione corretta e non siano «catturati» dalle lobby del settore; dall'altro rischia di influenzare la scelta tecnologica ottimale impedendo che invece questa sia determinata in base alle regole di mercato (ossia nel modo più efficiente).

La migliore e la più trascurata delle politiche energetiche. Le misure di efficienza energetica sono quelle che

potenzialmente possono risolvere il conflitto tra obiettivi di riduzione dei costi, miglioramento della sicurezza, riduzione dell'impatto ambientale degli usi energetici. Queste misure infatti:

a) *contengono i costi per l'approvvigionamento energetico.* La bolletta energetica si riduce perché si importano meno combustibili fossili e i vincoli di bilancio di famiglie e imprese si allentano liberando risorse per aumentare i consumi e gli investimenti. Con i risparmi potenzialmente previsti ma non normativamente avviarti dall'ultimo «Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica» si potrebbero ridurre i costi annui di approvvigionamento di 6 miliardi di euro dal 2016 e di 9 dal 2020;

b) *consentono di raggiungere gli obiettivi di riduzione di gas serra al minor costo.* La riduzione delle emissioni è raggiunta a costi relativamente inferiori in quanto affiancata da riduzione dei costi di approvvigionamento energetico. I costi di abbattimento impliciti in un programma di riqualificazione energetica degli edifici pubblici ammonterebbero al 30-60% di quelli riconducibili all'incentivazione delle fonti rinnovabili;

c) *permettono di raggiungere più facilmente i traguardi sulle rinnovabili.* Poiché gli obiettivi sullo sviluppo delle energie rinnovabili sono espressi in termini di consumi energetici, una riduzione di questi ultimi ne consente il raggiungimento con una riduzione dei costi sostenuti per la loro incentivazione e per l'importazione degli impianti di produzione (in maggioranza prodotti all'estero);

d) *possono stimolare una filiera nazionale relativamente autonoma dalle forniture estere e ad alto contenuto di lavoro.* Gli interventi per incrementare l'efficienza energetica del settore residenziale comportano un elevato utilizzo di mano d'opera e fanno ricorso a materiale di produzione in prevalenza nazionale. Valutazioni di Confindustria indicano la possibilità di attivare una produzione per 238 miliardi di euro e valore aggiunto per 116 miliardi con un rilevante impatto occupazionale.

4. *Conclusioni*

Non vi sarà soluzione ai problemi energetici del paese se non recuperando una capacità programmatica e di governo del nostro sistema energetico, Capacità che regge su alcune condizioni che costituiscono altrettanti limiti nelle politiche energetiche sinora seguite. *Primo*: chiaro assetto delle responsabilità decisionali in un triplice livello relazionale: centro-periferia; autorità politiche centrali/ Autorità di regolazione; amministrazione centrale/imprese a controllo pubblico. *Secondo*: definire il ruolo che sono chiamate a svolgere le imprese a partecipazione statale (Eni ed Enel) nel mai chiarito rapporto tra autonomia gestionale e autoreferenzialità e su come l'azionista pubblico intenda esercitare i suoi obblighi. *Terzo*: efficienza delle istituzioni riguardo la messa a punto di una programmazione integrata e di lungo termine su un duplice livello: orizzontale (domanda e offerta) e verticale (centro-periferia). Quarto: stretto coordinamento delle decisioni tra i diversi livelli decisionali. Una visione strategica richiede di definire una programmazione di lungo periodo che indichi una scala di priorità degli obiettivi che si vogliono raggiungere, fornendo agli attori del sistema condizioni di certezza operativa e regolatoria.

Una nuova Strategia energetica nazionale, limitando le tentazioni dirigistiche, dovrebbe fornire a imprese e famiglie certezza sugli obiettivi di medio e lungo termine: condizioni indispensabili per promuovere gli investimenti. Tre le direttrici di tale Strategia: in primo luogo utilizzare gli strumenti più efficienti (col minimo dispendio di risorse economiche) per ottenere gli obiettivi prefissati; attenuare i costi degli oneri di sistema (sussidi, incentivi, indennizzi) che gravano già oggi sulle bollette elettriche magari sostituendoli con imposte ambientali che possono agire da segnale per correggere le esternalità i cui introiti costituirebbero risorse aggiuntive che possono reinvestite in politiche energetiche sostenibili (ad es. con una *Carbon Tax*); fare della politica energetica un asse portante della politica industriale offrendo alla nostra manifattura

opportunità di crescita, di specializzazione tecnologica e stimolando l'occupazione.

Altro aspetto di un'innovativa politica energetica la si dovrebbe avere sul versante dell'efficienza energetica, ove i margini teorici di miglioramento sono molto significativi. Un'aggressiva strategia *di energy saving* potrebbe costituire per l'industria nazionale un'importante leva per ridurne i costi; accrescerne la competitività; allargarne e diversificarne l'area di attività, specie nel settore residenziale, con piani di edilizia ecocompatibili in grado di sostenere la miriade di piccole imprese e artigiani che operano in questo settore.

Nei settori di interesse nazionale, lo Stato dovrebbe inoltre assumere un ruolo di promotore e coordinatore, coniugando politica energetica, politica ambientale, politica industriale, riportando ad unitarietà e coerenza interna i mille processi decisionali. Se lo Stato saprà assolvere la sua parte – con determinazione, coerenza, continuità – le capacità imprenditoriali di cui è ricco il nostro paese sapranno cogliere le opportunità di crescita di cui necessitiamo come non mai, dando un formidabile contributo all'uscita dalla recessione.

IVAN FAIELLA

LA SFIDA ENERGETICA ITALIANA TRA PASSATO E FUTURO: LE ANALISI

1. *Introduzione*

L'approvvigionamento energetico rimane una questione critica per il nostro paese che presenta una forte dipendenza dall'estero e dall'utilizzo di combustibili fossili, rendendo il costo dell'energia particolarmente sensibile alle quotazioni internazionali del greggio. Nel 2011, secondo stime dell'Unione petrolifera, si spenderanno in Italia 63 miliardi di euro (36 solo per l'acquisto di petrolio) oltre il 4% del Pil del 2010. Senza l'energia nel 2010 avremmo avuto un avanzo di 24 miliardi di euro; con l'energia un deficit di 27 miliardi.

Anche se l'Italia ancora presenta una delle intensità energetiche (energia primaria per unità di prodotto) più bassa di quella della maggior parte dei paesi industrializzati, questo vantaggio si è però assottigliato negli ultimi vent'anni, durante i quali il consumo di energia è aumentato sostanzialmente in linea con il Pil, mentre è cresciuto assai più lentamente del prodotto negli altri paesi.

I prezzi pagati dagli utenti finali sono più elevati dei prezzi medi dell'Unione europea. I costi di produzione dell'energia elettrica sono in larga misura legati alle quotazioni del gas, fonte con cui l'Italia genera oltre la metà dell'energia elettrica contro un quarto nella UE, risultate in forte crescita nel corso del decennio. La struttura produttiva e dei mercati, nonostante i processi di liberalizzazione, risulta ancora condizionata da pochi operatori e limitata da carenze nelle infrastrutture di rete. Il livello

Ivan Faiella, ricercatore Servizio Studi di Struttura economica e finanziaria, Banca d'Italia.

La presente relazione costituisce la seconda parte della precedente.

dell'imposizione fiscale sui prodotti energetici è tra i più alti d'Europa.

Agli obiettivi tradizionali della politica energetica di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e contenere i loro costi, si sono recentemente aggiunti quelli di natura ambientale, in particolare la riduzione delle emissioni di gas serra e lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile. Per il perseguimento di questi obiettivi sono state adottate a livello nazionale misure di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica caratterizzate però da forti discontinuità e incertezza normativa. Ciò rende incerta la sicurezza degli approvvigionamenti e la riduzione delle emissioni in un contesto in cui è necessario confrontarsi anche con le proteste popolari dei paesi del Nord-Africa, la sostanziale stagnazione del sistema economico e un prezzo del greggio ormai da mesi superiore ai 100 dollari al barile.

Oltre all'incertezza normativa non è chiaro se le politiche di incentivazione adottate siano le più efficienti: mentre un numero cospicuo di risorse è stato dedicato allo sviluppo delle rinnovabili elettriche (Fer-E), a quelle termiche (Fer-T) e al miglioramento dell'efficienza energetica, ne sono state destinate un minore ammontare. Eppure l'incremento dell'efficienza energetica è l'unica strategia che può risolvere il conflitto tra gli obiettivi di riduzione dei costi, miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti e riduzione dell'impatto ambientale degli usi energetici.

2. *L'offerta di energia oggi*

Predominanza dei combustibili fossili…

Nel 2009, il consumo interno lordo (o domanda di energia primaria) di risorse energetiche era in Italia pari a 180,3 Mtep (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), per oltre l'83% soddisfatto con combustibili fossili (petrolio per il 41, gas naturale – per gran parte importato via metanodotto – per il 35 e carbone e altri solidi per il

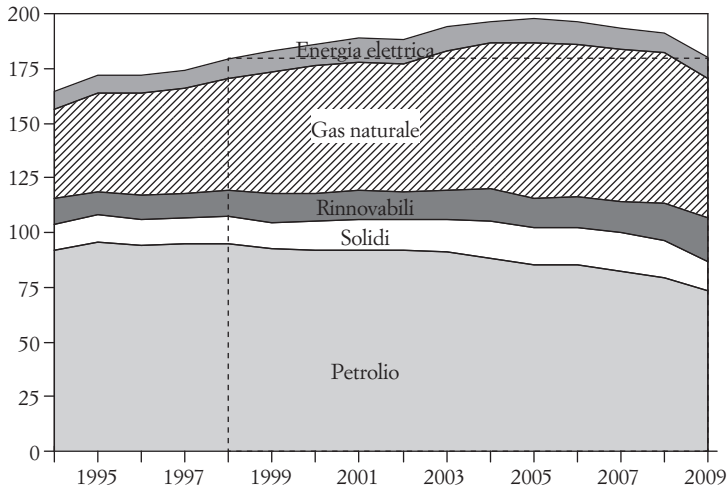


FIG. 1. Le fonti di energia primaria (milioni di tep, Mtep).

7) e per la rimanente parte con fonti rinnovabili e importazioni di energia elettrica. Rispetto al 2008, in particolare per la minore richiesta degli utenti industriali conseguente alla crisi, la domanda di energia primaria si è ridotta di quasi il 6% con un valore inferiore a quello del 1998.

La produzione interna di greggio copriva il 2,5% del Cil, quella di gas naturale il 3,6 e quella da fonti rinnovabili il 10,5, con una crescita di quasi 4 punti percentuali rispetto ai valori del 2000. La rimanente parte del fabbisogno energetico, circa l'83%, è stato invece soddisfatto con importazioni dall'estero.

… importati da aree politicamente instabili

Con l'eccezione dei combustibili solidi, i principali fornitori di materie prime energetiche del nostro paese sono al di fuori dell'area Ocse. La situazione italiana evidenzia una forte dipendenza delle importazioni di petrolio dall'Africa, dal Medio Oriente e dalla Russia men-

tre quasi la metà del gas proveniva dall'Africa, oltre un quarto dalla Russia e un quinto dall'Europa.

Questa situazione di dipendenza da paesi politicamente instabili è un fattore di rischio per la sicurezza dei nostri approvvigionamenti energetici come dimostrato nel passato dalla discontinuità degli approvvigionamenti prima legati ai disaccordi tra Russia e Ucraina e poi dai recenti disordini legati ai tumulti della «primavera araba». Esemplificativa in questo caso è la situazione della Libia, dove a seguito delle operazioni militari è stata interrotta l'operatività dei terminali petroliferi e i flussi del gasdotto *Greenstream*. La Libia, con oltre 20 milioni di tonnellate annue, è il principale fornitore di petrolio del nostro paese, provvedendo a soddisfare un quarto delle circa 80 milioni di tonnellate importate annualmente nel nostro paese, fornendo greggi a basso tenore di zolfo, particolarmente apprezzati dai mercati per la loro resa in termini di prodotti. Inoltre la Libia è anche un importante fornitore di gas, i cui volumi verso il nostro paese sono cresciuti nel tempo arrivando a soddisfare, nel 2010, circa l'11% dei consumi nazionali.

Oltre alla situazione libica è utile tenere presente i possibili effetti conseguenti agli sconvolgimenti politici che hanno colpito l'intera area nordafricana. Disordini sul territorio egiziano potrebbero influire sulle forniture di greggio: l'Egitto non è un esportatore importante ma ha una posizione geopolitica fondamentale. Attraverso il Canale di Suez e soprattutto attraverso l'oleodotto Sumed transita oltre il 3% del petrolio prodotto nel mondo e in caso di interruzione questi quantitativi dovrebbero essere dirottati su altre (più costose) rotte. Appare inoltre potenzialmente critica la situazione delle forniture di gas, in particolare per il nostro paese che utilizza questa fonte massicciamente per generare energia elettrica e non ha ancora una significativa capacità di rigassificazione (con l'attivazione di Rovigo, pari a poco più del 10% dei consumi). Un'interruzione del gas proveniente dall'intera area nordafricana colpirebbe gravemente il nostro paese che soddisfa da questa area il 40% delle proprie necessità (il 30% del gas proviene dall'Algeria e oltre l'11% dalla Libia).

La dipendenza dal gas è particolarmente critica a causa della preminenza che questa fonte ha nella generazione di energia elettrica. Nel 2009, la produzione termoelettrica con gas rappresentava oltre la metà di quella complessiva contro il 22 nella media dell'Ocse (4 in Francia, 14 in Germania e 46 nel Regno Unito, che può contare su un'importante produzione nazionale). D'altra parte le centrali alimentate a gas si caratterizzano per una migliore efficienza dei processi di conversione energetica e per più ridotte emissioni di CO_2. Le emissioni di CO_2 associate alla generazione di 1 kWh di energia elettrica nel 2007 in Italia ammontavano a 388 grammi, contro 427 in Germania, 500 nel Regno Unito, 549 negli Stati Uniti e 448 nell'area Ocse.

3. *L'offerta di energia in prospettiva*

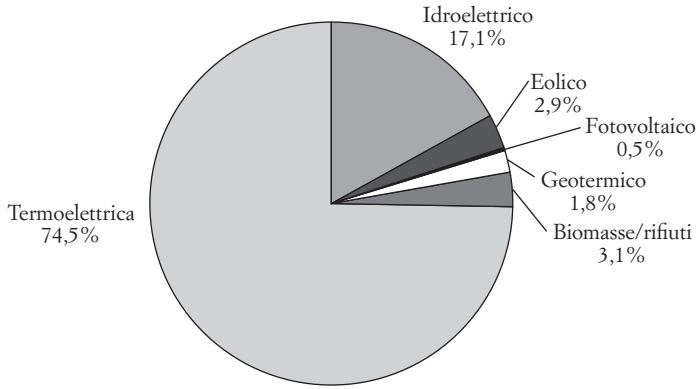
Il nostro paese si caratterizza dunque per una struttura degli approvvigionamenti che è rimasta pressoché stabile nel tempo fatta eccezione per la tendenziale sostituzione del petrolio con il gas nella generazione elettrica. Negli ultimi anni è cresciuta l'incidenza delle fonti rinnovabili mentre l'idea di reintrodurre l'opzione elettronucleare è stata abbandonata dopo l'incidente di Fukushima. In prospettiva non è chiaro se il carbone potrà avere un peso maggiore grazie allo sviluppo della cattura e sequestro del biossido di carbonio.

Avanzano le rinnovabili…

Nel corso degli ultimi anni, la generazione elettrica da fonti rinnovabili è cresciuta, con incrementi particolarmente marcati per l'eolico e il fotovoltaico. Nel complesso la quota prevalente è costituita dall'idroelettrico, seguito a distanza dalla produzione da biomassa e rifiuti, dall'eolico, dal geotermico e dal fotovoltaico. Ma i progressi nella generazione fotovoltaica indicano che nei

prossimi anni ciò potrebbe cambiare. Nel mese di luglio del 2011, l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico ha fatto segnare il valore record di 1.370 GWh, con una crescita su base congiunturale del 455%, superando la pro-

a) Incidenza delle Fer nella generazione elettrica lorda nel 2010



b) Generazione elettrica con Fer (scala logaritmica)

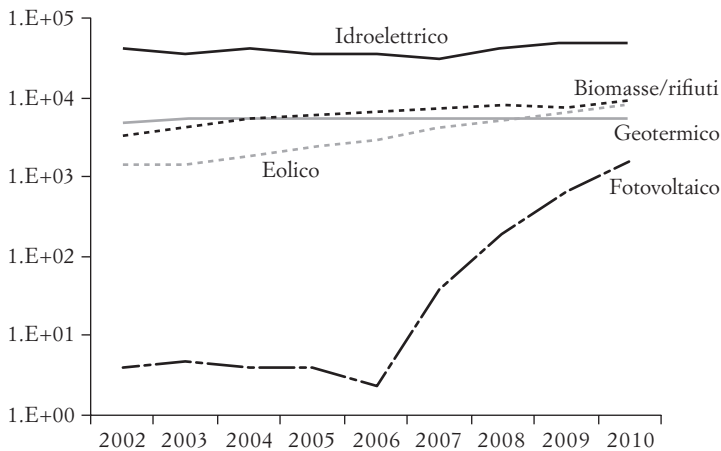


FIG. 2. Le fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Fonte: Elaborazioni su dati Terna.

duzione di energia eolica (697 GWh), e oltrepassando il 25% della produzione idroelettrica.

… ma crescono anche gli oneri di incentivazione

La crescita della capacità installata delle fonti rinnovabili è stata favorita da numerosi meccanismi di incentivazione finanziati dagli utenti finali attraverso una componente della tariffa dell'energia elettrica. L'incentivazione delle fonti rinnovabili è stata motivata dal fatto che i loro costi di generazione (determinati dai costi investimento) sono superiori a quelle delle fonti tradizionali: secondo le valutazioni dell'Aie la produzione di 1 MWh ha un costo «livellato» di 91 euro con il gas naturale contro i 146 dell'eolico e i 410 del fotovoltaico (con un tasso di sconto del 10%).

Secondo stime dell'Autorità per l'energia, i costi per il sostegno delle Fer-E (escluse le assimilate), ammontavano a circa 1 miliardo di euro nel 2007, 2,5 nel 2009, 3,4 nel 2010, 5,7 nel 2011 e potrebbero superare i 10 miliardi all'anno già nel 2020. Incentivi così elevati pesano sui già elevati oneri che imprese e famiglie devono sostenere per l'acquisto dell'energia elettrica. Inoltre i sussidi, se non strettamente necessari, sono in contrasto con le regole di mercato e minano lo sviluppo di nuove capacità imprenditoriali disincentivando l'assunzione del rischio. Possono inoltre frenare i processi di innovazione, costituendo una rendita di pochi a danno dei più. I sussidi dovrebbero essere disegnati considerando la loro efficienza nel perseguire gli obiettivi e le eventuali ricadute di tipo industriale. Ma questo, nonostante la generosità degli incentivi non sembra essere accaduto: secondo stime della Banca d'Italia, rispetto al 2009, l'avanzo nei beni manufatti non energetici si è ridotto per la crescita del deficit dei prodotti dell'elettronica, peggiorato di circa 8 miliardi, di cui circa 6 attribuibili all'incremento di acquisti di celle fotovoltaiche.

Questo pone il problema sia del loro impatto sui costi sostenuti in bolletta da famiglie e imprese, che già pa-

gano quasi un terzo in più rispetto alle loro controparti europee, sia dalle modalità di finanziamento che grava sul prezzo dell'energia elettrica (attraverso una componente degli oneri di sistema). La stessa Autorità per l'energia ha più volte proposto di spostare il finanziamento degli incentivi sulla fiscalità generale per attenuare la regressività dell'attuale meccanismo di finanziamento.

Tra le opzioni a lungo termine… esce di scena il nucleare

Un'ulteriore opzione per modificare la struttura di approvvigionamento energetico poteva venire dalla ripresa della generazione elettronucleare. Secondo gli obiettivi dichiarati dal governo nel medio termine la struttura di generazione dell'energia elettrica sarebbe derivata per metà da fonti di origine fossili, per un quarto da energie rinnovabili e per il restante quarto da energia elettronucleare. La scelta di ricorrere alla tecnologia elettronucleare era sostanzialmente motivata da tre obiettivi: ridurre i livelli e la variabilità dei costi per gli utenti; diminuire la dipendenza energetica dall'estero; raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra.

Il progetto è stato definitivamente abbandonato con l'abrogazione le norme emanate nel quadriennio 2008-2010 per la ripresa della produzione elettronucleare nel nostro paese in seguito all'incidente di Fukushima. In realtà il percorso per un ritorno del nucleare era stato già prima alquanto travagliato e risultava incerto anche prima di tale incidente. In primo luogo per l'assenza di una larga base di consenso politico che costituisce condizione pregiudiziale in scelte di investimento che si proiettano nell'arco di molti decenni e in assenza della quale nessun investitore avveduto sarà disposto a rischiare alcunché (e tantomeno ad essere finanziato)

Erano poi venute meno le condizioni che avevano favorito in passato lo sviluppo del nucleare nel mondo industrializzato: aiuti di Stato, monopolio domanda, tariffe a copertura costi; non è semplice la convivenza del nu-

cleare con un assetto di mercato concorrenziale e privatistico (e infatti nei paesi industrializzati le centrali in costruzione si è recentemente alquanto ridotto). Inoltre per un gap tecnologico di circa un quarto di secolo. Infine per un atteggiamento da parte dei promotori non sempre chiaro sulle criticità, i problemi, le difficoltà da superare e le soluzioni con cui porvi rimedio, unica strategia per raccogliere il consenso sociale che è imprescindibile per lo sviluppo di questa tecnologia. Nel caso del nucleare si pone il problema della convivenza delle tecnologie che richiedono investimenti ingenti e recuperi solo nel lungo termine, con un sistema di mercato. Se gli investitori ritengono che la tecnologia nucleare sia conveniente e competitiva, questi devono sostenere in proprio i rischi di tale scelta, senza richiedere garanzie pubbliche nelle quantità di energia ceduta alla rete e nel meccanismo di formazione dei prezzi. Ciò per evitare che queste scelte si trasformino in una rendita per pochi a danno della collettività.

… e sulla sequestrazione del carbonio (Ccs) rimangono dubbi

Un'alternativa che spesso viene presentata alla tecnologia elettronucleare consiste nell'utilizzo del carbone per la generazione *baseload* ma con cattura, separazione e sequestro della CO_2 (*Carbon Capture and Storage*, Ccs). In realtà la produzione termoelettrica con Ccs presenta problemi di sostenibilità simili a quella elettronucleare (lo stoccaggio geologico della CO_2, la necessità di molta acqua) ma presenta al momento una maturità tecnologica nettamente inferiore e grossi problemi di efficienza energetica (un impianto Ccs richiede il 30% in più energia di un impianto a carbone di nuova generazione).

4. *La domanda di energia oggi*

Utilizzi energetici stagnanti…

Le discussioni sull'energia sono spesso estremamente dettagliate sull'offerta energetica e la sua composizione, mentre invece rimane negletta la questione di cosa determini la domanda di energia di quali possano essere i suoi sviluppi. L'ammontare di energia che può essere utilizzato da imprese e famiglie è pari alla domanda di energia primaria al netto dell'energia dissipata nei processi di trasformazione e trasporto (nel 2009 132,8 Mtep). Circa il 60% degli impieghi finali di energia è sostanzialmente equiripartito tra usi civili (famiglie e terziario) e trasporti (persone e merci), mentre il settore industriale ne utilizza circa un quarto.

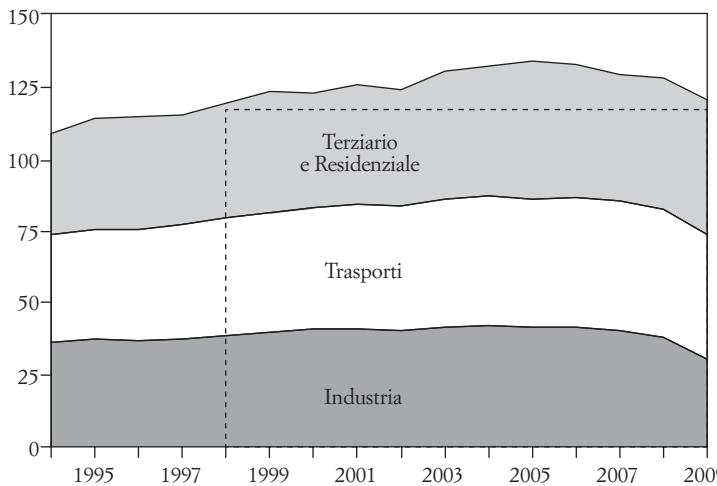


FIG. 3. Gli usi finali di energia: 1994-2008 (milioni di tep).

Nota: Sono esclusi i bunkeraggi, gli usi non energetici e il settore agricolo.

Fonte: Elaborazioni su dati Ministero dello Sviluppo Economico.

… soprattutto nell'industria

Nel periodo 1990-2008 la domanda energetica dell'industria è rimasta sostanzialmente invariata crescendo a un tasso medio dello 0,4%. La domanda è rallentata nel tempo sia per un uso più efficiente delle risorse indotto dalle dinamiche dei prezzi dei prodotti energetici sia per fattori strutturali come il calo dell'incidenza dell'industria pesante e l'introduzione di più severe norme ambientali. Gli usi energetici del settore sono invece crollati quasi del 20% nel 2009 per effetto della crisi economica.

… settore in cui i costi sono cresciuti in sei anni del 30%

Utilizzando le informazioni dell'Indagine sugli acquisti di prodotti energetici delle imprese industriali dell'Istat, del censimento dell'industria e del registro statistico delle imprese (archivio Asia), si stima che nel 2008 le spese energetiche delle imprese industriali (escluse quelle dei settori energetici) ammontassero a 22,1 miliardi di euro, circa 5 mila euro per addetto. Tra il 2003 e il 2008 sono aumentate di oltre il 29%, con un'incidenza pressoché costante sul valore della produzione (poco al di sopra del 2%) e una forte concentrazione settoriale (oltre il 40% delle spese energetiche è sostenuto dai settori metallurgico e dei minerali non metalliferi).

Mentre cresce la domanda e l'intensità energetica nei servizi

Nel settore dei servizi, che assorbe circa l'11% degli impieghi finali di energia, la crescita è stata invece assai più sostenuta (3,9% l'anno), anche se in diminuzione negli ultimi anni. Vi ha contribuito l'aumento nei consumi di energia elettrica legato alla diffusione della climatizzazione estiva degli ambienti, connesso anche con lo sviluppo della grande distribuzione commerciale.

Mentre tra le famiglie a una maggior domanda si accompagna un miglioramento dell'efficienza…

Gli impieghi di energia delle famiglie (per il riscaldamento, il trasporto privato e gli utilizzi di energia elettrica) ammontano a oltre il 30% della domanda finale complessiva. Nel periodo 1990-2008, la loro domanda è cresciuta dello 0,6% all'anno ed è migliorata l'efficienza energetica della spesa per consumi, rafforzando una tendenza avviata negli anni '70. Nel 2008 l'intensità energetica della spesa per consumi era di 63 tep per milione di euro ai prezzi del 2000, rispetto a un valore medio di 88 negli anni '70.

… e un aumento delle spese

Secondo l'Indagine sui consumi delle famiglie italiane dell'Istat, la spesa per l'acquisto di beni energetici nel 2008 era poco meno di 300 euro mensili per famiglia. La loro incidenza sulla spesa complessiva per consumi, rimasta sostanzialmente invariata intorno all'11% nel decennio 1997-2007, ha raggiunto quasi il 12% nel 2008. La metà della spesa energetica è destinata all'acquisto di carburante per il trasporto privato, poco meno di un terzo alla spesa per riscaldamento e un quinto a quella per l'energia elettrica. La quota di risorse destinata all'acquisto di prodotti energetici cresce all'aumentare della dimensione dei nuclei familiari e delle abitazioni di residenza. Tale quota è inferiore per le famiglie collocate nella parte alta della distribuzione della spesa per individuo equivalente (che tiene cioè conto delle economie di scala che si generano al crescere del numero dei componenti) mentre è più elevata per le famiglie collocate all'estremo opposto di tale distribuzione (rispettivamente 7,9 e 13%).

Tra le famiglie dove l'incidenza è maggiore si segnalano quelle che risiedono nel Mezzogiorno, quelle con capofamiglia con meno di 65 anni o lavoratore autonomo. Nel decennio 1997-2007, le famiglie del Mezzogiorno

TAB. 1. *La spesa energetica delle famiglie italiane: 1997-2008 (in percentuale della spesa totale)*

	1997	2007	2008
Decimi di spesa equivalente			
1mo	12,1	12,4	13,1
2o	12,2	12,1	13,1
3o	12,3	12,3	13,1
4o	12,1	12,1	12,8
5o	12,0	11,4	12,3
6o	11,8	11,3	12,3
7o	11,0	10,8	11,6
8o	10,4	10,6	10,9
9o	9,4	9,4	10,2
10mo	7,0	6,8	7,9
Età del CF (anni)			
Fino a 35	11,5	11,0	12,4
36-50	11,4	11,3	12,2
51-64	11,5	11,4	12,4
65 o più	10,1	10,2	10,6
Stato occupazione del CF			
Dipendente	11,3	11,3	12,2
Indipendente	11,7	11,3	12,6
Non occupato	10,6	10,6	11,1
Istruzione del CF			
Elementari	11,1	11,0	11,5
Medie	11,7	11,7	12,5
Scuola superiore/Università	10,4	10,3	11,3
Dimensione della famiglia			
1 componente	9,7	10,0	10,8
2 componenti	11,1	11,0	11,7
3 componenti	11,7	11,6	12,3
4 componenti o più	11,5	11,5	12,6
Stanze dell'abitazione di residenza			
1 stanza	8,9	10,3	10,1
2 stanze	9,8	9,7	10,8
3 stanze	10,5	10,7	11,3
4 stanze	11,1	11,0	11,7
5 stanze o più	11,6	11,3	12,2
Area geografica			
Nord	11,0	10,6	11,5
Centro	11,2	10,9	11,5
Sud	11,0	11,5	12,3
Totale	11,0	10,9	11,7

Fonte: I. Faiella, *The Demand for Energy of Italian Households*, Temi di discussione, n. 822, Banca d'Italia, 2011.

hanno destinato 1,3 punti percentuali in più della loro spesa all'acquisto di prodotti energetici, per una maggior incidenza delle spese legate all'acquisto di energia elettrica, anche per il progressivo diffondersi della climatizzazione degli ambienti.

Gli usi energetici dei trasporti sono dominati dalla modalità stradale

Gli impieghi finali di energia per i trasporti, inclusi quelli delle famiglie che si stima incidano per circa il 40%, rappresentano oltre il 30% del totale e sono cresciuti dal 1990 a un tasso medio annuo dell'1,5%. Per quasi il 90% sono legati al trasporto su strada sia di persone sia di merci. L'Italia ha un numero elevato di vetture per abitante (nel 2007, 598 ogni 1000 abitanti, a fronte di 464 nella media dell'UE), caratterizzate però da un livello contenuto di consumi energetici unitari (nel 2007 il 17,5% in meno della media europea). Relativamente poco efficienti dal punto di vista energetico, oltre che molto diffusi, sono invece i veicoli industriali. L'86% delle merci (73% nell'UE) è trasportato su gomma da una flotta di veicoli con un'età media superiore a quella riscontrata nei principali paesi europei e movimentati con livelli di carico inferiori.

I consumi energetici dei trasporti cominciano a diminuire per una domanda calante delle famiglie e per la riduzione del trasporto merci dovuto alla congiuntura economica

La crescita dei consumi di carburante si è arrestata per le famiglie nel 2004, mentre il trasporto merci ha avuto un andamento altalenante correlato con le fasi del ciclo economico (dopo la stagnazione dei primi anni del 1990 ha visto una crescita sostanziale). Tra il 2003 e il 2009, i consumi di carburante delle famiglie si sono contratti di quasi il 13% per effetto degli aumenti dei prezzi

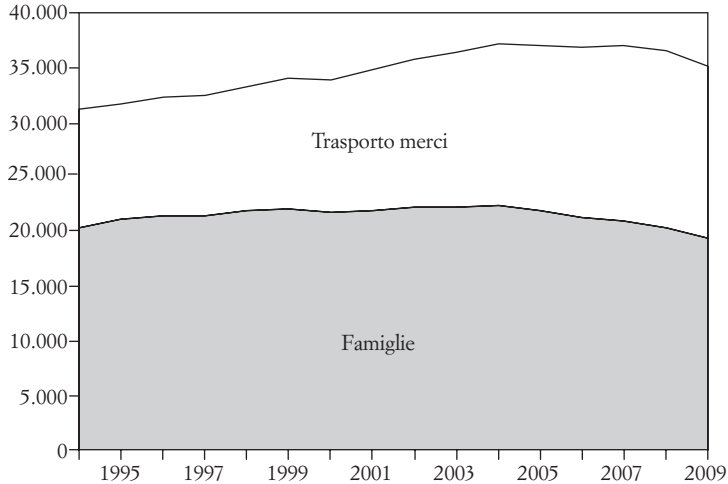


FIG. 4. Consumi energetici dei trasporti (benzina e gasolio da autotrazione) (migliaia di tonnellate).

Fonte: Elaborazioni su dati dell'Unione petrolifera, 2011.

del greggio (il Brent nello stesso periodo è aumentato, in media annua, del 212%). Durante la crisi la domanda di carburante delle famiglie era ritornata ai livelli del 1992 mentre quella legata al trasporto merci è diminuita del 6% tornando ai livelli del 2006.

5. *La domanda di energia in prospettiva*

La domanda energetica sarà condizionata…

La crisi ha colpito duramente il sistema energetico. Le aspettative su cui si progettava e investiva si sono allontanate di più di un decennio. Nel 2009, la domanda di energia è regredita ai livelli del 1998. Quella elettrica, dopo un tracollo che si conobbe solo nel 1945, è ripresa nel 2010 solo per un quarto. Quella di gas si è invece largamente ripresa, anche se l'asticella dei 100 miliardi metri cubi che si profetizzava per il 2010 si raggiungerà, bene che vada,

dopo il 2020. La domanda di petrolio ha raggiunto livelli inferiori di un quarto a quelli di dieci anni fa.

La contrazione della domanda ha provocato un forte surplus di capacità produttiva in tutti i settori – elettrico, metanifero, petrolifero – con un drastico calo del tasso di utilizzo degli impianti; aumento dei costi fissi unitari; pesanti difficoltà per molte imprese.

In prospettiva ci possiamo aspettare una domanda di energia primaria che solo alla fine del decennio tornerà ai livelli precedenti la crisi, con una struttura imperniata per il 44% sugli usi termici, il 32 sui trasporti e il 24 sugli usi elettrici.

Proiezioni della più recente review dell'Aie, dell'Unione petrolifera e di Terna.

… da prezzi elevati

I fondamentali, la situazione politica e le «spinte speculative», il capro espiatorio preferito dai *policy makers* e dall'Opec, hanno sospinto i prezzi del petrolio oltre la soglia dei 110 dollari al barile, dopo che già nel 2010 si era registrato un aumento dei prezzi medi dell'ordine del 30% sul 2009 (da poco più di 60 dollari al barile e circa 80 dollari). L'Occidente paga i costi della crescita dell'Oriente, sempre più assetata di energia, e l'incapacità dei suoi governi di fronteggiare le ragioni di fondo della crisi energetica. La conseguenza è che tra il luglio del 2006 e il luglio del 2011 il *Brent dated* è cresciuto di quasi il 60% con inevitabili ricadute sull'intera struttura dei prezzi energetici interni.

Ci sono altri fattori di natura strutturale che potrebbero influenzare la domanda dei prossimi anni. Per il settore delle imprese questo riguarda un'ulteriore ricomposizione dell'attività a favore dei servizi, con una riduzione della domanda della manifattura. Per le famiglie, la domanda sarà influenzata, oltre che dalla dinamiche dei prezzi, da fattori climatici e dagli andamenti demografici.

… dall'aumento delle temperature

Se continuasse la tendenza che ha visto un progressivo aumento delle temperature superficiali, con la conseguente riduzione del numero di gradi giorno, andrebbe contraendosi la domanda di riscaldamento (e quindi quella di gas naturale) mentre aumenterebbe quella di raffreddamento (e conseguentemente quella di energia elettrica).

… dall'invecchiamento della popolazione

Inoltre, il progressivo invecchiamento della popolazione può influenzare la domanda di energia: le persone anziane trascorrono più tempo a casa domandando una maggiore quantità di energia elettrica e di risorse per la climatizzazione dei locali; d'altro canto utilizzano meno il trasporto privato, riducendo così la domanda di carburante.

Secondo alcune simulazioni, che tengono conto della dinamica dei prezzi e della possibile evoluzione di questi elementi (invecchiamento e innalzamento delle temperature), i prossimi decenni potrebbero registrare una riduzione dell'incidenza delle spese energetiche delle famiglie di circa 2 punti percentuali, con un incremento della quota di spesa destinata all'acquisto di elettricità accompagnata da una riduzione delle risorse destinate all'acquisto di combustibile per il riscaldamento per il trasporto.

6. *La questione climatica: un nuovo vincolo delle politiche energetiche*

Gli obiettivi condivisi mirano a contenere l'aumento delle temperature entro i 2 °C…

I paesi dell'UE si sono posti per primi l'obiettivo di limitare le emissioni in modo da contenere la crescita

delle temperature entro i 2°C rispetto ai livelli preindustriali. Per il perseguimento di tale obiettivo, i paesi dell'UE hanno dapprima ratificato il Protocollo di Kyoto e, nel 2009, hanno approvato il Pacchetto Clima/Energia. Quest'ultimo prevede, per l'UE nel suo insieme, di ridurre le emissioni di gas serra del 20% rispetto al 1990 e di innalzare l'incidenza delle fonti rinnovabili sui consumi energetici al 20% entro il 2020. Conseguentemente il nostro paese ha assunto in ambito internazionale due impegni di riduzione delle emissioni di gas serra. Uno, in seguito alla ratifica del Protocollo di Kyoto, prevede la riduzione delle emissioni di gas serra del 6,5% nella media del periodo 2008-2012, rispetto ai valori registrati nel 1990. Il secondo deriva dal recepimento del Pacchetto Clima/Energia, divenuto parte integrante della nuova Strategia di Europa 2020; esso ci impegna a ridurre le emissioni di circa il 16% nel 2020 rispetto al 2005.

… l'Italia si è avvicinata agli obiettivi solo per effetto della crisi

Nonostante gli impegni presi, le emissioni di gas serra in Italia sono cresciute in modo pressoché costante negli ultimi vent'anni: nel 2008 erano del 4,7% superiori a quelle del 1990. Nel 2009, le emissioni si sarebbero ridotte del 9%, a seguito della contrazione degli usi energetici conseguente alla crisi. Per raggiungere gli obiettivi del Protocollo di Kyoto le emissioni italiane dovrebbero quindi ridursi, nella media del periodo 2010-2012, di un ulteriore 6% rispetto al 2009. Il mancato rispetto degli accordi comporterebbe oneri consistenti che, sulla base dei dati attualmente disponibili, ammonterebbero ad almeno due miliardi di euro.

Nel novero delle opzioni per il contenimento delle emissioni, è notevolmente aumentato, negli ultimi anni e sotto la spinta delle iniziative comunitarie, il peso degli strumenti di natura economica rispetto a quelli regolamentari. I settori a maggior consumo di energia (pro-

duzione energetica e manifatturiero a elevato contenuto energetico) sono dal 2005 soggetti ad un sistema di negoziazione (c.d. EU Ets) che fissa un tetto massimo al livello delle emissioni attribuendo ai partecipanti una quota di permessi scambiabili su un mercato organizzato. In tali settori, che contribuiscono a circa due quinti del totale delle emissioni in Italia, l'obiettivo di riduzione verrà quindi conseguito abbassando progressivamente il numero di permessi disponibili.

Inoltre, per raggiungere gli obiettivi prefissati, l'Italia ha adottato misure per ridurre le emissioni accrescendo l'uso delle Fer nei settori della trasformazione energetica, negli usi termici e per il trasporto e incrementando l'efficienza energetica degli usi finali.

Dello sviluppo delle Fer-E si è detto in precedenza. Gli interventi per la riduzione delle emissioni imputabili agli usi energetici del settore civile (climatizzazione degli ambienti delle famiglie e delle imprese dei servizi) sono rappresentati prevalentemente da incentivi fiscali per il miglioramento dell'efficienza energetica. Nel caso dei trasporti, il comparto che maggiormente ha contribuito alla crescita delle emissioni totali tra il 1990 e il 2008, le misure previste hanno invece prevalentemente natura regolamentare e, come nel caso dei limiti alle emissioni delle vetture di nuova immatricolazione, sono destinate ad avere effetti solo nel medio lungo periodo.

Le misure per incrementare l'efficienza energetica hanno lo scopo di incentivare le imprese ad adeguare i propri impianti e le famiglie ad acquistare beni durevoli con l'obiettivo di contenere i consumi energetici (ad esempio, attraverso la riqualificazione energetica degli edifici).

7. *Costi per la riduzione delle emissioni*

Tra i vari strumenti adottati per il contenimento le emissioni, quello più efficace è risultata la contrazione della domanda dovuta alla la crisi economica. Gli obiet-

tivi di riduzione delle emissioni di CO_2 che apparivano irraggiungibili, sembrano alla portata di mano, almeno per i settori industriali sottoposti allo schema dell'*emission trading*, che da qui al 2012 dovrebbero accumulare una consistente dotazione di permessi.

Più critica e sbilanciata è la situazione nel settore residenziale e dei trasporti dove le emissioni risultano largamente superiori ai target fissati. Non illudiamoci però che la crisi abbia risolto i nostri problemi. Li ha semplicemente congelati, spostandoli in là nel tempo. Il rischio è che il «fattore energia» così come è stato tra le prime cause della crisi reale delle economie possa ritardarne il superamento.

Il nucleare sarebbe stato uno strumento importante per la riduzione delle emissioni …

Per la riduzione delle emissioni il nucleare avrebbe potuto essere una fonte per avere capacità di *baseload* sostanzialmente libera da emissioni di gas serra. Infatti quando anche si considerassero le emissioni dell'intera filiera energetica (estrazione e trattamento del combustibile, costruzione dell'impianto, operatività e messa in sicurezza) la produzione elettronucleare comporterebbero emissioni di gas serra estremamente basse (superiori a quelle della produzione con fonti rinnovabili e da 1/7 a 1/16 delle emissioni prodotte dalla combustione degli idrocarburi). Se fossero stati raggiunti gli obiettivi del piano di rilancio del nucleare (a regime una produzione elettronucleare annua di 100 TWh) si sarebbe verificato un risparmio di emissioni di 40 Mt (il 9% delle emissioni da combustibile nel 2008).

Secondo un recente documento della Commissione le emissioni del settore elettrico dovrebbero essere nulle entro il 2050. Con obiettivi così ambiziosi la scelta appare incoerente il trascurare l'opzione nucleare. Nell'ipotesi che altri paesi seguissero la Germania e, come conseguenza degli stress test europei, cessassero di funzionare tutte

le centrali con oltre 30 anni verrebbe a mancare il 4,4% della produzione elettrica mondiale e un terzo di quella elettronucleare. Se la produzione mancante fosse sostituita dalla combustione di carbone ciò comporterebbe un incremento della domanda di carbone dell'11,3% o, in alternativa, del 6,5% della domanda di gas con possibili tensioni sui mercati energetici. La sostituzione della produzione di queste centrali con centrali a carbone porterebbe a un aumento delle emissioni di gas serra di 880 milioni di tonnellate; se invece venissero utilizzate centrali termoelettriche alimentate a gas le emissioni incrementali di gas serra ammonterebbero a 337 milioni di tonnellate. Ciò equivale ad una crescita rispettivamente del 18 e del 7% delle emissioni di gas serra del settore elettrico nei paesi Ocse.

GIUSEPPE GAROFANO

L'ENERGIA IN ITALIA, TRA GAS NATURALE, RINNOVABILI E NUCLEARE

Tra gli obiettivi di ogni politica energetica non possono mancare:

– la sicurezza degli approvvigionamenti;

– l'efficienza dei costi per i consumatori (industriali e domestici);

– la sostenibilità ambientale;

– la ricerca e sviluppo.

Enunciati gli obiettivi, troppo spesso fermandosi all'analisi senza passare in modo significativo alla concretizzazione, a livello politico nazionale e comunitario, si finisce per fermarsi alla discussione sul mix di fonti (nucleare sì/no, rinnovabili sì/no, ecc.), mentre, ad esempio, l'attenzione sugli aspetti infrastrutturali e delle reti a livello domestico ed europeo è troppo spesso omessa o comunque non affrontata con la necessaria priorità.

Il disegno e la realizzazione delle reti energetiche, invece, rappresenta una delle infrastrutture più importanti di un paese, sia per le conseguenze di lungo termine che per l'ammontare degli investimenti necessari e per le interrelazioni con il sistema europeo.

1. *La rete elettrica*

1.1. *Concezione, sviluppo e stato attuale*

La rete elettrica italiana è stata originariamente disegnata e sviluppata a seguito dell'espansione industriale dell'inizio del secolo scorso e incrementata nel dopoguerra; aveva, *in primis*, l'obiettivo di convogliare verso

Giuseppe Garofano, vicepresidente Alerion CleanPower.

i principali centri industriali l'energia idroelettrica (l'oro bianco del boom economico) dalle valli alpine e, successivamente, dai diversi gruppi di produzione da fonte fossile che man mano venivano costruiti.

Dagli anni '70 in poi, quando lo sfruttamento dei grandi bacini idroelettrici era sostanzialmente concluso, le reti elettriche e il sistema infrastrutturale elettrico nel suo complesso sono stati incentrati sui consumi (localizzazione, profilo orario di produzione).

A distanza di decenni permangono notevoli carenze:

– nella magliatura della rete;

– nelle sottostazioni e nelle cabine di trasformazione;

e una critica fragilità della rete, soprattutto nelle aree meridionali del paese, dove maggiore è il potenziale di impiego di energie rinnovabili.

L'avvento delle nuove fonti rinnovabili (eolico e fotovoltaico) ha iniziato a modificare lo sviluppo «passivo» della rete, questo perché sia la risorsa eolica, sia quella fotovoltaica sono presenti principalmente nelle aree del paese poco industrializzate e non densamente abitate, in cui i consumi locali sono strutturalmente ridotti.

Già oggi l'inadeguata magliatura della rete in queste aree non permette di sfruttare tutta la potenza elettrica installata e di fatto l'Italia, che ha nella dipendenza energetica uno dei sui principali punti di debolezza, sta sprecando energia primaria presente nel territorio (nel solo Appennino meridionale nel 2010 sono stati persi circa 700 GWh di energia eolica, pari al consumo di oltre 250.000 famiglie).

Un'altra importante possibile area di miglioramento dell'efficienza della rete elettrica è rappresentata dalla riduzione delle perdite di rete e dai costi che inevitabilmente gravano sulla collettività (costi eliminabili con interventi che non vengono approfonditi e sviluppati come sarebbe necessario).

Secondo i dati recentemente forniti dall'Autorità in merito ai costi dell'energia per gli utenti domestici si osserva che il 15,1% dei costi della bolletta elettrica (67 euro/annui a famiglia) si riferiscono ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura, ossia ai classici servizi che la rete elettrica è chiamata a svolgere.

TAB. 1. *Perdite di rete in Italia*

Italia (TWh)	2010	2009	2008	2007	2006	Media
Produzione lorda	298,2	292,6	319,1	313,9	314,1	307,6
Import	45,8	47,1	43,4	48,9	46,6	46,4
Totale energia	344,0	339,7	362,6	362,8	360,7	353,9
Perdite di rete	20,7	20,4	20,4	21,0	19,9	20,5
Incidenza perdite rete	6,0%	6,0%	5,6%	5,8%	5,5%	5,8%

Fonte: Rielaborazione su dati Terna.

Le perdite di rete negli ultimi anni sono state costanti, ma, a causa della diminuzione dei consumi complessivi, il loro peso percentuale nell'ultimo biennio è aumentato.

Relativamente al confronto europeo a livello pre-crisi (anno 2008), si osserva che l'Italia è agli ultimi posti per quanto riguarda l'incidenza delle perdite rispetto all'energia «movimentata» all'interno di ogni singolo paese (produzione interna più importazioni).

L'attuale struttura della rete di trasmissione nazionale potrebbe essere tra le cause di questa maggiore incidenza delle perdite di rete rispetto ai valori degli altri paesi europei.

Sulla base dei dati forniti dall'Autorità in merito alla rete di trasmissione nazionale, si osserva che è principalmente costituita da linee a tensione 150-132 KV (40.712 km, pari al 65% del totale), rispetto a quelle a tensione più elevata a 220 KV (11.308 km, pari al 18% del totale) e a 380 KV (10.560 KV, pari al 17% del totale) caratterizzate da una minore dispersione.

Un primo aspetto si evidenzia da quanto sopra: la carenza di reti ad elevata tensione, che disperdono meno, è un elemento strutturale da affrontare, con un piano industriale nazionale, cui dare priorità quale infrastruttura vitale per il paese.

Volendo fare una prima stima: se la rete italiana fosse resa efficiente come quella tedesca (4,4% invece che 5,6% di dispersione), si recupererebbe circa l'1,2% di dispersione, pari a circa 4.350 GWh (a dati 2008), o meglio al consumo di 1,5 milioni di famiglie italiane.

TAB. 2. *Perdite di rete in Italia a confronto con altri paesi europei*

Anno 2008 (TWh)	Italia	Austria	Belgio	Finlandia	Francia	Germania	Olanda	Rep. Ceca	Spagna	Regno Unito	Media (Italia esclusa)
Produzione lorda	319,1	67,1	84,9	77,4	574,9	637,2	107,6	83,5	313,7	389,4	259,5
Import	43,4	19,8	17,2	16,1	10,7	41,7	25,0	8,5	5,9	12,3	17,5
Totale energia	362,6	86,9	102,1	93,5	585,6	678,9	132,6	92,0	319,6	401,7	277,0
Perdite di rete	20,4	3,4	4,3	3,3	32,9	30,1	4,7	4,7	15,0	28,2	14,1
Incidenza perdite rete	5,6%	4,0%	4,2%	3,6%	5,6%	4,4%	3,5%	5,1%	4,7%	7,0%	5,1%

Fonte: Rielaborazione su dati Iea.

1.2. *Le «smart grids»*

Oggigiorno il sistema elettrico necessita di reti di trasmissione che siano sia passive sia attive, cioè in grado di accogliere e smistare efficientemente non solo la somministrazione di energia elettrica, ma anche i flussi in immissione provenienti dai tanti piccoli e medi impianti di generazione.

Sempre più spesso si sente parlare delle c.d. *smart grids* e della loro importanza in un sistema elettrico che è sempre più caratterizzato da una generazione distribuita, in cui è necessario intercettare e gestire la produzione elettrica dove ci sono le risorse naturali (sole, vento, biomasse, biogas, impianti di trigenerazione, ecc.).

La rete elettrica del futuro dovrà rispondere a quattro requisiti fondamentali:

– essere accessibile, garantendo accesso alle fonti di produzione rinnovabile;

– essere affidabile, garantendo la fornitura dell'energia elettrica;

– essere efficiente, per garantire minori costi e ridurre le emissioni di gas serra;

– essere flessibile, per venire incontro alle nuove esigenze dei consumatori.

Le *smart grids* sono uno dei principali strumenti a livello infrastrutturale per ottimizzare le immissioni e i consumi, lo scambio di informazioni e il monitoraggio del sistema al fine di garantire una maggior efficienza e sicurezza.

I distributori e i gestori della rete di trasmissione dovranno gestire sia i flussi di energia prodotta dalle grandi centrali (termoelettriche, idroelettriche ecc.) e sia quelli da produzione di media e piccola entità da fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, termico, ecc.).

Di conseguenza, non sarà più sufficiente avere un controllo della produzione a carattere nazionale ma si rende indispensabile, anche a livello locale, monitorare, gestire ed integrare la distribuzione di energia prodotta in bassa e in media tensione proveniente da fonti rinnovabili.

La rete elettrica non è più solo un canale per trasmettere e distribuire energia elettrica dalle grandi centrali ai clienti finali ma: una rete «intelligente», ossia una rete in grado di fare interagire produttori e consumatori, di determinare in anticipo le richieste di consumo e di adattare con flessibilità la produzione e il consumo di energia elettrica.

Una rete che si compone di tante piccole reti tra loro collegate in grado di comunicare scambiando informazioni sui flussi di energia, gestendo con migliore efficienza i picchi di richiesta, evitando interruzioni di elettricità e riducendo il carico ove necessario.

La rete intelligente automatizza i processi di *recovery* ed informa il distributore di energia elettrica degli eventuali guasti in qualsiasi punto della rete, velocizzando i tempi di riparazione e di ripristino; allo stesso modo consente un'interazione bidirezionale con il cliente/produttore locale in un insieme sinergicamente integrato.

L'Italia, pertanto, deve essere in prima linea in questo processo di ammodernamento al fine di:

– migliorare l'efficienza del sistema energetico complessivo;

– migliorare la gestione della domanda e dell'offerta di energia ed ottimizzare i consumi;

– ridurre le perdite di energia dovuta a frodi e a guasti tecnici;

– programmare in modo affidabile il consumo nelle diverse fasce orarie.

Il tema *smart grid* porta con sé una notevole mole di investimenti sia in hardware sia in software di rete e di sistema.

La tedesca Siemens, ad esempio, si pone a livello mondiale come integratore di servizi e di apparecchiature di rete elettrica e di sistemi di automazione. Il solo esame dell'offerta Siemens rende esplicito il potenziale di sviluppo della filiera industriale che ne potrebbe derivare per il nostro paese, ove sono presenti numerosi operatori in grado di fornire singole parti o attrezzature.

L'organizzazione della filiera, insieme all'indotto di servizi di installazione e manutenzione, esprime un poten-

ziale di nuova occupazione, professionalmente qualificata, quantificabile in 100.000-150.000 nuovi addetti.

Va infine sottolineato il tema della mobilità elettrica e dello stoccaggio di energia da fonte rinnovabile (tipicamente da piccoli impianti fotovoltaici, eolici, da biomasse, ecc.) o anche da fonte fossile efficiente. La casa «intelligente», ove la produzione elettrica non consumata possa essere immessa in rete o stoccata in accumulatori, richiede necessariamente che l'interfaccia di rete sia una *smart grid* e che il sistema sia dotato di contatori a doppio flusso collegati in rete con le imprese fornitrici, idonei a fornire il servizio di «conto corrente elettrico» denominato in kWh e non trasformato in denaro.

In alcuni paesi europei esistono già sistemi per avere la *grid parity*, che vuol dire che il kWh prodotto e quello acquistato hanno lo stesso valore, e che si pagano in denaro solo i saldi.

Quanto sopra richiede lo sviluppo anche di un moderno ed efficiente sistema di produzione di accumulatori da porre in garage al servizio della ricarica della batteria dell'autoveicolo utilizzabile per la mobilità di medio raggio (80 km/giorno).

Anche il tema degli accumulatori fissi, opportunamente integrato sul piano della ricerca e sviluppo, può generare una filiera industriale sia manifatturiera che di servizio con decine di migliaia di addetti in 5 anni.

1.3. *L'integrazione delle reti elettriche europee*

L'integrazione fisica ed economica delle reti europee è un tema sempre di più all'attenzione del regolatore europeo che ha tra i suoi obiettivi la creazione di un mercato unico dell'energia.

Uno degli strumenti a disposizione per l'integrazione è il *market coupling* (dal 2011 è attivo tra Italia e Slovenia) che è un sistema previsto anche dalle disposizioni del regolamento (CE) n. 714/2009 e, in particolare, all'art. 12, il quale stabilisce che dovrà essere promossa

«...l'assegnazione coordinata delle capacità transfrontaliere mediante soluzioni non discriminatorie basate sul mercato, con particolare attenzione alle caratteristiche specifiche delle aste implicite per assegnazioni a breve termine».

Il primo ed attualmente più importante sistema di *market coupling* è quello tra Francia, Germania, Olanda, Belgio e Lussemburgo.

Oltre all'integrazione dei mercati dell'energia, assume sempre maggiore importanza l'integrazione fisica delle reti elettriche al fine di poterne migliorare la sicurezza anche in relazione alla maggior penetrazione delle fonti rinnovabili prevista nel sistema elettrico europeo.

All'interno dei circa trenta «progetti prioritari di interesse europeo» stabiliti dal Parlamento e dal Consiglio europeo in merito allo sviluppo delle reti elettriche transeuropee, 5 riguardano l'Italia:

– linea Linz (AT)-Cordignano (IT);
– linea Udine Ovest (IT)-Okroglo (SI);
– linea S. Fiorano (IT)-Nave (IT)-Gorlago (IT);
– linea Venezia Nord (IT)-Cordignano (IT);
– connessione elettrica tra la Tunisia e l'Italia.

Oltre a questi progetti prioritari ci sono anche altri progetti definiti di «interesse comune» per l'integrazione europea tra cui:

– nuova interconnessione tra Francia e Italia;
– linea Lienz (AT)-Cordignano (IT);
– connessione tra Somplago (IT)-Würmbach (AT);
– interconnessione Austria-Italia (Thaur-Bressanone) attraverso il tunnel ferroviario del Brennero;
– linea Udine Ovest (IT)-Okroglo (SI);
– nuova interconnessione Italia-Svizzera.

L'Italia è pertanto al centro dell'integrazione energetica europea e deve far proprio questo obiettivo industriale anche a livello politico.

Oltre agli indirizzi comunitari, numerosi studi sono stati realizzati al fine di migliorare le congestioni che la rete elettrica europea molto probabilmente dovrà affrontare nel prossimo futuro.

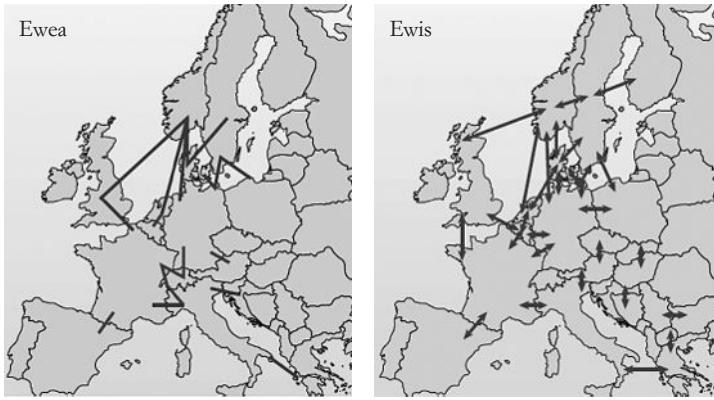


FIG. 1. Sviluppo delle interconnessioni di rete dell'energia eolica.

Tra questi si osservano due importanti studi condotti dall'Ewea e dall'Ewis in merito agli sviluppi della rete necessari al fine di dispacciare al meglio, e con economicità, i notevoli aumenti di energia eolica previsti nei prossimi anni in Europa.

Anche da questi studi si osserva l'importanza dell'Italia nello sviluppo di un sistema di interconnessioni europee.

2. *La rete gas*

2.1. *Situazione attuale in Italia*

Da anni appare chiaro che il sistema energetico italiano è fortemente incentrato sul gas naturale e pertanto, qualunque sia la politica energetica che il paese voglia adottare, è assolutamente prioritario garantire l'accessibilità e l'economicità di questa fornitura.

Dai dati mostrati nella tabella 3 si osserva che i principali paesi fornitori dell'Italia sono caratterizzati da un elevato rischio politico e pertanto l'importanza della diversificazione è prioritaria.

Le infrastrutture che maggiormente permettono la necessaria flessibilità sono i rigassificatori, mentre i gasdotti,

TAB. 3. *Evoluzione, importazione e produzione del gas in Italia (in miliardi di metri cubi)*

Punto di connessione rete	Gasdotto	Paese di connessione	Principali paesi	2008	2009	2010	% 2010 su totale immissioni
Gasdotti							
Tarvisio	Tag	Austria	Russia	24,6	22,9	22,5	27%
Mazara del Vallo	Tmpc (Transmed)	Tunisia	Algeria	24,8	21,7	26,3	32%
Passo Gries	Transitgas	Svizzera	Olanda, Norvegia	15,7	12,0	7,8	9%
Gela	Greenstream	Libia	Libia	9,9	9,2	9,4	11%
Gorizia		Slovenia	Croazia	0,1	0,1	0,1	0%
Totale Gasdotti				75,0	65,8	66,2	80%
Terminali Gnl							
Cavarzere (Rovigo)			Quatar		1,5	7,0	9%
Panigaglia			Algeria	1,5	1,3	2,0	2%
Totale Terminali Gnl				1,5	2,9	9,0	11%
Totale importazioni				76,5	68,7	75,2	91%
Produzione nazionale				9,1	8,2	8,1	10%
Stoccaggi				–1,1	0,8	–0,6	–1%
Totale immissioni				84,5	77,7	82,7	100%

Fonte: Rielaborazione su dati Snam Rete Gas.

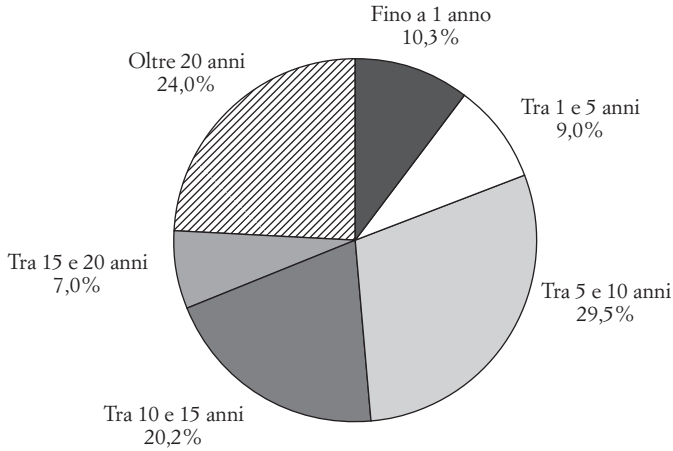


FIG. 2. Vita residua dei contratti di fornitura di gas in Italia.

Fonte: Elaborazione Aeeg su dichiarazioni degli operatori.

per loro natura, dopo la loro realizzazione garantiscono una limitata flessibilità operativa.

L'entrata in esercizio del rigassificatore di Cavarzere (Rovigo), oltre a permettere una immediata diversificazione grazie alle forniture dal Quatar (Quatar Petroleum è azionista di Adriatic Lng al 22%), quando sarà garantito anche l'accesso a terzi, permetterà, nel medio periodo, di accedere anche a forniture di altri paesi.

Passando all'analisi della durata della vita residua dei contratti in essere di fornitura di gas in Italia, si osserva che è fortemente sbilanciata verso lungo periodo, in quanto oltre il 30% dei contratti ha una durata maggiore di quindici anni, rendendo così più difficoltoso la possibilità di cogliere i mutamenti che si stanno verificando nel mercato del gas.

2.2. *Il contesto internazionale*

Nel corso del 2010, come negli anni precedenti, si osserva che i prezzi nei vari *hub* europei hanno evidenziato

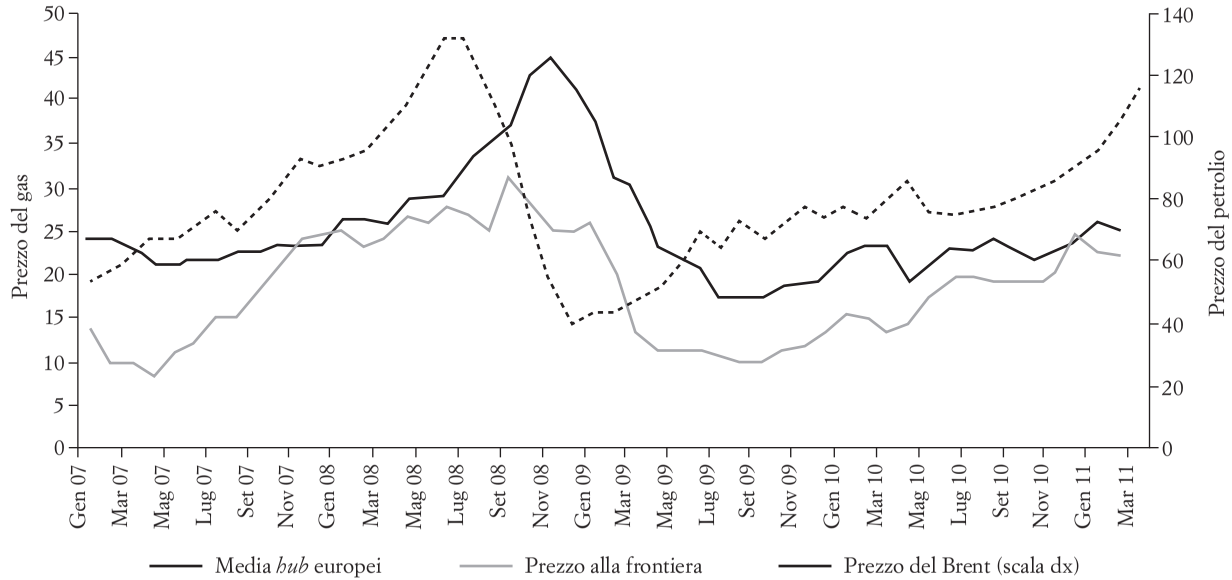


FIG. 3. Andamento del prezzo del gas in rapporto a quello del petrolio.

Fonte: Platts.

una stretta correlazione tra di loro e che il prezzo medio alle frontiere è abbastanza allineato con il prezzo del greggio, seppure con un ritardo attorno a sei mesi che riflette le formule di indicizzazione.

Il gas, ad esempio, ha raggiunto il prezzo massimo nel novembre 2008, contro un picco nel prezzo del greggio avvenuto a luglio. Anche il prezzo negli *hub* segue l'andamento del prezzo del greggio, ma con un ritardo più breve, attorno a tre mesi, e con una volatilità nettamente minore.

Tale correlazione, però, sembra sia destinata a diminuire (anche per gli effetti che lo *shale gas* potrebbe imprimere nel mercato internazionale del gas) con la progressiva scadenza dei contratti a lungo termine indicizzati al *brent*.

Lo shale gas. Lo *shale gas* è gas naturale, principalmente metano, contenuto in modo diffuso nelle rocce che per loro composizione sono classificate come scisti.

È trattenuto all'interno delle rocce in diversi modi: può essere distribuito nella massa della roccia, nelle fratture dei corpi rocciosi di maggiore dimensione o assorbito dalle sostanze organiche della roccia scistosa.

In generale i depositi di *shale gas* hanno una concentrazione in volume inferiore rispetto ai giacimenti tradizionali e si estendono per superfici molto maggiori.

Per liberare il gas imprigionato nella roccia è necessario creare alcune fratture nello strato roccioso che vengono realizzate tramite iniezioni d'acqua ad alta pressione unita a tensioattivi.

Le modalità con le quali si creano le fratture possono essere diverse a seconda della morfologia della massa rocciosa, della sua collocazione, e di come è trattenuto il gas.

Il principale mercato mondiale dello *shale gas* è rappresentato dagli Stati Uniti che detengono i tre quarti della produzione di gas non convenzionale del mondo. Oggi negli Usa la produzione di solo *shale gas* è dieci volte quella del 1990, raggiungendo quota 87,8 miliardi di metri cubi nel 2009, più del 14% della produzione interna di gas.

Dati recenti sull'impatto ambientale della produzione di metano da scisti (*shale gas*) evidenziano danni sull'am-

biente di notevole impatto. L'amministrazione Usa non ha modificato tuttavia il suo forte orientamento allo sviluppo della produzione di *shale gas*, data la rilevanza che ha assunto in termini di *import substitution*.

In uno studio del giugno 2010, il Massachusetts Institute of Technology ha infatti previsto che la percentuale dello *shale gas* sulla produzione nazionale raggiungerà il 40% nel 2050.

In soli quattro anni il gas non convenzionale ha ribaltato le previsioni in merito alla dipendenza energetica degli Stati Uniti; dal 2004 al 2009 le importazioni di gas per gli Stati Uniti si sono ridotte del 17,6% e secondo le stime del Dipartimento per l'energia si prevede una riduzione del 75% al 2030.

Lo sviluppo in Europa di questa tecnologia appare però molto più complesso.

Una maggiore densità abitativa, le peggiori condizioni geomorfologiche del territorio, nonché le maggiori paure di inquinamento delle falde acquifere, sono tutti fattori che ritardano lo sviluppo del gas non convenzionale in Europa, aumentando il rischio dell'investimento e rendendo conseguentemente meno conveniente l'estrazione.

Attualmente la Polonia è il paese europeo che sembra avere il maggior potenziale e una buona accettabilità sociale verso questa tecnologia.

I principali effetti che lo sviluppo dello *shale gas* può determinare nel mercato del gas sono una riduzione dei costi per i paesi importatori e auspicabilmente il disaccoppiamento tra i prezzi del petrolio e quelli del gas.

3. *I possibili sviluppi della rete di trasporto in Italia*

Il posizionamento dell'Italia nel cuore del Mediterraneo e la forte esposizione verso il gas in termini di fonte primaria per la produzione di energia elettrica, in specie dopo l'abbandono del nucleare, dovrebbero rendere l'Italia un *hub* per il gas a livello europeo, facendo assumere al nostro paese un forte ruolo strategico in ambito europeo.

Condizione necessaria per far sì che questo avvenga è la dotazione delle infrastrutture necessarie, principalmente i rigassificatori, che permettano di sfruttare tutte le potenzialità del mercato internazionale del gas.

I progetti di rigassificazione attualmente in fase di autorizzazione sono 12, con una capacità complessiva pari a circa 90 miliardi di metri cubi.

Difficilmente tutta questa capacità sarà realizzata per motivi autorizzativi ed economici, ma l'interesse dei promotori di queste iniziative (tutti importanti operatori del mercato energetico italiano ed europeo) dimostra che la possibilità di far diventare l'Italia un importante *hub* europeo del gas è una possibilità concreta.

Escludendo i megaprogetti North Stream, South Stream e Nabucco le cui implicazioni geopolitiche, oltre che energetiche, sono evidenti su entrambi i lati dell'Atlantico, i gasdotti in progetto e in fase di valutazione in Italia sono:

– Tap (Trans Adriatic Pipeline): collegamento Grecia-Albania-Italia con una capacità nominale di 10/20 miliardi di mc/anno;

– Igi (Interconnector Italia Grecia): collegamento Grecia-Italia con una capacità nominale di 8,8 miliardi di mc/anno;

– Galsi: collegamento Algeria-Italia con una capacità nominale di 8-10 Gmc/anno;

– Tgl (Tauern Gas Leitung): collegamento Germania-Austria-Italia con una capacità nominale di 11,4 Gmc/anno.

4. *Le rinnovabili*

4.1. *Le ultime novità normative*

La recente approvazione del d.lgs. di *Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia rinnovabili* è destinata a determinare un notevole cambiamento nel sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili. Purtroppo non risponde efficacemente alle richieste

di chiarezza, visibilità e ragionevole certezza di cui l'industria rinnovabile necessita per programmare i propri investimenti; investimenti che rappresentano il cardine per il raggiungimento degli obiettivi europei con i conseguenti benefici ambientali ed economici (creazione di nuovi posti di lavoro, sviluppo di nuove tecnologie e assenza di sanzioni europee) che ne deriverebbero.

Vista la totale mancanza di certezza in merito agli incentivi che il settore riceverebbe dal 2013 in poi, in attesa dei decreti attuativi attesi per fine settembre 2011 e non ancora emessi ad oggi, si osserva e soprattutto si osserverà nei prossimi mesi un sostanziale blocco degli investimenti a cui si aggiungerà il tempo necessario per il sistema bancario di recepire e internalizzare le novità che ogni cambiamento regolamentare comporta.

Questa incertezza colpirà principalmente gli operatori industriali di media e piccola grandezza, creando le condizioni per le quali anche il settore delle rinnovabili diventi un oligopolio degli stessi attori che dominano il settore delle energie convenzionali.

Infine il decreto legislativo perpetua ingiustamente ancora per qualche anno diverse rendite, ad esclusione dell'import rinnovabile, e sposta l'onere del sistema dei Certificati verdi dai consumatori di combustibili fossili ai consumatori in generale.

Questa scelta di politica economica, oltre a generare lecitamente qualche dubbio dal punto di vista etico, riduce anche lo stimolo ai produttori di energia fossile ad ammodernare il parco produttivo, con i relativi benefici ambientali che ne deriverebbero.

L'esperienza europea in merito al sistema delle aste per l'assegnazione degli incentivi per le fonti rinnovabili (sistema che caratterizzerà l'assegnazione degli incentivi per gli impianti che entreranno in produzione dal 2013) è stata disastrosa.

I pochi paesi europei che avevano implementato un sistema di aste per gli impianti on shore, dopo aver riscontrato risultati estremamente negativi, hanno successivamente deciso abbandonarlo.

A queste condizioni e con questi effetti, il recepimento della direttiva 20-20-20, da potenziale strumento per il definitivo assestamento del quadro regolatorio, diventerebbe un'ulteriore occasione persa per il settore e per il paese.

Per una crescita industriale di un sistema di imprese per la produzione di energia da fonti rinnovabili sono essenziali:

– la stabilità e la prevedibilità del quadro normativo che disciplina gli incentivi, specie per le iniziative in esercizio o già avviate;

– un maggior livello di chiarezza, di accessibilità e di certezza delle procedure, eliminando le storture delle frammentazioni normative a livello locale.

L'esperienza degli ultimi anni ha infatti mostrato con chiarezza come le continue modifiche ai sistemi vigenti abbiano in definitiva non solo inasprito le difficoltà di accesso al credito e più in generale di programmazione degli operatori, ma anche, in ultima istanza, comportato maggiori costi sul sistema.

La sostenibilità sociale riguarda l'impatto dei meccanismi di promozione delle rinnovabili sui consumatori finali e la loro coerenza con le scelte di politica economica e industriale.

Assume pertanto un ruolo determinante anche il contenimento del costo sostenuto per tale promozione mediante la modulazione degli incentivi in funzione delle riduzioni dei costi di investimento e dei correlati costi di produzione dell'energia.

4.2. *Una proposta per il sistema incentivante*

Avendo deciso di abbandonare, invece di riformare, il sistema dei Certificati verdi, l'idea di puntare verso un sistema, le aste, che ha già ampiamente dimostrato la propria inefficacia nello sviluppo delle fonti rinnovabili, appare in totale controtendenza con gli obiettivi assunti in sede europea che prevedono un aumento del 54% della potenza installata rinnovabile in 10 anni.

Quello che oramai è assodato per tutti gli operatori di mercato in Italia ed in Europa, ma non ancora al legislatore italiano, è che lo strumento più efficace ed efficiente è un incentivo di tipo *feed-in premium* ossia un incentivo fisso che valga per tutta la vita operativa dell'impianto.

Questo incentivo deve essere periodicamente rivisto (abbassato) per tener conto dei cambiamenti (riduzioni) nel tempo del costo delle diverse tecnologie rinnovabili in modo da garantire un rendimento sul capitale investito pari a circa l'8%.

4.3. *Cenni su ricerca, sviluppo e innovazione in tema di produzione di energia da fonti rinnovabili e da fonti tradizionali*

Il tema è vasto. Si sottolineano solo alcuni aspetti, sui quali riflettere per formulare proposte concrete.

Eolico

L'Italia aveva un'attività produttiva di turbine eoliche a Taranto (Finmeccanica), ceduta anni orsono alla Vestas, azienda danese, leader mondiale del settore.

Ora, a livello nazionale, troviamo significative presenze industriali manifatturiere di parti delle turbine: moltiplicatori di giri nella navicella, trasformatori, inverter, cabine elettriche, sottostazioni, flange per le torri.

Molti di questi manufatti italiani vengono forniti «assemblati» nella fornitura principale dalle case estere.

Sembra tardi per avviare una filiera completa italiana; sembra più utile concentrarsi su alcuni temi rilevanti di parti d'impianto, quali:

– pale e materiali per le stesse; materiali termoplastici e di rinforzo; profili aerodinamici a pala fissa ed ottimizzazioni relative alla resistenza meccanica, alla turbolenza ed al *wind shear*;

– *inverters* a maggiore efficienza meno sensibili alla temperatura e/o sistemi di raffreddamento;

– modelli matematici e software previsionale a 5 giorni in funzione di previsioni attendibili di ventosità puntuale «turbina per turbina», al fine di rendere programmabile la produzione da fonte eolica;

– integrazione con gruppi elettrogeni alimentati da biocarburanti al fine di stabilizzare, almeno parzialmente, l'immissione di potenza in rete;

– integrazione con sistemi di accumulatori di potenza di nuova concezione, che possano consentire lo stoccaggio di decine di MWh a costi accettabili. Gli accumulatori in questione richiedono una ricerca di base ed applicata in collaborazione con i principali Politecnici del paese, in particolare con gli istituti di elettrochimica e di scienza dei materiali.

Solare

Fotovoltaico. Una filiera industriale completa a partire da moduli di silicio è ormai non più realizzabile.

L'unica iniziativa industriale in grado di competere sul mercato internazionale è quella di Stm-Enel Green Power-Sharp, dedicata alla produzione di pannelli in silicio a film sottile.

La produzione di pannelli in silicio cristallino e policristallino è fuori portata, non avendo una produzione nazionale di silicio puro. In verità, esiste uno stabilimento in Italia, ex Montedison, in Provincia di Bolzano, di proprietà delle Mcm, multinazionale Usa. Il mercato mondiale è dominato dalla Cina, che ha costruito una enorme capacità produttiva di wafer di silicio puro, con un livello di costi di produzione irraggiungibile per altri.

È possibile integrare una filiera parziale con componenti elettriche ed elettromeccaniche nazionali, così come con sistemi di software di gestione, monitoraggio e controllo.

Sul piano invece delle possibili tecnologie alternative per la produzione di energia da fonte fotovoltaica, alcune Università italiane si stanno dedicando alla messa a punto di sistemi fotovoltaici con rivestimenti di materiali orga-

nici, di diverse tipologie di fotovoltaico a concentrazione (concentrazione della luce solare con lenti o specchi), utilizzando materiali a tripla o quadrupla giunzione (gallio, indio, selenio, ecc.). Questo ultimo tema è di indubbio interesse, potendo associare alla produzione di energia elettrica la produzione di acqua calda per usi domestici; occorre valutarne le potenzialità, la scalabilità, l'efficienza nel tempo e la sostenibilità, con incentivi molto ridotti o annullabili in un'ottica di *grid parity* (vedi *supra*).

Solare termodinamico. In questo ambito esistono tecnologie, materiali e know how sviluppati in Italia, che potrebbero dare luogo ad una filiera di indubbio interesse, con innovazioni di buon valore.

In particolare, questi sistemi (parabole che concentrano la luce solare su tubi nei quali scorrono sali fusi ad alta temperatura, che scambiano calore per produrre vapore ad alta temperatura e pressione, atto ad azionare una turbina), hanno il pregio di superare la discontinuità della produzione attraverso l'accumulo di calore che viene garantito dai sali fusi.

La possibile filiera potrebbe attivare un buon numero di commesse internazionali nei paesi con una elevata insolazione e carenti di materie prime fossili.

Biocarburanti

Etanolo di seconda generazione. Sono in fase di industrializzazione, da parte di un'industria italiana, dei metodi di fermentazione della cellulosa e della emicellulosa da selezionate colonie di batteri, che consentirebbero la produzione a costi industrialmente accettabili di etanolo da destinare ad usi chimici o ad autotrazione.

È di indubbio interesse l'indotto sul piano agroindustriale, poiché sarebbero destinate a tale produzione colture agro energetiche dedicate, non in competizione con il ciclo agroalimentare (miscanto, canna comune, sorgo fibroso, ecc.).

Iniziative di questo tipo assumono particolare rilevanza per potere dare un utilizzo economico alle aree agricole inutilizzate, e potrebbero complementare il reddito degli agricoltori al momento della cessazione degli incentivi per l'agricoltura che ora son previsti dalla Politica agricola comunitaria (Pac).

Olio di pirolisi. È in fase di industrializzazione da parte di un'industria italiana un impianto di produzione di olio combustibile prodotto da scarti di legname (scarti del taglio tecnico e della pulizia del sottobosco), attraverso la produzione di olio di pirolisi con un processo di pirolisi rapida.

Il combustibile così prodotto azionerà dei gruppi elettrogeni che produrranno energia elettrica e calore.

L'indotto agroindustriale anche in questo caso assume particolare interesse, potendo generare occupazione a livello locale, ancorché a bassa qualificazione.

Oli combustibili da alghe. Sono in corso numerose sperimentazioni (Eni) per la messa a punto di alghe, sia in acqua dolce che in acqua di mare, in grado di produrre quantità massive di oli, con rese per ettaro di diverso ordine di grandezza rispetto alle produzioni in terra e non sottraendo terreno alla catena alimentare.

Lo sforzo di Ricerca e Sviluppo necessario è ancora rilevante, ma il tema si presenta di grande interesse.

Sistemi per la produzione di idrogeno e per il suo utilizzo

Produzione di idrogeno utilizzando energia elettrica da fonte discontinua, eolica in particolare. Sono in corso numerosi tentativi, anche da parte di Politecnici italiani, per la messa a punto di sistemi di elettrolisi efficienti. Allo stato i costi di produzione non sono economici, ma il tema merita investimenti di ricerca e sviluppo adeguati. In particolare meritano attenzione i temi di:

– produrre metano da idrogeno e anidride carbonica, accoppiando la produzione di idrogeno con il recupero dei

fumi di combustione di un impianto di combustione di carburanti fossili (tema su cui lavorano istituti di ricerca negli Usa e in Germania (Audi), per i quali esistono in Italia competenze di pregio in alcuni Politecnici nazionali);

– produrre metanolo da idrogeno e gas di sintesi, sulla scorta di un tema di ricerca e sviluppo in corso negli Usa, e che ancora una volta potrebbe vedere alcuni dei nostri Politecnici collaborare con competenza.

L'elenco potrebbe seguitare, ma la finalità di questa elencazione non è quella di esaurire l'argomento (anche per le limitate conoscenze di chi scrive).

Si vuole sottolineare che è possibile scegliere alcuni – pochi – temi, su cui concentrarsi per sviluppare una politica industriale che qualifichi il nostro paese in un settore in cui l'innovazione di prodotto e di processo rappresenta il futuro, per l'industria e per le nostre scuole ed Università.

Occorrono strumenti idonei a sostenere un programma strategico-industriale per l'Italia: non dobbiamo inventarli. Basta rifarsi ad esperienze e metodologie che altri utilizzano o ad esperienze italiane degli anni passati.

Il Fondo per la Ricerca e Sviluppo gestito dall'Imi (allora 100% della Cassa di Depositi e Prestiti), ha dato ottimi risultati e a costi accettabili; perché non rivitalizzare un'esperienza positiva?

Le Università Usa (Stanford, Berkeley, John Hopkins), l'Imperial College di Londra in associazione con le Università di Cambridge e di Oxford hanno dato vita a società di sviluppo delle tecnologie messe a punto dalle rispettive Università, creando delle società d'investimento in grado di mobilitare imprese e capitali.

Non si tratta sempre di strumenti grandi; si va complessivamente da capitali di dotazione per le società promotrici da 30 a 150 milioni di euro. Il meccanismo è quello di mettere piccole somme in società di scopo in cui fare entrare imprese interessate allo sviluppo delle tecnologie, accedendo alla quotazione quando necessario o opportuno.

Al riguardo si ha notizia di imprese italiane che intendono avviare un percorso analogo a quello descritto, associandosi ad alcune delle istituzioni internazionali prima citate.

Appendice

Certificati verdi, evoluzione della normativa e note di commento

Il sistema dei Certificati verdi è stato introdotto dal decreto Bersani (d.lgs. 79/1999) ed ha successivamente subito diversi cambiamenti, anche strutturali, a livello normativo e di mercato.

Il ricavo derivante dalla vendita di questi titoli rappresenta l'incentivo alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

Separatamente dalla vendita dei Certificati verdi, la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, fornisce la seconda voce di ricavo per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, destinata a rimanere l'unica voce di ricavo al termine del periodo di incentivazione.

Si sottolinea il fatto che la finanziaria 2008, ad esclusione di alcuni specifici casi, ha sancito il divieto di cumulo, ossia l'incompatibilità dei Certificati verdi con «incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in Conto energia, in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata».

Il meccanismo dei Certificati verdi individua nei produttori o importatori di energia elettrica i soggetti obbligati a immettere in rete nell'anno successivo a quello di riferimento una percentuale crescente di energia elettrica da fonti rinnovabili (originariamente il 2%) per garantire che il paese raggiungesse i target assunti.

Qualora i soggetti obbligati non ottemperassero all'obbligo con produzione propria, sono obbligati ad acquistare i titoli equivalenti (Certificati verdi), attestanti la produzione da parte di terzi di energia elettrica pari a quella di cui il soggetto inadempiente è rimasto scoperto.

Ulteriore possibilità è data al Gse (società di servizi interamente posseduta dal Ministero dell'Economia), di vendere e di acquistare Certificati verdi al fine di garantire ai soggetti obbligati che il prezzo dei Certificati verdi sia in equilibrio (tra domanda e offerta) ed ai produttori di Certificati verdi che, fino al raggiungimento dell'obiettivo comunitario, vi sia un mercato adeguato.

Il Gse di fatto avrebbe dovuto agire quale soggetto di garanzia per il mercato dei Certificati verdi (l'uso del condizionale viene spiegato nel seguito) affinché un eccesso di domanda o di offerta dovuta a fluttuazioni imputabili a situazioni contingenti, non generassero situazioni di speculazione, salvo poi compensare vendite e acquisti su base triennale.

La legge finanziaria 2008 ha apportato alcune modifiche sostanziali allo schema descritto.

Le principali novità introdotte in tema di Certificati verdi sono due:

– il periodo di incentivazione è aumentato a quindici anni per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007;

– il numero dei Certificati verdi attribuiti all'energia prodotta viene differenziato a seconda della fonte rinnovabile.

Un'altra novità molto importante istituita dalla legge finanziaria 2008 è la nuova modalità di calcolo del prezzo di offerta dei Certificati verdi da parte del Gse, che in caso di mercato corto (domanda superiore all'offerta), rappresenta il prezzo di riferimento: a partire dal 2008 i Certificati verdi sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente.

Il prezzo dei Certificati verdi del Gse rappresenta un prezzo massimo per l'intero mercato.

Mentre fino al 2005, a causa della scarsità di offerta, i Certificati verdi venivano scambiati a un prezzo prossimo a quello del Gse, dall'anno 2006 l'offerta di Certificati verdi da parte dei produttori qualificati ha superato la corrispondente richiesta necessaria alla copertura dell'obbligo, determinando una diminuzione del loro valore.

Per limitare l'eccessiva perdita di valore dei Certificati verdi in situazioni di eccesso di offerta, (eccesso di offerta che come si vedrà nel seguito deriva da un complesso di deroghe, che fanno uno «sconto» del 35% sul quantitativo di Certificati verdi di cui si dovrebbero fare carico i produttori di energia da fonte fossile), sono state introdotte due disposizioni normative.

La prima disposizione, contenuta nella legge finanziaria 2008, prevede che dal 2008, su richiesta dei produttori, il Gse ritiri i Certificati verdi in scadenza nell'anno a un prezzo pari al prezzo medio registrato l'anno precedente effettuate sia sulla borsa del Gme sia mediante contrattazioni bilaterali.

La seconda disposizione, introdotta dal d.m. 18 dicembre 2008, stabilisce che nel triennio 2009-2011, su richiesta dei detentori, il Gse ritiri i Certificati verdi rilasciati per le produzioni relative agli anni fino al 2010 ad un prezzo pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro.

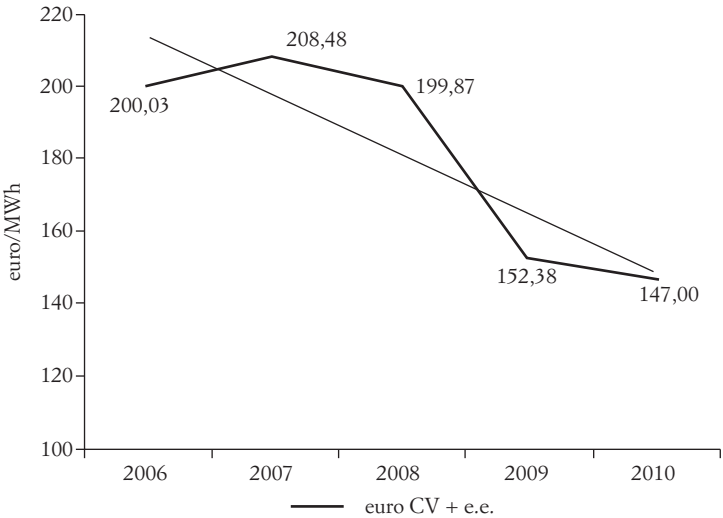


FIG. A1. Remunerazione energia elettrica e CV.

È necessario precisare che il Gse «scarica» poi sui consumatori gli oneri relativi ai Certificati verdi eccedenti (voce A3 della tariffa elettrica in bolletta). L'insieme di sconti e deroghe genera quindi un trasferimento dell'onere di acquisto dei Certificati verdi (eccedenti la domanda a seguito della artificiale compressione della stessa) dai produttori da fonte fossile ai consumatori, come evidenziato e motivato di seguito.

Per la produzione 2009 il prezzo di ritiro dei Certificati verdi da parte del Gse in attuazione di tale disposizione è pari a 88,91 euro/MWh al netto di Iva, corrispondente al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di tutti i certificati registrate dal Gme nel triennio 2007-2009.

Nonostante i correttivi messi in atto per evitare il crollo del prezzo dei Certificati verdi, il trend della remunerazione complessiva (Energia elettrica più Certificato verde) negli ultimi anni è drasticamente diminuito.

Squilibrio domanda e offerta dei Certificati verdi

I primi anni del mercato dei Certificati verdi (2002-2004) sono stati caratterizzati da un eccesso di domanda, seguiti prima

da un sostanziale equilibrio negli anni (2005-2007) e successivamente (2008 fino ad oggi) da un consistente eccesso di offerta.

L'eccesso di offerta di Certificati verdi in un paese che all'interno del proprio Piano nazionale d'azione prevede il raggiungimento dei propri obiettivi europei anche mediante il trasferimento statistico di energia (di fatto si tratta di un «acquisto di carta» del surplus produttivo di altri paesi) rappresenta di per sé un corto circuito logico derivante dal non corretto funzionamento del sistema.

Gli effetti di un sistema palesemente inefficiente, oltre a generare degli extracosti per i consumatori, non permette all'industria rinnovabile di svilupparsi come il regolatore europeo e nazionale prevedono, prefigurando le inevitabili sanzioni che saranno applicate in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi.

La domanda dei Certificati verdi

La domanda di Certificati verdi è determinata sulla base di una quota d'obbligo (percentuale) da applicare alla energia elettrica non rinnovabile prodotta o importata nell'anno precedente.

Tale principio è però gravato da diverse esenzioni che rendono l'ammontare di energia soggetta all'obbligo eccessivamente esiguo. Tra esse le principali sono:

– la cogenerazione;

– alcune franchigie (e.g. produzioni e importazioni inferiori a 100 GWh);

– le importazioni rinnovabili (esenzione sostanzialmente eliminata con il nuovo decreto legislativo recentemente approvato).

La somma di queste esenzioni e franchigie fanno complessivamente diminuire il quantitativo di energia su cui applicare la percentuale d'obbligo (dati dell'anno 2009), da circa 290 TWh (considerando la produzione non rinnovabile italiana e gli import di energia rinnovabile) a circa 187 TWh determinando un livello di esenzioni superiore al 35%.

All'interno delle esenzioni si nota che circa il 20% della produzione elettrica da fonte fossile, in quanto in cogenerazione, è esentata interamente dall'acquisto di Certificati verdi.

L'esenzione della cogenerazione è un tema lungamente dibattuto e dovrebbe riguardare solo la cogenerazione veramente

TAB. A1. *Calcolo energia da fonti rinnovabili da immettere in rete nel 2009*

Produttori	GWh	%
Produzione non rinnovabile	*242.239*	*100,0*
Franchigia a produzioni < 100 GWh	–7.568	–3,1
Esenzione cogenerazione	–46.087	–19,0
Altre franchigie/esenzioni	–4.495	–1,9
Energia soggetta all'obbligo	*184.089*	*76,0*
Percentuale d'obbligo	4,55%	
Energia rinnovabile da immettere	8.376	
N. CV da acquistare	*8.376.047*	

Importatori	GWh	%
Importazione totale	*47.647*	*100,0*
Franchigia importazioni < 100 GWh	–3.619	–7,6
Importazioni esenti (rinnovabili)	–31.637	–66,4
Altre franchigie/esenzioni	–9.535	–20,0
Energia soggetta all'obbligo	*2.856*	*6,0*
Percentuale d'obbligo	4,55%	
Energia rinnovabile da immettere	130	
N. CV da acquistare	*129.948*	

Totale	GWh	%
Energia potenzialmente soggetta	*289.886*	*100,0*
Franchigia prod./import < 100 GWh	–11.187	–3,9
Esenzione cogenerazione	–46.087	–15,9
Importazioni esenti (rinnovabili)	–31.637	–10,9
Altre franchigie/esenzioni	–14.030	–4,8
Energia soggetta all'obbligo	*186.945*	*64,5*
Percentuale d'obbligo	4,55%	
Energia rinnovabile da immettere	8.506	
N. CV da acquistare	*8.505.995*	

Fonte: Gse, Bollettino Fonti Rinnovabili 2009.

ad alto rendimento, mentre nella pratica tutta la cogenerazione è esentata dall'obbligo.

Un'altra importante distorsione della domanda che per anni ha caratterizzato il mercato dei Certificati verdi riguarda l'importazione che, sulla base degli ultimi dati disponibili, è «dichiarata» come rinnovabile per oltre il 65% determinando una rendita che finisce per avvantaggiare la produzione rinnovabile estera. I quantitativi di energia rinnovabile importati sono calcolati in valore assoluto, in luogo di calcolarla sulla percentuale di energia rinnovabile prodotta all'interno di un paese della UE, in rapporto all'intera produzione elettrica.

TAB. A2. *Emissione di Certificati verdi per categoria di intervento (migliaia)*

Intervento	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Potenziamento	179	115	726	283	210	166	704	1.114
Rifacimento	11	11	24	41	83	204	394	496
Rifacimento parziale	135	330	529	1.026	1.441	1.771	2.310	3.592
Riattivazione	41	68	87	119	225	234	274	320
Nuova costruzione	504	905	1.624	2.758	3.848	5.205	6.615	10.989
Altro	56	102	92	152	163	188	90	112
Totale	927	1.531	3.083	4.378	5.969	7.768	10.388	16.623

In definitiva, ne risultava che i kWh verdi prodotti in Francia o in Svizzera, erano venduti in Italia, mentre i kWh da nucleare o da fonte fossile venivano consumati in Francia o Svizzera.

L'offerta di Certificati verdi

Nel 2009 l'offerta dei Certificati verdi è stata principalmente costituita da impianti idroelettrici (38% del totale) e da impianti eolici (32% del totale).

Le anomalie lato offerta

Il caso dei rifacimenti parziali dell'idroelettrico

L'offerta dei Certificati verdi ha risentito, e risentirà fino a quando il sistema sarà ancora vigente, dei Certificati verdi riconosciuti al rifacimento parziale degli impianti idroelettrici. Infatti il rifacimento parziale di un impianto idroelettrico esistente era realizzabile nel caso in cui l'impianto sia entrato in esercizio da almeno 15 anni, qualora abbia una potenza nominale media annua inferiore a 10 MW, ovvero da almeno 30 anni, qualora abbia una potenza nominale media annua uguale o superiore a 10 MW, e si prevede la completa sostituzione con nuovo macchinario di tutti i gruppi turbina-alternatori esistenti. Soddisfatti i precedenti requisiti, nel caso in cui il costo dell'intervento sia maggiore di 2 milioni di euro/MW, si ha diritto a 90 Certificati verdi ogni 100 MWh prodotti e quindi sul 90% della produzione idroelettrica «vecchia» e nuova.

Questa norma ha di fatto stravolto la ratio dei meccanismi di incentivazione in quanto la concessione degli incentivi do-

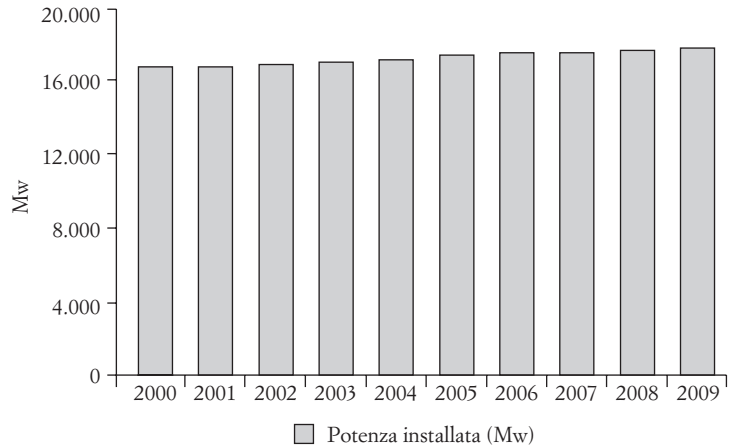


FIG. A2. Evoluzione della potenza installata idroelettrica.

veva essere riconosciuta solo per le iniziative che aumentassero la produzione di energia rinnovabile.

Il riconoscimento del 90% dei Certificati verdi, praticamente come se fosse interamente nuovo, in realtà incentiva delle produzioni che non sono interamente incrementali e quindi è in contraddizione con la direttiva europea che invita i Paesi membri ad incentivare esclusivamente la produzione incrementale di energia idroelettrica, ossia quegli aumenti di produzione di energia rinnovabile che permetteranno di raggiungere gli obiettivi assegnati.

Nei fatti circa il 40% dei Certificati verdi totali offerti è relativo all'idroelettrico, senza che negli ultimi 10 anni sia avvenuto un significativo aumento della potenza incrementale (non a caso sulla base degli ultimi dati disponibili, circa il 50% dei Certificati verdi rilasciati per la produzione idroelettrica appartengono appunto ai rifacimenti parziali).

Il caso del teleriscaldamento

All'interno della legge n. 239 del 23 agosto 2004 (c.d. legge Marzano) era stato introdotto il diritto all'ottenimento dei Certificati verdi anche per l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente

alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per lo stesso.

Successivamente, il d.lgs. n. 20 dell'8 febbraio 2007 ha limitato il diritto di emettere i Certificati verdi per gli impianti autorizzati, costruiti o i cui lavori siano effettivamente iniziati prima del 31 dicembre 2006 ed entrino in produzione entro il 31 dicembre 2008.

Anche in questo caso si è comunque in presenza di un effetto distorsivo, simile per natura e per incongruità al Cip 6 per le fonti fossili definite come «assimilabili alle rinnovabili».

Mancato spostamento dell'obbligo di acquisto dei Certificati verdi dai produttori di energia fossile ai distributori di energia

Il decreto sviluppo del 2009 «allo scopo di rendere più efficiente il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili» aveva introdotto il trasferimento dell'obbligo di acquisto dei Certificati verdi dai produttori e importatori ai distributori di energia elettrica.

La norma aveva come evidente obiettivo il riequilibrio del sistema dei Certificati verdi che, invece, evidenzia un loro strutturale eccesso di offerta (generato sostanzialmente dal sistema di esenzioni, deroghe ed agevolazioni prima illustrati), chiaramente incompatibile sia sul piano logico che su quello pratico, in quanto l'Italia è ben distante dagli obiettivi assunti in sede europea sulla base della direttiva 20-20-20.

Questo cambiamento avrebbe garantito in modo praticamente automatico due importanti benefici:

– il riequilibrio di domanda e offerta dei Certificati verdi;

– l'eliminazione delle rendite implicite che gravano attualmente sul sistema elettrico di cui si avvantaggiano tutti i produttori di energia esentati dall'acquisto dei Certificati verdi (principalmente i cicli combinati o i vecchi impianti idroelettrici già ammortizzati).

L'applicazione del suddetto decreto è stata prima posticipata di un anno (legge 166/2009) e successivamente definitivamente abrogata (legge c.d. «quote CO_2»), sostanzialmente sulla base di una pretestuosa difficile applicabilità e di una discutibile invarianza degli effetti finali.

Entrambe le giustificazioni appaiono pretestuose in quanto l'acquisto dei Certificati verdi anche da parte delle piccole municipalizzate non sarebbe stato un onere operativo particolarmente

complesso da gestire o comunque non più difficile delle normali attività e obblighi attualmente a carico di questi soggetti.

Anche l'invarianza degli effetti finali appare pretestuosa, anzi i benefici che ne sarebbero derivati sarebbero stati rilevanti. Infatti la vera motivazione alla base dell'abrogazione del passaggio dell'obbligo di acquisto dei Certificati verdi dai produttori ai distributori è da ricercarsi nell'azzeramento di tante rendite di posizione di cui beneficiano coloro che sono attualmente esentati dall'acquisto.

Il beneficio non è legato solo al mancato costo di acquisto dei Certificati verdi, ma anche ad una maggiore possibilità di dispacciare (vendere) l'energia grazie ad una struttura dei costi che non include quello relativo ai Certificati verdi, andando potenzialmente a modificare l'ordine di merito degli impianti.

Di fatto l'invarianza non solo non c'è, ma si può riscontrare che se il decreto poi abrogato fosse stato applicato, l'onere che il Gse avrebbe ribaltato sui consumatori sarebbe stato enormemente inferiore.

In realtà lo spostamento dell'obbligo dai produttori e importatori ai distributori di energia elettrica rappresenta una soluzione equa e trasparente, correggendo in modo pressoché automatico la principale distorsione dell'attuale sistema, permettendo l'eliminazione del complesso sistema di franchigie ed esenzioni che nel 2009 hanno di fatto ridotto di circa il 35% la domanda di Certificati verdi rispetto al totale della produzione non rinnovabile italiana e delle importazioni.

La tabella A3 illustra come il passaggio dell'obbligo dell'acquisto dei Certificati verdi ai distributori avrebbe nel breve periodo di fatto azzerato l'attuale surplus (pari a circa il 50% dell'offerta) e successivamente sarebbe stato, come nei primi anni di vita del sistema, un ricavo netto per il Gse.

Ulteriori criticità per un corretto sviluppo delle energie rinnovabili in Italia

Le autorizzazioni e il ruolo degli Enti locali

L'adozione delle Linee Guida previste dal d.lgs. 387/2003, art. 12, avvenuta il 10 settembre 2010, rappresenta un passo molto importante verso una maggiore uniformità di approccio, maggiore trasparenza e controllabilità dei processi autorizzativi.

TAB. A3. *Domanda e offerta dei CV in caso di passaggio dell'obbligo ai distributori*

Anno	Consumi elettrici (TWh)[a]	Anno obbligo	Energia soggetta ad obbligo (TWh)	Quota d'obbligo[b] (%)	Domanda CV (m)	Offerta CV (m)	Surplus (deficit) CV (m)
2007	319,0	2008	319,0	3,80	12,1	10,3	(1,8)
2008	319,0	2009	319,0	4,55	14,5	16,6	2,1
2009	299,9	2010	299,9	5,30	15,9	17,7	1,8
2010	300,8	2011	300,8	6,05	18,2	19,3	1,1
2011	308,4	2012	308,4	6,80	21,0	21,6	0,7
2012	314,3	2013	314,3	7,55	23,7	24,0	0,3
2013	320,6	2014	320,6	8,30	26,6	27,1	0,5
2014	327,3	2015	327,3	9,05	29,6	29,9	0,3
2015	334,5	2016	334,5	9,80	32,8	32,1	(0,7)
2016	341,9	2017	341,9	10,55	36,1	34,5	(1,6)
2017	349,7	2018	349,7	11,30	39,5	36,8	(2,8)
2018	357,8	2019	357,8	12,05	43,1	38,8	(4,3)
2019	366,7	2020	366,7	12,80	46,9	40,7	(6,3)
2020	375,9	2021	375,9	13,55	50,9	42,5	(8,5)

[a] Al netto delle perdite di rete.
[b] Si ipotizza la proroga dell'aumento della quota d'obbligo dello 0,75% annuo anche dopo il 2012.

Tuttavia è da osservare che il raggiungimento di un processo di autorizzazione più efficiente potrà avvenire solo attraverso una coerente traslazione dei principi delle Linee Guida a livello locale ad opera delle Regioni. Si rende quindi necessario un attento monitoraggio dell'effettiva attuazione delle predette Linee Guida:

– riducendo le peculiarità/difformità negli iter amministrativi regionali/provinciali allo scopo di ridurre il costo «indotto» sopportato dalle imprese del settore, dovuto alle ricorrenti differenziazioni regionali;

– riducendo l'incertezza e la vulnerabilità del processo autorizzativo;

– in definitiva consentendo alle imprese una migliore pianificazione del proprio sviluppo e garantendo una migliore qualità dei progetti presentati.

La soluzione prospettata è la realizzazione di quella tanto attesa politica di indirizzo ed incentivazione condivisa e volta a favorire lo sviluppo e la competitività di un'industria italiana delle fonti rinnovabili.

A tal fine è necessario intraprendere anche azioni di comunicazione e formazione verso amministratori pubblici, funzionari degli Enti locali, comunità locali e cittadini: un'informazione rigorosa, referenziata e concordata tra gli enti di riferimento e i movimenti per la difesa dell'ambiente, che fornisca elementi condivisi per il conseguimento del consenso locale e dello sviluppo della domanda (e non, al contrario, del rifiuto) di sostenibilità energetica.

Come stimolo alla creazione di un processo virtuoso di coinvolgimento degli Enti locali appare necessaria la risoluzione dei seguenti nodi:

– definizione chiara del principio che l'obiettivo nazionale di quota di energia rinnovabile al 2020 debba essere raggiunto attraverso la sommatoria di realistici ma impegnativi obiettivi regionali, discussi e concordati attraverso un chiaro meccanismo di *burden sharing*. Tale meccanismo dovrà tenere in conto sia delle specifiche e differenti vocazioni territoriali all'impiego delle diverse fonti rinnovabili, che dei loro potenziali (da esprimersi in potenza elettrica rinnovabile da raggiungere in tempi certi e non in potenziali massimi invalicabili);

– l'introduzione di un sistema incentivante che premi in modo chiaro e certificabile le Regioni virtuose e che altrettanto penalizzi le Regioni non virtuose.

Note di commento aggiornate ad oggi

Il sistema dei Certificati verdi è stato superato con il d.lgs. 28 marzo 2011, con il quale si prevede il passaggio dal 2016 al sistema della *feed-in tariff*. I regolamenti attuativi, come già accennato, ad oggi non sono ancora stati emessi.

STELIO MANGIAMELI

REGIONI E DISCIPLINA DELL'ENERGIA

1. *Premessa: i limiti del quadro costituzionale*

Un dato incontrovertibile è che la revisione del Titolo V ha affidato alle Regioni, sia pure nell'ambito della competenza concorrente, la materia della «produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia».

Il significato di questa materia non appare controverso e, per essa, l'intera politica energetica del paese dovrebbe essere affidata alle Regioni (legislazione e amministrazione), con la sola eccezione della «determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato».

Tuttavia, proprio il regime della materia è stato posto in discussione da parte della Corte costituzionale, che – nella sentenza n. 6 del 2004, avente ad oggetto il c.d. «decreto sblocca centrali» – ha fatto valere, a favore dello Stato, la c.d. «chiamata in sussidiarietà», per la quale la competenza legislativa statale può coprire l'intera materia energetica in modo esaustivo, a condizione che nell'esercizio delle corrispondenti funzioni amministrative, venga soddisfatto il «principio di leale collaborazione», per il quale è necessario un momento concertativo con le Regioni.

Non è oggetto di questa breve nota soffermarsi sulle aporie del modello costituzionale, che prevede affidata alle Regioni una materia che qualifica come «nazionale»; né su quelle della giurisprudenza costituzionale che modifica, per un principio di funzionalità, il riparto di competenza per condannarlo, poi, alla totale inefficienza sottoponendolo al vincolo dell'intesa «forte»[1].

Stelio Mangiameli, professore ordinario di Diritto costituzionale, Facoltà di Giurisprudenza, Università di Teramo.

[1] Sulle problematiche evidenziate sia consentito rinviare ad alcuni

Del resto, il vero riparto delle competenze nella materia dell'energia è quello che risulta dal recepimento delle direttive europee, che finiscono in questa politica, come in altre, per determinare un assetto dei poteri che prende il posto di quello tracciato dalla Carta costituzionale.

2. *La condizione del mercato dell'energia e l'assetto dei poteri nel riparto delle competenze tra Stato e Regioni*

È seguendo la disciplina europea, come recepita che si può delineare la condizione del mercato dell'energia e l'assetto dei poteri, con riferimento ai diversi livelli di governo.

Seguendo questo metodo viene subito in rilievo la legge 23 agosto 2004, n. 239 (*Riordino del settore energetico*, *nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*, successiva ed in parte attuativa della direttiva 2003/54/CE, nota anche come «legge Marzano»).

Quest'atto normativo non sostituisce la disciplina previgente, ma si limita ad abrogarne o modificarne singole disposizioni rinviando a successivi decreti legislativi il riassetto complessivo del settore energetico. La legge, costituita da un articolo unico composto di 121 commi, è volta a realizzare un complessivo riordino ed una riforma del settore dell'energia, modificando ed integrando, mediante la tecnica della novellazione, il quadro normativo di riferimento delineato dai decreti legislativi di recepimento delle direttive comunitarie sulla base di quattro principali direttrici: 1) definizione delle competenze Stato/Regioni alla luce del nuovo assetto costituzionale successivo alla riforma del Titolo V della parte seconda della Costituzione; 2) completamento del processo di liberalizzazione dei mercati energetici, al fine di incrementare la concorrenza e contenere i prezzi; 3) incremento

nostri scritti precedenti: *Giurisprudenza costituzionale creativa e costituzione vivente. A proposito delle sentenze n. 303 del 2003 e n. 14 del 2004*, in «Le Regioni», 2008; nonché, *Il principio cooperativo nell'esperienza italiana del primo e del secondo regionalismo*, Roma, 2008, *passim*.

dell'efficienza del mercato interno mediante la semplificazione delle procedure autorizzatorie e la riorganizzazione dei soggetti operanti nel mercato elettrico; 4) incentivazione della diversificazione delle fonti energetiche, nell'ottica della sicurezza degli approvvigionamenti e della protezione dell'ambiente.

La legge, peraltro, non dispone direttamente un riassetto complessivo della legislazione in materia energetica, ma si limita a disporre un'apposita delega legislativa, in virtù della quale il governo era chiamato ad adottare, entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore della legge medesima, uno o più decreti legislativi per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia, ai sensi e secondo i principi e criteri di cui all'articolo 20 della legge 15 marzo 1997, n. 59, e successive modificazioni, nel rispetto di una serie di principi e criteri direttivi piuttosto generici quali: *a*) l'articolazione della normativa per settori, tenendo anche conto dell'organizzazione dei mercati di riferimento e delle esigenze di allineamento tra i diversi settori che derivano dagli esiti del processo di liberalizzazione e di formazione del mercato interno europeo; *b*) l'adeguamento della normativa alle disposizioni comunitarie e agli accordi internazionali, anche in vigore nell'ordinamento nazionale al momento dell'esercizio della delega, nel rispetto delle competenze conferite alle amministrazioni centrali e regionali; *c*) la promozione della concorrenza nei settori energetici per i quali si è avviata la procedura di liberalizzazione, con riguardo alla regolazione dei servizi di pubblica utilità e di indirizzo e di vigilanza del ministro delle Attività produttive; *d*) la promozione dell'innovazione tecnologica e della ricerca in campo energetico ai fini della competitività del sistema produttivo nazionale.

In particolare, l'art. 1, comma 1, afferma che, «nell'ambito dei principi derivanti dall'ordinamento comunitario e dagli obblighi internazionali, sono *principi fondamentali in materia energetica*, ai sensi dell'articolo 117, comma 3, della Costituzione, quelli posti dalla presente legge». In seguito il comma calenda tutte le espressioni dell'art. 117, comma 2 e dell'art 120, comma 2, Cost. (tutela della

concorrenza, tutela dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali, tutela dell'incolumità e della sicurezza pubblica, tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, unità giuridica ed economica dello Stato), che possono concentrare la competenza nelle mani dello Stato, fatto salvo – ben s'intende – «il rispetto delle autonomie regionali e locali», che si estrinsecherebbe nella previsione che lo Stato elabori e definisca gli obiettivi e le linee della politica energetica nazionale, nonché i criteri per la sua attuazione a livello territoriale, e si avvalga anche dei meccanismi di raccordo e di cooperazione con le autonomie regionali previsti dalla medesima legge. Come sempre sono fatte salve le competenze delle Regioni a statuto speciale e delle Province autonome di Trento e di Bolzano.

Successivamente la legge, dopo avere discriminato le attività libere e quelle di servizio nel settore energetico (comma 2)[2], definisce gli obiettivi generali della politica energetica del paese, «il cui conseguimento è assicurato sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione dallo Stato, dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, *dalle Regioni e dagli Enti locali*» (comma 3). Pure in questo caso siamo di fronte ad una clausola generale, tipica della legislazione di questi anni, che lascia allo Stato, anche sul piano dei comportamenti amministrativi, la discrezionalità di determinare i contenuti dell'attività e le modalità di realizzazione degli obiettivi.

Tant'è che la stessa legislazione non ridefinisce i compiti e i poteri della materia che la Costituzione attribuisce

[2] Da cui dipende certamente la determinazione del mercato energetico nel momento in cui si disciplinano le attività del settore energetico (produzione, importazione, esportazione, stoccaggio non in sotterraneo anche di oli minerali, acquisto e vendita di energia ai clienti idonei, nonché di trasformazione delle materie fonti di energia), si definiscono le attività di interesse pubblico e gli obblighi di servizio pubblico (attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale a rete, nonché la gestione di infrastrutture di approvvigionamento di energia connesse alle attività di trasporto e dispacciamento di energia a rete) e si determinano le attività attribuite in concessione (distribuzione di energia elettrica e gas naturale a rete, di esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi, nonché di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica).

alle Regioni, a titolo di competenza concorrente («produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia»), ma lascia nell'indistinto il ruolo statale e quello regionale; si afferma, infatti, che:

> lo Stato e le Regioni, al fine di assicurare su tutto il territorio nazionale i livelli essenziali delle prestazioni concernenti l'energia nelle sue varie forme e in condizioni di omogeneità sia con riguardo alle modalità di fruizione sia con riguardo ai criteri di formazione delle tariffe e al conseguente impatto sulla formazione dei prezzi, garantiscono

ben nove finalità, che vanno dal rispetto della concorrenza, alla libera circolazione dell'energia, alla tutela dell'ambiente e dell'ecosistema e del paesaggio.

Il comma 7 definisce, poi, i compiti e le funzioni amministrative di esclusiva competenza statale (esercitati «anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas»); anche il comma 8 enumera compiti e funzioni dello Stato, ma, poiché il comma 6 prevede che «le Regioni determinano con proprie leggi, ai sensi dell'articolo 118 della Costituzione, l'attribuzione dei compiti e delle funzioni amministrativi non previsti dal comma 7»[3], si deve presumere che queste ultime possano essere interessate dalla legislazione regionale.

A ben vedere, il riparto delle competenze tra Stato e Regioni appare certamente più complesso di quanto lo schema della legge n. 239 del 2004 non faccia credere: in primo luogo, questa legge non esaurisce il sistema legislativo dell'energia, né lo riassume; al contrario, importanti settori come quello delle fonti energetiche rinnovabili e quello del rendimento energetico in edilizia restano fuori; in secondo luogo, i commi 7 e 8 dell'art. 1 della legge n. 239, cit., non possono individuare i poteri legislativi regionali secondo quanto prescrive il comma 6, ma solo

[3] Ed aggiunge «... ferme le funzioni fondamentali dei Comuni, delle Province e delle città metropolitane previste dal Testo unico delle leggi sull'ordinamento degli Enti locali, di cui al d.lgs. 18 agosto 2000, n. 267».

attraverso una attenta lettura di ogni specifica funzione o potere riconosciuto allo Stato, a seconda che la specifica disposizione preveda una spazio legislativo o concertativo delle Regioni (generalmente espresso dalla partecipazione della Conferenza di cui al d.lgs. n. 281 del 1997, alcune volte con l'intesa, altre semplicemente sentita).

Peraltro, per il conseguimento degli obiettivi generali della politica energetica sussiste una sorta di potere congiunto dello Stato e/o delle Regioni, sulle specifiche esigenze d'intervento e sulle proposte di iniziative da intraprendere, previa acquisizione del parere della Conferenza e, se queste riguardano le sole Regioni, previo parere degli Enti locali interessati.

Di fatto, questa normativa di riordino, pur riconoscendo nuovi compiti alle Regioni, in campi inediti, come la microgenerazione, ha in buona sostanza ricentralizzato la legislazione energetica, facendo acquisire alle competenze legislative e amministrative regionali un carattere residuale e non definito e, se l'effetto riduttivo verso i poteri regionali, non si è realizzato del tutto, ciò è dovuto alla circostanza che i numerosi termini di riordino della disciplina contenuti nella medesima legge n. 239, sono stati ampiamente disattesi, o ripetutamente prorogati.

3. *Il ruolo delle Regioni nella materia energetica, sempre secondo la legislazione statale*

Allo stato dei fatti, perciò, bisogna considerare anche i poteri riconosciuti alle Regioni nella materia energetica anteriormente alla legge n. 239 del 2004. In particolare, una prima apertura significativa a favore delle Regione nella materia energetica si ebbe con la legge n. 10 del 1991[4], il cui art. 5 prevede i «Piani regionali», attraverso cui dovrebbero essere individuati

[4] Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo di fonti rinnovabili di energia.

i bacini che in relazione alle caratteristiche, alle dimensioni, alle esigenze di utenza, alla disponibilità di fonti rinnovabili di energia, al risparmio energetico realizzabile e alla preesistenza di altri vettori energetici, costituiscono le aree più idonee ai fini della fattibilità degli interventi di uso razionale dell'energia e di utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.

In particolare, per ciò che attiene all'uso delle fonti rinnovabili, la disposizione richiamata dispone che le Regioni, «d'intesa con gli Enti locali e le loro aziende inseriti nei bacini», predispongano un piano regionale o provinciale, di cui essa determini il contenuto[5], e che

i piani regolatori generali di cui alla legge 17 agosto 1942, n. 1150, e successive modificazioni e integrazioni, dei Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti, devono prevedere uno specifico piano a livello comunale relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia.

Bisognerà aspettare il c.d. «federalismo amministrativo» (o a Costituzione invariata), per avere una ulteriore definizione delle funzioni di spettanza regionale che possono essere anche disciplinate con legge dalle Regioni[6]. Infatti, con d.lgs. n. 112 del 1998, che dà attuazione alla legge n. 59 del 1997, si determina il riparto delle competenze relativo alla materia «energia» (art. 28), distin-

[5] Vedi comma 3: «I piani di cui al comma 2 contengono in particolare: *a*) il bilancio energetico regionale o provinciale; *b*) l'individuazione dei bacini energetici territoriali; *c*) la localizzazione e la realizzazione degli impianti di teleriscaldamento; *d*) l'individuazione delle risorse finanziarie da destinare alla realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia; *e*) la destinazione delle risorse finanziarie, secondo un ordine di priorità relativo alla quantità percentuale e assoluta di energia risparmiata, per gli interventi di risparmio energetico; *f*) la formulazione di obiettivi secondo priorità di intervento; *g*) le procedure per l'individuazione e la localizzazione di impianti per la produzione di energia fino a dieci megawatt elettrici per impianti installati al servizio dei settori industriale, agricolo, terziario, civile e residenziale, nonché per gli impianti idroelettrici».

[6] Secondo quanto previsto dall'art. 1, comma 3, del d.lgs. n. 112 del 1998.

guendo tra le funzioni e i compiti conservati allo Stato (art. 29) e quelle conferite alle Regioni (art. 30).

L'art. 30 procede a definire le funzioni amministrative delegate alle Regioni in tema di energia in maniera residuale («che non siano riservate allo Stato ai sensi dell'articolo 29 o che non siano attribuite agli Enti locali ai sensi dell'articolo 31»)[7], mentre le funzioni attribuite alle Regioni sono positivamente determinate. In particolare, queste ultime attengono al finanziamento di progetti dimostrativi (art. 12 l. n. 10 del 1991), per la progettazione e la realizzazione di impianti con caratteristiche innovative o utilizzanti le fonti rinnovabili di energia di origine solare finalizzati a migliorare la qualità dell'ambiente e, in particolare, la potabilizzazione dell'acqua (ma successivamente vedi il d.lgs. n. 387 del 2003, emanato in attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità; e adesso il recentissimo d.lgs. 3 marzo 2011, n. 28, Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE); oppure, al finanziamento per la riattivazione o la costruzione di impianti idroelettrici (art. 14 l. n. 10 del 1991).

L'articolo, inoltre, prevedeva anche l'attribuzione delle funzioni relative alla «Certificazione energetica degli edifici» (art. 30 l. n. 10 del 1991), ma per la definizione dei poteri regionali, che nel frattempo si è estesa al rendimento energetico nell'edilizia (sulla base della direttiva 2002/91/CE), occorre ora fare riferimento al d.lgs. n. 192 del 2005 (corretto e integrato dal d.lgs. n. 311 del 2006).

[7] Per quel che riguarda gli Enti locali si tratta delle funzioni amministrative in materia di controllo sul risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia (nonché di quelle attribuite dalle leggi regionali) e per le Province, in particolare, si fa riferimenti alle funzioni relative: *a*) alla redazione e l'adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico; *b*) all'autorizzazione all'installazione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia; *c*) al controllo sul rendimento energetico degli impianti termici.

Infine, sulla base della medesima previsione normativa, le Regioni svolgono funzioni di coordinamento dei compiti attribuiti agli Enti locali per l'attuazione del decreto del presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412 (relativo alla progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia). Alle Regioni in questo campo sono attribuiti anche compiti di assistenza agli Enti locali per le attività di informazione al pubblico e di formazione degli operatori pubblici e privati.

4. *Assetti normativi delle Regioni più «intraprendenti» nella disciplina del settore energetico*

Alla luce delle normative considerate e delle funzioni individuate si possono considerare le normative regionali, prendendo in esame le esperienze più significative delle Regioni.

Occorre ricordare che le Regioni hanno acquisito determinate funzioni in materia energetica già nel vigore del precedente Titolo V, pur nell'assenza di una specifica normativa statale che le contemplasse; ciò ha riguardato soprattutto gli interventi per il risparmio energetico e per lo sviluppo di fonti rinnovabili di energia.

Si mostra così la particolare vocazione di questi enti a rapportare la problematica energetica al territorio, collegando la questione energetica a quella ambientale e di difesa del suolo.

Successivamente alla legge n. 10 del 1991 e al d.lgs. n. 112 del 1998, gli interventi legislativi regionali diventano progressivamente più organici e si estendono anche agli altri campi non sempre espressamente attribuiti come nel caso dell'inquinamento luminoso (l'estensione a questo oggetto, si giustifica infatti, per ragioni di connessione con il risparmio e l'efficientamento energetico).

Incominciano così ad apparire le prime leggi sulle risorse energetiche (vedi, ad esempio, la l.r. Toscana n. 45 del 27 giugno 1997) e successivamente, dopo la revisione

del Titolo V, anche le leggi di carattere sistematico sulla materia energetica.

Un tipico esempio è dato dalla legge Regione Toscana n. 39 del 24 febbraio 2005 (*Disposizioni in materia di energia*). Si tratta una legge di portata generale, volta a disciplinare le attività in materia energetica ed in particolar modo la produzione, il trasporto la trasmissione, lo stoccaggio, la distribuzione, la fornitura e l'uso dell'energia, definendo, a tal fine, le competenze della Regione e degli Enti locali ed anche le modalità di partecipazione della Regione ai procedimenti nazionali.

Oltre a disciplinare le diverse tematiche energetiche e riformulare i poteri della Regione, la legge toscana definisce gli obiettivi e gli strumenti della programmazione energetica nell'ambito del quadro istituzionale, determinando l'approvazione di nuovi strumenti di programmazione.

Individua, inoltre, gli obiettivi di soddisfazione delle esigenze energetiche regionali, di sostenibilità dello sviluppo, di efficienza e risparmio energetico, di sviluppo di fonti rinnovabili e diversificazione delle fonti e di prevenzione e riduzione dell'inquinamento luminoso.

Ai sensi degli articoli 5 e ss. (capo II, sez. I) della l.r. n. 39 del 2005, viene inoltre delineata la composizione del sistema di programmazione energetica regionale incentrato su un piano di indirizzo regionale (Pier).

Il Pier approvato con delibera del Consiglio regionale dell'8 luglio 2007 per il periodo 2007-2010, ha il compito di definire le scelte fondamentali della programmazione energetica sulla base degli indirizzi dettati dal Programma regionale di sviluppo (Prs), con il quale condivide il periodo di validità, potendo, in ogni caso, essere aggiornato in itinere, anche con riferimento a singole parti, qualora una modifica sia ritenuta necessaria ed essenziale da parte della Giunta regionale.

Il Prs 2006-2010 indica alcune «sfide» prioritarie che la Toscana deve affrontare per costruire il proprio futuro. Tra queste vi è quella «di avere un'energia rinnovabile, accessibile, pulita, anche oltre gli obiettivi di Kyoto, a

basso costo, a partire dalla piena valorizzazione della geotermia, in un quadro di sostenibilità ambientale a scala locale».

Le priorità operative del Prs sono definite dai c.d. Progetti integrati regionali (Pir). In riferimento al settore energetico, il Pir 3.2, *Sostenibilità e competitività del sistema energetico*, si pone l'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili, e dell'efficienza energetica, garantendo anche maggior autonomia energetica e riduzione dei costi, come fattori di sviluppo collegati ai processi di innovazione tecnologica. L'energia è, inoltre, coinvolta nel Pir 1.6, *Sistema dei servizi pubblici locali a rilevanza economica*, che aspira a migliorare la strutturazione anche dei servizi di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica e, soprattutto, nel Pir 3.1, *Politiche di ecoefficienza per il rispetto di Kyoto e della qualità dell'aria*, in cui si riconosce l'importanza decisiva della riqualificazione del sistema energetico anche per contenere l'emissione dei gas serra e contribuire agli obiettivi di Kyoto. In quest'ottica uno dei più significativi strumenti di tale Pir è proprio il suddetto Pier del quale, in questa sede, faremo una sintetica analisi, inserendolo nel contesto istituzionale regionale.

Nel rispetto della l.r. n. 39/2005, il Pier: *a*) detta disposizioni attuative e formula previsioni; *b*) definisce indirizzi e criteri generali per la successiva emanazione, da parte della Giunta regionale, dei provvedimenti attuativi di cui all'articolo 5 l.r. 39/2005; *c*) rinvia, in talune parti, all'approvazione di specifiche Linee Guida.

Nel rispetto dell'art. 8 della l.r. 39/2005, il Pier enuncia principi per la determinazione dei contenuti degli strumenti di pianificazione territoriale e degli atti di governo del territorio previsti dalla l.r. 1/2005 (*Norme per il governo del territorio*). La legge dispone, infatti, che le amministrazioni competenti debbano attenersi alle indicazioni riportate nel Pier per quanto riguarda la localizzazione degli impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia e la prevenzione dell'inquinamento luminoso.

Inoltre, le Province e i Comuni devono attenersi al Pier nel tenere conto delle linee ed impianti esistenti al fine di garantire il rispetto permanente delle norme e delle prescrizioni poste, nonché nell'individuare ambiti territoriali relativi alle reti, al loro sviluppo o risanamento, anche attraverso l'eventuale determinazione di appositi corridoi infrastrutturali per il trasporto e la distribuzione dell'energia.

Secondo il modello di programmazione regionale è necessario verificare l'esistenza di relazioni di coerenza tra obiettivi e strategie generali del Pier ed obiettivi di sostenibilità ambientale, sociale, territoriale ed economica desunti da documenti programmatici di livello superiore rispetto a quello del Pier stesso. In modo particolare il Pier intende concorrere all'obiettivo proprio del Pit (Piano di indirizzo territoriale) e del Praa (Piano regionale di azione ambientale) di assicurare una gestione sostenibile del territorio, intesa come sintesi tra esigenze di sviluppo e di funzionalità sociale, da un lato, e di salvaguardia della salute e dell'ambiente, nonché delle caratteristiche proprie dei paesaggi, dall'altro.

Con particolare riguardo al rapporto sinergico tra Pit e Pier è sentita l'esigenza di giungere, parallelamente all'approvazione del Pier, all'adeguamento di quelle parti del Pit che possono favorire la diffusione, sul territorio, degli impianti di produzione di energia alimentati da fonti energetiche rinnovabili.

Particolare attenzione dovrà essere rivolta a quegli impianti che, per le loro dimensioni, occupano territorio e possono, una volta installati, modificare il paesaggio. Tra questi gli impianti eolici, gli impianti collegati con una filiera a biomasse e gli impianti idroelettrici. Il fotovoltaico presenta invece problematiche diverse se integrato in maniera totale o parziale sui tetti degli immobili o, viceversa, se collocato a terra. Allo stesso tempo, la trasformazione del Pit in piano paesaggistico costituisce un elemento di rafforzamento che potrà favorire l'introduzione di elementi di semplificazione uniti ad esigenze di maggiore tutela a favore di parti specifiche del territorio della Toscana.

In merito alla relazione fra Pier e Praa, va detto che quest'ultimo, nell'ambito delle quattro aree di azione prioritaria, con il macrobiettivo dedicato ai cambiamenti climatici, persegue i seguenti obiettivi: riduzione delle emissioni di gas serra, in accordo con il Protocollo di Kyoto; razionalizzare e ridurre i consumi energetici; aumentare la percentuale di energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili. Il Pier nella definizione dei propri obiettivi assicura la coerenza con quanto riportato nel Praa e ne sviluppa l'indirizzo generale.

Circa il rapporto fra Pier e piani della mobilità, viene sottolineato come i trasporti coprano, in Toscana, oltre il 30% dei consumi energetici totali. Le decisioni assunte a livello europeo e fatte proprie dal Pier: di ridurre, entro il 2020, le emissioni di gas serra del 20% rispetto ai dati del 1990, introducendo anche uno specifico obiettivo di riduzione (il 13% delle emissioni del 2005) per i settori diversi da quello industriale, tra cui i trasporti; di sostituire, entro il 2020, il 10% delle benzine con biocarburanti, assicurando, nel contempo, la certificazione d'origine dei prodotti; determineranno necessariamente una rapida revisione dei piani regionali sui trasporti pubblici e privati, attualmente in vigore, nonché la ricerca di un coordinamento con quelli in fase di realizzazione.

Il settore dei trasporti è, infatti, oggetto di una molteplicità di azioni che partono dal livello europeo (norme su tecnologie motoristiche e sulla qualità dei carburanti) a quello nazionale (Piano nazionale dei trasporti) e che coinvolgono la Regione (Piano regionale dei trasporti e della logistica) e gli Enti locali (Pum, Put). L'insieme di tutte le iniziative, se applicate in modo coordinato e sistemico, procedono verso la riduzione delle emissioni di CO_2 e dei consumi energetici (ktep) sia a scala locale che regionale.

Ad onor di completezza, in riferimento agli attori che operano nel settore energetico, va segnalato in Toscana il ruolo significativo rivestito dai c.d. Gal (Gruppi di azione locale), ovvero società di diritto privato a capitale misto, costituite da Enti pubblici e soggetti privati rappresenta-

tivi del tessuto economico e sociale del territorio di competenza. Nel periodo di programmazione 2000-2006, ad esempio, in Toscana hanno operato 8 Gal[8], i quali, oltre a gestire l'iniziativa comunitaria «Leader+», in virtù della loro natura di organizzazioni rappresentative degli enti e delle realtà produttive del territorio, hanno acquisito competenze e professionalità che oggi ne fanno delle vere e proprie agenzie di sviluppo locale. Essi svolgono, in particolare, attività di consulenza per la progettazione, gestione e rendicontazione di progetti. Altri, invece, si stanno attrezzando per realizzare sistemi di informazione e divulgazione in merito a bandi e opportunità finanziarie comunitarie, nazionali e regionali, a servizio di Enti pubblici ed imprese.

Un'altra esperienza emblematica, nell'ambito della legislazione regionale, sembra essere quella della Regione Piemonte con la l.r. del 7 ottobre 2002, n. 23 (*Disposizioni in campo energetico. Procedure di formazione del piano regionale energetico-ambientale. Abrogazione delle leggi regionali 23 marzo 1984, n. 19, 17 luglio 1984, n. 31 e 28 dicembre 1989, n. 79*).

La legge piemontese è finalizzata alla disciplina di una corretta gestione del sistema energetico regionale nelle sue diverse articolazioni. In primo luogo, vengono definite le competenze spettanti in materia energetica alla Regione, la quale esercita funzioni di indirizzo e coordinamento in materia di energia, anche in armonia con la normativa nazionale di liberalizzazione; formula gli indirizzi per l'espletamento delle funzioni affidate agli Enti locali; coordina, anche sotto i profili relativi alla forma-

[8] Nel maggio del 2000 i gruppi toscani hanno dato vita ad un'associazione denominata «Assogal Toscana». Ha costituito un solido punto di riferimento per i Gal toscani, entrando a far parte, come rappresentante italiano, di *Elard* (l'Associazione europea dei gruppi di azione locale Leader+) e partecipando al Tavolo di concertazione per la predisposizione del Piano strategico nazionale sullo sviluppo rurale nell'ambito della programmazione comunitaria 2007-2013. Oggi, con l'avvio della nuova programmazione per il periodo 2007-2013, sono state attuate alcune modifiche alla gestione dell'iniziativa a livello regionale.

zione ed all'informazione, l'attuazione del d.p.r. n. 412 del 1993 in tema di progettazione, installazione, esercizio e manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'articolo 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, modificato dal d.p.r. n. 551 del 1999; elabora, approva e aggiorna il piano regionale energetico-ambientale e il relativo programma di azioni; promuove strumenti di programmazione negoziata; promuove, anche attraverso apposite Linee Guida, l'informazione e la formazione in campo energetico e ambientale, l'utilizzo delle fonti rinnovabili, l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e il ricorso a tecnologie compatibili; eroga contributi per i progetti dimostrativi di cui all'articolo 12 della legge n. 10 del 1991, e per quelli ritenuti strategici; emana norme per la certificazione energetica degli edifici; emana Linee Guida per la progettazione tecnica degli impianti di produzione, di distribuzione e di utilizzo dell'energia e per le caratteristiche costruttive degli edifici; provvede al rilascio delle autorizzazioni alla costruzione ed alla gestione di elettrodotti per il trasporto e la distribuzione in rete, non riservate alla competenza dello Stato; individua le aree del territorio regionale che presentano caratteristiche di più elevata sensibilità all'inquinamento luminoso; esercita le funzioni amministrative relative ai servizi a rete di distribuzione energetica in ambito interprovinciale, nonché di trasporto energetico non riservate alle competenze dello Stato; coordina lo sviluppo del Sistema informativo regionale ambientale (Sira), nel quale confluiscono e sono integrati i sistemi informativi di settore, le banche dati, i risultati dei monitoraggi, degli inventari e dei catasti di comparto.

Sulla base della legge regionale sono definite le funzioni di Province e Comuni. Le Province provvedono, attraverso l'adozione coordinata dei piani e dei programmi di loro competenza, all'attuazione del piano regionale energetico-ambientale osservando le linee di indirizzo e di coordinamento dallo stesso previste; provvedono al rilascio degli atti autorizzativi all'installazione ed all'eser-

cizio degli impianti di produzione di energia non riservati alla competenza dello Stato, nonché al rilascio dei provvedimenti in materia di deposito e lavorazioni di oli minerali non riservati alla competenza dello Stato; provvedono, ai sensi dell'articolo al rilascio dell'abilitazione alla conduzione degli impianti termici, compresa l'istituzione dei relativi corsi di formazione; redigono ed adottano programmi di intervento per la promozione e l'incentivazione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico; esercitano le funzioni di controllo sul rendimento energetico degli impianti termici, con facoltà di prevedere l'autocertificazione anche per gli impianti civili di potenza superiore a 35 chilowatt; il controllo sul rendimento energetico degli impianti termici è coordinato con il controllo delle emissioni atmosferiche degli impianti termici delle attività produttive e terziarie ed è svolto avvalendosi dell'Agenzia regionale per la protezione ambientale; esercitano le funzioni relative ai servizi a rete di distribuzione energetica, fatte salve le competenze attribuite alla Regione e ai Comuni; provvedono ad uniformare ai fini dell'armonizzazione con i bilanci energetici regionali, le procedure dirette alla rilevazione dei dati energetici utilizzati per la redazione dei loro bilanci, nell'ambito di un sistema informativo coordinato in campo energetico ambientale e in un'ottica di integrazione e scambio delle informazioni; definiscono apposite Linee Guida per l'applicazione della l.r. 31/2000, e provvedono a diffondere i principi in essa sanciti in materia di prevenzione e lotta all'inquinamento luminoso e per il corretto impiego delle risorse energetiche.

Quanto ai Comuni, questi elaborano, nei casi in cui la popolazione sia superiore ai 50.000 abitanti, nell'ambito dei piani regolatori generali, un piano relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5, comma 5, della l. 10/1991; gli stessi Comuni approvano il piano regolatore dell'illuminazione finalizzato a ridurre l'inquinamento luminoso e ottico e a migliorare l'efficienza energetica e luminosa degli impianti; i Comuni con popolazione compresa tra i 30.000

e i 50.000 abitanti hanno facoltà di approvare i piani predetti nell'ambito dei piani regolatori generali; autorizzano la realizzazione di nuovi impianti di illuminazione nelle aree a più elevata sensibilità individuate dalla Regione; esercitano le funzioni relative ai servizi a rete di distribuzione energetica a livello comunale; adottano, nell'ambito del proprio regolamento edilizio, norme tecniche di attuazione per il risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti rinnovabili, coerentemente con le norme di certificazione energetica degli edifici.

La legge piemontese, agli articoli 5 e 6, riconosce un ruolo fondamentale al Piano energetico ambientale regionale, concepito come lo strumento di programmazione con il quale la Regione, nel rispetto degli indirizzi e delle norme vigenti, individua obiettivi, parametri ed indicatori di qualità in termini di produzione, trasporto, distribuzione e consumo di energia raccordati con tutti gli altri obiettivi ambientali.

Il vigente Pear è stato approvato con d.c.r. n. 351-3642 del 3 febbraio 2004.

Gli obiettivi che il piano si pone rispondono ad una duplice esigenza, ovvero concorrere a realizzare gli obiettivi generali di politica energetica del paese coniugati a quelli ambientali, nonché assicurare al territorio regionale lo sviluppo di una politica energetica rispettosa delle esigenze della società, della tutela dell'ambiente e della salute dei cittadini. Tra gli obiettivi di carattere prettamente regionale si segnalano: lo sviluppo del ricorso alla produzione di energia dalle fonti rinnovabili, in un'ottica di diversificazione delle fonti e di riduzione delle emissioni di gas climaalteranti; promozione, in collaborazione con Università ed Istituti di ricerca, di programmi di ricerca finalizzati alla realizzazione di prodotti in grado di essere riciclabili e di sistemi produttivi che agevolino il massimo utilizzo delle materie prime e seconde, derivanti dai processi di riciclaggio; sviluppo della raccolta differenziata, del riciclaggio e riutilizzo dei rifiuti, con ricorso alla termovalorizzazione dei rifiuti, nonché al recupero energetico dal biogas per il conseguimento di un miglior bilancio ambientale; riduzione

dell'intensità energetica nei settori industriale, terziario e civile attraverso l'incentivazione di interventi volti ad aumentare l'efficienza energetica ed il rispetto dell'ambiente, con conseguente abbattimento dei costi economici, e la riduzione delle emissioni inquinanti nei processi di produzione e trasformazione dell'energia, anche mediante l'impiego di fonti combustibili a basse emissioni; sostegno alle politiche di riconversione del parco di generazione termo-elettrico ed idro-elettrico, al fine di garantire l'efficienza energetica in un territorio particolarmente industrializzato e nel contempo corrispondere agli obiettivi di Kyoto; promozione dei comportamenti energeticamente efficienti attraverso il sostegno e l'incentivazione di progetti qualificanti volti al miglioramento dell'efficienza energetica negli edifici di proprietà regionale, provinciale e comunale; riduzione dei consumi energetici e delle emissioni inquinanti nel settore dei trasporti anche attraverso una razionalizzazione dei piani dei trasporti ai diversi livelli territoriali; incentivazione dell'innovazione e della ricerca tecnologica in materia energetica anche mediante la valorizzazione dei centri e dei parchi tecnologici esistenti e la creazione di poli misti che associno all'attività di ricerca in campo energetico-ambientale la localizzazione di insediamenti produttivi in aree contraddistinte dalla presenza di importanti infrastrutture di generazione elettrica; promozione dell'informazione con particolare riguardo agli operatori e al consumatore finale; promozione della formazione specifica indirizzata agli *energy managers*; abbandono delle tecnologie nucleari per uso energetico, con garanzia della sicurezza negli impianti nucleari piemontesi per le attività residuali di stoccaggio dei rifiuti radioattivi; allocazione degli impianti secondo il criterio prioritario del minore impatto ambientale, nel quadro generale della pianificazione urbanistica e territoriale, escludendo situazioni di eccessiva concentrazione e, in particolare, la coesistenza di impianti di trattamento e smaltimento rifiuti con impianti di produzione di energia, ad esclusione di quelli di termovalorizzazione.

Il Pear rappresenta il quadro di riferimento e di indirizzo per la programmazione a livello locale, nonché per

l'esercizio delle competenze amministrative attribuite dalla legge regionale agli Enti locali.

Come si vede i due modelli non sono affatto corrispondenti e le due Regioni comparate differiscono tra loro: la prima punta maggiormente sulla programmazione e sulla pianificazione, anche per consentire la partecipazione dei privati o per la realizzazione di forme di partenariato pubblico privato (Ppp); la seconda punta maggiormente sul decentramento istituzionale delle funzioni a favore degli enti territoriali minori.

La Regione Piemonte ha anche realizzato un compiuto recepimento della direttiva dell'Unione europea 2002/91/CE recepita dall'Italia con il d.lgs. n. 192 del 2005 (e successivamente con il d.lgs. n. 311 del 2006), dettando la legge 28 maggio 2007, n. 13, contenente *Disposizioni in materia di rendimento energetico nell'edilizia*, che punta ad aggiornare e semplificare la normativa del settore, nel rispetto dei vincoli che derivano dall'ordinamento europeo e dei principi fondamentali determinati dalla legge dello Stato. L'obiettivo della legge è quello di conseguire un significativo risparmio energetico nel settore dell'edilizia, i cui consumi costituiscono oltre il 30% del consumo energetico complessivo a livello regionale. È prevista l'emanazione da parte della Giunta regionale, entro 12 mesi dall'entrata in vigore della legge, dei regolamenti di attuazione della stessa, i quali definiranno, fra le altre cose, la metodologia di calcolo delle prestazioni energetiche degli edifici, i requisiti minimi di prestazione e le prescrizioni specifiche, il modello dell'attestato di certificazione energetica.

Con d.g.r. n. 35-9702 del 30 settembre 2008 sono state approvate le prime disposizioni attuative della l.r. n. 13 del 2007 che disciplinano i modelli del rapporto di controllo tecnico, i valori di riferimento a cui deve conformarsi il rendimento di combustione dei generatori di calore rilevato nel corso dei controlli; i criteri per uniformare, sul territorio regionale, la disciplina del bollino verde; le caratteristiche e le modalità di trasmissione del bollino verde; le modalità di svolgimento delle verifiche a campione effet-

tuate dalle Province; le modalità di svolgimento dei corsi per i soggetti incaricati delle ispezioni; le modalità di costituzione e gestione del sistema informativo.

Numerose Regioni hanno ormai dei piani energetici regionali, anche se non hanno realizzato una legislazione sistematica della materia energetica. Così, ad esempio, la Regione Puglia, che presenta una consistente legislazione energetica[9], ha adottato il proprio Piano energetico ambientale regionale, con la d.g.r. n. 827 dell'8 giugno 2007.

Il Pear traccia le Linee Guida necessarie allo sviluppo di una politica di governo della domanda e dell'offerta di energia nella Regione. Gli obiettivi del Pear riguardanti la domanda e l'offerta, si intrecciano con gli obiettivi/emergenze della politica energetico ambientale internazionale e nazionale che prevede sia il rispetto degli impegni di Kyoto che la necessità di disporre di una elevata differenziazione delle risorse energetiche.

Gli obiettivi definiti sul lato della domanda e dell'offerta di energia dal Pear derivano essenzialmente dall'applicazione di tecnologie attualmente standardizzate, in considerazione del fatto che il raggiungimento di deter-

[9] Vedi la l.r. n. 19 del 30 novembre 2000, *Conferimento di funzioni e compiti amministrativi in materia di energia e risparmio energetico, miniere e risorse geotermiche*; la l.r. n. 9 dell'11 agosto 2005, *Moratoria per le procedure di valutazione d'impatto ambientale e per le procedure autorizzative in materia di impianti di energia eolica*; la l.r. n. 15 del 23 novembre 2005, *Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico*; il *Regolamento per la realizzazione di impianti eolici nella Regione*, n. 16 del 4 ottobre 2006 (il regolamento detta direttive per la valutazione ambientale nell'ambito della procedura per il rilascio delle autorizzazioni previste dalla normativa vigente per l'installazione di impianti eolici e delle opere accessorie nel territorio della Regione Puglia); la l.r. n. 31 del 21 ottobre 2008, recante *Norme in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale*. Al fine di promuovere la riduzione dell'immissione in atmosfera di sostanze incidenti sulle alterazioni climatiche indotte dalle produzioni industriali, la Giunta regionale è autorizzata a stipulare accordi nei quali, a compensazione di riduzioni programmate delle emissioni da parte degli operatori industriali, sia previsto il rilascio di autorizzazioni per l'installazione e l'esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

minati risultati, in termini di efficienza e efficacia delle azioni di sostenibilità energetica, scaturisce soprattutto dall'attivazione di meccanismi di altro tipo (organizzativi, normativi, partecipativi procedurali, ecc.). Ciò nonostante, è di notevole importanza il ruolo che nel Pear si attribuisce alle attività di ricerca tecnologica su fronti più avanzati, quali gli impieghi dell'energia solare, come pure quelli più avanzati relativi all'idrogeno. In questo modo il Pear si collega allo sviluppo di un programma di ricerca fortemente connotato in tale direzione, che esplora nuove soluzioni per coniugare gli obiettivi di sviluppo economico e di competitività del sistema regionale con le esigenze di tutela ambientale.

Altri due esempi significativi possono trarsi dal sistema regionale lombardo e da quello umbro: la più grande Regione ed una delle più piccole. Nel primo caso i piani sono addirittura due: il Programma energetico ambientale regionale (Pear) approvato il 21 marzo 2003, con d.g.r. n. 12467 e il Piano d'azione per l'energia (Pae), approvato il 7 marzo 2007 dalla Giunta regionale, che costituisce lo strumento operativo del Programma energetico ambientale regionale (Pear), di cui recepisce gli obiettivi generali così come delineati nell'atto di indirizzo per la politica energetica approvato dal Consiglio regionale il 3 dicembre 2002 (deliberazione VII/0674).

Il Programma energetico regionale lombardo si pone quale obiettivo principale il raggiungimento dell'incremento delle fonti rinnovabili e di diffusione del teleriscaldamento e degli impianti di cogenerazione, soprattutto per quelli alimentati a biomasse. Più in generale, il Pear, nel declinare i contenuti indicati dal Dpefr del 2000, delinea il quadro della situazione energetica in Lombardia, ne descrive l'evoluzione considerata più probabile nel prossimo decennio ed espone le «linee programmatiche» della Regione Lombardia in relazione agli obiettivi di riferimento, descrivendo gli strumenti d'attuazione prescelti.

Il Programma energetico regionale nasce con determinati contenuti e con l'intesa che esso dovrà venire aggiornato, su base annuale, in relazione all'evolversi della situa-

zione di riferimento esterna, soggetta a costante monitoraggio e sulla base dei contributi derivanti dal confronto «permanente» con gli operatori del settore energetico.

Il Programma energetico regionale, concepito come strumento flessibile ed aggiornabile dinamicamente, rappresenta perciò un supporto a disposizione dell'Ente di governo locale per meglio dirigere la sua azione nei seguenti campi: *a*) la definizione di nuove norme e regolamenti a sostegno del mondo dell'energia e dei suoi attori ed utenti; *b*) la destinazione e l'impiego delle risorse finanziare disponibili; *c*) i contenuti dell'informazione rivolta agli operatori economici ed alle famiglie; *d*) la promozione di iniziative innovative a sostegno di nuove tecnologie e modelli gestionali; *e*) il sostegno alla ricerca scientifica.

Gli obiettivi strategici dell'azione regionale, così come individuati dal Programma regionale di sviluppo della VII legislatura, sono infatti i seguenti: *a*) ridurre i costi dell'energia per le imprese e le famiglie; *b*) ridurre le emissioni clima-alteranti ed inquinanti; *c*) promuovere la crescita competitiva dell'industria delle nuove tecnologie energetiche; *d*) incrementare l'occupazione a livello locale, quale diretta conseguenza della politica energetica; *e*) tutelare i consumatori più deboli e vulnerabili.

Alcuni obiettivi sembrano, in apparenza, contradditori; per raggiungerli senza penalizzare il sistema lombardo che, al contrario, si intende sostenere e favorire, occorre riconoscere e mobilizzare le risorse costituite dall'energia risparmiabile, ricorrendo a tecnologie ed a modalità gestionali più evolute e maggiormente efficienti.

Un elemento che differenzia questo programma, rispetto a quelli sin qui esaminati, è dato dalla particolare attenzione che è riservata alla generazione distribuita, definita come la produzione dell'energia elettrica (e di altri contestuali servizi, come il calore) in prossimità dell'utenza con impianti di media, piccola e anche piccolissima taglia, la quale sta prendendo sempre più corpo in seguito ai recenti sviluppi di innovazione tecnologica (quali, ad esempio, quelli concernenti le microturbine a gas, le celle a combustibile), che hanno ottimizzato gli impianti di produ-

zione su piccola scala. I vantaggi della generazione distribuita sono individuati nel risparmio dei costi di trasporto, nella possibilità di supplire all'espansione della capacità di sistema quando tale espansione presenti dei vincoli, nella possibilità di effettuare la produzione combinata di energia elettrica e calore, con conseguente risparmio di energia primaria e riduzione dell'impatto ambientale, nell'installazione di sistemi ad alta efficienza e a ridotto impatto ambientale. La generazione distribuita è concepita come un elemento di rottura tecnologica, in grado di invertire il paradigma organizzativo dell'industria promuovendo la transizione da un'organizzazione verticistica e centralizzata del sistema ad una più decentralizzata. La diffusione della generazione distribuita potrebbe condurre ad un radicale cambiamento delle reti di distribuzione che dovrebbero trasformarsi da infrastrutture passive a strutture attive, il cui sviluppo ed esercizio viene pilotato dall'utente finale. Numerosi sono, tuttavia, gli attuali ostacoli su questa strada, primo fra tutti l'inadeguatezza della rete di distribuzione a svolgere questa nuova funzione.

Il Piano d'azione per l'energia (Pae) contiene nuovi indirizzi di politica energetica regionale collegati ad un insieme di misure e azioni da effettuare nel breve e medio periodo. Il documento è stato formulato a seguito dell'aggiornamento del Bilancio energetico del territorio regionale, avvenuto nel 2004, dal quale sono emerse nuove criticità del sistema energetico e ambientale lombardo, rispetto alle analisi effettuate nel 2000 che avevano portato ad elaborare le misure contenute nel Pear del 2003. Il mutato contesto produttivo, ambientale e sociale ha reso necessario un adeguamento di quelle misure non solo sul piano regionale, ma anche a livello europeo e internazionale. In tal senso le linee di intervento individuate nel Pae puntano a: *a*) ridurre il costo dell'energia per contenere le spese delle famiglie e per migliorare la competitività del sistema delle imprese; *b*) diminuire le emissioni che inquinano e alterano il clima, rispettando le particolarità del territorio e dell'ambiente entro il quale vengono previsti gli interventi, secondo le linee del Pro-

tocollo di Kyoto; *c*) promuovere la crescita competitiva delle industrie legate all'innovazione tecnologica nel settore dell'energia; *d*) tutelare la salute dei cittadini e curare gli aspetti sociali legati alle politiche energetiche.

Per raggiungere questi obiettivi nel Pae si è ricostruito integralmente il Bilancio energetico regionale, ossia la rappresentazione del nuovo contesto energetico lombardo sia sul lato dei consumi sia su quello della produzione di energia. Il documento infatti presenta un'analisi di scenario riferita agli strumenti per la programmazione energetica regionale, ma anche rivolta ai contributi degli operatori tecnici che partecipano direttamente alla gestione energetica al fianco della Regione Lombardia.

Oltre al Bilancio energetico regionale, lo scenario è tracciato anche in termini dinamici: sono infatti previste le evoluzioni tendenziali del sistema regionale energetico, ma anche delle emissioni di CO_2 e NO_x.

Il documento si concentra sulle misure da intraprendere per gestire l'energia in Lombardia. Razionalizzazione e risparmio energetico si traducono in sistemi di produzione e distribuzione energetica ad alta efficienza, ma anche in interventi negli usi finali per la riduzione dei consumi. Secondo il piano, l'approvvigionamento energetico farà leva su fonti rinnovabili come l'idroelettrica, le biomasse, la solare termico, la solare fotovoltaica, la geotermia e l'eolica. In tal senso gli interventi previsti nel Pae puntano alla diffusione del teleriscaldamento, dei sistemi a pompe di calore, della produzione centralizzata di energia ad alta efficienza, della generazione distribuita e della micro-generazione[10]. Interventi importanti sono previsti anche per l'illuminazione pubblica e per gli edifici residenziali Aler. Non sono trascurate l'illuminazione degli ambienti e la razionalizzazione degli elettrodomestici.

[10] È definito come impianto di microgenerazione un impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW. L'installazione di un impianto di microgenerazione, purché omologato, è soggetta a norme autorizzative semplificate.

Da questo punto di vista sono anche previste azioni per la sensibilizzazione sociale al problema del risparmio energetico in funzione della salvaguardia ambientale con una campagna informativa per la diffusione di elettrodomestici ad alta efficienza energetica. Il livello economico giuridico è altrettanto presidiato con una serie di misure rivolte a governare il mercato dell'energia e i titoli di efficienza energetica, da una parte, e dall'altra con interventi normativi e amministrativi, di ricerca e sviluppo. Con questa serie di interventi la Regione può assumere, attraverso il Pae, impegni e obiettivi in linea con quelli assunti dall'Italia attraverso la ratifica del Protocollo di Kyoto. Parallelamente la Regione può regolare rapporti con gli Enti locali attraverso il coordinamento delle decisioni che vengono assunte a diversi livelli amministrativi. In tal modo il Pae costituisce anche un punto di riferimento per tutti i soggetti pubblici e privati che intraprendono iniziative in ambito energetico sul proprio territorio.

Il principio informatore del Piano energetico regionale (Per) della Regione Umbria è quello di garantire lo sviluppo sostenibile, in armonia con gli impegni assunti dall'Italia a livello comunitario ed internazionale nel campo energetico ambientale. Il Per rappresenta lo strumento di indirizzo e programmazione degli interventi in campo energetico, inserito e integrato nei documenti di programmazione economica e finanziaria della Regione, nel Documento annuale di programmazione, nel Piano regionale di sviluppo e negli altri Piani regionali settoriali. Costituisce un fondamentale quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumono iniziative in campo energetico nel territorio ed assicura l'armonizzazione delle decisioni che vengono assunte a livello regionale e locale inerenti, ad esempio, lo smaltimento dei rifiuti, l'organizzazione dei trasporti, l'assetto urbanistico territoriale, la pianificazione di bacino per le risorse idriche. Influisce altresì nella regolazione delle funzioni degli Enti locali (ad esempio, autorizzazione di impianti di produzione energetica ecc.).

Il Per rappresenta il riferimento per la determinazione delle linee di sviluppo nel settore energetico, degli stan-

dard e delle normative di attuazione, per la programmazione degli interventi e per il coordinamento delle risorse finanziare. I processi di così ampia portata che hanno contribuito ad implementare la complessità di un settore già di per sé variamente articolato, facendo spesso emergere contraddizioni fra le diverse componenti del nuovo quadro energetico hanno indotto, in Umbria, ad un approccio, come si è accennato, orientato alla sostenibilità, il quale implica un percorso di piano che miri in particolare:

a) all'adeguamento della potenza installata rispetto al fabbisogno regionale in rapporto alla prevista evoluzione della domanda. La disponibilità a tale estensione deve essere accompagnata dallo sviluppo, a valle dei nuovi gruppi previsti, di adeguati schemi cogenerativi (elettricità, calore, raffreddamento) e dalla ricerca di ogni intervento innovativo capace di ridurre il consumo specifico di energia per unità di prodotto;

b) alla generalizzazione del ricorso a modalità di uso razionale dell'energia, dagli edifici, anzitutto pubblici (come postulato dalla recente normativa comunitaria), alle modalità di trasporto, di riscaldamento e di illuminazione, nella logica di Green Public in campo energetico. Sarà importante orientare nel senso descritto i capitolati di gara della PA ai diversi livelli (dalle strutture sanitarie a quelle dei servizi municipali);

c) alla promozione del mercato regionale delle fonti rinnovabili di energia, dalla cogenerazione alimentata a biomasse per borghi rurali e montani all'eolico ed alla piccola scala idroelettrica. Per le applicazioni termiche ed elettriche del solare, dovrà porsi mano ad un aggiornamento degli strumenti tariffari in senso energetico;

d) al sostegno delle Agenzie provinciali per l'energia per favorire informazione e corretta assistenza tecnica a cittadini ed imprese;

e) alla promozione dello sviluppo e della qualificazione dei soggetti operanti a livello locale nel comparto dei servizi energetici (soggetti tecnici, studi professionali, operatori anche artigiani del settore, Esco ecc.).

5. *La crisi del neocentralismo statale e le prospettive della legislazione regionale in materia energetica*

Abbiamo considerato sopra come il mancato rinnovo della legislazione statale abbia contribuito ad offuscare la distinzione dei compiti tra lo Stato e le Regioni e che, per effetto della giurisprudenza costituzionale sulla c.d. «chiamata in sussidiarietà», si sia instaurato una sorta di neocentralismo cooperativo. Infine, la legislazione adottata dallo Stato ha reso evidente le difficoltà dello Stato a gestire le relazioni tra i diversi livelli di governo, in conformità ai principi introdotti dalla revisione del Titolo V; la crisi in corso ha poi causato una ulteriore ed evidente problematicità della legislazione e dell'attuazione amministrativa da parte dello Stato.

Si è realizzato, perciò, un modello che ha fatto nuovamente regredire il nostro regionalismo e che oggi appare in discussione soprattutto per effetto della legislazione sulla crisi economica e finanziaria[11]. Questa condizione problematica, che deriva dalla mancanza di un equilibrato assetto dei poteri territoriali ha una precisa corrispondenza, per la materia energetica, nella legislazione che reca perennemente il titolo di *Misure urgenti in materia di energia* e per i vari settori, dal recepimento delle direttive di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica (l. n. 125 del 2007)[12], alla garanzia della sicurezza di approvvigionamento di energia e alle tariffe (l. n. 108 del 2006; l. n. 99 del 2009; l. n. 41 e l. n. 129 del 2010).

[11] Si fa riferimento alla legislazione del 2008 (d.l. n. 112, conv. in l. 133; d.l. n. 165, conv. in l. n. 2 del 2009), 2009 (d.l. n. 78, conv. in l. 102), 2010 (d.l. n. 2, conv. in l. n. 42; d.l. n. 78, conv. in l. n. 122) e 2011 (d.l. n. 225 del 2010, conv. in l. n. 10).

[12] Con questa legge sono dettate regole per assicurare un'adeguata tutela all'utenza finale nella fase di passaggio al libero mercato ed evitare il rischio di ingiustificati aumenti dei prezzi. A tal fine, vengono predisposti due nuovi regimi di vendita dell'energia elettrica, in attuazione delle previsioni comunitarie sul servizio universale che ridimensionano sensibilmente il ruolo dell'Acquirente unico: il servizio di maggior tutela e il servizio di salvaguardia.

Sarebbe realmente utile che, alla luce dell'assetto concreto che le norme di diritto europeo determinano, il legislatore statale ripensasse ad un riordino dell'intera materia energetica, anche in un apposito codice, sotto un'ottica diversa da quella che traspare dalla legge n. 239 del 2004, e considerasse, perciò, quanto sin qui fatto dalle Regioni, in termini di legislazione e di amministrazione, ed anche e soprattutto quanto le Regioni potrebbero fare, se il disegno costituzionale di riordino dei livelli di governo dovesse prendere corpo, non solo con il c.d. federalismo fiscale, ma anche e soprattutto attraverso il riordino delle competenze e con la promulgazione della Carta delle autonomie (già approvata alla Camera dei deputati).

Un simile ripensamento dovrebbe riflettere soprattutto sul ruolo che la riforma federale potrebbe riconoscere alle Regioni.

I campi d'intervento della materia energetica (e trasversalmente di altre) in cui il coinvolgimento delle Regioni potrebbe diventare maggiormente visibile, attraverso una assunzione di responsabilità diretta, sembrano essere essenzialmente tre: *a*) la sicurezza energetica, in termini di approvvigionamento, anche in relazione ai rischi derivanti dalla congiuntura economica e dall'assetto geopolitico delle risorse energetiche; *b*) la formazione di un ciclo unico ambiente-energia, che pianifichi quanto meno una parte della politica energetica all'interno della materia/valore dell'ambiente (acque, rifiuti, inquinamenti, ecc.); *c*) la sostenibilità energetica delle attività produttive e delle comunità, a partire dalla pianificazione e sino alla realizzazione di tutte quelle misure (compreso il potenziamento delle reti regionali) volte a concretizzare la diversificazione energetica e a ridurre la dipendenza estera nell'approvvigionamento delle risorse energetiche.

Ciò richiederebbe una più stretta ed efficiente collaborazione tra le Regioni e tra queste e lo Stato, ma anche la configurazione di una rete dell'energia policentrica.

LUIGI PAGANETTO

POLITICHE PER L'ENERGIA IN ITALIA

Il d.lgs. 31/2010 indica i seguenti obiettivi in materia energetica:

a) riequilibrio del mix delle fonti (25% nucleare, 25% rinnovabili, 50% fossili);

b) aumento della sicurezza degli approvvigionamenti;

c) riduzione dipendenza dall'estero;

d) riduzione del costo dell'energia;

e) rispetto delle indicazioni europee per la riduzione della CO_2, il risparmio energetico e lo sviluppo delle rinnovabili.

1. *Il nucleare*

Le vicende del Giappone con i gravissimi incidenti delle centrali di Fukushima, hanno modificato profondamente il quadro del nucleare, determinando una pausa di riflessione che, in Europa, ha preso la forma di una iniziativa di «stress-test» per le centrali esistenti. È evidente l'esigenza di un profondo ripensamento in materia di sicurezza. La catastrofe giapponese ci ha trasmesso poi importanti lezioni. Intanto ha mostrato ancora una volta l'inadeguatezza dell'informazione e la sua poca trasparenza in materia nucleare. Basta pensare che il premier giapponese, poco dopo l'incidente, ha dichiarato di essere poco informato di quello che era accaduto e del perché. L'incidente ha poi reso ancor più evidente la circostanza ben conosciuta che guardare al nucleare significa far riferimento ad una logica di sistema piuttosto che alla costruzione di un

Luigi Paganetto, professore ordinario di Economia internazionale, Facoltà di Economia, Università degli Studi di Roma «Tor Vergata».

numero più o meno grande di centrali. Basta pensare, a riguardo, che, a parte la dimensione catastrofica dei fatti giapponesi, ciò che non ha funzionato è stata la parte meno sofisticata del sistema, quella legata alle opere di ingegneria civile, quali le pompe di raffreddamento e il sistema elettrico per la loro alimentazione. Per un paese come il nostro, che vorrebbe rientrare nel nucleare, l'aspetto sistemico è particolarmente importante perché dopo il nostro abbandono del settore, l'intero sistema di sicurezza, di ciclo del combustibile, di deposito scorie e valutazione dei siti è tutto da realizzare. Anche in quest'ottica stabilire una pausa di riflessione predefinita come durata, un anno, non ha gran senso. Sarebbe assai meglio definire un percorso con le verifiche da fare, prevedere il necessario coinvolgimento degli attori sociali e della cittadinanza e, alla fine verificare se c'è il necessario consenso sociale.

Per tornare al d.lgs. 31/2010 non basta perciò enunciare l'obiettivo di avere un mix più completo delle diverse fonti di energia o quello di aumentare la certezza degli approvvigionamenti; nel fare la scelta nucleare, bisogna valutare con attenzione, oltre agli aspetti strettamente legati alla produzione di energia, anche quelli relativi alla ricostruzione delle competenze e del capitale umano necessario per realizzare un approccio di sistema al nucleare.

Tale approccio deve essere accompagnato da una valutazione attenta di quale sia il momento «giusto» per il ritorno al nucleare, anche dal punto di vista tecnologico. Oltre a questi aspetti va poi considerata l'incertezza del ritorno economico a causa della dimensione della spesa per gli impianti e la loro durata (50-60 anni), ma anche all'incertezza dell'evoluzione tecnologica: il rischio è quello d'investire oggi sulla tecnologia esistente, quella di generazione 3 o 3+, ma di trovarsi domani (diciamo fra 20 anni) con una tecnologia costosa e superata. Sono queste le ragioni per le quali le centrali in costruzione in Europa sono 6, negli Usa e Giappone soltanto una.

La teoria delle opzioni reali insegna che l'irreversibilità delle decisioni d'investimento rappresenta un costo-opportunità tanto più grande quanto maggiore è la du-

rata della vita dell'impianto e l'incertezza del ritorno economico.

Questo aspetto è particolarmente importante nel caso dell'Italia. Risalire sul treno del nucleare dopo esserne scesi implica una scelta su modi e tempi e bisogna tenere presente che:

1) in condizioni di libero mercato concorrenziale l'investimento sul nucleare non parte a meno che si garantiscano agli investitori tariffe di lungo periodo e assicurazioni contro i rischi di ritardo nella costruzione delle centrali o altre forme di incentivazione;

2) occorre, di conseguenza una politica energetica in cui siano definiti costi e benefici, compresi quelli relativi agli oneri di sistema (sicurezza, scorie, ecc.) e la convenienza delle diverse tecnologie. Non basta fare affidamento sul mercato;

3) importare tecnologia nucleare oggi significa avere ricadute sul nostro sistema economico pari al solo 40% circa del valore complessivo dell'investimento. Al di là di questo aspetto, occorre valutare il rapporto tra costi e benefici per la nostra economia delle diverse tecnologie importabili;

4) avere centrali di generazione 3 significa avere scorie di uranio pari al 75% dell'uranio impiegato per produrre energia. Il beneficio dell'attesa potrebbe essere una forte riduzione di questo costo;

5) ciò non significa rinunciare nel frattempo ad investire sul nucleare, quanto, piuttosto, lavorare su attività sperimentali, capaci di riportarci per competenze e capacità d'innovazione nel club del nucleare. I dati disponibili suggeriscono che senza intervento pubblico non ci sono condizioni di economicità per il nucleare e che il costo dell'energia per kW è, al meglio, di analogo livello di quello da fonti fossili;

6) la sicurezza degli approvvigionamenti può essere assicurata dall'investimento in impianti di rigassificazione;

7) la ragione di rientro sul nucleare può ritrovarsi nell'esigenza di contenere la produzione di CO_2 e nella partecipazione all'evoluzione tecnologica che, a sua volta, pone la questione del quando rientrare e su quali tecno-

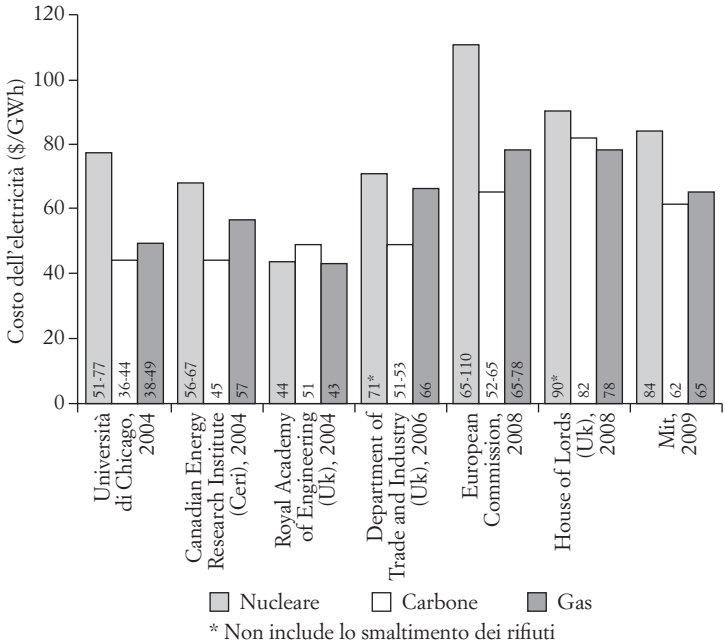


FIG. 1. Diversi costi dell'elettricità a seconda delle diverse fonti.

logie, nonché quella dell'investimento sul rinnovo delle nostre competenze nel settore che è comunque da fare.

In generale, come risulta dalla figura 2, la convenienza del nucleare è legata all'evoluzione del costo della CO_2, oltre che a quella dei combustibili fossili.

2. *L'importazione di energia*

L'importazione di energia non va considerata come dipendenza dall'estero, se non quando assume caratteri di rigidità strutturale come nel caso dell'import di gas attraverso gasdotti associato a rapporti contrattuali di lungo periodo. In questo caso esiste la possibilità teorica per il fornitore di chiudere il rubinetto, fa venir meno la sicurezza degli approvvigionamenti, determinando così,

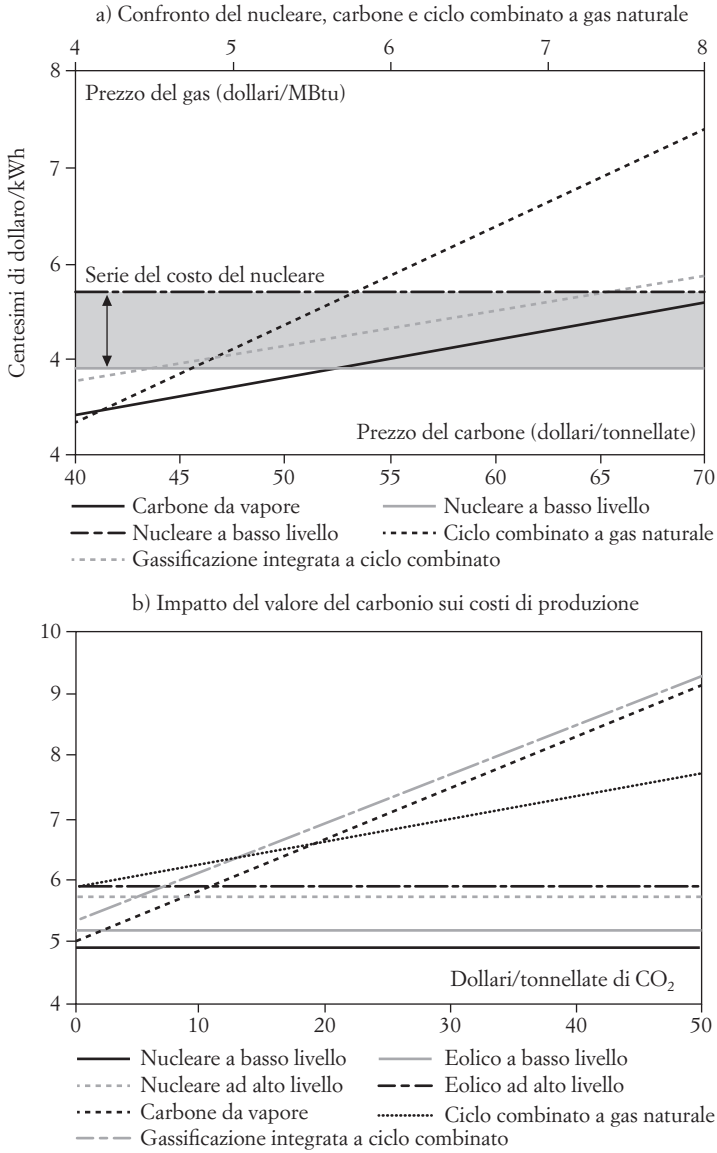


FIG. 2. Confronto del prezzo del nucleare, carbone e Ccgt.

Fonte: Iea Weo, 2006.

un'oggettiva situazione di dipendenza. Tenuto presente che la produzione di energia elettrica nel nostro paese è assicurata da centrali che per l'80% sono alimentate a gas e che l'entrata in esercizio del nucleare non è a questo punto preventivabile, per rendere meno stringente la dipendenza, la strategia concretamente perseguibile è quella dell'aumento del numero e delle potenzialità dei rigassificatori. Occorre tener presente al riguardo che l'evoluzione della tecnologia ha, di recente, introdotto una novità importante: l'utilizzo economico dello *shale gas*, del gas cioè proveniente dagli scisti bituminosi di cui sono ricche le aree degli Appalachiani negli Usa e alcune zone del Canada. Con il che, non solo sono aumentate in ma-

TAB. 1. *Riserve di gas naturale (miliardi di metri cubi al 1º gennaio)*

	1998	2000	2005	2007	2008	2009	2010
Europa	52.755	53.133	52.384	52.292	52.139	52.064	51.962
Europa occidentale e centrale	7.665	8.114	6.464	6.367	6.169	6.104	6.002
Europa orientale	45.090	45.085	45.920	45.925	45.970	45.960	45.960
Asia centrale	7.405	7.670	7.835	7.895	8.055	8.838	14.295
Medio Oriente	49.343	54.742	72.544	73.361	73.887	75.184	77.128
Africa	10.250	11.343	14.078	14.388	14.571	14.774	14.776
Asia e Pacifico	14.440	12.182	1,881	14.742	15.456	16.369	17.524
Americhe	14.508	14.137	14.425	15.209	16.103	17.084	17.432
Nord America	6.544	6.459	7.044	7.617	8.364	9.168	9.505
America Latina	7.964	7.678	7.381	7.592	7.739	7.916	7.927
Mondo	*148.701*	*153.364*	*175.147*	*177.885*	*180.211*	*184.314*	*193.117*
Paesi con reddito alto	40.452	42.928	57.881	58.537	59.166	60.966	61.474
Paesi con reddito medio-alto	61.386	61.383	61.715	62.472	62.792	63.377	63.476
Paesi con reddito medio-basso	43.558	45.822	51.868	53.182	54.479	56.246	64.312
Paesi con reddito basso	3.305	3.231	3.683	3.694	3.774	3.724	3.855
Unione europea	3.903	4.217	3.226	3.265	3.127	3.136	2.937
Oecd	18.940	17.088	16.245	16.191	16.671	18.173	18.395
Opec (12)	60.631	66.655	86.661	87.942	88.703	90.222	92.315

Fonte: Enerdata Global Energy Market & CO2 Database.

niera consistente le stime sulle riserve mondiali di gas, ma, per la prima volta, gli andamenti del prezzo del petrolio e quello del gas si sono differenziati, con una tendenza al ribasso del secondo rispetto al primo.

Un altro aspetto che torna spesso nella discussione e viene portato a sostegno dell'esigenza dell'investimento sul nucleare in Italia è il nostro import di energia dalla Francia, che trova alimento nell'eccesso strutturale di produzione del sistema nucleare francese. Tale eccesso è largamente conseguenza delle modalità tecniche che caratterizzano la produzione di energia nel nucleare. Essa, una volta avviata, prosegue in continuo senza picchi o cadute, visto che la reazione nucleare non può essere modulata, diversamente da quel che avviene per gli impianti a combustibili fossili, che possono adattarsi alle esigenze di consumo della giornata o della stagione.

La conseguenza è che il nucleare ha eccessi strutturali di produzione nei momenti di minor consumo, eccessi che i produttori hanno interesse a cedere anche al prezzo marginale e che i compratori acquistano assai più van-

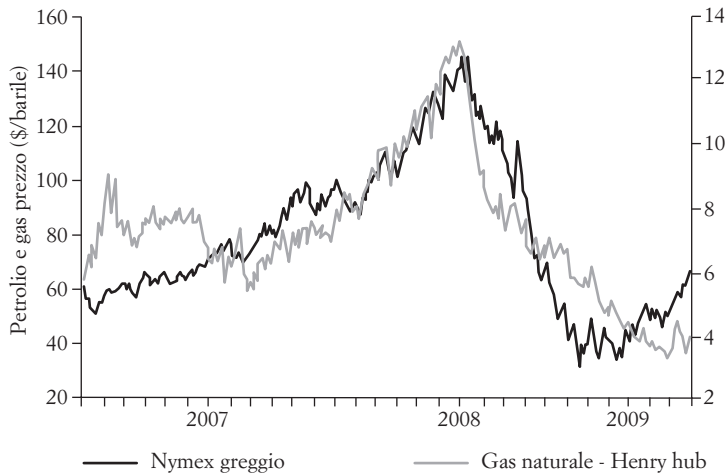


FIG. 3. Andamento del prezzo di petrolio e gas.

Fonte: Thomson Reuters Datastream.

TAB. 2. *Stima dei costi della nuova generazione di risorse*

Plant Type	Capacity Factor (%)	U.S. Average Levelized Costs (2009 $/megawatt/hour) for Plants Entering Service in 2016				
		Levelized Capital Cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission Investment	Total System Levelize Cost
Conventional Coal	85	65,3	3,9	24,3	1,2	94,8
Advanced Coal	85	74,6	7,9	25,7	1,2	109,4
Advanced Coal with Ccs	85	92,7	9,2	33,1	1,2	136,2
Natural Gas-fired						
Conventional Combined Cycle	87	17,5	1,9	45,6	1,2	66,1
Advanced Combined Cycle	87	17,9	1,9	42,1	1,2	63,1
Advanced CC with Ccs	87	34,6	3,9	49,6	1,2	89,3
Conventional Combustion Turbine	30	45,8	3,7	71,5	3,5	124,5
Advanced Combustion Turbine	30	31,6	5,5	62,9	3,5	103,5
Advanced Nuclear	90	90,1	11,1	11,7	1,0	113,9
Wind	34	83,9	9,6	0,0	3,5	97,0
Wind-Offshore	34	209,3	28,1	0,0	5,9	243,2
Solar PV[a]	25	194,6	12,1	0,0	4,0	210,7
Solar Thermal	18	259,4	46,6	0,0	5,8	311,8
Geothermal	92	79,3	11,9	9,5	1,0	101,7
Biomass	83	55,3	13,7	42,3	1,3	112,5
Hydro	52	74,5	3,8	6,3	1,9	86,4

[a] Costs are expressed in terms of net AC power available to the grid for the installed capacity.

Fonte: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2011, December 2010, Doe/Eia-0383(2010).

taggiosamente che nel caso fossero essi stessi a produrre quell'energia. A ciò va aggiunto che nel caso francese il gran numero di centrali, oltre 60, su cui sono distribuiti gli oneri di sistema, già peraltro ammortizzati, contribuisce ad abbassare il costo del MGw.

3. *La riduzione del costo dell'energia*

La riduzione del costo dell'energia non si ottiene con l'investimento sul nucleare. Tutti i dati disponibili suggeriscono che il costo del MGw da nucleare è, al meglio, allineato a quello da fonti fossili e all'eolico. Le stime più recenti dell'Aie indicano costi relativamente più alti per il MGw da nucleare.

Resta in ogni caso da affrontare il dato insostenibile di un costo orario che oggi in Italia è più alto del 30-35% circa. Una ragione sta in bolletta (tab. 3) ed è legata agli oneri addossati ai consumatori per via della ben nota delibera Cip su «rinnovabili e assimilate». Ben sappiamo che le «assimilate» hanno fatto la parte del leone. La tabella 3 mostra il costo di questa voce secondo le stime dell'Autorità per l'energia.

Le altre ragioni sono legate alla qualità del parco di generazione dell'energia e alla mancanza di un sistema com-

TAB. 3. *Costi e ricavi dei ritiri, Cip 6 e della delibera n. 108/97 nel 2009 (in milioni di euro)*

Costi e ricavi	Valore
Remunerazione impianti assimilati	2.926,1
Remunerazione impianti rinnovabili	1.268,1
Totale remunerazione energia Cip 6[a]	4.194,3
Altri costi di misura e trasporto per energia Cip 6	9,9
Remunerazione energia delibera n. 108/97	–
Totale costi ritiri	4.204,2
Ricavi da cessione energia	2.302,2
Costo da recuperare in tariffa (componenete A3)	1.902,0

[a] Stime di chiusura dell'anno 2009.

Fonte: Elaborazione Aeeg su dati Gse.

pleto di interconnessione. L'aspetto forse più importante è però quello dell'ancora insufficiente pressione competitiva.

4. *L'efficienza energetica*

L'efficienza energetica è la scelta di fondo della UE, insieme allo sviluppo delle rinnovabili e deve essere anche la nostra scelta. Essa va declinata rispetto alle differenti

TAB. 4. *Consumi finali per settore e per fonte, Italia 2007*

	Consumi (Mtep)	Petrolio (%)	Gas (%)	Carbone (%)	Elettricità (%)
Trasporti	44.650	97	1	–	2
Industria	41.020	19	40	12	29
Residenziale e terziario	43.410	11	55	4	30
Totale	144.100	48	29	5	18

Fonte: Elaborazione Enea su dati Mise (bilancio sintetico 2007).

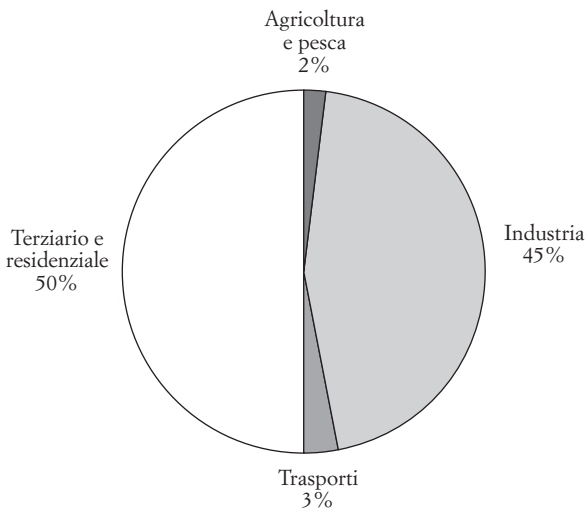


FIG. 4. Consumi di energia elettrica per settore di uso finale, Italia 2007.

Fonte: Elaborazione Enea su dati Mise (bilancio sintetico 2007).

modalità di azione che essa può prevedere. È particolarmente importante l'azione per l'efficienza degli usi finali dell'energia. Industria, residenziale e trasporti assorbono ciascuno un 30% circa dell'energia prodotta.

Il piano d'azione per l'efficienza energetica della Commissione europea stima che attraverso una maggiore efficienza energetica ci potrà essere in Italia un potenziale di risparmio al 2020 compreso tra il 25 e il 30%. Un aspetto importante è che l'investimento sull'efficienza degli usi finali riduce la necessità di dedicare risorse a nuovi impianti per la generazione di energia, tanto più che le stime disponibili ci dicono che in Italia oggi abbiamo un eccesso di offerta disponibile. La scelta di spostare l'investimento verso l'efficienza degli usi finali di energia ha importanti implicazioni sull'uso delle risorse come si vede dalla figura 5 e si può coniugare con interventi a favore dell'energia distribuita, nonché ad un deciso intervento per rendere più *smart* le nostre città. Esse, che assorbono il 70% circa dell'energia prodotta, sono diventate ovunque oggetto di programmi d'intervento e la UE ne sta avviando uno specifico per individuare le 20 città europee più *smart*.

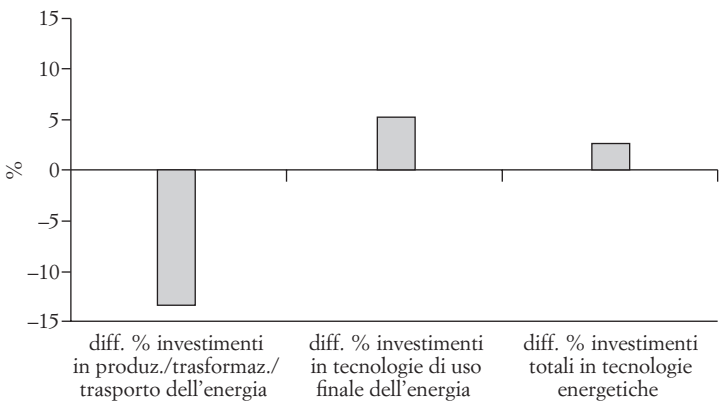


FIG. 5. Effetti dello scenario Act+ sulle componenti di costo del sistema energetico nel 2020.

Fonte: Enea.

TAB. 5. *Risparmi potenziali nei vari settori degli usi finali per i paesi UE*

Settore	Consumo energetico 2005 (Mtep)	Consumo energetico 2020 (Business as usual) (Mtep)	Potenziale di risparmio 2020 (Mtep)	Potenziale di risparmio 2020 (%)
Residenziale	280	338	91	27
Edifici commerciali	157	211	63	30
Trasporti	332	405	105	26
Industria manifatturiera	297	382	95	25

Fonte: Piano d'azione per l'efficienza energetica, COM(206)545.

Si tratta poi di applicare regole di rendimento energetico minimo per elettrodomestici, apparati e motori elettrici per l'industria, per gli edifici nonché per i consumi del trasporto. L'uso delle tecnologie più efficienti è, naturalmente, essenziale per ottenere questi effetti. Secondo le stime Enea, in presenza di scenari di accelerazione tecnologia, l'azione in materia di efficienza energetica può determinare risultati importanti sulla riduzione delle emissioni di CO_2 che, sempre al 2020, si potrebbero ridurre per questa via del 47% del totale di riduzione realizzato. Va ricordato che gli interventi di efficienza energetica sugli edifici possono essere condotti, con meccanismi di *project financing* a costi vicini allo zero e hanno un potenziale importante per gli effetti moltiplicativi sul reddito e l'occupazione che sono, in principio, in grado di produrre.

La questione centrale è come introdurre l'innovazione sufficiente delle tecnologie necessarie ad aumentare l'efficienza negli usi finali dell'energia. La Commissione europea sta cercando di combinare diversi strumenti, *public procurement* e azioni complementari per stimolare l'innovazione puntando tra gli altri sul settore dell'energia rinnovabile e su quello della edilizia sostenibile.

La politica europea del 20-20-20 è considerata il motore dell'investimento nel settore delle fonti di energia rinnovabile. L'importanza dell'innovazione tecnologica è

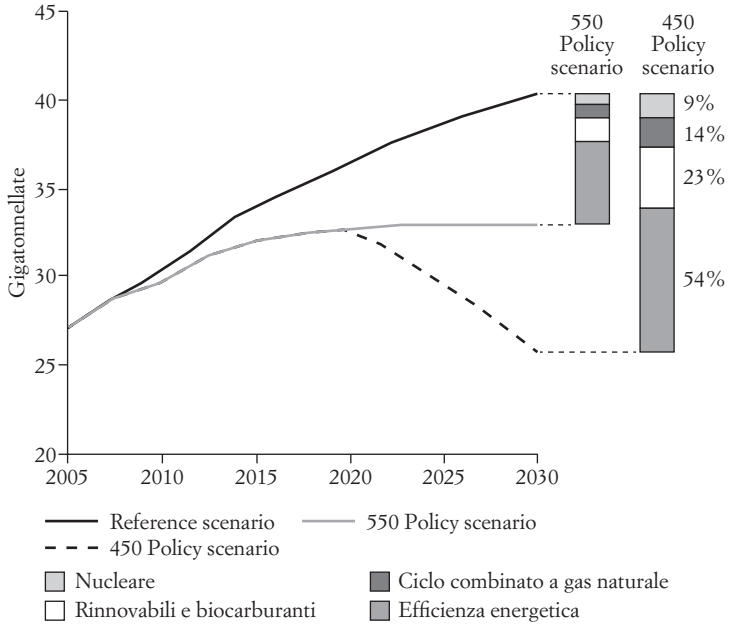


FIG. 6. Riduzione delle emissioni di CO_2 nello scenario della politica climatica. *Fonte*: Weo, 2008.

mostrata dagli scenari (fig. 6) elaborati dalla Iea (International Energy Association).

Anche se il progresso tecnologico è assolutamente necessario per ottenere sia la riduzione delle emissioni che l'efficienza energetica, è purtroppo vero che l'investimento in R&D nel settore energia è stato decrescente nel corso degli anni, anche come conseguenza di un lungo periodo in cui il prezzo del petrolio è stato particolarmente basso (fig. 7).

Oggi si sta verificando un aumento dell'investimento in R&D come risposta alle politiche legate all'esigenza di fronteggiare il cambiamento climatico. Ciò accade, in particolare, in Germania e nel Regno Unito ma non in Italia (fig. 8).

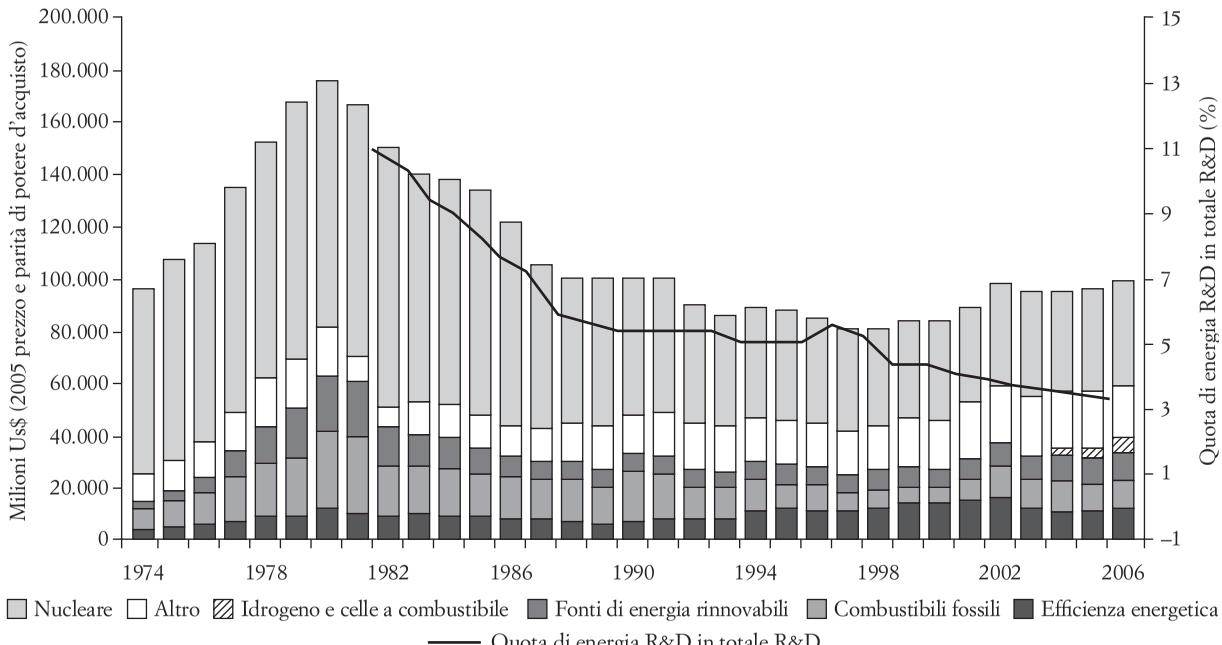


FIG. 7. R&D Investment in Energy Sector.

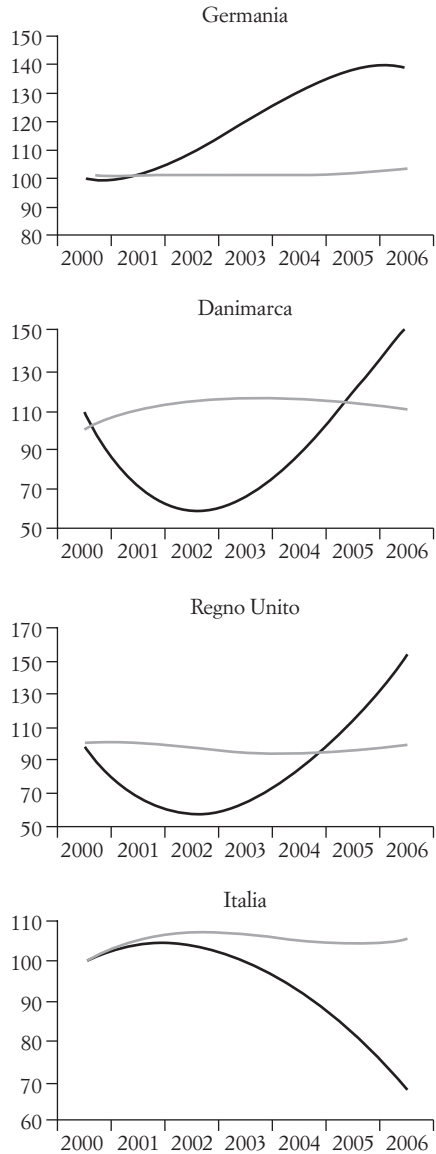


FIG. 8. Investimento pubblico nel settore energia.

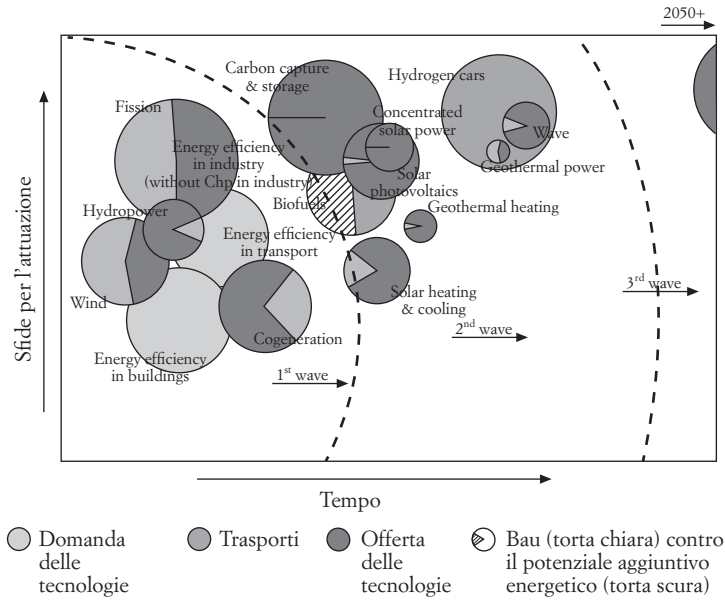


FIG. 9. *Set Plan* ed evoluzione tecnologica.

L'Unione europea, nel tentativo di stabilire un collegamento tra scelte industriali e attività di ricerca, ha messo in campo il *Set Plan* che associa scenari energetici di medio e lungo periodo con l'evoluzione tecnologica. In questi scenari (fig. 9) la parte più importante degli sviluppi a medio termine è rappresentata dalla efficienza energetica nei trasporti, nell'industria e nel settore civile.

L'idea è che occorra spostare l'attenzione dalla produzione di energia ai suoi usi finali. In altre parole, anche se è chiaro che si possono fare passi in avanti per migliorare l'efficienza media dell'attuale produzione di energia e della sua distribuzione, l'aspettativa è che i risultati più importanti siano legati a miglioramenti nel settore dei trasporti, dell'industria, dei servizi e delle abitazioni civili.

Tra di essi, il settore più promettente è, ancora una volta, quello delle abitazioni. La commissione europea propone di stimolare la domanda di innovazione in que-

sto settore attraverso politiche della domanda. Anche se è difficile dire in che misura la domanda potrà influenzare i processi di innovazione, è senz'altro vero che la ricaduta potenziale di interventi sulle abitazioni è molto promettente, soprattutto se si guarda all'utilizzo integrato di tecnologie per il risparmio energetico insieme all'impiego delle rinnovabili a cominciare dal fotovoltaico nelle sue evoluzioni più recenti come quella dei «film sottili».

MARGHERITA PETRANZAN

BIO-CITTÀ: IL PROBLEMA DELL'ENERGIA NELLE POLITICHE URBANE

1. *Premessa*

Il lavoro del gruppo di ricerca si organizza sul tema delle *rigenerazioni urbane integrate*, *partecipate ed eco-sostenibili*, con particolare attenzione nei confronti della *sostenibilità ambientale* e del problema energetico all'interno delle politiche nazionali, regionali e comunali, per il loro coordinamento, a partire dalla Dichiarazione di Toledo, approvata il 22 giugno 2010 dalla Conferenza dei ministri responsabili per lo sviluppo urbano e le politiche abitative dei 27 Stati membri dell'UE.

Nel documento presentato al termine della prima giornata dei lavori, interamente dedicata al tema dell'efficienza energetica degli edifici, i ministri chiedono alla Commissione di assegnare un ruolo più significativo alla riqualificazione delle strutture abitative, ritenuta decisiva per il raggiungimento degli obiettivi politici in materia di cambiamento climatico, rilancio economico e coesione sociale. La Dichiarazione di Toledo sullo sviluppo urbano sostenibile, che rappresenta uno strumento operativo sulla scia del lavoro sulla ville durable (città sostenibile sul piano economico, sociale e ambientale) svolto a Marsiglia, rilancia lo strumento della riqualificazione urbana integrata e raccomanda agli Stati membri di tenere in considerazione una serie di indicatori e parametri per uno sviluppo urbano equilibrato e sostenibile energeticamente. «Ci sono paesi come gli Stati Uniti – afferma Corredor – che stanno studiando come consolidare una città nella quale le infrastrutture e i trasporti siano a misura d'uomo. Questo è il modello che intendiamo preservare in Europa e per questo abbiamo raggiunto l'accordo

Margherita Petranzan, architetto, professore di Elementi di critica dell'architettura, Facoltà di Architettura, Politecnico di Milano, italiadecide.

su un documento che metteremo anche a disposizione degli Stati extra-UE e delle istituzioni europee»[1].

Si è fatto riferimento agli esiti del dibattito avvenuto in occasione della Conferenza di impostazione del Rapporto 2011 sull'energia organizzato dall'associazione per la qualità delle politiche pubbliche *italiadecide* e tenutosi a Roma l'11 aprile 2011.

Si riportano, a tal proposito, le parole del presidente Violante in apertura della Conferenza:

> L'energia costituisce, probabilmente, la più grande, entusiasmante e più difficile sfida che le classi dirigenti del nostro paese devono affrontare per contribuire allo sviluppo e assicurare la competitività nei campi dell'industria, della ricerca, dell'ambiente e della qualità della vita. Pertanto questo tema viene considerato dalla nostra ricerca come una delle principali componenti della politica strategica, perché sull'energia si misura – più che su altri settori – la capacità delle classi dirigenti di essere effettivamente tali.

L'analisi delle relazioni ci ha permesso di individuare alcuni punti essenziali per lo sviluppo della ricerca con l'obiettivo di produrre un'idea di città sostenibile coerente con l'epoca storica e politica in cui si vive e coordinata con le scelte fatte dagli altri stati dell'UE, considerando anche che le logiche di organizzazione e le risposte al problema energetico a livello nazionale spesso si presentano con caratteristiche di autoreferenzialità controproducente.

Abitare nelle città, oggi, sta diventando onerosissimo sul piano umano, e improduttivo sul piano meramente economico. La complessità, necessaria e ormai sempre presente nei territori urbanizzati che chiamiamo ancora città, si è spesso trasformata in complicazione programmata.

Ci si riferisce essenzialmente all'Italia, e al suo attuale modo di gestire il tema-problema dell'energia, sia a livello nazionale che regionale e/o comunale.

[1] CittaliaEuropa.

L'Europa e l'Italia, negli ultimi decenni, si sono concentrate, (o perdute) a costruire ricchezze individuali, non perequative, ricchezze cioè mai riferite al benessere della collettività. Si pensa allora che la triade:

– riduzione dei consumi di energia;
– utilizzo delle fonti rinnovabili;
– diminuzione delle emissioni di CO_2

debba essere coniugata oggi, in Italia, anche con misure pertinenti la sensibilizzazione dei singoli, in modo che, a partire dal basso, organizzando cioè più consapevolezza che imposizioni, ogni amministrazione possa contare su risultati cercati.

Risparmiare sui costi di produzione, creare reddito e nuove opportunità occupazionali, ridurre le emissioni di anidride carbonica garantendo la tutela del territorio.

Tutto questo sarebbe possibile grazie alle fonti energetiche rinnovabili, quali fotovoltaico, eolico, biomasse.

Poco tempo fa il premio Nobel per la pace del 2007, il prof. Klark, ha detto agli studenti dell'Università di Torino che la terza rivoluzione industriale si baserà sulle tecnologie ad impatto zero, invitandoli a creare a Torino stessa un centro di eccellenza per la *green economy*. Ha dichiarato inoltre che Obama ha investito le risorse nella *green economy* in modo confuso; non basta spendere a caso per rendere un sistema sostenibile. Quello che manca davvero in America, continua Klark, è «un piano a lungo termine, che forse alcuni paesi europei, invece, posseggono». L'approccio alla sostenibilità deve essere sistemico. In una città come Roma, ad esempio, tutte le nuove case dovrebbero essere completate per legge con pannelli solari, conclude Klark.

Sappiamo che in Italia per rilevare il tasso di *green economy* di ogni Regione sono stati usati tre parametri: l'energia da fonti rinnovabili, l'agricoltura biologica e la raccolta differenziata dei rifiuti. Purtroppo, però, la politica ambientale e climatica italiana è stata valutata come una delle peggiori su scala europea.

È anche evidente, in Italia, che la liberalizzazione dei mercati energetici non è stata poi supportata dalla creazione di un mercato regolamentato, ma ha assunto carat-

teristiche di «autonomia» imprenditoriale, priva appunto di qualsiasi regola.

Ma le energie alternative e rinnovabili, la cui applicabilità si dimostra sempre più urgente, sono ancora troppo costose per venire usate dalla maggioranza dei cittadini, anche perché, per raggiungere l'efficienza energetica, è indispensabile ci sia la collaborazione di vari attori: committenti e progettisti, costruttori e produttori di nuovi materiali, fornitori di servizi, politici, amministratori e ricercatori sia appartenenti alle varie strutture industriali, sia alle Università. Forse in questo modo sarà possibile risparmiare energia e ridurre le emissioni di anidride carbonica prodotte dagli edifici.

Parlare di sostenibilità in edilizia significa però trovare un giusto equilibrio tra le esigenze individuali e quelle collettive, tenendo conto delle risorse che abbiamo a disposizione sia in campo energetico sia di materie prime.

Credo sia necessario ricordare che circa la metà delle materie prime impiegate in Italia serve per costruire strade e case e il 60% dei rifiuti provengono dall'edilizia.

Sono comportamenti sicuramente deleteri sul fronte della sostenibilità, in quanto c'è rischio di degrado degli ecosistemi. Gran parte delle abitazioni costruite fino all'ultimo decennio dello scorso secolo si sono trasformate in giganteschi termosifoni per l'ambiente; fortunatamente, però, una nuova direttiva europea impone agli Stati membri case *quasi* a consumo zero in dieci anni (da notare che l'inserimento della parola *quasi* è stato chiesto e ottenuto dall'Italia, con derisione da parte degli altri stati UE). Quindi la diminuzione dei consumi di energia in edilizia sarà a breve un obbligo, oltre che una necessità.

Si può allora parlare di ruolo strategico (per un consistente risparmio energetico nelle città) degli edifici destinati a strutture abitative, da riqualificare in modo programmato per una riduzione consistente delle emissioni di CO_2 (oltre il 40% del consumo energetico totale dipende dal settore delle costruzioni), e per un sempre più importante risparmio energetico, attraverso anche generazione di miglioramenti qualitativi in campo progettuale.

Si consideri, a questo proposito, la messa in atto di un necessario, non solo possibile, processo virtuoso che porti gli abitanti a rinunciare all'uso «abusato» delle automobili private privilegiando in misura più corposa i mezzi pubblici, che vanno all'uopo potenziati, seguendo l'esempio di alcuni stati europei.

Per quanto riguarda poi l'energia nucleare, sarà per ora quasi sicuramente allontanata dalle prossime scelte non solo dei governi europei, ma a livello globale, almeno fintanto che non verrà garantita la sicurezza degli impianti; si sa comunque ormai con certezza che non sarà disponibile prima del 2020 e che non potrà essere lasciata gestire alle scelte autonome dei singoli stati.

Quindi la maggioranza dei cittadini consuma ancora energie tradizionali, soprattutto perché la produzione e il consumo delle energie alternative in Italia sono ancora difficilmente programmabili, e le edificazioni su cui applicarle non sono ancora sufficientemente studiate, sia per carenze normative che per carenze conoscitive.

I dati ci dicono che a tutt'oggi gli edifici in Italia che hanno un impianto fotovoltaico stanno aumentando esponenzialmente, con Lombardia e Veneto in testa. La Puglia invece è al primo posto per la potenza installata. Considerando i costi dell'installazione e i vari fattori che possono influenzarli (vincoli urbanistici, ambientali e strutturali), si stima un esborso medio di circa 20.000 euro per installazione fotovoltaica. Per vedere un giusto rapporto costi-benefici, si ipotizza che al Nord l'investimento si ammortizzi in 10-11 anni, mentre al Centro-Sud in 7-8 anni, perché il tempo di rientro dell'investimento dipende molto dalla posizione geografica, ma anche dall'orientamento dei moduli fotovoltaici.

È risaputo che chi installa un impianto fotovoltaico, specie se integrato architettonicamente nell'immobile, oltre a ridurre l'inquinamento energetico, dovrebbe godere di diversi vantaggi, non solo degli incentivi statali, ma anche di una bolletta più leggera; ma il costo di installazione, purtroppo, è ancora troppo alto, e probabilmente i vantaggi fiscali promessi verranno tolti.

Energia alternativa allora per chi? Non certo per la maggioranza della popolazione, ma per pochi privilegiati. La menzogna, in questo caso, è più dannosa che in qualsiasi altro caso, in quanto il consumo del sogno genera ancora e sempre mostri! Oggi, in una realtà metropolitana molto complessa, si fanno avanti visioni molto parziali e riferite ad interventi «spazialmente» limitati in parti di territorio minime o puntiformi, cioè in casi molto isolati.

È allora oltremodo urgente ed importante l'applicazione di nuove tecnologie alternative e bio-compatibili, ma ciò non può accadere se non si considera che la realtà dei vari territori subisce continui cambiamenti e, di conseguenza, necessita di attenti e continui monitoraggi, e se non si considera, inoltre, che la sostenibilità ambientale, se correttamente gestita, non solo garantisce e rispetta gli equilibri delle risorse naturali, ma può anche essere fonte di ricchezza economica e volano di innovazione.

Obama, ad esempio, sta lavorando su più fronti per creare un'economia delle energie verdi, ha dichiarato poco tempo fa Dan Clune, responsabile su energia e ambiente, che insiste sul fatto che l'economia di mercato non si può superare o eliminare, ma l'uso delle risorse può sicuramente essere limitato, da parte di qualsiasi azienda già avviata e da parte di qualsiasi famiglia. Quindi si deve pensare alla *green economy* in termini di efficienza delle risorse e di eliminazione degli sprechi.

In primis è necessario fare il punto sulle grandi ed incontrollate periferie urbane, che necessitano di ristrutturazioni compatibili con le nuove tecnologie, da programmare con la partecipazione attiva della popolazione insediata, oltre che degli amministratori, dei tecnici, delle imprese costruttrici e delle strutture di ricerca legate alle Università.

Le città devono essere finalmente riorganizzate per *vivere* in maniera decorosa la quotidianità di tutti, non solo di pochi.

Purtroppo oggi sono quasi unicamente le emergenze e i conflitti ad interessare la vita delle città e la loro governabilità. Nell'immediato, ad esempio le emergenze più significative riguardano i rifiuti, l'acqua e l'aria, come ha

in questi giorni dichiarato la fondazione romana per lo sviluppo sostenibile.

Non si può dimenticare che l'universo è ormai collegato in modo olistico, cioè in reti di reti.

Si è lavorato su alcuni casi studio individuati in quattro città: Milano, Bolzano, Firenze, Roma, con comparazioni e confronti anche con alcune realtà (sia europee che americane), per verificare se:

– la politica energetica per le città deve rimanere saldamente nelle mani dello Stato (pur nel rispetto delle autonomie delle distinte aree metropolitane e dei loro governi), per guardare concretamente ad una futura agenda urbana europea di cui si sta occupando l'apposita commissione in materia di politiche di rigenerazioni urbane e di politiche energetiche, perché non è pensabile che il necessario e virtuoso processo di sensibilizzazione individuale porti a decidere di partire dal locale e fermarsi in esso. Si sottolinea che nel concetto di *integrated urban rigeneration*, osservando le trasformazioni urbane è necessario sia mantenuto uno stretto legame tra i vari obiettivi di rigenerazione (sociale, ambientale ed economica), e che le aree più degradate siano da analizzare con maggiore attenzione e con le necessarie priorità. È quindi urgente una rivisitazione del concetto di città da adeguare opportunamente ai modelli europei. È tuttavia evidente che in Italia la liberalizzazione dei mercati energetici non è stata poi supportata dalla creazione di un mercato regolamentato, ma ha assunto caratteristiche di «autonomia» imprenditoriale, priva appunto di qualsiasi regola;

– esiste una posizione prioritaria dei contesti urbani (dove vive il 70% della popolazione europea) per gli obiettivi di sviluppo equilibrato e sostenibile, degli spazi «città» che presentano sempre più evidente la caratteristica di spazi «territorio» dove le scelte politiche più immediate e realistiche non possono che essere funzionali alla creazione di aree «metropolitane» di accorpamento di tutte le realtà territoriali disperse. È inoltre indispensabile la costruzione di welfare su politiche di social-housing opportunamente progettate, per permettere agli abitanti dei luoghi già inse-

diati e radicati, di costruire l'immagine del proprio spazio abitativo, attraverso rigenerazioni programmate, all'insegna della individuazione e valorizzazione di spazi pubblici e spazi verdi a servizio delle strutture residenziali, da ristrutturare o riprogettare all'insegna della *flessibilità e qualità*, oltre che dell'*alta sostenibilità sul piano energetico*;

– è necessaria la valutazione della convivenza di conflitti e differenze nell'avvicendamento di gruppi sociali nei territori abitati e una conseguente continua riformulazione di proposte di *governance* funzionali anche alla costruzione di sempre nuove identità pur all'interno di mutamenti. Si affronta così il tema della dimensione socioeconomica della sostenibilità, spesso volutamente trascurata;

– è possibile approfondire la possibilità di uscire dai confini disciplinari di puro specialismo per cercare sintesi risolutive di problemi che si formano nella complessità dell'ambiente urbano e che non possono essere risolti dalle singole discipline applicate con mediazioni di *governance*. Una città ecosostenibile deve riuscire a far parlare tra loro specialismi diversi e filiere produttive altrettanto diverse. Come? Alcuni ambienti urbani, opportunamente costruiti o «rigenerati» riescono a produrre sintesi efficaci e «traduzioni» dei linguaggi specialistici, traduzioni funzionali alla creazione di valori economico-sociali condivisi (Barcellona e la Randstad insegnano);

– è essenziale considerare lo spazio urbano come *fondamentale spazio politico*, spazio cioè in cui si crea *valore economico* perché esiste la possibilità della costruzione di una responsabilizzazione collettiva attraverso la formazione di comunità. La città che muta attraverso il movimento continuo delle reti e dei flussi è comunque la città degli uomini;

– il rapporto tra sostenibilità e architettura si organizza all'interno della proposta creativa meramente disciplinare oppure finalmente entra fattivamente a programmare e a costruire il futuro delle mutanti comunità sociali che, in veste di «moltitudini», abitano i territori urbanizzati di questo paese.

2. *Milano*

Il caso di Milano si presenta particolarmente interessante sotto il profilo delle politiche energetiche e delle rigenerazioni urbane integrate. E non perché il capoluogo lombardo occupi in questi settori una posizione di eccellenza. La sua dimensione metropolitana e le sue condizioni geografiche e climatiche non favoriscono in prima istanza una facile risoluzione dei problemi presenti sul tappeto. Tuttavia, non costituiscono neppure, in via pregiudiziale, un ostacolo alla loro attuazione. Anzi, dal punto di vista del raggiungimento di uno sviluppo equilibrato e sostenibile il fattore dimensionale sembra costituire paradossalmente un elemento a favore. Sotto il profilo della gestione delle risorse (acqua, energia) e dei servizi (trasporti, smaltimento dei rifiuti) la dimensione metropolitana permette di ottimizzare i costi di gestione, diminuendo i prezzi e conseguentemente – almeno potenzialmente – migliorando la qualità del servizio: pur tenendo conto, in termini di qualità e di costi – per ragioni tanto intuibili quanto parzialmente inevitabili – di una tendenziale sperequazione tra le zone centrali della città e quelle situate nel territorio della Provincia, ovviamente a favore delle prime. In questo stesso senso, la già alta densità del tessuto urbano milanese può rappresentare un altro fattore positivo, a patto naturalmente di non proseguire nella politica di ulteriore densificazione proposta e inaugurata dall'assessore allo Sviluppo del Territorio della Giunta Moratti, Carlo Masseroli.

L'interesse del caso milanese dal punto di vista delle politiche ambientali è costituito, innanzitutto, dalle potenzialità delle quali Milano è dotata: una ricchezza di risorse in termini di infrastrutture, mezzi pubblici, acqua, verde, il cui maggiore problema attuale consiste nel dover ancora essere adeguatamente messa a sistema. Il salto qualitativo che Milano può compiere in questo senso va ben oltre il semplice sviluppo dello stato di fatto attuale: la focalizzazione delle questioni ambientali e l'integrazione delle diverse scale attuative, se correttamente effettuate, promettono di fare compiere a Milano un'accelerazione

importante, che potrebbe portarla ai livelli di città europee di pari dimensione in tempi abbastanza rapidi.

2.1. *Nuove costruzioni e Bilancio energetico*

L'attività immobiliare, a Milano, ha avuto un considerevole sviluppo negli ultimi quindici anni. L'ambito che ha messo in gioco le maggiori quantità è senz'altro quello delle «aree dismesse»: laddove c'erano fabbriche o altre grandi strutture, ora si trovano nuovi quartieri, che presentano una quota prevalente di residenza libera, una minore di convenzionata e, in rari casi, una terza di edilizia pubblica. Bisogna poi considerare la *riconversione* e la *superfetazione* come fenomeni ampiamente diffusi sul territorio comunale, in grado di superare complessivamente i 2.500.000 mq di s.l.p.: si pensi soprattutto ai *loft*, al recupero dei sottotetti (cfr. l.r.. 12/2005) e alla densificazione di isolati esistenti tramite nuove costruzioni.

Gli strumenti normativi che hanno supportato queste operazioni sono prevalentemente i *Piani d'area* (Pii e Pru) e, per le quantità più piccole, le semplici *Denunce di inizio attività* (Dia): è mancata invece una pianificazione di scala metropolitana e a medio-lungo termine che guidasse ogni singolo intervento, e ciò ha prodotto scelte deboli in termini di accessibilità dei prezzi di vendita e locazione degli alloggi, Bilancio energetico complessivo, dotazione di infrastrutture e servizi.

Per quanto riguarda la pianificazione, questo quadro ha invalidato il ruolo del Piano regolatore (Prg) già prima che esso venisse sostituito dal Piano di governo del territorio (Pgt), documento che eleva a legge l'assenza di strategia e la labilità delle regole, sposandola a una visione di netto incremento demografico del territorio comunale (quasi un raddoppio dell'attuale popolazione), in base al quale giustificare la costruzione di nuove e grandi cubature. Oltre all'improbabilità di una crescita così alta della popolazione, è da ricordare che già nel 2001 l'Istat rilevava in città la presenza cospicua di appartamenti disabitati (circa uno

ogni dodici). Su queste basi, Milano sta per affrontare l'organizzazione di Expo 2015 e la riconversione di grandi scali ferroviari interni al corpo urbano: due eventi di cruciale importanza per il futuro dell'area metropolitana milanese.

Il Pgt si articola su tre documenti fondamentali:

– il Documento di piano: definisce obiettivi, strategie ed azioni delle politiche urbanistiche comunali; norma le zone della città definite come «ambiti di trasformazione»;

– il Piano delle regole: è atto del Piano di governo del territorio che disciplina l'intero territorio comunale ad eccezione degli ambiti di trasformazione disciplinati dal Documento di piano e delle aree disciplinate dal Piano dei servizi;

– il Piano dei servizi: cataloga i servizi pubblici e di interesse pubblico o generale – anche se privati o gestiti da enti privati – già esistenti sul territorio comunale, verificandone i fattori di accessibilità, fruibilità e qualità; indica in quali casi i mutamenti di destinazione d'uso di aree e di edifici comportano una variazione della dotazione di servizi; disciplina la destinazione delle aree da acquisire a mezzo della perequazione urbanistica e del trasferimento dei diritti edificatori (ai sensi dell'art. 7 delle Norme di attuazione del Piano delle regole, ad eccezione di quanto previsto dai Piani attuativi e dagli atti di programmazione negoziata). Si noti che «Il Piano dei servizi non ha termini di validità ed è sempre modificabile al fine di un suo costante aggiornamento dipendente dalla domanda di servizi della città».

Vengono definiti tre tipi di ambiti di trasformazione:

– Atu (Ambiti di trasformazione urbana): riguardano parti di territorio considerate di rilevanza strategica nell'ambito delle politiche espresse dal Ddp relative al Tessuto urbano consolidato;

– Atp (Ambiti di trasformazione periurbana): si riferiscono a parti di territorio esterno al Tessuto urbano consolidato, ivi compresi gli ambiti del Parco regionale agricolo Sud Milano assoggettati alla disciplina dei Piani di cintura urbana (Pcu), previsti e normati dal Piano territoriale di coordinamento (Ptc) del Parco stesso;

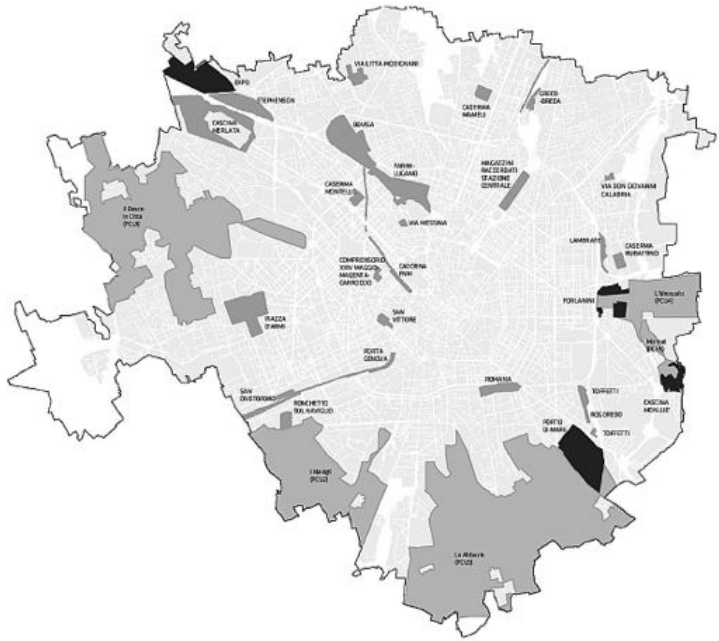


FIG. 1. Ambiti di attuazione definiti dal Documento di piano.

– Atipg (Ambiti di trasformazione di interesse pubblico generale) si riferiscono a parti di territorio sia interni che esterni al Tessuto urbano consolidato per le quali le trasformazioni urbanistiche previste, oltre a rivestire carattere di strategicità generale, sono anche finalizzate a opere o interventi di particolare rilevanza per la città, sotto il profilo dell'interesse pubblico e generale.

Gli Atu ammontano a circa 560 ha totali e comprendono aree strategiche per il futuro sviluppo della città, tra cui gli scali ferroviari in dismissione (130 ha circa in totale, di cui 20 da riservare ad aree strumentali all'esercizio ferroviario), le caserme militari di prossimo trasferi-

mento e le aree agricole attorno ai cimiteri (in particolare quella di Cascina Merlata, su cui insistono progetti residenziali legati ad Expo 2015).

Gli Atipg (Expo, Porto di Mare, Forlanini e Cascina Monlué), con un'area totale di circa 273 ha, raggiungono assieme agli Atu il 4,5% del territorio comunale: ospiteranno anch'essi notevoli volumetrie residenziali e terziarie, ma dovrebbero essere nobilitati da funzioni di interesse collettivo (ma non per forza pubblico).

Gli Atp (Bosco in Città, Navigli, Abazie, Idroscalo, Monlué) sono perlopiù localizzati ai bordi della città consolidata e concentrano la maggior parte dei terreni agricoli, spesso vincolati dall'appartenenza al Parco agricolo Sud Milano: raggiungono circa i 3.293 ha, pari al 18% del territorio comunale.

Definite le quantità territoriali in gioco, vediamo come, attraverso i principi di perequazione, compensazione, premialità e indifferenza delle destinazioni d'uso, vengano stabiliti gli indici edificatori.

Al di là di alcune importanti eccezioni, a tutti gli Atu e gli Atipg viene attribuito un indice edificatorio per funzioni urbane di 0,65 mq/mq, che diventa di 0,15 mq/mq per gli Atp.

La premialità permette poi di ottenere indici aggiuntivi: 0,35 mq/mq per la costruzione di *social housing*. I proprietari di tali aree, secondo il principio della perequazione, possono «mobilitare i propri diritti edificatori», cioè possono vendere o trasferire ad altre aree di loro proprietà una parte dell'indice che non intendono costruire.

Un meccanismo compensativo, inoltre, permette ai proprietari di aree che il piano destina a infrastrutture o verde pubblici, di utilizzare altrove l'indice comunque attribuito a quelle aree, ma rimasto inespresso.

La premialità, invece, permette di ottenere indici aggiuntivi: 0,35 mq/mq se si costruisce *housing sociale*.

Gli Atu e gli Atipg hanno la facoltà di acquisire e utilizzare diritti edificatori provenienti sia da altri Atu che da Atp e Atipg, nonché dalle aree disciplinate dal Piano

dei servizi, alle quali è attribuita una capacità edificatoria non realizzabile in loco.

Un elemento di forte preoccupazione derivante dal Pgt è il principio di indifferenza delle destinazioni d'uso, cioè la definitiva abolizione dell'azzonamento e degli indici edificatori differenziati in sua funzione. Unito alla confusione che il Pgt opera fra «interesse pubblico» e «interesse collettivo», secondo il c.d. principio della sussidiarietà, rende ancor più impraticabile l'adozione di una strategia di piano. La «sussidiarietà» è uno dei perni ideologici su cui si è basata la stesura dei documenti di piano, nonché la loro promozione mediatica e politica: «è un ribaltamento concettuale rispetto alla maniera tradizionale di affrontare il tema dei servizi. Non si guarda più alla necessità di avere "scuole", quanto piuttosto alla necessita di soddisfare il bisogno di "istruzione"»[2].

Le recenti trasformazioni urbane e il Pgt (sospeso dall'attuale Giunta, e sostituito da un Documento politico di indirizzo) delineano uno scenario di eccessiva cementificazione del territorio comunale: questo è il dato più preoccupante per tutti i soggetti sensibili ai problemi ambientali connessi alla produzione edilizia. Lo spreco di suolo, materie prime e fonti energetiche che ne risulterebbe, rischia di essere così pesante da invalidare l'effetto positivo delle norme di risparmio energetico applicate ai singoli edifici.

Come altre Regioni italiane, anche la Lombardia si è dotata di un sistema unificato di certificazione energetica degli edifici denominato Cened e regolato dalla l.r. 24 dell'11 dicembre 2006. I problemi che emergono da esso sono la parzialità dei fattori in gioco nella composizione del giudizio finale, e l'eccessiva analiticità delle relazioni tecniche che, disperdendosi in rilevazioni di importanza trascurabile, indeboliscono l'attendibilità del risultato sintetico.

Sul primo punto, sebbene Cened erediti dalla legge nazionale il limitarsi al «calcolo invernale» (solo per gli

[2] Documento di piano, p. 178.

edifici non residenziali si considerano anche i consumi per illuminazione e acqua), sarebbe auspicabile l'inserimento di ulteriori parametri facoltativi, così da innescare un effetto trainante sul mercato, che otterrebbe un plusvalore economico a cambio di prestazioni d'eccellenza. In particolare, il «calcolo estivo» legato al condizionamento dell'aria, non solo è una voce sempre più decisiva nel Bilancio energetico degli edifici, ma potrebbe anche riabilitare l'edilizia prebellica, i cui muri perimetrali di elevato spessore garantiscono un buon comfort termico anche in assenza di impianti di climatizzazione. Un'altra voce che andrebbe inclusa è quella del consumo di elettricità: ad esempio, molti nuovi edifici di terziario, per ottenere un'elevata classe energetica pur utilizzando grandi superfici vetrate (altamente disperdenti e inadatte a schermare le radiazioni solari), utilizzano impianti termici ad elevato consumo di energia elettrica.

Sarebbe infine auspicabile tracciare delle «carte d'identità energetica» per le varie aree della città, cui il singolo progetto possa fare riferimento per le scelte di carattere costruttivo e impiantistico. L'apparente omogeneità dell'*habitat* milanese nasconde differenze di rilievo: le quantità edilizie già esistenti, la presenza o meno di falde freatiche con la loro profondità e temperatura, l'umidità che cambia da Nord a Sud, la presenza di verde, la qualità dei suoli e via dicendo. Quando la città è in grado di delimitare le prerogative degli elementi che la costituiscono, può innescarsi la giusta dialettica fra architettura e pianificazione, fra unicità e strategia.

2.2. *Ambiente e territorio*

Come le altre città italiane, anche Milano, per quanto riguarda la sostenibilità ambientale, versa in condizioni difficili, dal momento che i suoi cittadini possono contare su 16 mq di verde pro capite, dei quali solo 12,7 sono loro accessibili. Nonostante tale superficie sia superiore rispetto alla media italiana di 12 mq per abitante,

gli stessi milanesi fanno fatica a riconoscere la veridicità del dato poiché il verde è articolato in aree discontinue, non connesse tra loro e di difficile accessibilità. La città non dispone di una struttura permeabile e continua di spazi aperti che permetta la creazione di una rete urbana del verde, soprattutto se si pensa alla connessione verso l'esterno con i grandi sistemi ambientali territoriali.

Non mancano, tuttavia, esempi virtuosi che dovrebbero costituire la prassi, ma rimangono casi isolati. Al di là del Parco Sempione, situato nel pieno centro storico, l'esempio di assoluta eccellenza in tema di parchi pubblici urbani è il Bosco in città. L'area, di proprietà comunale, è stata destinata a parco urbano affinché fosse sottratta al degrado di parte del versante occidentale milanese. Le risorse a disposizione per l'intervento sono risultate modeste, per cui l'architetto Crespi ha adottato coscientemente una metodologia progettuale flessibile, affidando la gran parte dei lavori a volontari. L'area viene data in gestione nel 1974 all'associazione «Italia nostra», che fonda, nel 1981, il primo Cfu (Centro per la forestazione urbana), un centro di progettazione e gestione del verde divenuto col tempo punto di riferimento culturale attivo anche nel coinvolgimento di scuole, gruppi di volontariato ed associazioni ambientaliste. La qualità degli interventi e l'attenzione alla complessità dell'ambiente in questione hanno permesso al Bosco di inserirsi nel tessuto urbano, divenendo un punto di riferimento non solo per volontari ed ambientalisti, ma principalmente per i cittadini. L'eccezionale alchimia e spinta collaborativa hanno permesso al Bosco di espandersi dagli iniziali 35 a ben 110 ettari, all'interno dei quali trovano posto oggi un'estesa superficie boschiva caratterizzata da una grande varietà di specie arboree e fauna selvatica, un piccolo lago, allo scopo di migliorare il microclima e porre le condizioni ideali per lo sviluppo di flora e fauna, una serie di percorsi pedonali, equestri e ciclabili ed una serie di intelligenti servizi di pubblica utilità. Nella parte occidentale è stata sviluppata negli anni una rete di orti urbani, piccoli appezzamenti di terreno dati da coltivare a singoli cittadini che

ne fanno richiesta. La cura meticolosa sta facendo di questi fazzoletti di terra dei veri e propri piccoli giardini. Si tratta di una interessante pratica di matrice Nordeuropea tesa a creare una cintura perimetrale verdeggiante e fiorita. I fattori determinanti del successo del Bosco sono di immediata comprensione:

– la decisione di bonificare e valorizzare quest'area naturale, negandola agli appetiti speculativi;

– una progettualità flessibile di medio termine, affrontata nel rispetto della complessità dei fattori in gioco;

– un approccio partecipato e una volontà chiara di puntare sulla collaborazione attiva di scuole, associazioni e cittadini (una necessità derivante dall"impossibilità di imponenti investimenti pubblici);

– un'autonomia nel percorso di realizzazione del parco dalla sfera amministrativa e politica, che ha allontanato il miraggio del «tutto e subito» da spot elettorale;

– la competenza dell'associazione nelle scelte di natura strategica, ambientale ed economica e la sua permanente presenza in loco;

– la sostenibilità economica: la maggior parte dei progetti sono ad impatto zero e i ritorni economici hanno ampiamente ripagato gli investimenti operati nel tempo.

Questi i fattori fondamentali sui quali far leva per rilanciare il patrimonio naturalistico milanese e puntare a un reale miglioramento della qualità della vita e a una valorizzazione sociale dei beni pubblici.

In molte aree di Milano è di fatto impossibile raggiungere a piedi un parco pubblico. La distanza supera spesso i 500 metri auspicati nei quesiti referendari di natura consultiva del giugno 2011. Molte zone non dispongono di una equilibrata dotazione di verde ed alcune ne sono totalmente sprovviste (ad esempio l'area Ceschina, tra viale Espinasse e le ferrovie Nord). Risulta dunque necessario mettere a sistema gli spazi aperti e renderli attraversabili, percepibili, affinché diventino parte della vita quotidiana della città. In questa prospettiva il verde di quartiere assume un valore di pubblica utilità di primaria importanza per i residenti.

Il sistema dei Raggi verdi, ideato dall'architetto Andreas Kipar, viene presentato come «una risposta della società civile alla dilagante frammentazione dell'agire sul tessuto urbano». Il progetto promuove una rete di percorsi pedonali e ciclabili che innerva di verde l'intero tessuto urbano e periurbano. Si tratta di otto Raggi, uno per zona, che si diramano dal centro storico della città verso l'esterno, confluendo in una «circolare pedo-ciclabile» di circa 70 km lineari, che diverrà anello di congiunzione tra tutti gli spazi aperti della città, confluendo nei grandi parchi della cintura cittadina. Il progetto promuove la connessione di una serie di spazi già esistenti, a volte nascosti o sconosciuti, al fine di poter generare una rete ciclabile protetta continua. Il valore del progetto non è determinante dal punto di vista ambientale, ma agisce sul piano sociale creando piccole oasi di sfogo cittadino ed agisce fortemente sull'immagine della città. Se portato avanti con intelligenza ed in rapporto con una seria riqualificazione della cintura verde urbana, può ridurre in maniera determinante il gap ambientale e naturalistico rispetto alle città nordeuropee, che appaiono al momento irraggiungibili su tale piano. La partita, in un'area nella quale non esistono di fatto confini urbanistici al pari di quelli amministrativi, si gioca sulla messa a sistema dei vuoti urbani che potrà essere motore di una nuova qualità diffusa. Il progetto parte dunque da una scala extra-territoriale, evidenziando le due grandi spalle ambientali, i fiumi Lambro e Olona, come nuovi corridoi ambientali ad Est e Ovest che restituiscano un vero parco peri-urbano.

2.3. *Mobilità*

Nel programma elettorale con il quale il nuovo sindaco Giuliano Pisapia ha vinto le elezioni il tema della mobilità sostenibile non è uno degli argomenti maggiormente trattati; esso, tuttavia, è affrontato in termini migliorativi e lungimiranti, rispetto alla condizione in cui Milano si trova attualmente, a seguito delle poche pro-

messe mantenute dal sindaco precedente ma anche raccogliendo le iniziative avviate.

In merito alla mobilità, diversi sono gli aspetti da prendere in esame: la ciclabilità, il *car-sharing*, lo sviluppo dei mezzi pubblici, l'incentivazione all'utilizzo di automobili a zero emissioni, la riduzione della necessità di lunghi spostamenti quotidiani.

Milano riscontra oltre 5 milioni di spostamenti di persone giornalieri, di cui più del 50% interno al territorio comunale. Una quota di spostamenti su trasporto pubblico pari complessivamente al 40% che sale ad oltre il 50% per gli spostamenti urbani e ad oltre il 70% per gli ingressi alla cerchia dei Bastioni nell'ora di punta[3].

Un aspetto definito come prioritario, è il tema della ciclabilità. Il *bike-sharing* è stato un progetto ben impostato, che ha avuto un ottimo avvio ma anche, in seguito, numerosi problemi che hanno impedito il raggiungimento delle mete previste nel tempo promesso. Le dimissioni dell'assessore Croci hanno bloccato il suo sviluppo, che però attualmente l'assessorato di Maran prevede di riprendere con una certa urgenza. Entro pochi anni le stazioni di *bike-sharing* dovrebbero arrivare ad essere 200 (attualmente sono 120), e dovranno coprire l'intera area di Milano all'interno della circonvallazione della 90/91. Attualmente il numero degli abbonamenti annuali ammonta a 12.000 e a 40.000 abbonamenti settimanali e giornalieri, e si contano oltre 2 milioni di prelievi di biciclette da novembre 2008. Se ora il numero delle biciclette disponibili ammonta a 1.500 biciclette, ne sono previste 3.650 in totale.

Le piste ciclabili attualmente ammontano a 131 km (più 4 km in costruzione), 110 dei quali in ambito stradale e i 21 restanti in parchi e aree verdi. È programmata l'estensione di ulteriori 47 km e l'amministrazione comunale prevede, entro l'arco della legislatura, di intervenire per una lunghezza ulteriore di 100 km di itinerari ciclabili.

[3] Dati Pgtu, 2003.

La società di *car-sharing* milanese è una fusione tra Milano Carsharing di Legambiente e GuidaMi di Atm. Il servizio viene gestito da Atm su regole imposte dal Comune di Milano. Al normale servizio di noleggio di automobili (un centinaio a disposizione), sono state previste una serie di formule promozionali, per esempio il servizio «week-end» o la formula «estate», nonché agevolazioni se iscritti a Legambiente. Oltre 57 parcheggi riservati al *car-sharing* sono diffusi sul territorio comunale, ma la consegna forzata nella stazione di prelievo ne impedisce una certa flessibilità. Sono in ogni caso aumentati del 40% gli iscritti nell'ultimo anno (che attualmente, comunque, non superano i 3.500 abbonati), ma tale servizio a Milano non è ancora vissuto come un'opportunità strategica.

Attualmente a Milano si riscontrano 548 automobili ogni 1.000 abitanti rispetto alle 530 di media italiane: il tasso di motorizzazione risulta effettivamente in discesa negli ultimi anni (nel 2003 risultavano 768,5 veicoli immatricolati ogni 1.000 abitanti). Ma il dato sconcertante è il seguente: il flusso automobilistico quotidiano in entrata e in uscita da Milano ammonta a circa 650.000 veicoli giornalieri in ingresso ai confini comunali, circa 166.000 veicoli giornalieri in ingresso alla cerchia dei Bastioni e 82.000 alla cerchia dei Navigli (dati Pgtu 2003). Dagli anni '70 Milano ha perso circa 400.000 abitanti che, per lo più, sono diventati pendolari con auto private. L'area più periferica di Milano (tra i confini e la cerchia filoviaria) assorbe, di conseguenza, circa un terzo del traffico in entrata, e continua ad avere scambi intensi con il territorio esterno, differenziandosi dall'area più interna del Comune.

La giunta Moratti ha dato il via alla nuova era «Ecopass». 43 varchi controllati da telecamere hanno contribuito a diminuire il tasso di PM10 del 14%, ad aumentare di un piccolo 1,3% l'utilizzo dei mezzi pubblici e a ridurre gli incidenti stradali del 10,1%[4]. L'Ecopass però è stato oggetto di innumerevoli esenzioni, al punto che

[4] Dati aggiornati al 2010, fonte Comune di Milano.

ormai erano pochissimi a dover pagare l'ingresso a Milano; attualmente la nuova giunta ha in programma una radicale revisione del blocco di ingresso alla città. La tassa sull'inquinamento verrà convertita in una *Congestion charge* o in un sistema misto (per esempio le macchine elettriche non saranno sottoposte a tassazione) ed espanso alla circonvallazione della 90/91.

Un'altra iniziativa del Comune di Milano è stata avviata alla fine di settembre 2011, e consiste nell'installazione di 32 colonnine di ricarica per macchine elettriche con annessi due posti auto che possono ricaricarsi contemporaneamente. Convenzionata con A2A, la tessera costa 15 euro e il costo dell'energia si paga al consumo.

Milano possiede 83,5 km di metropolitana con un numero totale di stazioni pari a 94, di cui 21 extraurbane. Circa 1.080.000 passeggeri utilizzano quotidianamente questo mezzo di trasporto. È in corso la costruzione della nuova linea M5 Bignami-Zara-Garibaldi-San Siro che sarà completata entro il 2015 e la prima tratta, Bignami-Zara, dovrebbe concludersi entro il 2012. La linea M4 partirà presso la stazione San Cristoforo, per arrivare fino al Parco delle Basiliche. Da lì, il percorso coinciderà parzialmente con quella che un tempo era la cerchia dei Navigli, fino poi arrivare a Linate. Non sono ancora state definite delle tempistiche in merito.

Il servizio di autobus in superficie è l'ambito che, insieme alla metropolitana, Atm sta cercando di incentivare maggiormente. Sono in corso progetti di ristrutturazione e ripensamento della linea circolare 90/91 che dovrà diventare la nuova *circle line*, con semaforizzazione prioritaria e totalmente inserita in corsie preferenziali. Altre linee di forza sono in via di sviluppo e insieme vi è un processo di aumento dell'attenzione nei confronti della questione ambientale: dal 2007 al 2010, 219 mezzi pubblici sono stati sostituiti con mezzi ecologici elettrici. Nello stesso lasso di tempo la rete in centro riscontra il +10% di frequenze, il 15% di velocità commerciale, il +20% di regolarità negli orari. Sono inoltre stati aggiunti nuovi bus di quartiere nelle periferie della città.

Lo sviluppo corsie preferenziali è un altro punto di forza delle politiche di potenziamento dei mezzi negli ultimi anni. Sono state costruite circa 186 km di corsie preferenziali dal 2007 al 2010 e altre sono ancora in corso di costruzione.

Il Radio bus invece avrebbe potuto potenzialmente essere un ottimo servizio, che avrebbe in qualche modo dovuto ovviare al problema dei costi dei taxi milanesi. Ma il progetto non è mai decollato del tutto, è stato poco utilizzato a causa della ridotta flessibilità e del bassissimo numero di bus a disposizione. È probabile che questo servizio non verrà ripreso e verrà definitivamente archiviato.

2.4. *Energia e rifiuti*

A Milano il Bilancio energetico comunale, aggiornato al 2007, quantifica un consumo energetico complessivo di 3,55 Mtep, i cui contributi provengono dal settore civile (uso domestico e riscaldamento) per il 44% dei consumi primari, dal settore terziario e industriale per il 38% e dal settore dei trasporti per il 18%.

Il confronto con il Bilancio energetico relativo al 2003 mostra una leggera crescita dei consumi primari pari all'1,6% a fronte di un aumento della domanda negli usi finali dell'1,2%. L'analisi dei consumi finali mette in luce un aumento della domanda di elettricità (+2,7%), da imputare principalmente al settore terziario, un incremento dei consumi di gas naturale nel settore del riscaldamento (+11%), avvenuto principalmente a discapito dei combustibili liquidi (–11%) per effetto delle trasformazioni a metano degli impianti centralizzati, e infine un progressivo aumento della quota coperta dal gasolio nel settore dei trasporti, dovuto all'espansione del mercato delle auto diesel. Nel bilancio comunale delle emissioni di gas serra, sempre relativo al 2007, le emissioni complessive di CO_2 equivalente ammontano a circa 6,2 Mton/anno: i settori principalmente responsabili sono quello civile (riscalda-

mento ambienti e usi domestici), che contribuisce per il 51% del totale, e il settore dei trasporti con il 28,6%. Nel settore dei trasporti, si stima dal 2003 al 2007 una riduzione delle emissioni complessive di CO_2 equivalente (–4,3%), superiore rispetto alla diminuzione delle percorrenze annue complessive (–3%) ipotizzata per lo stesso periodo.

Fra gli interventi pianificati dal Comune di Milano particolare importanza ha l'ampliamento delle aree teleriscaldate che, in base alle previsioni del Piano per lo sviluppo del teleriscaldamento di A2A, sono destinate ad aumentare considerevolmente nel prossimo futuro, con l'obiettivo di arrivare a servire un totale di circa mezzo milione di abitanti. Il Piano prevede, oltre all'ampliamento degli impianti esistenti, la realizzazione di 6 nuovi sistemi di cogenerazione associati alla tecnologia della pompa di calore ad acqua di falda, da ultimare entro l'anno 2012.

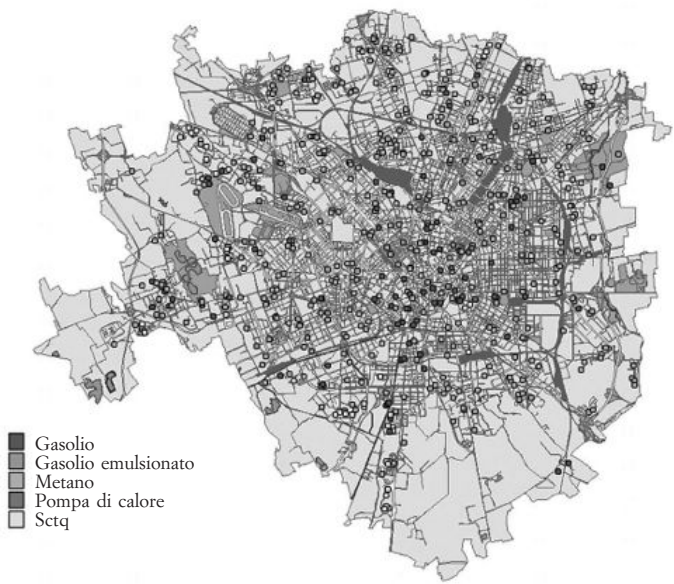


FIG. 2. Centrali termiche comunali a servizio di edifici non residenziali distinte per tipo di combustibile.

La situazione attuale di tutte le utenze allacciate alla rete di distribuzione del teleriscaldamento nell'area milanese ha portato a servire oltre 200.000 abitanti. Ciò consente una diminuzione delle emissioni di CO_2 di circa 250.000 tonnellate all'anno.

Nell'ambito delle politiche per una gestione sostenibile dell'energia, la nuova giunta Pisapia, attraverso i «tavoli tematici» organizzati dall'Officina per la Città, ha proposto alcuni progetti/azioni:

– razionalizzazione dei contratti di fornitura energetica per tutti gli edifici comunali;

– orientamento degli acquisti comunali verso beni e servizi a basso impatto energetico e ambientale;

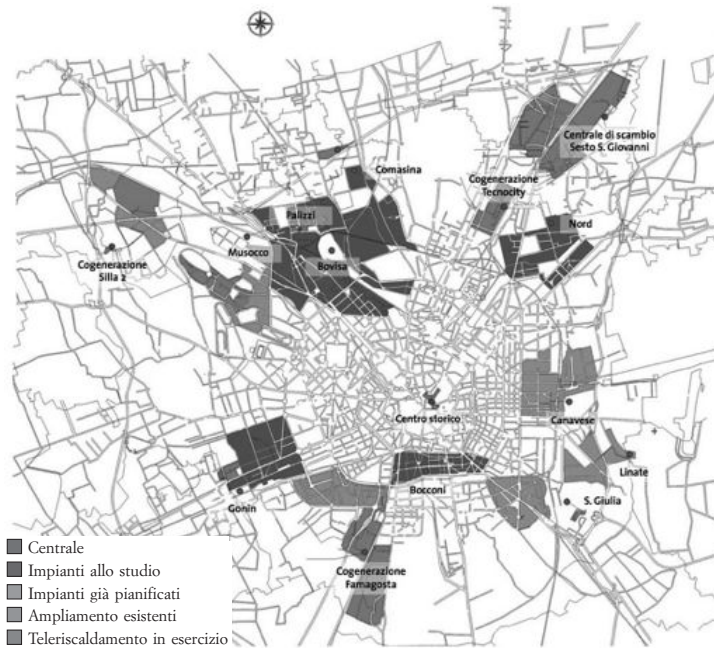


FIG. 3. Sistemi di teleriscaldamento esistenti e previsti nel Piano di sviluppo di Aem.

Fonte: Aem, 2007.

– bando per la realizzazione di impianti fotovoltaici sugli edifici comunali;

– partecipazione ai bandi regionali per la promozione dell'efficienza energetica negli edifici pubblici (negli ultimi anni sono stati pubblicati bandi sul solare termico, sul geotermico, sul solare termodinamico, a cui normalmente Milano non partecipa);

– progressivo aggiornamento delle tecnologie per l'illuminazione pubblica (in particolare ricorso ai led), sostenuto dai risparmi generati dai minori consumi elettrici;

– standardizzazione dei contratti-tipo per il servizio energia e per le altre attività che le Esco realizzano nelle ristrutturazioni edilizie finalizzate al risparmio energetico;

– accordi con le banche per l'offerta di pacchetti finanziari agevolati per le ristrutturazioni energeticamente efficienti, sull'esempio dei mutui A-Profitto;

– rafforzamento dei punti di informazione (in coordinamento con gli InfoEnergia della Provincia) sul risparmio energetico, sulle fonti rinnovabili, sui finanziamenti locali e/o statali per interventi di efficienza energetica, sulle agevolazioni fiscali e sull'evoluzione della normativa in materia;

– adozione degli obblighi regionali sugli edifici nuovi e sulle ristrutturazioni (verso «edifici a zero o bassa emissione»);

– completamento del cambio dei combustibili (con il bando del gasolio);

– promozione del teleriscaldamento;

– promozione della micro-cogenerazione, specie a scala di comparto urbano.

Milano produce circa 750.000 tonnellate di rifiuti all'anno (Rapporto 2010, dati 2008) e raccoglie in modo differenziato (RD) solo il 34,2% del totale.

Nel Piano provinciale della gestione dei rifiuti (11/2008), dall'analisi del quadro attuale della gestione dei rifiuti in Provincia emergono i seguenti dati:

– negli anni recenti si è registrato un significativo rallentamento nel trend di crescita di produzione di rifiuti urbani;

– lo sviluppo delle raccolte differenziate a livello provinciale è sopra gli obiettivi di legge; livelli invece molto inferiori si registrano per il Comune di Milano;

– i servizi di raccolta sono estremamente frammentati con esiti penalizzanti rispetto all'obiettivo di ottimizzazione tecnico gestionale;

– il sistema impiantistico di trattamento e smaltimento, pur notevolmente sviluppato, non è stato in grado di garantire negli ultimi anni il pieno soddisfacimento del fabbisogno di smaltimento provinciale;

– si evidenzia una significativa presenza di operatori del recupero di rifiuti speciali e speciali pericolosi e una debolezza dell'impiantistica di smaltimento finale.

In quest'ambito, Officine per la Città (Pisapia) propone un approccio responsabile, partecipato ed economicamente conveniente che porti a produrre meno rifiuti e a gestirli meglio.

Un approccio basato sulle note 3R (Riduci, Riusa e Ricicla), alle quali si è aggiunta la R di Risparmio.

Riduci

– Adozione progressiva di una tariffa per la gestione dei rifiuti, calcolata in base alla quantità e alla qualità dei rifiuti prodotti e perciò in grado di generare un incentivo economico alla riduzione della produzione locale;

– promozione del recupero dei prodotti alimentari invenduti o degli avanzi delle mense e dei ristoranti, per destinarli a mense sociali, sul modello del *last minute market*;

– accordi con la grande distribuzione organizzata per la promozione nei punti vendita di liquidi alla spina e di beni non confezionati;

– introduzione e diffusione del *green public procurement* (acquisti verdi della PA), ossia di criteri di qualificazione ambientale, nell'ordinaria attività di acquisto di beni e servizi da parte dell'amministrazione comunale;

– riduzione del consumo di bottiglie e di imballaggi, attraverso la promozione dell'utilizzo di acqua di rubinetto presso gli esercizi pubblici e gli utenti finali, con trasparenza del monitoraggio e con campagne di informazione, nonché con la promozione del vuoto a rendere (vetro, plastica e alluminio) presso supermercati ed esercizi pubblici, sul modello EcoBank.

Riusa e Ricicla

– Aumento della percentuale di raccolta differenziata dall'attuale 34,2% ad almeno il 50% e verso il 65%, con introduzione su tutto il territorio comunale della raccolta dell'umido «porta a porta», a partire dai grandi produttori, per poi estenderla alle utenze domestiche;

– realizzazione di impianti di digestione anaerobica e compostaggio per trattare l'umido raccolto;

– incentivazione del riuso e progressiva eliminazione dell'usa e getta ovunque possibile, a partire dalle scuole comunali, dagli eventi fieristici, dal consumo presso gli uffici e comunque in tutte le iniziative pubbliche;

– promozione di una filiera artigianale per la rigenerazione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche destinate allo smaltimento;

– introduzione in strada di 3 contenitori per rifiuti, al posto degli attuali cestini generici.

A queste azioni, va affiancato un organico Piano di educazione ambientale partecipata, che miri a una progressiva costruzione del consenso e determini un mutamento degli stili di vita quotidiani dei cittadini e dei *city user*. Si tratta di realizzare una campagna di sensibilizzazione e informazione sulle 3R(+1).

3. *Bolzano*

Che Bolzano sia prima nella 18ª edizione della classifica degli ecosistemi urbani stilata da Legambiente non

stupisce[5]. Gli ottimi piazzamenti negli indicatori relativi all'acqua, all'aria, alle piste ciclabili, alle politiche energetiche e amiche dell'ambiente sono infatti l'esito naturale di un lungo percorso di ricerca e pratica iniziato nell'ambito dell'edilizia sostenibile, ora ampliatosi e affinatosi nell'ambizioso obiettivo «Bolzano CO_2 neutrale».

Il Comune di Bolzano, infatti, oltre ad aver aderito al «Patto dei sindaci», assumendosi insieme ad altre 200 città europee l'impegno di ridurre le emissioni di CO_2 oltre quanto stabilito dall'UE, ha adottato nel 2009 un documento innovativo, il «Piano CO_2. Bolzano fonte di energia», che, a partire dall'analisi dello Stato di fatto, traccia una serie di scenari possibili e di interventi percorribili nella direzione della riduzione dei consumi di energia e delle emissioni di CO_2.

Ideato dal consigliere comunale Helmuth Moroder, ora *city manager*, e realizzato dal Comune di Bolzano insieme all'Eurac, il Piano CO_2 definisce in modo innovativo il quadro complessivo delle politiche energetiche di medio-lungo periodo. Pensando Bolzano come un'unica fonte di energia, ha contribuito a superare la marginalità spesso destinata alle politiche energetiche, facendo invece delle stesse la leva dello sviluppo ambientale, economico e sociale.

Il Piano CO_2 ha inoltre influenzato in modo decisivo la prassi della pianificazione, imponendo ai *policy maker* di confrontarsi necessariamente con il Piano per la produzione di politiche pubbliche coerenti e, in seconda battuta, con la valutazione a posteriori delle stesse da parte dell'«Ufficio Piano CO_2, energia e geologia», istituito con il compito di valutare gli adempimenti attuativi del Piano. La previsione di un sistema di monitoraggio rappresenta la chiave di successo delle politiche energetiche: senza la

[5] Si ringrazia Chiara Pasquali, assessore all'Urbanistica del Comune di Bolzano, per le preziose informazioni che ha fornito ai responsabili della ricerca. Cfr. *Ecosistema Urbano*, XVIII, Monitoraggio annuale di Legambiente, Ambiente Italia e Il Sole-24 Ore. Bolzano è la prima delle città medie tra gli 80.000 e i 200.000 abitanti.

verifica periodica delle emissioni di CO_2 e dei risultati ottenuti è assai difficile individuare eventuali sprechi e migliorare gli interventi in corso d'opera.

Oltre al Piano CO_2, nel 2009 il Comune di Bolzano ha approvato un ulteriore documento strategico sullo sviluppo urbano di medio-lungo periodo di Bolzano. Si tratta del «Masterplan», un diffuso e articolato programma di riqualificazione urbana con il quale l'amministrazione comunale ha voluto superare la logica prescrittiva del Puc, che per oltre cent'anni ha guidato i processi di crescita e di trasformazione della città, e adottare un approccio innovativo alla formulazione delle Linee Guida dell'evoluzione urbana di Bolzano.

Il Masterplan è infatti l'esito di un lungo processo partecipativo iniziato nel 2004. Dal 2004 al 2009, è stata realizzata una serie di iniziative di attivazione dei saperi territoriali, di coinvolgimento dei portatori di interesse economici e sociali e di partecipazione dei cittadini che ha consentito di allineare le Linee Guida alle reali esigenze dei cittadini e degli attori territoriali, in un processo di decisione collettiva che il Comune di Bolzano intende proseguire anche con la stesura del Puc.

In particolare, il Masterplan ribadisce fin dalle prime battute l'obiettivo di consolidare l'immagine di Bolzano come «città nodo dell'energia e dell'ambiente» e di mantenere gli impegni presi a Bruxelles. L'idea di città disegnata nel Masterplan è infatti ampiamente influenzata dall'obiettivo di ridurre le emissioni di CO_2, prevedendo una serie di interventi, mutuati dal Piano CO_2, di riduzione dei consumi energetici, risanamento delle preesistenti edilizie, riduzione dei consumi della mobilità e produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il quadro complessivo delle politiche energetiche è quindi il frutto del rapporto dialogico tra il Piano CO_2, che offre un sapere tecnico sulle emissioni di CO_2, e il Masterplan, che restituisce invece la visione politica e strategica dello sviluppo urbano futuro di Bolzano. I vari piani normativi e attuativi – il Puc, il Pum, ecc. – dovranno pertanto conformarsi alle indicazioni in essi

contenute, unendosi nello sforzo comune di ridurre le emissioni di CO_2 e di fare di Bolzano un esempio di eccellenza dell'abitare e un polo di attrazione economico e tecnologico nei campi dell'energia e dell'ambiente.

In particolare, uno dei principali settori di intervento individuati dal Masterplan, e mutuati dal Piano CO_2, è quello dell'edilizia, responsabile anche a Bolzano di una fetta importante dei consumi di energia e delle emissioni di CO_2 e rispetto al quale il Comune e la Provincia di Bolzano – che operano in piena sinergia – hanno maturato una lunga esperienza.

Nel 2002, mentre l'Unione europea pubblicava la direttiva sui rendimenti energetici nell'edilizia[6], Norbert Lantschner, allora direttore dell'Ufficio Aria e Rumore della Provincia di Bolzano, presentava ufficialmente CasaClima: un protocollo di certificazione energetica che classifica gli edifici in classi di prestazione energetica[7], oggi accreditato a livello internazionale insieme ai protocolli Leed, Breeam e Passivhaus. Un protocollo, ma anche un progetto di successo che ha indotto la Provincia di Bolzano a fondare nel 2006 un'apposita struttura pubblica – l'Agenzia CasaClima, diretta dallo stesso Lantschner – impegnata nella certificazione, nella consulenza e nella formazione dei professionisti dell'edilizia e operante anche fuori dai confini regionali.

La certificazione CasaClima ha avuto un impatto immediato sulle politiche per l'edilizia sostenibile di Bolzano. Prima ancora che lo Stato italiano recepisse la direttiva europea con i decreti del 2005 e 2006[8], nel 2002 il Consiglio comunale aveva già approvato la prima manovra normativa edilizia sulla qualità ambientale, con cui fu

[6] Direttiva 2002/91/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2002 sul rendimento energetico nell'edilizia.

[7] La Classe Gold di CasaClima è assegnata agli edifici che presentano un fabbisogno energetico di 10 kWh/m^2 all'anno, la Classe A agli edifici che richiedono 30 kWh/m^2 all'anno, la Classe B a quelli che richiedono 50 kWh/m^2 all'anno, la Classe C a quelli che richiedono 70 kWh/m^2 all'anno.

[8] D.lgs. n. 192/2005 e d.lgs. n. 311/2006.

introdotto nel Regolamento edilizio l'obbligo della certificazione e dello standard minimo della «Classe C di CasaClima» per le nuove costruzioni residenziali[9].

Il Regolamento edilizio comunale di Bolzano si è configurato fin da subito come un «regolamento di nuova generazione»[10], nel quale il settore edilizio è trattato come un terreno di innovazione e di sperimentazione, capace di attivare profondi cambiamenti nel modo di progettare, costruire e gestire edifici sostenibili. Nonostante un quadro normativo complesso e incompleto, i Regolamenti edilizi comunali, infatti, sono spesso riusciti – attraverso le innovazioni sperimentate prima a livello locale – a spianare la strada alle normative regionali e provinciali più interessanti. È il caso, per esempio, della manovra edilizia adottata dal Comune di Bolzano che ha anticipato la decisione del 2004 della Giunta provinciale di estendere all'intera Provincia l'obbligo dello standard minimo della «Classe C di CasaClima» per tutti i nuovi edifici[11].

Dal 2004, Bolzano è inoltre uno dei pochi Comuni italiani[12] ad affrontare il problema dell'effetto «isola di calore», imponendo l'obbligo della certificazione Rie[13], un indice di Riduzione dell'impatto edilizio che consente di verificare la qualità dell'intervento rispetto alla permeabilità del suolo e del verde[14]. Secondo il Rapporto Onre,

[9] Delibera n. 96/38108 dell'8 ottobre 2002.

[10] *Primo Rapporto: analisi dei regolamenti edilizi comunali, delle Linee Guida provinciali e delle normative regionali in materia di risparmio ed efficienza energetica e produzione di energia da fonti alternative a quelle fossili*, Onre (Osservatorio nazionale regolamenti edilizi per il risparmio energetico), Cresme Ricerche e Legambiente, 2008.

[11] Decreto del presidente della Provincia di Bolzano del 29 settembre 2004, n. 34, *Regolamento di esecuzione della legge urbanistica in materia di risparmio energetico*, così come modificato dal decreto del presidente della Provincia di Bolzano del 21 aprile 2005, n. 17.

[12] Sono in tutto 133.

[13] Delibera n. 11/8247 del 10 febbraio 2004.

[14] L'indice si esprime con un valore compreso tra 0, in caso di superficie completamente sigillata, e 10, in caso di superficie completamente permeabile. Il Regolamento edilizio del Comune di Bolzano ha fissato come valori minimi un indice pari a 1,5 per le zone produttive e pari a 4 per le zone residenziali.

la certificazione Rie ha avuto ricadute positive per il consolidamento di quella cultura sostenibile che oggi caratterizza Bolzano, avendo incentivato cittadini e imprese a cercare soluzioni alternative nella progettazione e nella costruzione degli edifici che tengano conto della permeabilità dei suoli[15].

Anche rispetto all'utilizzo delle energie rinnovabili in edilizia, il Comune di Bolzano è andato oltre l'incertezza normativa dello Stato, introducendo nel 2007[16] l'obbligo dell'uso dell'energia solare per almeno il 25% del fabbisogno termico totale e/o il 50% del fabbisogno termico per la produzione di acqua calda sanitaria per gli edifici pubblici e privati di nuova costruzione o sottoposti a interventi di ristrutturazione. Inoltre, con lo stesso provvedimento, lo standard minimo della Classe C è stato elevato alla Classe B di CasaClima ed esteso a tutta la nuova edilizia civile.

Il carattere d'eccellenza della manovra edilizia sulla qualità ambientale ha conosciuto un'ulteriore accelerazione con l'adozione del Masterplan, il quale ha posto l'obiettivo delle «emissioni zero» per tutti i nuovi edifici, prevedendo un ulteriore passaggio dallo standard minimo della Classe B alla Classe A di CasaClima, in accordo con lo spirito della recente direttiva europea sulla prestazione energetica nell'edilizia[17], all'epoca in via di elaborazione e che oggi prevede la costruzione di edifici «a energia prossima allo zero», in cui il fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo sia coperto in modo significativo da energie rinnovabili[18].

Il Masterplan ha inoltre tentato di affrontare quella che oggi rappresenta la vera sfida dell'edilizia sostenibile, e cioè la riqualificazione delle edilizie preesistenti, le quali

[15] *L'innovazione energetica in edilizia. Rapporto Onre 2010 sui regolamenti edilizi comunali*, Cresme Ricerche e Legambiente, 2010.

[16] Delibera n. 9/8926 del 12 febbraio 2007.

[17] Direttiva 2010/31/CE.

[18] Gli stessi requisiti, ma a partire dal 31 dicembre 2018, verranno applicati per i nuovi edifici pubblici.

incidono massimamente sui bilanci energetici complessivi delle aree urbane. In particolare, è stato ipotizzato un incentivo in «bonus di cubatura» per il condominio – il manufatto edilizio più diffuso a Bolzano e che più di altri necessita di essere risanato. È stata infatti prevista la possibilità della sopraelevazione di un piano e dell'immissione nel mercato dei volumi ottenuti per finanziare il risanamento di quelli sottostanti. L'operazione, seguita dal Comune e dall'Agenzia CasaClima, dovrebbe risultare a costo zero per i proprietari, a vantaggio di inquilini e imprese. Una palazzina di 40 famiglie che, infatti, decidesse di sopraelevare di un piano l'edificio, otterrebbe dalla vendita degli alloggi ricavati circa 2,7 milioni di euro, una somma sufficiente a coprire le spese (circa 2,6 milioni) per montare il cappotto, sostituire i serramenti, dotarsi di una centrale termica e finanziare la sopraelevazione stessa.

È vero che la vera sfida dell'edilizia sostenibile consiste nella riqualificazione degli edifici esistenti, ma è anche vero che i numerosi provvedimenti presi rispetto alle nuove costruzioni hanno avuto a Bolzano un importante effetto di emulazione. Secondo l'arch. Silvano Bassetti, ex assessore all'Urbanistica, hanno infatti contribuito a rendere visibili i benefici offerti dall'edilizia sostenibile e indotto i proprietari a risanare gli edifici esistenti allo scopo di approfittare dei medesimi vantaggi generali (salvaguardia dell'ambiente) e particolari (comfort abitativo, risparmio energetico e quindi economico). I provvedimenti restrittivi della manovra edilizia sono stati pienamente accettati anche dai sistemi professionale e immobiliare locali «che hanno reagito positivamente alla manovra, fino a rendere assolutamente consolidata la nuova prassi edificatoria»[19]. La sensazione è che il Comune e la Provincia di Bolzano abbiano saputo fin da subito comu-

[19] *Misure energetiche – Bolzano: dalla certificazione CasaClima al progetto pilota del quartiere CasaNova. L'evoluzione della normativa per un'edilizia sostenibile*, Nota dell'assessore all'Urbanistica arch. Silvano Bassetti del 2007, www.comune.bolzano.it.

nicare a cittadini e imprese i vantaggi dell'edilizia sostenibile sia in termini ambientali che economici, facendo cogliere i vincoli introdotti come un'occasione, anche di profitto, invece che come l'ennesimo onere da sostenere.

L'edilizia sostenibile, pur avendo un ruolo strategico a Bolzano, è parte della più ampia dimensione energetica del Masterplan. È trattata, infatti, come un «oggetto energetico» su cui intervenire invece che come quella materia che da sola esaurisce l'urbanistica sostenibile. Il Masterplan, infatti, mette a sistema una serie di interventi anche nei campi della mobilità e dell'energia, i quali completano la strategia complessiva di riduzione delle emissioni di CO_2.

Rispetto alla mobilità, gli indirizzi del Masterplan, declinati nel «Piano urbano della mobilità 2020» adottato nel 2009, sono finalizzati a ridurre l'uso dell'automobile attraverso la messa a punto di una rete coerente di trasporti urbani. In particolare, è prevista la realizzazione di un terzo binario della ferrovia urbana e di nuove fermate nelle periferie e la costruzione di un sistema tranviario urbano, che connetta i principali luoghi di lavoro e di svago, riducendo i tragitti ripetitivi delle linee urbane e extraurbane. Il Masterplan intende potenziare anche la rete delle piste pedo-ciclabili, come valida alternativa all'automobile, prevedendo interventi che contribuiscano a rendere la rete omogenea e continua e che permettano l'interscambio con altri sistemi, ad esempio predisponendo più aree di sosta per biciclette presso le fermate del trasporto urbano. Nell'ambito delle politiche della sosta, il Masterplan annuncia infine di preferire, nei nuovi insediamenti, i «quartieri senza auto», attraverso la costruzione di parcheggi residenziali nelle vicinanze e di efficienti reti pedo-ciclabili interne.

In materia di energie rinnovabili, il Masterplan incentiva la realizzazione di centrali di produzione di energia – alimentate con calore di recupero, biomasse o altri combustibili il più possibile *carbon-free* – e di reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento per la distribuzione dell'energia. In questo senso, il termovalorizzatore in via

di realizzazione rappresenta un punto di riferimento per la produzione di energia rinnovabile. Sono inoltre al vaglio le ipotesi di sfruttare l'energia geotermica, soprattutto per i nuovi edifici e a patto che ciò sia compatibile con il vincolo di rispetto delle acque potabili che interessa quasi tutto il territorio cittadino, e le acque dell'Isarco, con la costruzione di una nuova centrale idro-elettrica. Anche in materia di energie rinnovabili, il Masterplan manifesta una spiccata attenzione rispetto alla prassi della pianificazione, suggerendo la direzione di un'unica authority, impegnata a valutare le soluzioni più efficaci in funzione delle risorse e infrastrutture disponibili.

L'obiettivo delle «emissioni zero», dichiarato nella visione strategica del Masterplan, troverà presto un'applicazione concreta con la realizzazione del nuovo quartiere sostenibile di via Druso, lungo la quale dovrebbe sorgere una nuova zona residenziale «CO_2 neutrale» entro il 2014.

Secondo il Protocollo d'intesa siglato tra il Comune di Bolzano e i proprietari delle aree interessate per l'elaborazione condivisa e congiunta del relativo Piano di attuazione, alcune imprese private costruiranno, in un'area di cinque ettari suddivisa in tre lotti, circa cinquecento alloggi in Classe A di CasaClima, un livello qualitativo superiore a quello oggi previsto dal Regolamento edilizio.

Inoltre, è prevista l'adozione di materiali a basso impatto ambientale, lo sfruttamento delle proprietà bioclimatiche dell'area per la predisposizione di strategie passive di risparmio energetico, l'utilizzo della geotermia ed eventualmente l'allacciamento alla rete di teleriscaldamento, l'installazione di impianti solari termici e fotovoltaici, l'impiego di sistemi di climatizzazione a basso consumo, della domotica e della contabilizzazione analitica dei consumi. La realizzazione di una fitta rete di piste pedo-ciclabili e la connessione alla rete di *car-sharing* intendono infine favorire la riduzione dell'uso dell'automobile, incoraggiando la mobilità sostenibile.

La realizzazione di questo insediamento fa del Comune di Bolzano un esempio di eccellenza nel panorama

europeo, non solo per le caratteristiche qualitative dell'intervento edilizio, ma anche per il metodo di lavoro utilizzato, fondato sui principi della concertazione e della condivisione. Le Linee Guida proposte per indirizzare le fasi di elaborazione e di realizzazione dei Piani di attuazione e di progettazione edilizia sono infatti frutto di una serie di momenti di confronto e di condivisione tra le parti interessate: Comune, proprietari, imprese e cooperative.

Il quartiere sostenibile di via Druso – ma anche il quartiere CasaNova del 2004, inserito come *best practice* nella Campagna europea per la sostenibilità energetica dal Ministero dell'Ambiente – è un modello di eccellenza che trova corrispettivi solo negli Stati Uniti e nei paesi del Nord Europa, come nei casi dell'Eco Viikkii di Helsinki (Finlandia), del Lloyd Crossing di Portland (Oregon, Usa) e del Distretto Vauban di Friburgo (Germania).

Il Distretto Vauban di Friburgo[20], progettato per rispondere alle esigenze ecologiche, economiche, sociali e culturali degli abitanti, è imperniato infatti su tre assi fondamentali: risparmio energetico, trasporto pubblico e partecipazione dei cittadini.

Rispetto alla questione energetica, sono stati adottati standard costruttivi simili a quelli di Bolzano e sono state sperimentate le c.d. *plus energy house*, cioè edifici che producono energia in misura maggiore a quella necessaria. Rispetto alla mobilità, anche nel Distretto Vauban sono state previste strategie per la riduzione dell'uso dell'auto, come l'incremento del trasporto pubblico, il *car-sharing* e l'eliminazione dei parcheggi dalle aree residenziali, creando zone *parking-free living* e imponendo dal basso di delineare una nuova base giuridica che includesse e regolasse il concetto di *parking-free living* non previsto dal Regolamento edilizio dello Stato del Baden-Württemberg.

Infine, la terza caratteristica che ha fatto di questo progetto uno dei progetti sostenibili più riusciti in Europa e meta di progettisti, ingegneri, architetti e pianificatori, riguarda proprio la partecipazione, l'interazione e

[20] www.vauban.de.

il dialogo pubblico attivati durante la sua realizzazione. L'applicazione del principio del *learning by planning* e la partecipazione diffusa hanno infatti contribuito a individuare standard comunicativi ormai considerati irrinunciabili, di certo utili a creare terreno fertile per la realizzazione di iniziative future.

4. *Firenze. Tra tensione metropolitana e partecipazione locale*

4.1. *Premessa e antefatti*

Città sostenibile e città partecipata sono due parametri indispensabili per il futuro delle città, tuttavia, se da una parte è ormai palese il significato di «edilizia sostenibile», non è così scontato e condiviso quello di «urbanistica sostenibile». Oggi la realizzazione virtuosa di un manufatto edilizio può contare su diversi metodi di certificazione per dimostrare e garantire la sua sostenibilità, ma è utile constatare che, nei diversi metodi di verifica e certificazione del livello di sostenibilità, il tema del rapporto dell'edificio col sito, col tessuto urbano che lo circonda, col contesto territoriale e con quello ambientale, è affrontato poco e in modo disorganizzato.

È opportuno sottolineare, invece, come la tematica della sostenibilità e della qualità degli spazi, declinata anche nella sua naturale evoluzione (decrescita) trovi il suo giusto ambito di analisi e di intervento in una scala più ampia di quella che coinvolge il singolo oggetto edilizio, perché è necessario considerare le ricadute e le conseguenze di ogni singolo intervento su un sistema complesso e il moltiplicarsi di interazioni che si generano tra più costruzioni vicine; pertanto è probabilmente quella del «quartiere» o del «comparto urbanistico» la dimensione più idonea a controllare e governare tali fenomeni.

Nel caso di Firenze, il tema del recupero e della riqualificazione urbana assume centralità e importanza intorno alla metà degli anni '80, dopo l'annuncio da parte della Fiat di voler dismettere lo stabilimento fiorentino

(1984) sollecitando una revisione degli strumenti urbanistici con la variante al Prg.

Nel 1995, l'amministrazione Primicerio avvia la predisposizione di una serie di strumenti, i c.d. programmi complessi, istituiti con provvedimenti del governo centrale per promuovere l'attuazione di alcuni progetti di recupero (gli strumenti utilizzati sono stati i programmi di recupero urbano e i programmi di riqualificazione urbana ex l. 493/1993 ed ex d.m. ll.pp. del 21 dicembre 1994).

Nel 1998 viene definitivamente approvata la variante generale al Prg ed entra in vigore l'intero dispositivo normativo previsto dal piano.

Nella fase più recente, durante il primo mandato dell'amministrazione Domenici, si assiste al tentativo di dotare la città di un piano strategico. L'esperienza, mutuata per altro da Torino, che l'aveva impostata pochi anni prima, prende avvio nel 2000. Parallelamente l'amministrazione dà inizio anche alla preparazione del piano strutturale (ex l.r. 5/1995).

Tuttavia, alla fine del 2008 il percorso di formazione del PS viene bruscamente interrotto per poi ritornare di attualità con la nuova amministrazione guidata da Matteo Renzi, la quale sceglie di procedere alla formazione di un nuovo Piano strutturale, che viene riavviato nell'aprile del 2010 e giunge all'adozione nel giugno del 2011. Lo strumento pone un nuovo «paradigma» di piano «a volumi 0», enfatizzando la centralità del recupero, della riqualificazione delle aree dismesse e della rigenerazione delle aree degradate rinunciando quindi ad una logica incrementale di ulteriore espansione della città.

4.2. *Bio-città come sistema integrato di strategie e strumenti operativi*

Il tema della «sostenibilità urbana», richiede di essere affrontato tenendo presente la specificità locale e l'intreccio di tre grandi questioni che caratterizzano a livello mondiale la società contemporanea:

– il progressivo accentramento della popolazione mondiale nelle aree urbane;

– la sostenibilità dei modi di vita della popolazione urbana nell'impatto con l'ambiente;

– il ruolo che le città possono assumere per lo sviluppo economico e civile dell'Italia.

Per quanto riguarda la città, il modello proposto dall'Europa, a partire dall'adozione dello Schema di sviluppo dello spazio europeo (Ssse) al Consiglio di Potsdam del maggio 1999, prevede da un lato una specifica attenzione alle grandi città, dall'altro guarda alla rete di città di media dimensione, dinamiche, fortemente interconnesse, come paradigma insediativo e funzionale dei propri territori.

In questo contesto, sottolineare la tensione tra dimensione metropolitana e caratteri di una comunità urbana come quella fiorentina quale palinsesto di una strategia di ricerca di un nuovo equilibrio sistemico, permette di interpretare sia l'articolarsi di strumenti operativi che prefigurano un nuovo assetto della città (Piano strutturale) che la puntuale definizione programmatica del Paes (Piano di azione per l'energia sostenibile) attraverso una matrice di cinque ordini di azioni tematiche.

Ambienti di vita. Le risorse come beni comuni, il loro recupero personale e sociale: nel campo delle energie, del risparmio energetico, nell'uso delle acque, del suolo e dell'ambiente. I diversi possibili modi di abitare, l'edilizia sostenibile. Le attività lavorative legate alla manutenzione/trasformazione sostenibili della città e del territorio.

Sistema relazionale. La riscoperta condivisa e sperimentale del senso dei luoghi non tanto come identità ma come differenze relazionali persona/società/ambiente. La riscoperta del valore della città di Firenze ma anche la sperimentazione di tutte le forme contemporanee di intercomunicazione e di espressività contemporanea. La garanzia di tutte le forme di relazione, comprese quelle di una mobilità complessa ma sostenibile.

Spazio urbano/paesaggio. Un contesto a un tempo ambientale e urbano. Una tale visione richiede peraltro una riconsiderazione tanto della città (vivente) quanto del suo stesso contesto ambientale di vita. In tal senso una visione del paesaggio come ambiente di vita delle popolazioni e quindi di fatto come fenomeno sociale direttamente collegato alla percezione e alle scelte di tutte le popolazioni interessate, in una visione dinamica, ecologica, evolutiva.

Comunità urbane. Ridefinizione in senso sociale e strutturale, degli ambiti urbani con nuove forme aggregative, ponendo attenzione su un tessuto organico riconoscibile e relazionalmente coeso, nella consapevolezza che le comunità urbane non sono solo spaziali ma anche temporali/informatiche, o comunque tematiche, variabili nel tempo e nello spazio ma sempre interrelate.

Partecipazione. Coinvolgimento dei cittadini in un percorso di assunzione di responsabilità civica e attivazione di risorse creative. Messa in atto di procedure guidate e supportate dalle strutture tecniche dell'amministrazione, finalizzate alla ricezione-definizione-verifica delle proposte operative.

In questo quadro metodologico la recente adozione del Piano strutturale del Comune di Firenze (avvenuta nella seduta consiliare del 22 giugno 2011) permette di fare riferimento ad un rapporto ambientale particolarmente importante e recente dell'amministrazione da cui si evince non solo lo stato dell'arte ma anche le scelte necessarie e conseguenti per mitigare e compensare situazioni di disequilibrio urbano-ambientale. Vi si stabilisce, in maniera chiara e forte, quella scelta di sviluppo sostenibile in cui l'adesione al Patto di sindaci risulta essere semplicemente una delle ultime tappe di un percorso iniziato nel 1998 con la sottoscrizione della Carta di Aalborg (mozione del Consiglio comunale n. 24 del 26 gennaio 1998) e rafforzato nel 2005 sottoscrivendo gli impegni di Aalborg (con deliberazione di Giunta comunale n. 2005/G/00399 del 14 giugno 2005) con cui l'amministrazione si era impegnata

a rendere più incisiva la propria azione tramite l'individuazione di specifici obiettivi, tramite un processo di partecipazione e condivisione con i propri cittadini garantito dal forum di Agenda 21, processo di partecipazione che è stato alla base di tutti i percorsi di sviluppo e discussione delle scelte strategiche per la città.

Le politiche di una «Firenze per il futuro» contenute nel documento programmatico dell'amministrazione[21] vengono sviluppate tramite i suoi piani appena approvati (Piano strutturale) o in aggiornamento (Piano d'azione comunale) di cui il Piano d'azione per l'energia sostenibile (Paes) si pone come una sorta di ricognizione-valutazione complessiva.

È su questo scenario, in cui il principio di sussidiarietà pubblico/privato trova la sua doverosa e necessaria base, che si inserisce il *commitment* politico di diminuire di almeno il 20% (la previsione è del 20,2%) le emissioni di CO_2 sul territorio.

Al fine di rendere materialmente strategico l'impegno assunto con l'adesione al Patto dei sindaci, va notato che l'amministrazione ha provveduto ad inserire la presentazione del Piano d'azione per l'energia sostenibile ed il suo monitoraggio biennale nell'elenco degli obiettivi pluriennali strategici, elenco che è stato predisposto e recepito all'interno del Piano esecutivo di gestione (Peg) anno 2011, definendo uno strumento fondamentale per l'ente, con cui si determinano gli obiettivi di gestione unitamente alle dotazioni finanziarie e alla responsabilità del servizio.

Concretizzare operativamente, in un obiettivo specifico e definito, l'adesione al Patto dei sindaci tramite il suo Piano evidenzia quindi come l'impegno politico abbia trovato una immediata e assolutamente chiara condivisione operativa.

Il Piano d'azione del Comune di Firenze è costituito da 28 misure che permettono di superare l'obiettivo di

[21] *Per una Firenze più coraggiosa, più semplice, più bella*, ottobre 2009.

riduzione del 20% delle emissioni di anidride carbonica intervenendo in maniera articolata nei seguenti settori, risultati tra quelli più rilevanti per raggiungere l'obiettivo:

– trasporti;
– residenziale;
– terziario;
– pubblico.

Una parte consistente delle misure è già in fase di realizzazione, un altro gruppo è inserito nella programmazione a breve-medio termine, mentre per alcuni comparti di intervento che potrebbero apportare benefici consistenti non sono state attribuite quantificazioni in attesa di maggiori dettagli circa l'attuazione (in particolare per i settori ricerca e rifiuti).

Passando ad una ricognizione per macrosistemi si evidenziano le seguenti strategie operative.

Mobilità urbana. Sono stati individuati come prioritari gli interventi riguardanti l'accesso alle zone della città (pedonalizzazioni, Ztl, politiche di *eco-road pricing*), la pianificazione delle aree di sosta e del sistema tariffario (Piano della sosta) oltre alla promozione diretta ed indiretta dell'ammodernamento tecnologico del parco auto con mezzi elettrici. Connessa a questa azione diffusa c'è la realizzazione di piste ciclabili e la possibilità di avviare un servizio di *bike-sharing* che si integri con l'offerta di trasporto pubblico e sia diretta, oltre che ai cittadini residenti, anche ai milioni di turisti che ogni anno visitano la città.

Un importante e fondamentale contributo al miglioramento dell'offerta relativa al trasporto pubblico sostenibile consiste nel completamento delle tre linee tramviarie (la linea 1 è già realizzata) in grado di sostenere e gestire i consistenti flussi di mobilità diretti nel centro cittadino.

Pianificazione e gestione del territorio. Gran parte delle scelte del Piano strutturale per l'ambiente, i trasporti e la qualità diffusa tracciano una nuova prospettiva rispetto alla riqualificazione del patrimonio edilizio esistente

all'insegna del risparmio energetico, con la realizzazione di nuovi edifici caratterizzati da elevate prestazioni in termini di efficienza, integrazione e uso razionale in ambito urbano di fonti energetiche rinnovabili, e la realizzazione di impianti integrati.

L'obiettivo sostanziale dell'azione è il contenimento dell'utilizzo di suolo e dell'aumento dei volumi delle costruzioni sul territorio comunale. Il Piano strutturale non riconferma infatti i residui del Prg, ovvero le previsioni di aree di nuova edificazione a destinazione residenziale, produttiva e per servizi non ancora attuate (la vera possibilità di attuare un nuovo paradigma nella pianificazione urbana si dovrà necessariamente confrontare anche con la possibilità di una risposta giuridica positiva in materia che veramente potrà configurarsi come un «nuovo umanesimo fiorentino»).

Il vincolo posto si tradurrà in un riutilizzo dei volumi disponibili con conseguente riqualificazione anche sotto il profilo energetico-ambientale, declinando le seguenti quattro invarianti dove viene applicato il concetto di «volume zero»:

– i fiumi e le valli;
– il paesaggio collinare;
– il nucleo storico;
– i tessuti storici e di relazione con il paesaggio collinare.

I risultati attesi in termini di risparmio energetico e riduzione emissioni considerano sia le riqualificazioni che le nuove installazioni e la diminuzione della pressione urbanistica sulle zone centrali con la previsione di diminuzione dei consumi dei nuovi contenitori rispetto agli attuali da ristrutturare o ricostruire sulla base della normativa nazionale relativa al consumo energetico degli edifici. In totale il calcolo prevede un risparmio energetico pari a 396.648 MWh/anno con conseguente diminuzione delle emissioni di CO_2 di 80.123 t/anno.

La residenza pubblica. Nei grandi centri, la locazione rappresenta la scelta «obbligata» delle famiglie residenti

con modeste disponibilità economiche, per le quali, di fatto, l'accesso alla proprietà è quasi impraticabile. La situazione di Firenze conferma il quadro delineato, evidenziando un livello d'incidenza dell'affitto superiore alla media nazionale (23,7 contro 20%), con punte addirittura del 38,3%, in corrispondenza della fascia di reddito familiare fino a 2.000 euro.

A livello provinciale si stima che siano 13.000 gli alloggi di Edilizia residenziale pubblica (Erp) oggi in dotazione, di cui oltre 8.000 localizzati nel Comune capoluogo. Nel periodo 2005-2008 si è registrato un incremento degli alloggi Erp quasi interamente ascrivibile all'attività svolta nei Comuni della prima cintura e nei restanti Comuni del Lode (Livello ottimale di esercizio) nel suo complesso rispetto a quanto rilevato nel capoluogo. L'ormai raggiunta saturazione del territorio fiorentino, in parte imputabile all'eccessiva produzione di edilizia non convenzionata nell'ultimo decennio, impone il prioritario riferimento ad iniziative di recupero del patrimonio esistente.

Il programma di riqualificazione è svolto in collaborazione con Casa SpA (società che progetta, realizza e gestisce il patrimonio di edilizia pubblica di 33 Comuni dell'area fiorentina), che gestisce circa 12.000 alloggi Erp e attualmente ha in corso di programmazione, realizzazione, costruzione, recupero e manutenzione straordinaria di circa 3.300 alloggi. L'intera attività costruttiva della società è da tempo incentrata su criteri di eco-compatibilità e di efficienza energetica. Alloggi e attrezzature pubbliche, attualmente in costruzione, su cinque interventi, hanno ricevuto il sostegno finanziario della Regione Toscana ex delibera GR 227/2007, *Distretti energetici ad altissima efficienza energetica*, con la realizzazione di alloggi sociali e attrezzature con un fabbisogno energetico ridotto del 50% rispetto al valore limite in vigore dal 2010.

Dalla nascita di Casa SpA al 2008 nel Comune di Firenze sono stati realizzati 475 interventi tra nuova costruzione e recupero edilizio e nel solo biennio 2009-2010 sono stati resi disponibili complessivamente 693 alloggi. Sono attualmente in corso di ristrutturazione 180 alloggi

con risorse di cui al Piano regionale straordinario casa 2009. In particolare il Comune ha intrapreso la progettazione di un intervento che prevede la realizzazione di tre edifici di cui due a destinazione residenziale e un terzo a destinazione pubblica per una ludoteca da costruire nell'area ex Longinotti, in viale Giannotti a Firenze.

Il progetto, cofinanziato dal Comune di Firenze, da Casa SpA e dal Ministero delle Infrastrutture, afferisce al d.m. delle Infrastrutture e trasporti 16 marzo 2006, *Per la riduzione del disagio abitativo dei conduttori di immobili assoggettati a misure esecutive di rilascio* e, come previsto dal programma ministeriale ed in piena attuazione delle politiche sull'edilizia sostenibile della Regione Toscana è stato scelto un sistema costruttivo innovativo a pannelli portanti di legno massiccio a strati incrociati. Mantenendo lo stesso livello di sicurezza e di prestazioni termoacustiche si attendono dei vantaggi significativi:

– tempi di realizzazione nettamente più rapidi, grazie alla costruzione completamente a secco;

– impatto ambientale decisamente minore in termini di emissioni di CO2, consumi di energia e uso di materie prime.

Sulla base di questa prima sperimentazione l'amministrazione comunale ha recentemente stipulato un protocollo con la Regione per la riqualificazione previa sostituzione edilizia di un complesso residenziale in via di Torre Agli nel quartiere di Novoli con un investimento di circa 20 milioni di euro.

Il complesso di edilizia residenziale pubblica, realizzato negli anni '50 e composto da sei edifici condominiali, sarà demolito e al suo posto saranno costruiti circa 90 nuovi alloggi (attualmente sono 64), sempre di edilizia sociale, realizzati con criteri bioclimatici ad altissima efficienza energetica in classe A.

Sono rilevabili tre ambiti di innovazioni:

– quella costruttiva, relativa all'efficienza energetica;

– quella relativa alla qualità dell'abitare;

– quella urbana legata alla riqualificazione del patrimonio esistente e del patrimonio dismesso.

Infine è stato attivato un protocollo di ricerca con l'Università (Dipartimento di tecnologia dell'architetura «Pierluigi Spadolini») finalizzato a rendere più belle e sostenibili le facciate degli edifici della città, in particolare quelli della prima cintura periferica realizzati dagli anni '50 agli anni '80.

Il protocollo parte dell'assunto che consistenti aree della città sono caratterizzate da edifici frutto di massicci interventi che versano oggi in cattivo stato di conservazione con conseguente degrado urbano. Lo strumento individuato per cercare di risolvere il problema è stato quello dell'eco-design, in grado di sviluppare soluzioni che coniugano risparmi energetici apprezzabili a linguaggi formali ed estetici adatti alla riqualificazione di aree di interesse ambientale-architettonico per la città.

5. *Roma*

5.1. *Premessa: senso e metropoli*

L'architettura e la città sono due termini tornati in maniera eclatante al centro della riflessione. Dopo alcuni anni in cui l'architetto era stato, si può dire, confinato in un ambito troppo specialistico, che lo aveva reso una voce fuori dal coro, quando non un mero esecutore di decisioni prese in altri ambiti e altri contesti, in questa fase quanto mai controversa della storia, in cui stiamo cercando di fare i conti con *Le ombre lunghe del '900*[22], sta rinascendo la coscienza del ruolo di responsabilità che il soggetto pubblico e il progettista devono esercitare nella ricerca di nuovi modelli dell'abitare. Dopo la grande stagione del pensiero classico, la «questione» della città e del suo mutamento ha «riacceso» il dibattito. Il cambio di marcia è stato impresso da una molteplicità di fattori concorrenti, quali: l'estensione quantitativa dei conglomerati urbani, la complessità delle condizioni di vita, il di-

[22] V. Castronovo, *Le ombre lunghe del '900*, Milano, 2010.

venire tumultuoso della città-metropoli, l'insorgere delle «post-metropoli». Non esiste più la «città-ritratto»[23] vi è invece un nuovo apparato simbolico da interpretare, per cui bisognerà misurasi con un processo di decostruzione progressivo, che si riflette nella «frantumazione spaziale e abitativa della città»[24] generando precise conseguenze sulla definizione del limite, del tracciato, sulla ricomposizione del disegno urbano, oggi mortificato[25] da un «funzionalismo immobiliare», che finisce con l'essere dominante sulla *forma urbis*.

In un tale contesto che pone in primo piano il ruolo e la sensibilità etica dell'architetto costruire un *focus* di ricerca sulle «bio-città» affrontando alcuni *exempla* di riferimento, significa porre l'accento su almeno un duplice aspetto, che si inserisce su una più vasta problematica che attraversa il nostro tempo:

1. il fenomeno della «fame» di energia, connesso al grave problema ambientale, che investe il mondo industrializzato;

2. l'esigenza di individuare, con la dovuta tempestività processi di innovazione efficaci e compatibili, che ridiano corpo e significato a un intervento architettonico che deve rispondere alle esigenze di sostenibilità ed eco compatibilità ambientale. L'urgente necessità di arrestare, come si vedrà nell'ultima parte del contributo, l'avanzata delle «nuove barbarie» assume una connotazione politica e civile di vasta portata in un contesto nazionale e internazionale caratterizzato da forti flussi di cambiamento, sia in termini antropologici che socio economici.

I recenti interventi all'Eur, dove stanno sorgendo palazzi costruiti secondo i canoni della bio-architettura, come la torre Eurosky dello studio Purini-Thermes, il progetto della «Nuvola» di Fuksas, la polemica aperta dal prossimo abbattimento del muro di Richard Meier

[23] Cfr. F. Purini, *La misura italiana dell'architettura*, Roma-Bari, 2008.

[24] Cfr. F. Ferrarotti e M.I. Macioti, *Periferie*, Roma, 2009.

[25] Cfr. V. Gregotti, *Architettura e post metropoli*, Torino, 2011.

che «riveste» il nuovo museo annesso all'*Ara Pacis*, il richiamo *in extremis* di Portoghesi per ripensare in modo plausibile il progetto di pedonalizzazione della piazza San Silvestro, *agorà* di cruciale importanza in quanto spazio aperto sede di attività commerciali e del terziario, percorso dai residenti, dall'universo dei turisti, e dai colletti bianchi della politica e della diplomazia, sono momenti di un unico articolato capitolo, che dimostra quanto continui ad essere difficile coniugare l'intento conservativo con le prospettive di crescita e di mutamento, cui il tessuto urbano è costantemente sottoposto.

Il tema assume inoltre una forte rilevanza sociale, per toccare i sentieri di una globalità contrastata. Se è vero che la città di Roma nell'ultimo ventennio è cambiata attraverso il continuo movimento delle reti e dei flussi, la pianificazione del suo sviluppo rimane «un'invenzione degli uomini». Lo spazio, che è una categoria cognitiva, assume in quest'ottica una pregnanza politica. Per avviare delle politiche urbane credibili bisognerà guardare alle «moltitudini» che oggi abitano prevalentemente le periferie, mettendo a disposizione strumenti che possano facilitare la costruzione di un rapporto autentico di identificazione, accettazione e partecipazione dei cittadini, rispetto ad un contesto abitativo che malgrado gli sforzi continua ad alimentare meccanismi di emarginazione ed espulsione del «diverso».

5.2. *I nuovi linguaggi dell'abitare*

L'analisi dello stato di sostenibilità, della condizione della qualità urbana della città di Roma dovrà prevedere una rilettura che per i fatti e gli eventi che hanno segnato la storia della capitale risale all'ultimo decennio. L'approvazione del 2008 del nuovo Prg (adottato nel 2003) costituisce il momento cardine per comprendere anche gli orientamenti futuri della trasformazione urbana della città, nonché le sue potenzialità e criticità, colte in un processo di forte espansione.

È necessario sottolineare quanto le caratteristiche geomorfologiche a «zolle» del territorio abbiano condizionato e condizionino la forma urbana e la sua espansione. È rilevante, ai fini della nostra trattazione, nel contempo considerare la presenza consistente del territorio rurale, denominato «agro romano», che insieme ai grandi parchi urbani oltre ad essere un «polmone verde» della città, ne identifica l'iconologia urbana. Il sistema a zolle corrisponde alla distinzione dei quartieri il cui «valore» è determinato dall'efficienza dei collegamenti viari, dalla vicinanza ai parchi e al verde, dal mix funzionale. A questo si deve aggiungere che il sistema infrastrutturale radiocentrico delle vie consolari raccordate dall'anello viario del Gra, che può essere considerata l'unica vera infrastruttura metropolitana, ha di fatto accentuato il divario tra centro e periferia, condizionando l'espansione urbana in maniera non congrua all'estensione di Roma, e relegando la periferia a dormitorio della città. Lo slogan del «pianificar facendo» adottato dall'amministrazione comunale è un modo per mettere l'accento sulla complessità della realtà urbana di Roma, che evidentemente necessitava di nuove modalità d'azione, nuove strategie.

Le centralità si compongono di differenti funzioni con l'obbiettivo di configurare altrettanti nuovi centri urbani dislocati nel territorio in posizioni strategiche. La prima azione a sostegno della nuova *forma urbis* sono le 18 nuove centralità urbane, quella immediatamente successiva riguarda il potenziamento delle infrastrutture viarie e in particolare dell'infrastruttura ferroviaria. La c.d. «cura del ferro», rivolta a decongestionare il traffico riducendo l'uso sempre più elevato dei mezzi di trasporto privati, e della circonvallazione a Est, unico brano viario che consente le connessioni trasversali rispetto alle consolari. Le finalità di tali interventi, appaiono, almeno sulla carta, molto chiare: produrre un positivo sbilanciamento del peso del centro storico negli equilibri urbani, secondo una nuova struttura abitativa di tipo policentrica, che si presenta di certo più dinamica.

Il cambio della giunta nel 2008, avviene immediatamente dopo l'approvazione del Piano, rispetto al quale

l'amministrazione successiva decide di non intervenire, riservandosi di incidere solo su alcuni aspetti specifici. I tempi ristretti di avvicendamento alla guida del Comune, lasciano come maggiore opportunità al neo-esecutivo essenzialmente la verifica della tenuta del nuovo Piano. Va a questo punto sottolineato un ulteriore, importante elemento di interesse: l'approvazione del «Piano Casa» nazionale ad opera del governo, che risale sempre al 2008. L'emergenza casa nella capitale sia per quanto riguarda la carenza di alloggi, sia per i canoni di affitto, che risultano tra i più elevati d'Italia, è uno dei fattori destinati a pesare maggiormente sul processo attuativo e la realizzazione dello stesso Piano regolatore. Non a caso, la politica tenderà da questo momento, ad orientarsi verso una verifica «di compensazione» delle nuove centralità. Strategia attuata soprattutto attraverso quelli che vengono definiti «percorsi di partecipazione».

5.3. *Roma Capitale e Progetto Millennium: nasce la città sostenibile*

Nel 2010 è istituita Roma Capitale[26], si instrada così una nuova architettura di governo della città. Da questo momento i processi di gestione urbana dovrebbero tenere conto della trasformazione di una «città infinita» sempre più immersa nelle dinamiche del mondo globale e, tuttavia, ancora incapace di produrre un'immagine di sé, aderente ai linguaggi dell'innovazione e della permanenza. L'intenzione principale del neo istituto è di attuare un decentramento amministrativo che riduca il numero dei municipi a 15, inaugurando una gestione più autonoma. Le funzioni politico amministrative del Comune vengono così ridisegnate.

[26] D.lgs. n. 156 del 17 settembre 2010: il Consiglio dei ministri ha disciplinato i nuovi organi di governo per Roma Capitale. Con un secondo decreto, che risale allo scorso maggio 2011, sono stati disciplinati i nuovi poteri e le nuove funzioni che derivano dalla riforma.

Il *Progetto Millennium*, che ha l'ambizione di realizzare entro il 2020 una *città sostenibile*, si può considerare il primo importante esito di questa fase «riformista». Sono cinque i macro temi di intervento, definiti le *Ambizioni*, che rientrano in un'area di *obiettivi*, che ne guidano la realizzazione. Le *Ambizioni* riguardano evidentemente l'immagine della città. Nella loro definizione rientra in maniera sostanziale il lavoro compiuto dalle due giunte precedenti, con le quali Roma Capitale si pone in continuità. Parliamo di una città policentrica, fondata sul sapere, sulla conoscenza, sul turismo, la solidarietà e la competitività internazionale.

La necessaria schematicità dell'impianto generale, trova operatività in due precisi ambiti strategici: il *Piano di sviluppo della città* e la definizione delle *politiche energetiche*. Il Piano strategico di sviluppo pone in primo piano la questione delle periferie. Anche in questo caso possiamo notare quanto le soluzioni proposte dal Piano regolatore generale, siano determinanti nella definizione del Piano strategico: lo sviluppo delle periferie, il recupero e la valorizzazione delle aree dismesse; l'attivazione del Piano casa, corredato da un programma di *Housing sociale*; la valorizzazione e la trasformazione dei compendi militari; la trasformazione e lo sviluppo del *waterfront di Ostia*. Un ruolo fondamentale è assegnato ai *progetti pilota*, intesi come «azioni prioritarie su cui concentrare le risorse progettuali, amministrative ed economiche, in modo che possano fare da volano all'implementazione del Piano strategico di sviluppo[27]. Tra questi va ricordato il progetto di Tor Bella Monaca, ormai in fase avanzata.

La nuova politica energetica di Roma Capitale si basa sul *Masterplan dell'energetico-economico*, curato da Jeremy Rifkin.

A partire dal dicembre 2009 sono state sviluppate una serie di azioni che riguardano l'intera riconversione della città su modelli energetici innovativi (...) in accordo con gli obiet-

[27] Dalla relazione del Progetto Millennium, Roma Capitale.

tivi comunitari, ai quali Roma ha aderito con la sottoscrizione del Patto dei sindaci. Il modello di riferimento è quello delle *smart grids*, della generazione distribuita dell'energia e dell'inserimento delle fonti rinnovabili in un sistema a rete[28].

Così Livio de Santoli, docente de «La Sapienza», tra i massimi esperti in materia di questioni energetiche applicate all'architettura, descrive il cuore attorno a cui ruotano le politiche energetiche per Roma Capitale. Il Comune ha inoltre presentato alla Commissione europea, all'interno del programma di assistenza tecnico europeo Elena (*European Local Energy Assistance*), una domanda di finanziamento degli interventi inseriti nel Masterplan. Il progetto è articolato attraverso interventi così suddivisi: il primo riferibile all'efficienza energetica, il secondo relativo all'impiego delle energie rinnovabili, il terzo che stabilisce gli edifici a energia positiva, H_2-idrogeno, e soprattutto la *smart grid*, la rete intelligente dell'energia, rivolta alla riduzione delle dispersioni oltre che all'orientamento di una razionalizzazione e ottimizzazione dei consumi. «La *smart grid* – osserva lo studioso Franco Purini[29] – non ha solo il valore e la forza di un'idea, in quanto è uno strumento che può contribuire concretamente a ridefinire la qualità di un nuovo spazio urbano».

Nel marzo 2010 la Giunta comunale ha approvato il Piano Casa del Comune di Roma e con successive delibere emesso bandi pubblici per l'intervento privato per rispondere a una emergenza che non ammette più sottovalutazioni. Tre le aree principali di intervento individuate:

– gli ambiti di riserva aventi altre destinazioni che comprendono l'agro romano, i servizi, ecc. al fine di bilanciare gli indici stabiliti dal Piano regolatore generale;

– le zone con diversa destinazione d'uso che i privati possono cedere al Comune;

[28] Dalla relazione del prof. Livio de Santoli, delegato per l'efficienza ed il risparmio energetico, Roma Capitale.

[29] Franco Purini, intervento alla presentazione del libro di Livio de Santoli, *Le Comunità dell'energia*, presso la Biblioteca del Senato, ottobre 2011.

– gli edifici esistenti con modifica di destinazione d'uso che i privati possono cedere all'Ente locale. Questo è probabilmente il nodo più problematico e anche il banco di prova per una buona amministrazione pubblica. Si tratta, infatti, di mantenere il più possibile gli obbiettivi alla base dell'idea della città policentrica. Detto in altri termini vuol dire: saper ovviare alla carenza di risorse pubbliche necessarie per la trasformazione urbana, ricorrendo con oculatezza all'intervento privato, scongiurando gli «appetiti» che hanno generato speculazione e mantenendo, nello stesso tempo, il costante rispetto per gli obiettivi della città vivibile. La città policentrica, l'idea alla base della individuazione delle nuove centralità urbane, è la scommessa che Roma deve affrontare. La realizzazione di questo progetto passa attraverso azioni semplici e efficaci: il potenziamento dei servizi e soprattutto delle infrastrutture, in un contesto in cui il sistema viario radiocentrico e la compresenza delle zone archeologiche, ha da sempre limitato l'attuazione di interventi veramente innovativi.

Un esempio virtuoso di infrastrutturazione urbana può essere considerato il prolungamento della linea B della metropolitana nel tratto Rebibbia-Casal Monastero. Si tratta della «proposta di valorizzazione immobiliare» che lo Studio Purini-Thermes, insieme a Stem, si è aggiudicata in seguito al concorso pubblico con cui il Comune di Roma ha chiesto ai privati di affrontare parte del carico economico per la realizzazione dell'infrastruttura, in cambio di «cubatura», come si dice nel gergo tecnico. Questo rapporto di scambio tra pubblico e privato che costituisce l'unica prospettiva possibile per la trasformazione urbana nelle nostre città è tuttavia l'anello debole di un processo che spesso si è dimostrato contraddittorio quando non incoerente. Il caso più noto è quello di Acilia Madonnetta. Una delle 18 centralità di nuova realizzazione progettata dallo Studio Gregotti Associati. Le mancate realizzazioni di servizi e della nuova stazione sul tracciato ferroviario Roma-Lido sono state motivo di forte scontro tra l'amministrazione pubblica e i costruttori da una parte, le associazioni e i gruppi di quartiere dall'altra.

5.4. *Il progetto pilota di Tor Bella Monaca*

Tor Bella Monaca, un quartiere costruito negli anni '80 per rispondere all'emergenza abitativa è divenuto un progetto pilota.

> Tutto il percorso di costruzione, demolizione e ricostruzione sarà partecipato. L'obiettivo è che i residenti possano tramutarsi in *co-progettisti*, divenendo i primi sostenitori del piano: modalità, tempi, fasi e priorità saranno completamente concertati.

Così si legge nella presentazione del progetto di riqualificazione delle periferie. In questa prospettiva è stato redatto un *Concept Plan* da Leon Krier basato su principi molto precisi: bassa densità, presenza di attività culturali, ridefinizione degli assetti viari. Particolare attenzione è stata rivolta ai margini dell'area agricolo-archeologica. La questione principale rimane, tuttavia, la relatività dell'esito formale di un'operazione di certo articolata e complessa. La vera scommessa resta indubbiamente la messa a punto di dispositivi nuovi di costruzione del consenso. Dalla lettura dei verbali relativi ai *percorsi partecipativi* messi in atto dall'amministrazione comunale, si potrà evidenziare il lavoro che resta ancora da fare.

5.5. *Trovarsi ai margini*

Le considerazioni fin qui espresse intendono aprire un fronte dialettico di discussione e intervento disposto a investire su un reale progetto di modernizzazione della città. In una fase cruciale del divenire storico ed economico in cui alcuni fondamenti del capitalismo occidentale stanno subendo una mutazione, le scelte sul futuro di Roma risulteranno decisive, per il ruolo stesso che il paese vorrà affermare e mantenere negli anni a venire. Di certo il rapporto tra nuova cittadinanza e politiche urbane che lo strumento urbanistico solleva richiederà un

approccio diversificato, un metodo aperto e soprattutto non ideologico. I contesti urbani hanno oggi più che mai bisogno per evolversi dell'affermazione di un'etica della cittadinanza, che aiuti a comprendere la rete sempre più fitta di interdipendenze. La visione della trasformazione che deve guidare politiche urbane attente alla questione energetica oltre ad essere un fatto di sistema, coinvolge il «soggetto», l'individuo, il cittadino, ne denuncia la «crisi di presenza»[30], in un universo dibattuto tra tolleranza e fanatismo, tra violenza e razzismo, tra riconoscimento dell'altro e fattori di conflitto identitario.

Malgrado gli sforzi ermeneutici crediamo rimanga aperto in questa età del rischio, l'interrogativo di Marc Augé che in *Rovine e Macerie*[31] si chiede quale sia il mestiere dell'antropologo (che in fondo è un profilo del mestiere di vivere) dimostrando di avere ancora fiducia nell'impegno intellettuale: «L'umanità – scrive il grande studioso francese – non è in rovina, è in cantiere. Appartiene ancora alla storia. Una storia spesso tragica, sempre ineguale, ma irrimediabilmente Comune». Si tratta allora di ripartire da lì, da una *koiné*, da quella «comunità di destino» per usare le parole di Edgar Morin che diventa il baricentro di un umanesimo planetario, capace di alimentare una visione alta della politica, i cui risultati senza sfuggire alla necessità della verifica, dovranno essere misurati sul terreno concreto della storia, nel suo continuo «farsi» quotidiano.

[30] Cfr. A. Badiou, *L'Etica*, Napoli, 2006.
[31] M. Augé, *Rovine e Macerie*, Torino, 2004.

GIUSEPPE ZOLLINO

SCENARI EUROPEI DI SVILUPPO DI TECNOLOGIE ENERGETICHE ED IL POSSIBILE RUOLO DELL'ITALIA

1. *Introduzione*

L'Unione europea coltiva da tempo l'ambizione di conquistare (in qualche caso mantenere) una posizione leader nelle tecnologie per l'approvvigionamento energetico sostenibile. Pur con diversi orizzonti temporali, contributi significativi sono attesi e piani di sviluppo sono adottati nei seguenti settori:

– l'efficienza energetica e l'uso razionale dell'energia;

– l'uso sostenibile dei combustibili fossili (in particolare il carbone) per la generazione elettrica, con l'adozione di sistemi di abbattimento degli inquinanti atmosferici e di cattura e sequestro geologico dell'anidride carbonica;

– lo sviluppo delle tecnologie di conversione delle fonti rinnovabili, per la produzione di calore, energia elettrica e biocombustibili;

– lo sviluppo di tecnologie per l'idrogeno, come vettore energetico per il settore dei trasporti e come opzione per l'accumulo di energia;

– lo sviluppo di nuove tecnologie nucleari a fissione, volte a migliorare la sicurezza degli impianti e della gestione dei rifiuti radioattivi e ad ottimizzare la conversione del materiale fissile (attraverso reattori auto-fertilizzanti);

– la partecipazione al programma di sviluppo della fusione nucleare in corso a livello mondiale con l'esperimento Iter (in costruzione in Francia) ed attività di ri-

Giuseppe Zollino, professore ordinario di Diritto costituzionale, Facoltà di Giurisprudenza, Università Statale di Milano; rappresentante nazionale nel Comitato di Programma Cooperazione - Energia.

cerca satellite su macchine complementari in Europa e nel resto del mondo.

In ciascuno dei settori sopra elencati sono richiesti, soprattutto a livello di Paesi membri, importanti investimenti in ricerca di base, sviluppo tecnologico, dimostrazione pre-competitiva e quindi incentivi durante la prima fase di penetrazione nel mercato.

D'altra parte, in un contesto sempre più globalizzato, un nuovo mix energetico a bassa emissione di anidride carbonica, da realizzarsi all'orizzonte del 2020, del 2030 o del 2050 che sia, non può prescindere dalle considerazioni seguenti:

1. esso deve essere sostenibile anche economicamente; ovvero, in considerazione dei diversi potenziali esistenti nei diversi paesi o nelle diverse aree geografiche (qualora in esse esistano auspicabili saldi accordi di cooperazione), deve essere variamente composto;

2. nell'implementarlo, da qui alla data obbiettivo, occorre provvedere al fabbisogno corrente, di nuovo in modo il più sostenibile possibile; ovvero cercando di evitare differenziali eccessivi nei prezzi dell'energia, che penalizzerebbero la crescita del paese o area, sottraendo risorse da destinare (secondo lo schema di cui sopra) al raggiungimento del nuovo mix e in definitiva sopprimendone la domanda e quindi la necessità.

In altre parole, il percorso virtuoso dell'Unione europea e di ciascuno dei suoi Paesi membri dovrà essere una tessera di un più vasto mosaico che coinvolge gli altri paesi sviluppati, ma anche e soprattutto nuovi grandi paesi: Cina, India, Brasile per citarne alcuni.

E gli scenari possibili per l'Europa sono necessariamente parte degli scenari globali ipotizzati, per esempio, dall'Agenzia internazionale dell'energia: per il semplice fatto che gli sviluppi tecnologici che li spingeranno in una o nell'altra direzione interesseranno inevitabilmente il mercato globale.

2. *Linee di sviluppo delle tecnologie energetiche nella UE: il «Set Plan»*

Il piano per le tecnologie energetiche strategiche (*Set Plan*), varato nel 2008 dall'Unione europea[1], ma di fatto operativo dal 2010, prevede l'istituzione di alcune imprese comuni (denominate *European Industrial Initiative* e pensate come partenariato misto Stati membri-Unione europea-Associazioni industriali europee) per lo sviluppo di tecnologie energetiche essenziali per un mix che garantisca l'approvvigionamento energetico, in modo sostenibile dal punto di vista ambientale ed economico. Le Eii hanno la finalità di implementare e gestire programmi di ricerca scientifica, sviluppo tecnologico e dimostrazione pre-competitiva.

Nel lungo periodo, tutti i programmi nazionali dei Paesi membri aderenti alle iniziative industriali dovrebbero essere integrati e modulati all'interno delle iniziative stesse.

La *governance* di queste iniziative, almeno per i primi anni di implementazione (2010-2013), durante i quali il quadro finanziario dell'UE è già definito ed attribuito in modo sostanzialmente rigido, è piuttosto macchinosa, poiché il budget europeo proviene da programmi ed iniziative già esistenti, con procedure proprie (*FP7*, *European Energy Plan for Recovery*, *New Entrance Reserve* del nuovo *Ets*, *Intelligent Energy*) e quello nazionale non è garantito, essendo prevista una adesione dei vari Paesi membri alle iniziative su base volontaria. La discussione in corso, relativa al nuovo quadro finanziario dell'UE (2014-2020), lascia sperare che maggiori risorse saranno dedicate alla ricerca ed alla innovazione[2], specie in un settore strategico come l'energia.

In ambito *Set Plan* sono previste sette Eii, sei delle quali sono state già avviate (solare, eolico, cattura e se-

[1] Commissione europea, *A European Strategic Energy Technology Plan (Set Plan), Towards a Low Carbon Future*, COM(2007) 723.

[2] Commissione europea, *Libro verde. Trasformare le sfide in opportunità: verso un quadro strategico comune per il finanziamento della ricerca e dell'innovazione dell'Unione europea*, COM(2011) 48.

TAB. 1. *Investimenti in R&D&D per le diverse tecnologie energetiche strategiche per l'UE*

Eii e Joint Undertakings	Budget totale pubblico&privato (UE-Paesi membri-Industria) 2010-2020 (mld euro)
Solare (fotovoltaico + termico)	16
Eolico	6
Reti intelligenti	2
Cattura e sequestro della CO_2	11-16
Biocombustibili	9
Fissione nucleare	5-10
Città intelligenti	10-12
Idrogeno e pile a combustibile	5-6
Fusione nucleare	10-11
Totale	74-88

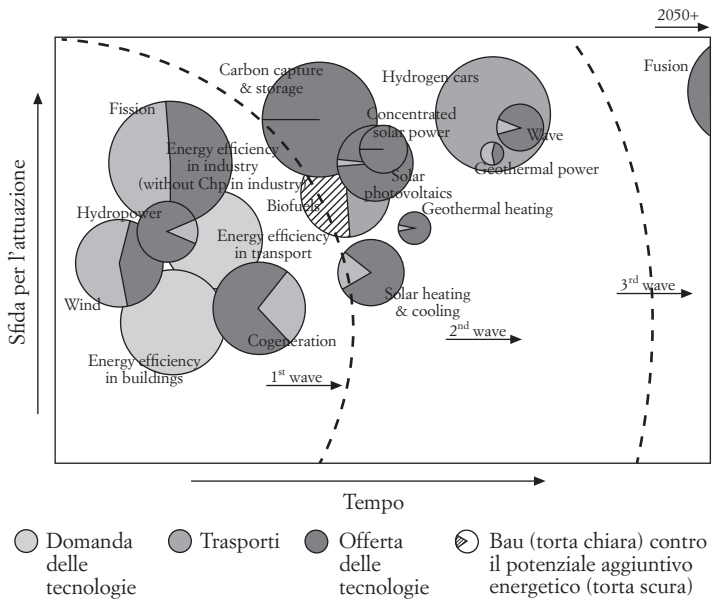


FIG. 1. Potenziale, difficoltà di sviluppo e orizzonte temporale di maturità commerciale per diverse tecnologie energetiche strategiche per l'UE.

questro della CO_2, reti intelligenti, biocombustibili, nucleare), mentre la settima (città intelligenti, ovvero uso razionale ed efficiente dell'energia in ambiente urbano) lo sarà nel secondo semestre del 2011.

In aggiunta alle sette Eii, altre due iniziative analoghe sono già state lanciate nel 2007: l'Iniziativa tecnologica congiunta (Jti), Pile a combustibile e idrogeno e l'Impresa comune «Energia da fusione».

La stima del budget complessivo (UE-Paesi membri-Industria) per attività di ricerca scientifica, sviluppo tecnologico e dimostrazione pre-competitiva (R&D&D) per ciascuna delle 9 Iniziative è riportata nella tabella 1.

Il *Set Plan* ha pure istituito la Alleanza della ricerca europea sull'energia (Eera), tra enti leader nei Paesi membri (per l'Italia è membro Enea), che condividono i loro programmi sull'energia. L'Eera è per statuto aperta alla partecipazione di altre organizzazioni di ricerca pubbliche, inclusa in particolare la piattaforma delle *European Universities involved in Energy Research*.

In figura 1 sono rappresentati il potenziale, la difficoltà di sviluppo e l'orizzonte temporale per la maturità commerciale di diverse tecnologie strategiche, sia sul lato domanda che sul lato offerta di energia.

3. *Scenari al 2035 e al 2050 secondo l'Agenzia internazionale dell'energia, con riferimento all'energia elettrica*

Nelle recenti pubblicazioni *Energy Technology Perspectives 2010*[3] e *World Energy Outlook 2010*[4], l'Agenzia internazionale dell'energia fornisce le previsioni del fabbisogno e del mix energetico a livello mondiale all'orizzonte del 2035 ed elabora diversi scenari sulla possibile evoluzione della domanda e dei contributi delle varie fonti, all'orizzonte del 2050. Tra questi, particolarmente rilevanti sono le varianti dello scenario così detto Blue-Map che rispetta il vincolo

[3] Ocse-Iea, *Energy Technology Perspectives 2010*, Paris, 2010.
[4] Ocse-Iea, *World Energy Outlook 2010*, Paris, 2010.

TAB. 2. *Variazione dei costi delle principali tecnologie per la generazione elettrica ipotizzate dalla Iea nelle simulazioni di scenario al 2050*

	Costo di impianto ($/kW)		Costi Es & Man ($/kWa)		Efficienza netta (%)	
	2010	2050	2010	2050	2010	2050
Carbone Usc + Ccs post comb.	3.400	2.500	102	75	36	44
Igcc + Ccs pre comb.	3.200	2.450	96	74	33	48
Nucleare Gen III+	3.400	3.000	100	90	36	37
Geotermico	4.000	2.900	220	136		
Solare PV	4.500	1.300	50	13		
Solare Csp	5.700	2.500	30	15		
Energia marina	4.000	2.200	120	66		
Eolico on shore	1.800	1.400	51	39		
Eolico off shore	3.300	2.300	96	68		

che le emissioni di CO_2 seguano un andamento compatibile con una concentrazione di CO_2 al 2100 pari a 450 parti per milione (ppm) in peso. L'Intergovernmental panel on climate change dell'Onu (Ipcc) ritiene tale obbiettivo obbligatorio (ancorché particolarmente ambizioso) per limitare l'innalzamento medio della temperatura terreste a +2 °C[5].

Gli scenari Blue-Map richiedono un taglio progressivo delle emissioni globali annue di CO_2, sino a ridurle del 50% al 2050, rispetto al livello del 2005. Ciò significa una riduzione del 75% entro il 2050 (da 57 a 14 milioni di tonnellate/anno di CO_2) rispetto al trend attuale di crescita delle emissioni (scenario di riferimento-baseline). Per questo in tutte le varianti vengono assunte ipotesi ottimistiche riguardo lo sviluppo (*learning factor*) delle diverse tecnologie energetiche.

Con riferimento alla generazione di energia elettrica, la tabella 2 riassume le ipotesi di riduzione dei costi a seguito dello sviluppo delle principali tecnologie elettriche. Si noti come per alcune di queste (in particolare per solare fotovoltaico e termodinamico ed energia marina) la

[5] Ipcc, *Fourth Assessment Report: Climate Change 2007 (AR4). Syntesis Report*, www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/syr/en/contents.html.

TAB. 3. *Contributo delle diverse fonti e tecnologie per la generazione elettrica nei diversi scenari al 2050, proposti dalla Iea*

	Situazione al 2008			Scenari al 2050					
	Mondo	UE	Italia	Baseline mondo	Baseline UE	Blue-Map UE	Blue-Map mondo	Blue-Map mondo + nuc	Blue-Map mondo + rinn
Produzione (TWh)	20.000	3.000	330	46.000	4.800	3.600	40.000	41.000	37.600
Nucleare (%)	13,8	28	0	10	16,7	29,3	24	39	12
Petrolio (%)	6	3,3	5,6	1	0,1	0	1	0	1
Carbone (%)	42	29	14	44	13,3	0	1	1	1
Carbone + Ccs (%)	0	0	0	0	0	11	12	8	2
Gas (%)	21	23	51,4	23	30,4	1,5	11	7	8
Gas + Ccs (%)	0	0	0	0	0	3	5	4	2
Idroelettrico (%)	16	9,2	17	12	13,9	17,1	14	14	16
Biomasse (%)	1	3	2,6	3	5,6	7,1	5	5	7
Geotermico (%)	<1	0,2	1,85	1	0,5	1,7	3	2	4
Eolico (%)	1	3,1	2,3	5	15,7	22,1	12	10	22
Solare (%)	<1	0,15	0,23	2	3,7	6,1	12	10	25
Contributo complessivo Fer	18	16	24,2	22	39,4	54,1	48	42	75
Aumento costo medio energia elettrica rispetto a baseline							+19%	+6%	+31%

riduzione sia particolarmente significativa, poiché si assume un fattore di apprendimento (tasso di riduzione del costo di impianto ad ogni raddoppio della potenza installata) elevato (17, 10 e 14%, rispettivamente).

La tabella 3 sintetizza gli aspetti salienti di alcuni scenari al 2050, con riferimento alla generazione di energia elettrica. Si può osservare che:

1. in tutti gli scenari aumenta il contributo delle fonti rinnovabili;
2. in tutti gli scenari Blue-Map si riduce sensibilmente l'impiego del gas, che copre al 2050 a livello mondiale una quota tra l'8 e l'11%, rispetto alla quota del 21% al 2008 (in Italia 51%), nonostante le ridotte emissioni di CO_2 per kWh prodotto;
3. in tutti gli scenari Blue-Map aumenta il contributo dell'energia nucleare, rispetto allo scenario baseline;
4. negli scenari Blue-Map si dimezzano al 2050 le emissioni di CO_2 rispetto al livello del 2005, grazie allo sviluppo e diffusione di nuove tecnologie a bassa emissione di carbone; tuttavia, pur nell'ipotesi ottimistica che tutte godano di elevati fattori di apprendimento (tab. 2), il costo medio dell'energia elettrica aumenta in ogni caso, rispetto allo scenario baseline;
5. l'aumento più consistente (+31%) si ha per la variante Blue-Map con la più elevata quota (75%) di elettricità da fonti rinnovabili; l'aumento più modesto (+6) per la variante con la più elevata quota (39%) di elettricità nucleare.

4. *Risultati della partecipazione italiana ai programmi europei Rst*

Da quanto riportato al paragrafo 3, si comprende che affinché in un paese o in un area geografica siano possibili scenari con quote elevate di nuove tecnologie a bassa emissione di CO_2, è necessario che queste beneficino di profonde evoluzioni, in modo che si riducano rapidamente costi di impianto e di manutenzione.

Allo stesso tempo, una volta che un elevato fattore di apprendimento abbia ridotto quei costi, il costo unitario dell'energia generata (energia elettrica, calore, biocarburanti, idrogeno, ecc.) dipenderà dall'abbondanza e dalle caratteristiche della fonte primaria, nel caso di fonti rinnovabili, dal prezzo del combustibile (carbone, gas o uranio), dalla disponibilità e dalle caratteristiche dei siti per il sequestro geologico della CO_2.

Partecipare allo sviluppo tecnologico di forme di energia a basso impatto ambientale è certamente una opportunità da non perdere per lo sviluppo industriale del nostro paese, anche nel caso in cui, per le caratteristiche della fonte primaria, il costo finale della generazione di energia fosse più alto da noi che altrove. La globalizzazione del mercato dell'energia e delle tecnologie energetiche consente, infatti, già oggi a molti produttori di altri paesi europei di vendere i loro prodotti (turbine eoliche, pannelli solari, ecc.) ad investitori che li installano nel nostro. Gioverebbe trarne insegnamento per il futuro, creando le condizioni che promuovano l'intera catena dell'innovazione in campo energetico, attrezzandoci in questo modo per partecipare al mercato della tanto conclamata *green economy*.

Nel seguito sono sinteticamente presentati i risultati della partecipazione italiana al 7° Programma quadro (2007-2013), il maggiore programma di promozione della Ricerca scientifica e Sviluppo tecnologico dell'Unione europea. Ci si limiterà qui al tema Energia, con esclusione delle attività previste dal Programma quadro Euratom (fusione ed in misura minore sicurezza nucleare dei reattori a fissione). Si tratta di dati inediti tratti dai documenti di lavoro dei membri del Comitato di Programma cooperazione-energia, composto da rappresentanti dei Paesi membri, che assiste la Commissione nell'implementazione del PQ.

La figura 2 mostra la quota della dotazione finanziaria europea disponibile per i bandi annuali assegnata a partecipanti italiani, in tutte le aree incluse nel tema energia non nucleare. Si vede come le «prestazioni» di Università, enti di ricerca, industria italiani siano migliorate in me-

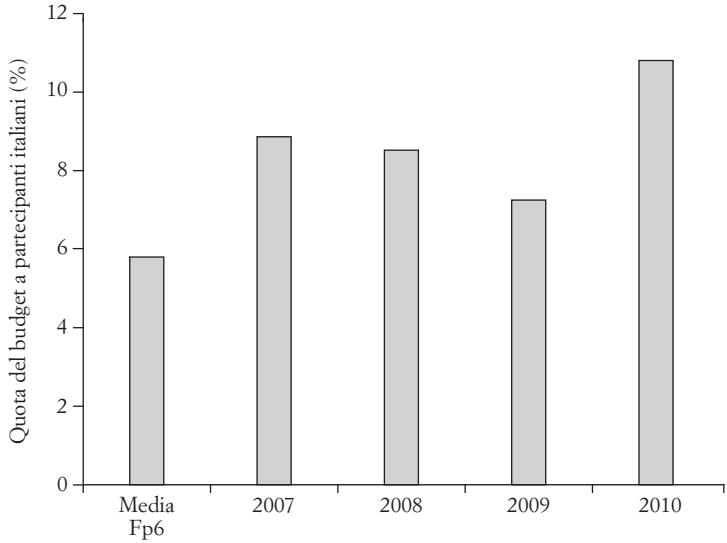


FIG. 2. Quota della dotazione finanziaria europea assegnata a partecipanti italiani.

dia nei primi quattro anni di implementazione del 7° PQ (circa 9% del *budget* totale nel quadriennio 2007-2010), rispetto alla media del 6° PQ (poco meno del 6%). Il risultato è stato conseguito grazie ad un miglior coordinamento tra i rappresentanti in Comitato energia e le parti interessate pubbliche e private nazionali; alla partecipazione ben organizzata di primarie imprese, come Enel, Mossi&Ghisolfi, TechInt, di enti di ricerca, come Enea, Rse (già Erse e Cesi-Ricerca), Cnr, di alcuni consorzi inter-universitari e di alcune Università.

Persistono, tuttavia, residui problemi strutturali, principalmente legati alla carenza di una stabile programmazione di lungo periodo delle attività di ricerca, sviluppo tecnologico ed innovazione industriale a livello nazionale, alla dispersione delle risorse tra Regioni, Ministeri, Enti, che spesso promuovono azioni in settori analoghi, creando al tempo stesso sovrapposizioni in alcuni di questi e carenze in altri. Uno degli effetti di tale carenza è

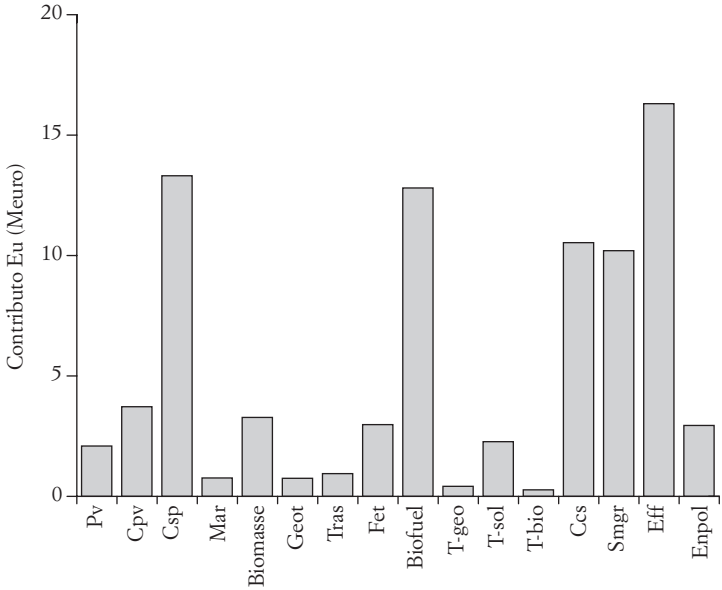


FIG. 3. Ammontare complessivo del finanziamento europeo nel quadriennio 2007-2010 a partecipanti italiani, per area tematica.

Legenda: Pv, Elettricità da fotovoltaico; Cpv, Elettricità da fotovoltaico a concentrazione; Csp, Elettricità da solare termodinamico; Mar, Elettricità da correnti marine; Biomasse, Elettricità dalla combustione o co-combustione di biomasse; Geot, Elettricità da sistemi geotermici avanzati; Tras, Argomenti comuni a più di una delle aree precedenti; Fet, Tecnologie emergenti per il futuro; Biofuel, Biocombustibili di seconda generazione (biomasse lignocellulosiche, scarti, ecc.); T-Geo, Riscaldamento e/o raffrescamento da fonte geotermica; T-Sol, Riscaldamento e/o raffrescamento da fonte solare; T-Bio, Riscaldamento e/o raffrescamento da biomasse; Ccs, Tecnologie per il carbone pulito e per la cattura ed il sequestro geologico di CO_2; Smgr, Reti elettriche intelligenti (*smart grids*); Eff, Misure di efficienza energetica (inclusi programmi Civitas e Concerto); En-Pol, Studi e strumenti per la definizione delle politiche energetiche della UE.

che, mancando il *focus* su alcune importanti tematiche, la risposta ai bandi del PQ è disordinata ed arrembante: siamo ai primissimi posti per numero di partecipanti e piuttosto in coda per tasso di successo.

In figura 3 è riportato l'ammontare complessivo dei finanziamenti europei assegnati nel quadriennio 2007-

2010 a partecipanti italiani (coordinatori o solo partner nei singoli progetti), suddivisi per area tematica. Come si vede emergono cinque aree nelle quali le «performance» nazionali sono particolarmente rilevanti:

1. solare termo-dinamico (ovvero solare termico a concentrazione), dove partner italiani sono presenti in diversi piccoli progetti di sviluppo tecnologico e un grande progetto dimostrativo (Mats), proposto da un consorzio a forte presenza nazionale, guidato da Enea, e basato sulla tecnologia a sali fusi, è stato finanziato nel 2010;

2. biocombustibili, dove ancora numerosi partecipanti italiani guidano o sono partner di piccoli progetti e un grande progetto dimostrativo (Biolyfe), sulla produzione di etanolo da biomasse ligno-cellulosiche, coordinato da Chemtex Italia (Mossi&Ghisolfi), è stato finanziato nel 2008;

3. tecnologie per il carbone pulito e per la cattura e sequestro geologico della CO_2, dove in diversi progetti di taglia medio grande sono coinvolti numerosi partner italiani (Enel ed Rse in più di uno) ed un progetto medio grande ha come coordinatore il Centro sviluppo materiali. Nella stessa area un progetto italiano di cattura CO_2 post combustione, quello di Enel a Porto Tolle è tra i sei finanziati (con un contributo a fondo perduto di 100 Meuro), nell'ambito del Eepr (*European Energy Plan for Recovery*);

4. *smart grids*, dove ancora numerosi partner italiani sono presenti in diversi progetti di taglia piccola, media e grande, e due grandi progetti (Address e Realisegrid) sono a coordinamento italiano (Enel e Rse, rispettivamente);

5. efficienza energetica, inclusi i programmi Civitas e Concerto. In questo caso la gran parte del finanziamento assegnato a partecipanti italiani si deve alla partecipazione al bando Civitas e Concerto, nel 2007 e 2008, rispettivamente. Lo scopo di questi programmi è verificare modalità innovative di implementazione di misure di efficienza energetica e di tecnologie per la generazione distribuita, per i trasporti sostenibili, ecc., in ambito urbano.

5. *Brevi note su strategia e scenari energetici*

Da tempo e da più parti si parla di scenari energetici e di strategia energetica per il nostro paese, assegnando ad essi il potere taumaturgico di risolvere le contraddizioni i limiti gli elementi di irrazionalità presenti nell'attuale quadro. È bene provare a chiarire alcuni equivoci.

Uno scenario energetico di lungo periodo non è un vaticinio, né tanto meno un'indicazione esatta di ciò che sarà tra trent'anni: in primo luogo, esso è sempre uno tra i tanti scenari possibili, per ciascuno dei quali occorre mettere in evidenza il set di parametri significativi che lo caratterizzano, di modo che appaiano evidenti tutte le implicazioni, gli effetti collaterali per così dire, connessi e dunque l'eventuale scelta sia consapevole. Proprio per la presenza di numerosi effetti collaterali, un paese come l'Italia, che voglia restare tra i primi più industrializzati al mondo non dovrebbe «scegliere» uno scenario che a causa di vincoli di varia natura risultasse traballante sotto l'aspetto della sicurezza dell'approvvigionamento e/o della competitività; ciò implica che le scelte dovrebbero essere in linea con quelle di altri paesi concorrenti.

E veniamo alla strategia energetica. Essa è uno strumento di indirizzo e programmazione di carattere generale che individua priorità per il medio-lungo periodo che consentano di conseguire, soprattutto attraverso meccanismi di mercato (approccio ineludibile, dato il quadro di riferimento comunitario), obiettivi di diversificazione delle fonti, delle aree di approvvigionamento e delle tecnologie energetiche che definiscano un sistema sostenibile (dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento, dell'impatto ambientale e dei costi).

Non meno importanti degli obbiettivi sono tuttavia gli strumenti che coerentemente una strategia energetica deve indicare, programmare e mettere in atto. A cominciare dal sostegno ad imprese, enti di ricerca ed Università per lo sviluppo di tecnologie energetiche innovative sia sul lato dell'offerta (sfruttamento delle fonti rinnovabili, impiego di fonti fossili senza emissione di gas serra, cioè con cat-

tura e sequestro dell'anidride carbonica, produzione di biocombustibili di nuova generazione, nuove tecnologie nucleari a fissione, fusione nucleare, infrastrutture energetiche, sistemi di accumulo, ecc.) sia sul lato della domanda (impieghi diretti dell'energia solare, miglioramento dell'efficienza energetica, sviluppo di sistemi di trasporto innovativi, a partire dalle vetture elettriche, aumento della quota di energia elettrica negli usi finali, ecc.). A valle delle misure di sostegno allo sviluppo tecnologico ed alla dimostrazione pre-competitiva debbono essere previsti meccanismi di incentivazione che favoriscano la penetrazione ed il dispiegamento delle nuove tecnologie.

È evidente che scenari e strategia energetica si influenzano in circolo; inoltre gli uni e l'altra debbono fissare pochi grandi obbiettivi condivisi e ritenuti irrinunciabili. A parità di obbiettivi, si potranno evidenziare le differenze, gli aspetti positivi ed i difetti dei diversi scenari e mix energetici, rendendoli di pubblico dominio, in modo che aumenti la consapevolezza (*awarness*) circa la serietà e l'ampiezza della sfida e la necessità di operare una corretta analisi costi-benefici delle varie fonti e tecnologie energetiche.

Quello della condivisione e della consapevolezza è un aspetto che in modo particolare nel nostro paese consiglia di non affrettare i tempi né di arruffare le proposte in tema di strategia energetica. Senza andare troppo lontano, è opinione condivisa da molti che la procedura seguita dal governo inglese sia piuttosto esemplare a riguardo. Sul sito internet del Department of Energy & Climate Change (www.decc.gov.uk) è possibile non solo consultare tutti i documenti relativi al recentissimo National Policy Statement for Energy, ma anche selezionare in modo interattivo mix energetici alternativi (fino a costruire il «proprio mix»), ricavandone una serie di informazioni facilmente comprensibili anche da internauti poco esperti.

L'auspicio è che nel nostro paese la sagacia e la ragione prevalgano sulla fretta e l'istinto e che il binomio scenari-strategia energetica sia anche occasione di condivisione degli obbiettivi principali e strumento di maturazione dell'opinione pubblica.

La Commissione europea nella sua Comunicazione *A Roadmap for Moving to a Competitive Low Carbon Economy in 2050* (COM(2011) 112/3), fissa tra l'altro obbiettivi ambiziosissimi di «decarbonizzazione» del settore elettrico, immaginando che le emissioni siano ridotte, entro il 2030, di oltre il 50% rispetto al livello attuale e tra il 90 e il 100%, entro il 2050.

È del tutto evidente che tali obbiettivi o vengono raggiunti preservando la competitività dell'Unione europea oppure verranno abbandonati per strada. E l'aspetto cruciale a questo riguardo è il costo dei servizi e dei vettori energetici (in primo luogo l'energia elettrica).

Allo stato attuale, molte delle tecnologie a bassa emissione di anidride carbonica sono troppo costose rispetto a quelle basate sui combustibili fossili per sperare che si affermino in modo sostenibile imponendo obbiettivi vincolanti (come quelli del Pacchetto comunitario Clima/Energia). Sono invece soprattutto necessari ingenti sforzi in ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ed occorre per questo reperire gli ingenti finanziamenti necessari. Sarebbe difatti insufficiente ed alla lunga insostenibile e quindi inefficace puntare ad annullare il gap livellando i costi verso l'alto, esclusivamente attraverso l'introduzione di penalità a carico delle tecnologie a combustibili fossili (che si tratti di *Carbon Tax* o di *carbon emission credits* cambia poco), soprattutto perché tali meccanismi non sono adottati in molti paesi *competitors* dell'Unione europea, oppure introducendo meccanismi di incentivazione, che favoriscono la diffusione delle tecnologie a fonte rinnovabile, indipendentemente dal costo, senza garantire da soli che queste raggiungano la piena competitività.

Dove reperire le risorse per promuovere attività di ricerca di base ed applicata in tutti i settori sia sul lato della domanda che dell'offerta energetica, che insieme costituiscano un elemento fondamentale di politica industriale, consentano di aumentare nel medio periodo il contributo delle tecnologie a bassa emissione di CO_2 e di ottimizzare i consumi energetici? Nella presente situazione di ristrettezze della finanza pubblica, sembra oppor-

tuno procedere ad una riallocazione delle risorse, senza aumentare i saldi rispetto alle previsioni già note per i prossimi anni, seguendo un percorso così riassumibile:

– promuovere a tutti i livelli le tecnologie mature di efficienza energetica (inclusa la co-generazione), già disponibili in tutti i settori dei consumi finali, quando gli interventi che esse consentono sono cost effective, così da ottenere significative riduzioni del fabbisogno di energia primaria e delle conseguenti emissioni di CO_2; per questo occorre rimodulare efficacemente le percentuali delle detrazioni fiscali già oggi in vigore e, specialmente per ciò che concerne la cogenerazione, rimuovere ostacoli di natura normativa e procedurale, anticipando in tal modo alcuni dei provvedimenti indicati nella proposta di direttiva comunitaria sull'efficienza energetica, attualmente in discussione presso il Parlamento europeo; contenere decisamente (rispetto alla tendenza prevista per i prossimi anni) la crescita dell'ammontare annuo degli incentivi erogati a vantaggio degli impianti a fonti rinnovabili, gravanti sulle tariffe elettriche; la riduzione conseguente del tasso di crescita della potenza installata ed i mancati benefici in termini di emissioni di CO_2 sarebbero compensati dai vantaggi conseguiti con gli interventi di cui al punto precedente;

– impiegare le risorse ottenute con le misure di cui al punto precedente per finanziare attività Rst in pochi settori accuratamente selezionati, in modo da valorizzare la rete delle eccellenze nazionali, potenziando le sinergie tra centri e laboratori di ricerca ed industria, specie le Pmi, aiutando la crescita di un'industria italiana delle tecnologie a bassa emissione di CO_2 e ad alta efficienza, adatte alle condizioni climatiche ed ai potenziali dell'area del Mediterraneo, che potrebbero trovare vasta diffusione in molti paesi del bacino del Mediterraneo; i risultati della partecipazione italiana ai programmi comunitari di ricerca possono essere uno degli strumenti con cui selezionare i settori di eccellenza da sostenere (fotovoltaico non fine a se stesso ma in funzione di attività produttiva).

Appendice

SCHEDE INFORMATIVE

di Bruno Agricola e Vittorio Lupi

SCHEDA 1

DATI E INFORMAZIONI DI BASE PER UNA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

La complessità del sistema energetico nazionale e ancor più la sua evoluzione in funzione delle variabili socioeconomiche da cui dipende, rendono non facile l'individuazione di un quadro descrittivo essenziale. Un quadro cioè che dia risalto alle questioni di maggiore rilievo e fornisca semplici informazioni di base utili ad una comprensione di queste da parte di personale non specializzato. Le considerazioni che seguono tentano di delineare tale quadro descrittivo suscettibile ovviamente di integrazione e modifiche.

Quadro 1. Fabbisogni energetici

Nel 2009 (anno più recente per il quale esiste, al momento della scrittura di tale Rapporto, un bilancio energetico certificato) il fabbisogno energetico (consumo interno lordo) del paese è stato di 180 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), delle quali 55 sono state utilizzate per la produzione di energia elettrica (circa 30% del totale).

L'energia importata è stata pari a circa 150 Mtep (oltre l'80% del fabbisogno energetico). Le importazioni sono state costituite per il 46% circa da petrolio, per il 38% da gas naturale, per l'8,5% da carbone e per il 6,9% da elettricità e per il restante 0,6% da altre fonti.

L'energia effettivamente utilizzata dagli utenti (famiglie ed imprese) è stata pari a 132,8 Mtep. I restanti 47,6 Mtep sono perdite associate, inevitabilmente, ai processi di trasformazione, trasporto e distribuzione dell'energia primaria. Tali «perdite» sono concentrate in buona parte nei processi di produzione di energia elettrica da combustibile (centrali termoelettriche che hanno contribuito per il 63,4% al fabbisogno elettrico lordo nazionale pari a 320,3 TWh), per la restante parte sono dovute ai consumi energetici propri nei processi di trasporto e distribuzione del metano e dell'elettricità e di raffinazione e distribuzione dei carburanti per autotrasporto.

TAB. 1. *Ripartizione energia consumata dagli utenti finali nel 2009*

Categoria	Consumi (Mtep)	Consumi (% su totale)	Note
Trasporti	42,5	32	94% costituito da derivati del petrolio
Consumi industriali, termici ed elettrici	30,0	23	39,5% da gas metano 32,8% da elettricità 17,6% da petrolio 8,6% da carbone 1,5% da rinnovabili termiche
Consumi domestici e del terziario	46,4	35	55,8% da gas metano 29,6% da elettricità 14,6% altro (biomasse, derivati del petrolio, ecc.)
Agricoltura	3,3	2	73% da petrolio
Altro	10,6	8	
Totale consumi per usi finali	132,8	100	

Fonte: Mse, *Bilancio energetico nazionale 2009*, 2010.

Per il settore «energia elettrica» il fabbisogno lordo al 2009 (320,3 TWh) è stato soddisfatto per l'85,9% da produzione nazionale (275,3 TWh) e per il 14,1% (45,0 TWh) da importazioni dirette di energia elettrica. Nella tabella 2 è riportato il dettaglio del contributo delle diverse fonti.

Le perdite per il trasporto e la distribuzione di energia elettrica sono state pari a 20,4 TWh (6,4% della produzione) e, pertanto, l'energia elettrica effettivamente utilizzata dagli utenti finali è stata pari a 299,9 TWh[1].

La composizione dei consumi finali è stata così distribuita (tab. 3).

Da tali dati si evidenzia che i maggiori costi dell'energia elettrica, che notoriamente l'Italia paga rispetto ai principali paesi europei[2], gravano principalmente su industria e terziario

[1] Per approfondimenti sui possibili interventi di miglioramento e sviluppo delle reti elettriche si rimanda alla relazione di G. Garofano nella seconda parte di questo Rapporto.

[2] Vedi la relazione di B. Agricola e V. Lupi nella seconda parte di questo Rapporto.

TAB. 2. *Composizione percentuale della produzione nazionale energia elettrica nel 2009 (275,3 TWh, escluse le importazioni)*

Fonte	Produzione (TWh)	Percentuale sulla produzione complessiva (%)	Note
Termica tradizionale[a]	203,0	73,7	70% gas 18% solidi (carbone + lignite) 12% prodotti petroliferi e altro
Rinnovabili di cui:	68,0	24,7	La percentuale sulla produzione esclusivamente da rinnovabili è: Idroelettrico: 71,5% Biomasse: 10,6% Eolico: 9,6% Geotermico: 7,4% Fotovoltaico: 1%
Idroelettrico	48,6	17,7	
Biomasse[b]	7,2	2,6	
Eolico	6,5	2,4	
Geotermico	5,0	1,8	
Fotovoltaico	0,7	0,3	
Idrico da pompaggi	4,3	1,6	
Totale	275,3	100,0	

[a] Essa include l'uso come combustibile di rifiuti solidi urbani non biodegradabili.

[b] La produzione da biomasse si ripartisce in biomasse (1,2%), biogas (0,5%) e rifiuti biologici (0,5%).

Fonte: Gse, *Bilancio Rinnovabili 2009*.

TAB. 3. *Composizione dei consumi finali di energia elettrica per settori*

Settori dell'economia	Consumi finali (TWh)	Percentuale sul totale dei consumi finali (%)	Note
Industria	130,5	43,5	Tra cui: Meccanica: 19,1 TWh Energia e acqua: 16,2 TWh Siderurgiche: 15,7 TWh
Terziario	94,8	31,6	Tra cui: Commercio: 24 TWh Illuminazione pubblica: 6,3 TWh Pubblica amministrazione: 4,5 TWh
Domestico	68,9	23	
Agricoltura	5,7	1,9	
Totale	299,9	100	

Fonte: Gse, *Bilancio Rinnovabili 2009*.

che insieme utilizzano complessivamente il 75,1% dell'energia elettrica distribuita agli utenti finali[3].

I dati appena esposti suggeriscono alcune considerazioni di carattere molto generale, ma di grande importanza per focalizzare l'attenzione del *policy maker* su alcune questioni rilevanti della strategia energetica nazionale:

– gli elevati consumi di petrolio. Esso rappresenta il 46,9% del totale dei consumi finali di energia ed è utilizzato principalmente per il soddisfacimento dei fabbisogni energetici nel settore dei trasporti;

– l'incidenza dei consumi di gas metano per uso, essenzialmente, di riscaldamento degli ambienti (circa 26 Mtep per riscaldamento case, uffici ed edifici commerciali);

– i consumi elettrici dell'industria che valgono circa 10 Mtep e sembra siano dovuti per l'80% circa dal consumo dei motori elettrici;

– il modesto ruolo del carbone nel settore termoelettrico e la necessità di riconsiderare il suo ruolo per un mix energetico più equilibrato.

Quadro 2. La bolletta energetica ed i costi dell'energia per le famiglie e le imprese

Il costo dell'energia consumata da imprese e utenti domestici è dato dalla somma dei costi dell'energia primaria importata, di quella prodotta in Italia e dai costi di trasformazione, trasporto e distribuzione dell'energia dai luoghi di produzione ai luoghi di consumo (abitazioni, uffici, industrie, rete di distribuzione dei carburanti per autotrazione ecc.).

Si sottolinea che il costo della c.d. *bolletta energetica*, che di solito è il parametro che viene preso in considerazione quando si discute del problema energetico, rappresenta soltanto il costo dell'energia primaria importata (valore certamente importante per la bilancia dei pagamenti a livello nazionale), e vale in realtà (più o meno) un terzo dei costi realmente sostenuti dalle famiglie e dalle imprese italiane. Per ottenere il co-

[3] Si rimanda alla relazione di A. Clò, nella seconda parte di questo Rapporto, per un maggior approfondimento sull'evoluzione dei consumi di energia nell'industria, nei servizi e da parte delle famiglie (*La domanda di energia oggi*) e per le tendenze circa i consumi futuri di energia (*La domanda di energia in prospettiva*).

sto totale dell'energia per gli utenti finali devono, infatti, essere considerati anche gli altri costi industriali e gli oneri fiscali e finanziari a loro carico (tasse, accise e oneri vari) che si aggiungono al costo della *bolletta energetica*.

Ricordando che la *bolletta energetica* è stata nel 2009 pari a 42,4 miliardi di euro (cioè il 2,8% del Pil)[4], nel 2010 ha superato i 50 mld di euro e le previsioni per il 2011 danno una stima di 60 mld di euro, lo studio di dettaglio effettuato da *italiadecide* indica infatti che, seppur con diverse incidenze a seconda dei settori, i processi di trasformazione industriale e di commercializzazione dell'energia primaria hanno costi che, aggiunti agli oneri finanziari vari, necessariamente posti a carico degli utenti finali, costituiscono la parte più rilevante del prezzo finale pagato da famiglie e imprese. Per l'anno 2009 l'esborso per i consumatori finali di elettricità, gas e carburanti è stimabile nell'ordine di 140-150 mld di euro (cioè, circa il 9% del Pil).

Particolare attenzione nelle scelte di una strategia energetica nazionale merita il settore elettrico, dato che le famiglie e le imprese italiane pagano per il kWh un prezzo più alto di quello pagato nei principali paesi europei.

La produzione di energia elettrica richiede ingenti costi di investimento per la costruzione degli impianti di produzione (centrali termoelettriche a gas metano o a carbone, impianti idroelettrici, impianti ad energia solare o eolica), per la loro gestione (combustibile, personale e manutenzione) e per il trasporto dai luoghi di produzione ai centri di consumo, per la sua distribuzione e commercializzazione. Questi costi rappresentano mediamente circa due terzi del costo di tale energia all'utente finale.

È stato già discusso altrove che continuare ad incrementare la capacità di generazione sarebbe un vero e proprio spreco di risorse. Infatti, come fatto notare dal professor Clò, l'incapacità di assorbire con le vendite di elettricità gli ingenti costi fissi di investimento conduce verso due esiti alternativi: *a*) fallimento delle imprese e salvataggio pubblico; *b*) crescente incidenza dei costi fissi sulle bollette elettriche dei consumatori. In attesa di una ripresa della crescita economica e della domanda di elettricità, sarebbe saggio frenare la spinta inerziale ad accrescere la capacità di generazione. La strategia dovrebbe essere quella di contenere i costi il più possibile limitando i consumi energetici attraverso il sostegno ad investimenti per l'efficienza ener-

[4] Il Pil italiano nel 2009 è stato di 1.521 miliardi di euro.

getica. Le Fer dovrebbero essere sviluppate là dove servono, per quanto riguarda l'obiettivo europeo di soddisfare al 2020 il 17% del consumo di energia se c'è surplus di generazione elettrica, allora le Fer andrebbero sviluppate per la produzione di calore o nel settore trasporti, per esempio incentivando lo sviluppo di una filiera integrata della biochimica (biocombustibili di seconda generazione) e per supportare la penetrazione dell'auto elettrica.

Il costo dell'energia elettrica ha un effetto sul livello di benessere delle famiglie a più basso reddito, ma soprattutto sulla redditività e competitività internazionale delle imprese italiane. Ciò è evidente quando si confrontano i prezzi dell'elettricità pagati dalle imprese italiane con quelli pagati nei principali paesi europei.

Secondo i dati forniti dall'Aeeg[5], i costi dell'elettricità per l'industria italiana rispetto ai costi medi di Germania, Spagna, Gran Bretagna e Francia sono di 167 euro/MWh contro i 122 euro/MWh per le imprese meno energivore (cioè, il 37% in più) e 122 euro/MWh contro 101,5 euro/MWh per le imprese più energivore (cioè, il 20% in più).

Al netto delle tasse, gli analoghi valori sono 119 euro/MWh contro i 92,75 euro/MWh (cioè, il 28,3% in più) e 95 euro/MWh contro 76,5 euro/MWh (cioè, 24,2% in più).

A chiusura di tale paragrafo è utile sottolineare che i prezzi pagati dagli utenti finali vanno confrontati con il Prezzo unico nazionale pagato per gli acquisti di elettricità all'ingrosso, il quale nel 2009 è stato pari a 63,7 euro/MWh[6].

La relazione di G. Garofano sulle reti energetiche (nella seconda parte di questo Rapporto) illustra come investimenti per l'ammodernamento della rete elettrica italiana rappresentino uno dei possibili interventi per una riduzione del prezzo finale dell'elettricità.

[5] Si veda Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

[6] Gme, *Relazione annuale. Anno 2009*, 2010. Il Pun è stato di circa 64 euro/MWh nel 2010 e di circa 70 euro/MWh nel 2011, a fronte di un costo di produzione intorno ai 47 euro/MWh.

SCHEDA 2

DATI SU CONTESTO ENERGETICO INTERNAZIONALE

A livello mondiale i sistemi energetici rimangono[1] dipendenti da petrolio (35%), carbone (29%) e gas (24%)[2]. Il restante 12% è costituito essenzialmente da nucleare ed idroelettrico, ed in misura molto limitata da altre fonti rinnovabili.

Secondo l'*International Energy Outlook 2010* a livello mondiale nel 2035 sono previste, in assenza di specifiche e forti innovazioni, modestissime variazioni di contributi da parte delle diverse fonti (–3% petrolio, –1% carbone, +1% gas, +3% altre fonti, soprattutto rinnovabili in genere). Una novità rilevante sull'evoluzione delle fonti energetiche potrebbe essere costituita dallo sfruttamento commerciale dello *shale gas* proveniente dagli ampi giacimenti degli scisti bituminosi degli Usa e del Canada, il cui costo dovrebbe essere fortemente concorrenziale con il prezzo di petrolio e gas metano.

La crescita strutturale della domanda di energia (con conseguenti tensioni su disponibilità e costi dell'energia) nei paesi come Brasile, Russia, India, Cina e Sud Africa (c.d. Brics)[3], è prevista impetuosa[4]. Per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti di energia[5], l'Europa ha una forte di-

[1] British Petroleum.

[2] Poiché, storicamente, i prezzi del petrolio e gas sono fortemente interconnessi, l'andamento del prezzo del petrolio è un parametro rilevante per le valutazioni macroeconomiche degli scenari energetici. Dopo una lunga fase di stabilità (sino agli inizi degli anni '70) il prezzo del petrolio è divenuto fortemente variabile (oscillando tra i 30 e i 90 US$/barile in dollari costanti ovvero depurati dall'inflazione). L'ultima impennata dei prezzi del petrolio ha avuto, a differenza delle precedenti, come causa principale «l'aumento strutturale della domanda nei paesi emergenti» e quindi ha carattere permanente (in assenza di forti politiche di incremento delle estrazioni o di riduzione dei consumi mondiali).

[3] Goldman Sachs.

[4] In termini di Pil nel 2045 la Cina dovrebbe, secondo lo stesso rapporto dell'Agenzia internazionale dell'energia (Aie), raggiungere gli Usa a quota 30.000 miliardi di dollari (a valore costante).

[5] British Petroleum, 2010.

pendenza degli approvvigionamenti da Russia (52%), Medio Oriente (15%) e Nord Africa (12%).

Hanno una sensibile dipendenza dal Medio Oriente, Cina (40%), India (70%) e Giappone (80%).

La situazione italiana del 2010 evidenzia una forte dipendenza (32%) delle importazioni di petrolio dalla Libia e un'altrettanta forte dipendenza dalle importazioni di gas da Russia (30%), Algeria (30%), Nord Europa (21%) e un contributo non irrilevante dalla Libia (13%)[6].

Per il settore elettrico (settore particolarmente critico nel nostro paese), è opportuno focalizzare l'attenzione sugli scenari mondiali al 2035 e al 2050 elaborati dall'Agenzia internazionale dell'energia (Aie) che ha pubblicato nel 2010 due rapporti: *Energy Technology Perspectives* e *World Energy Outlook 2010*.

Gli scenari sono stati elaborati nell'ipotesi che a livello mondiale ci sia un comune sforzo per il rispetto degli impegni richiesti dalla strategia più restrittiva per il contenimento dei cambiamenti climatici (limitare l'innalzamento medio della temperatura terrestre dovuto ai cambiamenti climatici a +2 °C rispetto all'era pre-industriale).

Si evidenzia che è stato preso a riferimento uno scenario di base (*baseline scenario*) che assume una riduzione del 75% dell'attuale ritmo di crescita delle emissioni (scenario che comporta solo un minore aumento delle emissioni e non una loro seppur minima riduzione) e uno scenario Blue-Map più stringente che prevede al 2050 un dimezzamento delle emissioni mondiali di CO_2 rispetto al livello registrato al 2005.

A livello globale sono previsti 3 implementazioni dello scenario Blue-Map con riduzione al 2050 delle emissioni di CO_2 che ipotizzano contributi crescenti delle fonti rinnovabili nella misura del 42% (di cui 20% da eolico e solare), del 48% (di cui il 24% da eolico e solare) e del 75% (di cui il 47% da eolico e solare). Nell'ipotesi di raggiungere i miglioramenti tecnologici sperati per le tecnologie basate sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica, secondo l'Aie, il costo medio dell'energia elettrica aumenterebbe rispettivamente nei tre scenari del 6, del 19 e del 31% rispetto allo scenario di base ove il contributo delle rinnovabili è limitato al 22% (di cui il 7% da eolico e solare).

[6] I recenti eventi che hanno interessato la Libia produrranno nel 2011 una variazione di tali valori.

SCHEDA 3

GLI SCENARI INTERNAZIONALI DELL'ENERGIA ED IL TREND DI INTENSITÀ ENERGETICA

L'evoluzione naturale del sistema energetico mondiale è quella di richiedere sempre più risorse energetiche per soddisfare e garantire le esigenze poste dalla crescita economica (scenario di sviluppo non sostenibile dal punto di vista ambientale). Elevati tassi di crescita demografica e maggiori consumi di beni e servizi che garantiscano il miglioramento delle condizioni di vita dei singoli richiedono, fatalmente, maggiori consumi di energia cui associare però i minori costi unitari possibili. L'attuale pressione sul mercato delle fonti di energia da parte dei paesi emergenti è un'ulteriore dimostrazione di tale assunto. Questo trova, ovviamente, una sua controreazione dovuta ad un naturale meccanismo di autodifesa da parte dei sistemi economici. A fronte di crescenti prezzi reali dell'energia, il sistema energetico-industriale tenderà a mettere a punto sistemi di sfruttamento delle fonti energetiche primarie a maggiore efficienza (a maggiore costo di investimento ma con minori costi di gestione) o strategie di contenimento dei consumi, privilegiando nei processi industriali quelli che a parità di produzione di beni e servizi richiedono meno energia.

L'aumento della domanda di fonti energetiche provoca un inevitabile aumento del loro prezzo, non solo a causa della relazione tra domanda e offerta, ma anche, e soprattutto, per la necessità di sfruttare nuovi giacimenti di più complessa localizzazione e di più costoso sfruttamento.

Dagli inizi degli anni '70, il mercato delle fonti di energia è stato generalmente perturbato solo da crisi che trovavano fondamento in motivazioni politiche (per esempio, la rivoluzione in Iran). Oggi l'impennata dei prezzi del petrolio (indicatore sostanziale dei prezzi anche delle altre materie prime energetiche) può essere ragionevolmente imputata a fattori prettamente strutturali e riconducibili all'impetuosa crescita dei fabbisogni energetici delle economie in forte crescita (Cina in testa, ma non solo).

Le economie di Brasile, Russia, India e Cina sono, per dimensioni e tassi di crescita, quelle che maggiormente con-

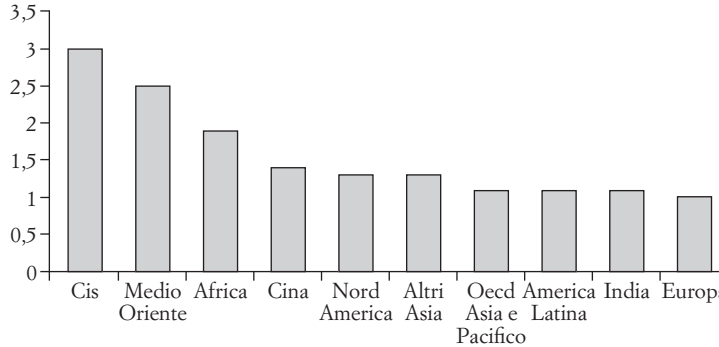


FIG. 1. Intensità energetica misurata a parità di potere d'acquisto (Europa = 1).

Fonte: Wec, 2008.

dizionano e condizioneranno nel prossimo futuro il mercato dell'energia.

L'Europa, a livello globale, è la regione con la più bassa intensità energetica (consumo di energia primaria per unità di Pil). Le regioni con la più alta intensità energetica sono i paesi dell'area Cis (Stati indipendenti del Commonwealth) e quelli del Medio Oriente i quali riportano un'intensità energetica (misurata a parità di potere di acquisto) pari, rispettivamente, a tre volte e a due volte e mezzo quella dell'Europa. Ciò è dovuto ai bassi prezzi dell'energia e alla predominanza di industrie ad alta intensità di energia (fig. 1).

Nei paesi già industrializzati, a seguito delle prime crisi petrolifere, è stata avviata una consistente politica verso un più efficiente sfruttamento dell'energia che ha portato, nel corso dell'ultimo trentennio, ad una riduzione dell'«intensità energetica» dei singoli paesi più virtuosi. Come indicato nel grafico successivo, l'Italia è il paese con il più basso consumo di energia per unità di Pil prodotto, ad indicare una maggiore efficienza rispetto agli altri paesi negli usi dell'energia per la produzione di beni e servizi (fig. 2).

Sull'evoluzione naturale dei rapporti fra sistemi economici e sistemi energetici si sono inserite, negli ultimi decenni, le questioni ambientali, che hanno introdotto sempre maggiori e più stringenti vincoli sui produttori di beni e servizi e sugli stessi utenti finali.

I grandi stabilimenti produttivi (raffinerie, cockerie, centrali termoelettriche, industrie chimiche) sono stati i primi a subire

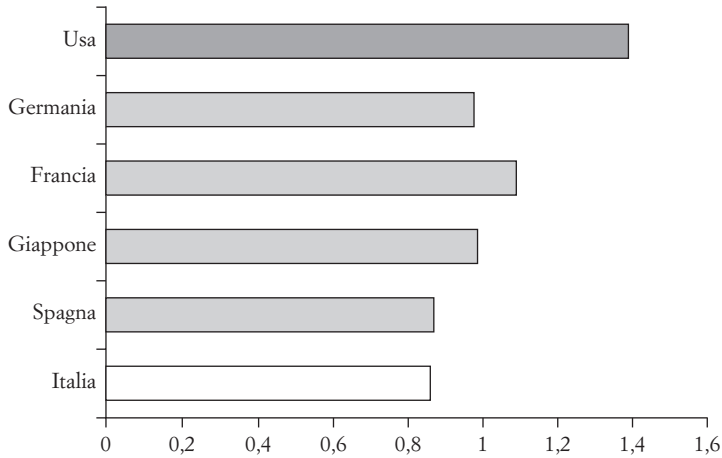


FIG. 2. Consumi finali di energia per unità di Pil (EU-27 = 1).

un'opportuna limitazione agli inquinanti che emettevano in grande quantità.

Successivamente il settore dei trasporti (nel frattempo cresciuto a dismisura) è stato oggetto di progressive ed ormai molto stringenti norme che hanno ridotto significativamente le emissioni inquinanti di auto e autoveicoli industriali.

Sul versante delle emissioni è stata anche avviata l'introduzione dei combustibili all'origine meno inquinanti (metano o Gpl), ma soprattutto innovando le tecnologie di raffinazione di benzina e gasoli in modo da eliminare o ridurre all'origine la presenza di sostanze inquinanti.

La collaborazione con le industrie automobilistiche è stata fondamentale per ottenere motorizzazioni in grado di fornire rendimenti energetici ed ambientali ottimali in relazione alle nuove caratteristiche degli eco-combustibili. La collaborazione tra Commissione europea ed industria automobilistica è stata fondamentale per concordare il potenziale di riduzione delle emissioni di CO_2 tecnicamente ed economicamente ottenibile nel corso di questo decennio. Il regolamento 443/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio ha introdotto limiti obbligatori per le emissioni di CO_2 delle autovetture nuove, fornendo così certezza ed orientamento per le decisioni di investimento dell'industria automobilistica. Il limite stabilito dal regolamento corrisponde a 130g di CO_2/km, ulteriormente ridotto a 95g di CO_2/km a partire dal 2020.

Analoghi progressi sono stati ottenuti nel settore del trasporto aereo dove l'elevata incidenza dei costi dei carburanti sui costi generali del servizio e, quindi, sulla concorrenzialità delle tariffe ha indotto compagnie aeree e industrie aereonautiche a collaborare ed a mettere a punto programmi di ricerca e sviluppo industriale garantiti da una crescente e sicura richiesta di mercato delle nuove tecnologie. Inoltre, va sottolineato l'effetto che le politiche europee producono sulle strategie delle compagnie aeree. A tale riguardo, si ricorda che la direttiva 2009/29/CE sul Sistema europeo di scambio delle emissioni stabilisce che il settore aviazione sarà soggetto al meccanismo di *cap and trade* a partire dal 1º gennaio 2012.

SCHEDA 4

LA SICUREZZA ENERGETICA E LA DOMANDA DI FONTI PRIMARIE DI ENERGIA

È noto che senza adeguate risorse energetiche non è possibile sostenere il funzionamento di un'economia industrializzata o in via di industrializzazione. I dati sui consumi energetici mondiali evidenziano tale assunto.

Cinque paesi (Usa, Cina, Russia, India e Giappone) più l'Unione europea consumano da soli i 2/3 dell'energia consumata a livello mondiale. Tra questi solo la Russia è autosufficiente ed esportatore netto di energia.

Usa (20%) e Cina (19%) guidano la classifica dei consumi mondiali di energia. Segue l'Unione europea (14%). A una certa distanza si trovano Russia (6%), Giappone (4%) e India (4%). A questi paesi si aggiunge il Brasile con un'economia in forte espansione. Le politiche energetiche del gruppo dei paesi Brics (Brasile, Russia, India, Cina e Sud Africa) è prevedibile che saranno, per entità e dinamica, determinanti per indirizzare l'andamento futuro dei mercati dell'energia.

L'evoluzione naturale del sistema energetico mondiale è quella di richiedere sempre più risorse energetiche per soddisfare e garantire le esigenze poste dalla crescita economica. Elevati tassi di crescita economica e demografica e maggiori consumi di beni e servizi che garantiscano il miglioramento delle condizioni di vita dei singoli individui richiedono, fatalmente, maggiori consumi di energia a parità di altre condizioni. Ciò – in assenza di profondi cambiamenti nella composizione del mix energetico che, comunque, richiede processi di trasformazione industriale di lungo periodo – può comportare problemi di sicurezza energetica per quei paesi più esposti alle importazioni di petrolio e gas da aree geo-politiche instabili dal punto di vista politico e sociale. A livello mondiale (anno 2010) le fonti fossili hanno contribuito per l'88% a soddisfare i fabbisogni complessivi di energia, con un contributo prioritario del petrolio (35%) e contributi solo leggermente inferiori di carbone (29%) e gas metano (24%). Secondo l'*International Energy Outlook 2010*, al 2035 la situazione non sarà molto diversa (leggera riduzione del contributo del petrolio (–3%) e del carbone

TAB. 1. *Riserve di petrolio e gas e democraticità dei paesi produttori*

Paese	Riserve petrolio (%)	Riserve gas (%)	Freedom House Index
Venezuela	12,9	3	4,5
Russia	5,6	23,7	5,5
Kazakhstan	3,0	–	5,5
Iran	10,3	15,8	6
Iraq	8,6	1,7	5,5
Kuwait	7,6	–	4
Arabia Saudita	19,8	4,2	6,5
Libia	3,3	–	7
Nigeria	2,8	2,8	4,5
Emirati Arabi Uniti	7,3	3,4	5,5
Qatar	–	13,5	5,5
Turkmenistan	–	4,3	7
Algeria	–	2,8	5,5
Totale	81,2	75,2	5,6 (media)

Fonte: British Petroleum, 2010; Freedom House, 2010.

(–1%) e leggero aumento del ricorso al gas metano (+1%) e alle fonti rinnovabili (+3%). Ciò a conferma dei tempi, tradizionalmente lunghi, per ottenere spostamenti significativi nella composizione del mix energetico.

Secondo la Freedom House, i paesi con le maggior riserve di petrolio e gas sono generalmente collocati in aree instabili dal punto di vista geo-politico e sono governati da regimi non democratici. La tabella 1 riporta punteggi sullo stato della democrazia nei diversi paesi esportatori di petrolio e gas, suggerendo il potenziale grado di instabilità politica in ciascuno di essi (punteggi da 1, paese più democratico, a 7, paese meno democratico).

Secondo l'*International Energy Outlook 2010*, mentre gli Usa hanno una dipendenza energetica dall'estero non irrilevante, ma da aree relativamente sicure sotto il profilo geopolitico, l'Europa ha invece una forte dipendenza dei propri approvvigionamenti dalla Russia (52%), dal Medio Oriente (15%) e dal Nord Africa (12%). Hanno una rilevante dipendenza dal Medio Oriente il Giappone (80%), l'India (70%) e la Cina (40%).

Tra i paesi industrializzati, l'Italia è particolarmente dipendente dall'estero e, soprattutto, da paesi poco democratici, secondo la classificazione del *Freedom House Index*, come si evince dalla figura 1.

L'aumento della domanda di fonti energetiche provoca un inevitabile aumento del loro prezzo, non solo a causa di even-

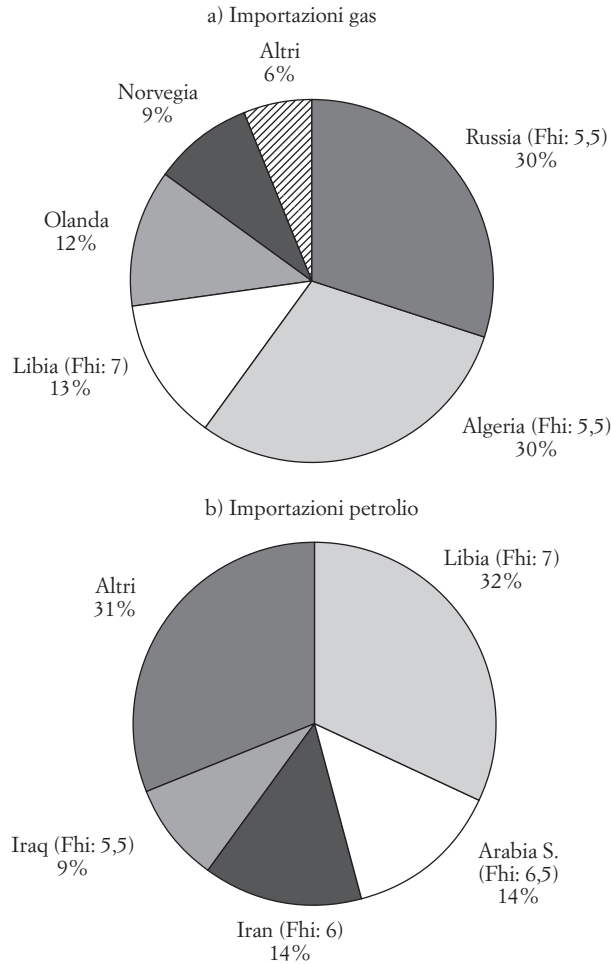


FIG. 1. Importazioni di gas e di petrolio.

Fonte: British Petroleum, 2010.

tuali squilibri tra domanda e offerta che l'aumento della domanda può facilmente indurre, ma anche, e soprattutto, perché adeguare l'offerta alla maggiore domanda comporta, spesso, la necessità di sfruttare nuovi giacimenti di più complessa localiz-

zazione e di più costoso sfruttamento. Il predominio assoluto delle fonti fossili (petrolio, carbone e metano) nel soddisfacimento dei consumi di energia a livello mondiale e la difficoltà di promuovere nuovi tipi di energia (come nucleare e grandi impianti idroelettrici) costituiscono un ostacolo per un ampliamento dei mercati e, quindi, un contenimento dei costi dell'energia.

Le strategie dei diversi paesi importatori, ai fini del contenimento dei costi e del miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti, passano per vie che afferiscono più alla geopolitica che agli accordi tecnici che pur hanno una loro importanza per le valutazioni politiche e strategiche.

L'evoluzione degli scenari energetici mondiali è condizionata anche da molteplici altri fattori, ma comunque quello che oggi appare fondamentale è, come detto, il fabbisogno dei principali paesi in forte crescita economica che, anche grazie a bilance commerciali in forte attivo, possono permettersi costi degli approvvigionamenti energetici più elevati rispetto alle economie in difficoltà di crescita.

Le politiche per assicurarsi approvvigionamenti certi e a costi competitivi sono certamente complesse e si giocano su uno scacchiere geopolitico altrettanto complesso ed in continua evoluzione.

Per quanto riguarda l'Italia, la mancanza di una strategia europea al riguardo, o meglio la sua limitazione a punti specifici, come ad esempio l'interconnessione dei sistemi di trasporto del gas metano, non aiuta il raggiungimento degli obiettivi di sicurezza ed economicità degli approvvigionamenti dei singoli paesi.

SCHEDA 5

LA LOTTA AI CAMBIAMENTI CLIMATICI A LIVELLO INTERNAZIONALE E I SUOI RIFLESSI ECONOMICI SUL SISTEMA ENERGETICO

Gli studi e le ricerche effettuate in ambito Onu sotto la spinta delle prime conferenze internazionali sull'interferenza tra sviluppo economico ed ambiente, da Stoccolma (1972) a Rio de Janeiro (1992), hanno evidenziato, innanzitutto, che esiste una interdipendenza a livello mondiale dei fenomeni chimico-fisici legati all'inquinamento atmosferico. A problemi globali (a scala planetaria) devono essere date soluzioni globali.

Ciò ha portato ad un progressivo rafforzamento della cooperazione scientifica internazionale, che per l'ambiente ha trovato nel programma Unep dell'Onu la sede più idonea.

La cooperazione scientifica sui temi dell'ambiente ha individuato le emissioni di origine antropica (cioè, da attività umane) dei gas ad effetto serra come la causa di un cambiamento del clima terrestre che porterebbe, secondo gli esperti, ad un disastroso innalzamento della temperatura media terrestre.

Secondo i più recenti studi sarebbe necessario stabilizzare entro il 2050 la concentrazione dei gas ad effetto serra in atmosfera ad un livello non superiore alle 450 ppm[1]. Ciò consentirebbe di contenere l'incremento della temperatura ad un massimo di +2°C rispetto all'era pre-industriale e di evitare stravolgimenti irreversibili degli ecosistemi.

Il Protocollo di Kyoto (1997) ha definito un primo obiettivo (da conseguirsi nel periodo 2008-2012, anche noto come primo *commitment period* del Protocollo di Kyoto) che i paesi sottoscrittori hanno l'obbligo di raggiungere. I paesi c.d. Annex I (cioè, i paesi industrializzati che hanno accettato di assumersi impegni vincolanti all'interno del Protocollo di Kyoto) si sono impegnati a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra di almeno il 5% entro il 2008-2012, rispetto ai livelli del 1990. L'UE, come blocco, si è impegnata per una riduzione dell'8%, che si traduce in un obiettivo di riduzione per l'Italia del 6,5%.

[1] Parti per milione. È un'unita usata per misurare la concentrazione atmosferica dei gas ad effetto serra.

L'ultima Conferenza internazionale sul clima dei paesi aderenti alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti climatici (Unfccc), tenuta a Cancun nel 2010, ha delineato lo scenario mondiale sulla concentrazione atmosferica dei gas ad effetto serra al 2050, sottolineando l'urgenza di una riduzione media delle emissioni del 25-40% per i paesi industrializzati rispetto al 1990 già a partire dal 2020 e ribadendo la necessità che anche i paesi in via di industrializzazione a forte tasso di crescita adottino adeguati obiettivi di riduzione vincolanti, se si vogliono evitare le conseguenze dell'innalzamento della temperatura globale oltre i 2 °C. La definizione di obiettivi vincolanti di riduzione delle emissioni paese per paese è l'oggetto della prossima Conferenza internazionale sul clima (2011), ultima occasione per assicurare un futuro al Protocollo di Kyoto che scade nel 2012.

Il raggiungimento di questo obiettivo comporterà una «rivoluzione culturale e tecnologica» i cui costi sono da verificare o, addirittura, da valutare e comunque si basa sulla speranza che la ricerca di base o applicata confermi le valutazioni preliminari che il mondo scientifico e l'industria hanno sottoposto ai governi ed all'opinione pubblica.

L'esperienza ha dimostrato che effettivamente miglioramenti di rendimento, durata e costi di impianto ed esercizio degli impianti che sfruttano le fonti rinnovabili si sono verificati soprattutto nell'ultimo decennio anche se non è avvenuto per tutte le tecnologie e, comunque, non nella misura e nei tempi inizialmente ipotizzati.

La Agenzia internazionale per l'energia (Aie) nelle recenti pubblicazioni *Energy Perspectives Technology 2010* e *World Energy Outlook 2010*, ha fornito le previsioni del fabbisogno e del mix energetico a livello mondiale al 2035 ed ha elaborato diversi scenari sulla possibile evoluzione della domanda e sui contributi delle varie fonti al 2050 per ciascuno scenario.

La stessa Agenzia, sempre per il settore elettrico ha elaborato diversi scenari che garantiscano un taglio progressivo delle emissioni globali annue di CO_2 sino a ridurle al 2050 del 50% rispetto al livello del 2005.

È stato valutato, innanzitutto, lo scenario di riferimento (cioè la naturale evoluzione sulla base delle politiche già in essere). È stato verificato che le correnti misure non comportano una riduzione assoluta delle emissioni globali di CO_2, ma solo una diminuzione della velocità con cui tali emissioni aumentano (un aumento annuo di 14 tonnellate di CO_2 invece di 57 tonnellate).

TAB. 1. *Evoluzione costi delle tecnologie*

Tecnologia	Costo di investimento[a] (US$/kW)		Costi di esercizio e manutenzione (US$/kWa)	
	2010	2050	2010	2050
Carbone Usc[b] + Ccs post-comb.	3.400	2.500	102	75
Igcc[c] + Ccs pre-comb.	3.200	2.450	96	74
Nucleare III generazione	3.400	3.000	100	90
Geotermico	4.000	2.900	220	136
Solare FV	4.500	1.300	50	13
Solare Csp[d]	5.700	2.500	30	15
Energia marina	4.000	2.200	120	66
Eolico on shore	1.800	1.400	51	39
Eolico off shore	3.300	2.300	96	68

[a] Per le fonti rinnovabili il costo di investimento è rapportato alla potenza di picco che è fino a 5 volte superiore a quella media.
[b] Ultra-super critical.
[c] Integrated Gasification Combined Cycle.
[d] Concentrated Solar Power.

Sono stati quindi elaborati diversi possibili scenari (ciascuno dei quali con un diverso mix di interventi e tassi di crescita dell'economia) che consentano un taglio progressivo delle emissioni globali annue di CO_2, sino a ridurle nel 2050 del 50% rispetto al livello del 2005.

Tra le ipotesi assunte, particolare attenzione è stata dedicata all'apporto che il settore elettrico può dare al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra. All'interno di esso l'Aie ha ipotizzato un maggiore ricorso a tecnologie a basse emissioni di carbonio (*low carbon*) che richiedono però ancora un notevole sforzo di ricerca per il raggiungimento di prestazioni consolidate e riduzione dei costi. La stessa agenzia ha effettuato alcune ipotesi circa le potenziali riduzioni di costo di investimento nel periodo 2010-2050. Tali miglioramenti sono ritenuti conseguibili in virtù dei progressi ottenibili nei processi di apprendimento, progressi a loro volta consentiti dall'incremento delle capacità installate (tab. 1).

In tutti gli scenari considerati relativamente al settore elettrico vi è un aumento del contributo alla produzione di energia elettrica da parte delle fonti rinnovabili (con una percentuale del contributo alla generazione che varia dal 20% nello scenario tendenziale al 75% in quello più spinto), una riduzione dell'impiego del gas metano e l'aumento del contributo dell'energia

nucleare (quest'ultima considerazione ovviamente dovrebbe essere riconsiderata alla luce degli eventi di Fukushima).

Tutti gli scenari presentano un ricorso alle fonti rinnovabili. Quello con il maggior ricorso alle energie rinnovabili è associato ad un incremento medio del costo dell'energia elettrica del 31%.

A livello mondiale, i paesi più lungimiranti hanno già avviato politiche di innovazione tecnologica e sviluppo di processi a bassa emissione di carbonio qualificando le proprie industrie e consentendo loro di esportare prodotti e know how in particolare negli altri paesi che debbono[2] attuare le politiche di riduzione, ma non dispongono di proprie tecnologie.

Il crescente costo dell'energia dovuto comunque all'implementazione delle politiche di mitigazione dei cambiamenti climatici, potrebbe costituire per alcuni paesi un vincolo al loro sviluppo economico. Pur nella consapevolezza delle opportunità offerte dalla lotta ai cambiamenti climatici, a parte l'Unione europea che, come illustreremo di seguito, ha sposato in pieno tale obiettivo, gli altri grandi paesi stanno attentamente valutando come, e a volte se, assumere impegni vincolanti e gravosi per le loro economie che consentano si di soddisfare obiettivi ambientali di grande importanza, ma con ripercussioni negative sulla crescita economica.

BOX 1. *Investimenti pubblici in ricerca nel settore energetico*

Secondo il rapporto I-COM 2011 sull'innovazione energetica, la Cina è il paese che destina più risorse pubbliche alla ricerca ed innovazione energetica, puntando sui combustibili fossili proprio per ridurne l'impatto ambientale. Anche gli Stati Uniti puntano molto sul ruolo dell'innovazione nel settore energetico, con risorse pubbliche che, sotto l'amministrazione Obama, sono state incrementate da 4,4 a 11,7 miliardi di dollari, di cui il 36,8% dedicato alla ricerca sui combustibili fossili.

L'India sta investendo sul nucleare dedicando alla ricerca in questo settore 1 miliardo di dollari.

[2] Va fatto notare che l'esportazione di know how e di tecnologie *low carbon* presenta una forte crescita anche nei paesi c.d. in via di sviluppo ed a forte tasso di industrializzazione, i quali, come noto, non hanno ancora assunto impegni vincolanti in materia di riduzione delle emissioni di CO_2.

L'UE spende 3 miliardi di dollari in risorse pubbliche per l'innovazione nel settore energetico, di cui il 18% dedicati a rinnovabili ed efficienza energetica. Nel 2009, la Germania ha investito 168 milioni di dollari nella ricerca sulle rinnovabili, la Francia quasi 115 milioni di dollari e l'Italia appena 53,6 milioni di dollari, a fronte dei 106,6 milioni di dollari investiti nella ricerca sul nucleare (contro i 507 milioni investiti in Francia ed i 207 milioni investiti in Germania).

Dal livello degli investimenti pubblici in ricerca dipende il numero di brevetti. Tuttavia, l'Italia vanta ben 1.149 brevetti nel settore energetico, meritando così l'ottavo posto nel mondo. I paesi più produttivi rimangono comunque Giappone, Stati Uniti e Germania sia nelle tecnologie nucleare e fossile che in quelle rinnovabili.

La UE risulta particolarmente forte insieme agli Stati Uniti nella tecnologia della Ccs, mentre il Giappone è leader assoluto nel settore della mobilità sostenibile. Sull'innovazione in materia di efficienza energetica l'Italia risulta ancora in coda alla classifica.

Durante la Conferenza di Cancun la Cina, uno dei più grandi emettitori globali di CO_2, pur non avendo ancora ufficialmente assunto alcun impegno vincolante di riduzione delle emissioni, ha dichiarato che intende contribuire significativamente allo sforzo globale di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra.

Risulta che la Cina sta attraendo ingenti investimenti nel settore delle energie rinnovabili[3] e della *Carbon Capture and Storage* (Ccs).

Anche negli altri paesi Brics, gli elevati tassi di crescita economica combinati con il basso costo della manodopera e la disponibilità allo stesso tempo di una forza lavoro abbastanza specializzata, stanno attraendo ingenti investimenti esteri per sviluppare, in un ambiente favorevole alla massimizzazione dei rendimenti del capitale investito, le tecnologie *low carbon*.

Come noto, alcuni paesi europei (come Danimarca, Germania e Spagna) che occupano già posizioni di leadership interna-

[3] Sulla base dei dati di Ren 21 (2010), la Cina ospita il 16% della potenza installata di eolico a livello globale, seconda soltanto agli Usa (22%) e il 2% della potenza fotovoltaica installata globalmente, contro il 6% degli Usa e il 76% dell'UE.

zionale per alcune importanti tecnologie (eolico e fotovoltaico), stanno traendo vantaggio economico da tale situazione.

Secondo uno studio condotto da Deutsche Bank[4], tra i paesi del «Major Economic Forum (Mef) on Energy and Climate Change», Cina, Germania, Francia ed Australia sono considerati come paesi con un basso profilo di rischio per gli investimenti in cambiamenti climatici, grazie soprattutto alla struttura dei loro incentivi ed alla coerenza delle politiche. Secondo lo stesso studio, tutti gli altri paesi del Mef sono a moderato rischio. Fa eccezione l'Italia, che, secondo lo studio della Deutsche Bank, non è riuscita a dotarsi di un set di strumenti attuativi coerente con gli obiettivi imposti dalla politica comunitaria.

[4] Deutsche Bank Group, *Global Climate Change Policy Tracker: An Investor's Assessment*, ottobre 2009.

Scheda 6

LA POLITICA EUROPEA DI LOTTA AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Assunte in toto, come valide e condivise, le conclusioni dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (Ippc, cioè il gruppo di esperti climatici della Unfccc) l'Unione europea ha riconosciuto l'importanza strategica, sotto il profilo economico-industriale, di una politica volta a fermare il riscaldamento globale ed a ridurre drasticamente la dipendenza dal petrolio, adottando obiettivi ambiziosi di abbassamento delle emissioni di gas serra, attraverso una rilevante riduzione del ricorso ai combustibili fossili (processo di efficientamento energetico) ed un intenso ricorso alla produzione di energia mediante l'utilizzo delle fonti rinnovabili ed assimilate (idroelettrico, biomassa, eolico, solare).

L'Unione europea, con la Comunicazione COM(2010) 614 avente per oggetto: *Una Politica industriale integrata per l'era della globalizzazione che ponga al centro dell'attenzione la competitività e la sostenibilità ambientale*, pone in stretta relazione le politiche industriali e le politiche ambientali-energetiche individuando o ipotizzando un'opportunità di sviluppo economico per le proprie industrie – e la società in genere – come conseguenza delle innovazioni tecnologiche e gestionali che sono richieste, soprattutto ai paesi industrializzati, per soddisfare gli impegni assunti nell'ambito della lotta ai c.d. «cambiamenti climatici». L'assunto di base di questa teoria è che l'industria europea sia in grado di raccogliere e vincere la sfida tecnologica posta dalla necessità di garantire una sostenibilità ambientale dello sviluppo economico e di trasferire ai mercati esteri la tecnologia ed il know how così acquisiti in modo da recuperare i costi di R&S sostenuti e da creare sbocchi di mercato ad alto valore aggiunto che giovino al sistema produttivo dell'Unione europea.

Si legge nella stessa Comunicazione che la

EU industry must speed up its transition to the low carbon, resource- and Energy-efficient economy. Combating climate change and increasing resource efficiency can achieve cost reductions and reduced

environmental impact from enhanced resource and Energy use. (...) there is a need to develop specific longer term measures on Energy efficiency in order to tap the Energy savings potentials in the industrial, Energy and transport system (...) The competitiveness of European industry crucially depends on the quality and efficiency of the Energy, transport and communication infrastructures services. (...) Transport networks need to be improved to overcome bottlenecks (...). Energy networks must be upgraded and modernized to incorporate smart grids, facilitate the integration of renewables, ensure a fully functional internal Energy market and improve security of supply.

L'UE a 27, al fine di dare adempimento agli impegni vincolanti assunti in materia di cambiamenti climatici a livello internazionale, ha fissato obiettivi generali per l'insieme dei Paesi membri ed obiettivi specifici per i singoli paesi (secondo il principio del *burden sharing*), indicazioni generali di politiche energetiche e indicazioni sulle politiche di ricerca e sviluppo. Ha lasciato comunque libertà ai singoli paesi circa l'individuazione delle misure politiche di intervento che, garantendo il raggiungimento degli obiettivi fissati, consentano ad ogni paese di definire una strategia che riduca i costi addizionali delle politiche di mitigazione dei cambiamenti climatici e massimizzi le ricadute economico-occupazionali che tale politica può garantire.

A tale proposito si ricorda la Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni[1] con cui è stato sottoscritto un impegno unilaterale, da raggiungere entro il 2020, di riduzione delle emissioni dei gas serra di almeno il 20% rispetto ai valori del 1990 (–14% rispetto al 2005), un obiettivo vincolante di aumentare al 20% la quota di energie rinnovabili sul consumo finale lordo di energia[2] e l'obbligo indistinto per ogni Stato membro di soddisfare almeno il 10% dei consumi di energia nel settore dei trasporti con fonti rinnovabili. A tale Comunicazione ha fatto poi seguito, nel 2009, il noto «Pacchetto Clima/Energia»:

[1] *Due volte 20 per il 2020. L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa*, Bruxelles, 23 gennaio 2008, COM(2008) 30.

[2] L'obiettivo di migliorare l'efficienza energetica del 20% al 2020 non è vincolante e non esiste un meccanismo di *burden sharing* tra gli Stati membri. La Commissione sta tuttora lavorando su una proposta di direttiva per rendere obbligatorio per ogni Stato membro l'obiettivo del miglioramento dell'efficienza energetica.

– la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;

– la direttiva 2009/29/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 che modifica ed estende il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra;

– la direttiva 2009/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 che riguarda, tra l'altro, le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra;

– la direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sullo stoccaggio geologico della CO_2;

– il regolamento CE n. 443/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell'ambito dell'approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO_2 dei veicoli leggeri.

Esistono ampie possibilità di scelta per ogni paese per individuare la propria strada virtuosa. Le scelte, a parità di risultato ambientale, non sono però neutre né per quanto riguarda i costi assoluti a carico degli utenti finali né per le ricadute sul sistema economico-occupazionale.

A seconda delle scelte che saranno effettuate si avranno maggiori o minori ricadute sulla bilancia dei pagamenti (si pensi al maggior consumo di energia primaria derivante da un ricorso massiccio alle tecnologie di cattura e stoccaggio della CO_2), maggiori o minori costi per gli utenti finali (famiglie ed imprese) e maggiori o minori ricadute sul sistema industriale ed occupazionale nazionale.

Quindi, la domanda che oggi è necessario porsi, è, in particolare, quali siano gli effetti economici ed occupazionali delle diverse possibili opzioni che il nostro paese ha per garantire il raggiungimento degli obiettivi che derivano dalla normativa e dalle decisioni comunitarie in tema di ambiente ed energia.

Scheda 7

LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE IN RELAZIONE ALLE POLITICHE EUROPEE DI LOTTA AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Nel dibattito sulle strategie energetiche, sia a livello nazionale che internazionale, gli aspetti ambientali hanno avuto un peso rilevantissimo a causa dei temuti effetti climatici che un aumento della concentrazione di gas ad effetto serra (*Green House Gases*, Ghg) nell'atmosfera potrebbe avere sul clima globale. La strategia europea al riguardo è stata all'avanguardia, rispetto a tutti gli altri paesi. L'impegno europeo assunto nell'ambito del Protocollo di Kyoto a tagliare, entro il 2012, le emissioni di CO_2 dell'8% rispetto al 1990 ed i successivi impegni all'ulteriore contrasto ai cambiamenti climatici è stato ufficialmente rafforzato dall'UE con la Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni[1]. Tale Comunicazione, come visto, è stata accompagnata dalle direttive di cui alla Scheda n. 6.

Come stabilito nella direttiva 2009/29/CE, l'Italia è chiamata a contribuire all'obiettivo europeo del 20% con un target di riduzione delle emissioni di CO_2 del 21% nei settori industriali soggetti all'Emissions Trading System (Ets) e del 13% nei settori esclusi dall'Ets (trasporti[2], agricoltura e terziario). I Piani nazionali di allocazione (Nap) devono garantire che la quantità di permessi di emissione di CO_2 equivalente sia coerente con il target di riduzione delle emissioni nei settori Ets.

Inoltre, la direttiva 2009/28/CE ha assegnato al nostro paese l'obiettivo di produrre il 17% dell'energia consumata dagli utenti finali con fonti rinnovabili. Se i consumi finali di energia per il nostro paese al 2020 fossero contenuti entro i 133 Mtep come pianificato nell'ultimo Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili (giugno 2010), l'Italia dovrebbe ga-

[1] *Due volte 20 per il 2020. L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa*, Bruxelles, 23 gennaio 2008, COM(2008) 30.

[2] Il settore aviazione sarà incluso nell'Ets a partire dal 1° gennaio 2012.

rantire una produzione da rinnovabili di 22,6 Mtep[3] (nel 2009 erano 18,9 Mtep)[4]. Naturalmente, tanto maggiori saranno i successi nel miglioramento dell'efficienza energetica, tanto minori saranno i consumi finali di energia e tanto minore sarà la capacità installata di Fer necessaria al soddisfacimento degli impegni assunti nei confronti dell'Europa.

Un rilevante contributo all'uso delle energie rinnovabili è già garantito dal settore elettrico che nel 2009 in Italia ha prodotto 68 TWh con fonti rinnovabili, valore in via di rapido incremento a seguito della realizzazione dei nuovi impianti (eolici e fotovoltaici) già installati dopo il 2009 e della cantierizzazione di quelli di più recente autorizzazione.

Come visto, all'Italia è stata assegnata una quota di Fer pari al 17%, obiettivo che la Commissione europea consente di raggiungere senza imporre alcun obbligo di differenziazione tra la quota di Fer per produzione di energia elettrica e la quota di Fer per produzione di energia termica. Obbligo indifferenziato per tutti i paesi è la quota del 10% di Fer sui consumi finali di energia nei trasporti. L'articolo 4 della direttiva 2009/28/CE obbliga ogni Stato membro ad adottare un piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili (Paner). In esso ogni Stato membro fissa i propri obiettivi nazionali per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore trasporti, elettricità, riscaldamento e raffreddamento nel 2020. L'Italia ha presentato il suo Paner l'11 giugno 2010. Esso può essere visto come parte integrante della strategia dell'Italia di lotta ai cambiamenti climatici. Tale strategia si articola in quattro interventi sinergici l'uno con l'altro:

1) riduzione dei consumi finali di energia;
2) aumento dei consumi di energia elettrica da Fer;
3) aumento dei consumi di calore prodotto da Fer;
4) aumento dell'utilizzo dei biocarburanti.

Il Paner si prefigge di stabilizzare i consumi finali di energia primaria a 133 Mtep, invece dei 145,6 Mtep previsti nel 2020 secondo lo scenario di base. A tal fine, è necessario promuovere nuovi interventi di efficienza energetica per circa 12,6 Mtep (8,1 Mtep da minori consumi attesi nei settori riscaldamento, raffreddamento ed elettricità e 4,5 Mtep da minori consumi attesi nel settore dei trasporti).

[3] Si fa notare che l'ultimo Pan è basato sulla previsione che il fotovoltaico raggiunga 8 GW di potenza installata al 2020, quando la potenza installata ha quasi raggiunto gli 11 GW già a fine 2011.

[4] Mse, *Bilancio energetico nazionale 2009*, giugno 2010.

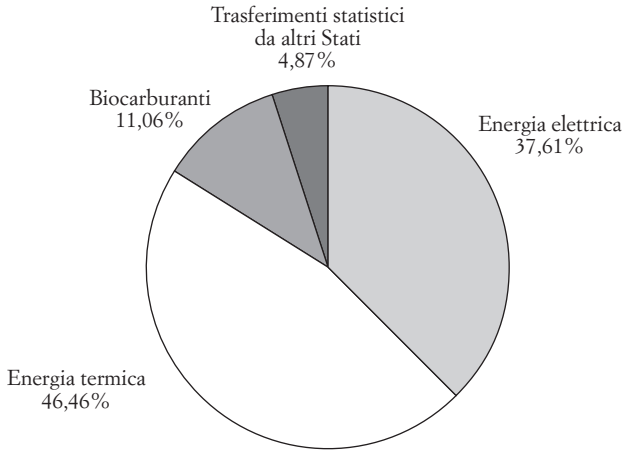


FIG. 1. Distribuzione dei 22,6 Mtep da Fer (2020).

Fonte: Mse, *Piano d'azione nazionale 2010*.

Per quanto riguarda l'incremento della quota di consumi finali di energia provenienti da Fer, l'obiettivo delineato nel piano è quello di aumentare il consumo di energia prodotta da Fer a 22,6 Mtep. Essi sono ripartiti come si vede dalla figura 1.

Dalle valutazioni espresse dall'Aeeg[5] sull'analisi del Paner si evince che 1 tep di maggiore energia termica da Fer ha un onere annuale di 350 euro, mentre 1 tep di maggiore energia elettrica da Fer ha un onere annuale che varia dai 930 euro ai 3.500 euro[6] (a seconda della tecnologia e del tipo di strumento di incentivazione), indicando che il raggiungimento dell'obiettivo europeo del 17% potrebbe avere costi diversi a seconda

[5] Aeeg, *Memoria per l'Audizione alla Commissione ambiente della Camera dei deputati nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili*, 19 maggio 2011.

[6] 1 tep di maggior produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili corrisponde a 11,63 MWh elettrici, ciascuno dei quali valorizzato con gli attuali strumenti incentivanti (80 euro/MWh nel caso in cui si applichino i Certificati verdi; 300 euro/MWh nel caso di impianti fotovoltaici). 1 tep di maggior produzione di energia termica da fonti rinnovabili corrisponde a 11,63 MWh termici, ciascuno dei quali valorizzato ipotizzando un incentivo unitario pari a 30 euro/MWh.

che si punti più sulla promozione delle Fer per produzione di energia elettrica o sulla promozione di Fer per la produzione di energia termica.

Per quanto concerne la produzione di calore da Fer, il d.lgs. 28/2011 di attuazione della direttiva 2009/28/CE[7] prevede la definizione da parte dei Ministeri competenti di appropriati strumenti di incentivazione. Secondo le stime dell'Aeeg (2011), il costo di tali incentivi per il periodo 2010-2020 sarà di 30 miliardi di euro[8].

La produzione di energia elettrica da Fer è correntemente promossa attraverso i seguenti strumenti:

– tariffe incentivate Cip 6 per fonti rinnovabili ed assimilate;

– Certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili;

– sistema di *feed-in tariffs*[9] per impianti da fonte rinnovabile;

– Conto energia per impianti fotovoltaici;

– contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Secondo le stime dell'Aeeg (2011), il costo di incentivazione delle Fer per la produzione di energia elettrica nel periodo 2010-2020 è stimato a 100 miliardi di euro.

Per quanto riguarda gli interventi di efficienza energetica i principali strumenti di incentivazione sono:

– Titoli di efficienza energetica (Tee);

– detrazione fiscale del 55% per gli interventi di efficientamento degli edifici.

Infine, con riferimento ai trasferimenti statistici da altri Stati, va detto che si tratta in realtà di uno strumento più complesso di quello che sembra. Infatti, sarà molto difficile che altri Stati membri possano disporre di un surplus di quote di energia da Fer rispetto ai propri obiettivi. Se invece si intende effettuare il trasferimento statistico da progetti realizzati in paesi

[7] Si tratta del d.lgs. n. 28 del 3 marzo 2011, di *Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*, (11G0067), GU n. 71 del 28 marzo 2011, Suppl. ordinario n. 81).

[8] Costo ottenuto sotto l'ipotesi che venga introdotto un incentivo mediamente di 30 euro/MWh termici, per una durata che varia dai 15 ai 20 anni.

[9] L'energia elettrica immessa in rete dagli impianti incentivati viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

Terzi con enorme potenziale di produzione da Fer a costi più bassi di quelli incontrati in Italia (si pensi al potenziale nei paesi dei Balcani e del Nord Africa), sarà necessario un adeguamento della legislazione di questi paesi all'*acquis communautaire*.

Per i prossimi anni, fermi restando gli incentivi agli impianti esistenti, il d.lgs. 28/2011 ha introdotto alcune novità in materia di strumenti di incentivazione. Tra essi si ricordano i più significativi:

– *efficienza energetica*: conferma del meccanismo dei Tee ed introduzione di un Conto energia termico per piccole installazioni;

– *energia elettrica da Fer*: eliminazione meccanismo dei CV dal 2015 e sostituzione con un meccanismo d'asta. In particolare, le varie fonti (fotovoltaico incluso) saranno incentivate attraverso una tariffa unica onnicomprensiva del prezzo di mercato dell'elettricità e dell'incentivo (dove il valore unitario dell'incentivo viene determinato attraverso aste al ribasso al disopra della soglia dei 5 MW di potenza di picco);

– *produzione di calore da Fer*: saranno definiti appositi incentivi da parte dei Ministeri competenti.

Il d.lgs. 28/2011 sembra, pertanto, introdurre elementi di razionalizzazione del sistema degli incentivi e di riorientamento delle politiche di supporto verso l'efficienza energetica e le rinnovabili termiche, settori questi che presentano un miglior rapporto tra risorse spese e risultati conseguiti in termini di riduzione delle emissioni di CO_2. Fondamentale ora è la definizione degli «appositi incentivi da parte dei Ministeri competenti».

Dai dati riportati nella Scheda n. 1 sulla composizione percentuale della produzione nazionale di energia elettrica nel 2009 risulta (con riferimento al 2009) un significativo contributo delle fonti rinnovabili elettriche (24,7%), garantito però per il 71,5% dalla fonte idroelettrica, 10,6% dalla biomassa, 9,6% dall'eolico, 7,4% dal geotermico e 1% dal fotovoltaico.

A partire dal 2010 – nonostante la farraginosità e lungaggine delle procedure di autorizzazione (a titolo esemplificativo, si rimanda in Appendice alla Scheda n. 19 per una descrizione dell'iter amministrativo richiesto per un impianto fotovoltaico di piccola taglia) – si è registrato un forte incremento della potenza installata di origine fotovoltaica ed eolica, grazie agli elevatissimi incentivi concessi alle due fonti attraverso il Conto energia ed il meccanismo dei Certificati verdi.

Tuttavia, nel 2011 il governo italiano ha ritenuto opportuno intervenire per un ridimensionamento del livello degli incentivi

concessi (in particolare alle due fonti appena ricordate), i quali – proprio a causa del loro sproporzionato livello – hanno finito anche per incoraggiare la realizzazione di impianti fotovoltaici ed eolici anche in zone non ottimali dal punto di vista della producibilità, determinando così un inefficiente utilizzo delle risorse ed elevati costi per i consumatori finali di energia.

Per un maggior dettaglio sulle modifiche apportate al sistema degli incentivi si rinvia alla Scheda n. 18 di approfondimento sulle novità introdotte con il IV Conto energia fotovoltaico ed il d.lgs. 28/2011.

Per le misure di efficienza energetica, parte integrante della strategia di lotta ai cambiamenti climatici, si rimanda alla Scheda n. 10.

La strategia energetica nazionale non si esaurisce, ovviamente, nel perseguimento degli obiettivi ambientali, ma deve necessariamente impegnarsi in altri – forse più ambiziosi – obiettivi. Tra questi un ridisegno del sistema elettrico dopo la forzata rinuncia all'apporto del nucleare e, soprattutto, un piano incisivo e sostenuto da misure economiche e normative che attui le potenzialità offerte dalle misure volte a ridurre i consumi finali da parte di imprese e famiglie, a parità di risultato, ricorrendo alle misure di efficienza energetica, difficili, a volte costose, altre volte di difficile disseminazione, ma ineludibili se si desidera effettivamente un governo efficace della politica energetica. La politica energetica nazionale non può ovviamente essere delineata solo sulla base del target «ambiente», che, in realtà, ne delinea solo gli obiettivi lasciando ai singoli paesi una certa libertà di scelta sulle strategie da adottare. Essa deve essere definita anche in relazione agli aspetti macro e microeconomici che sono conseguenti alle diverse strategie ipotizzabili.

Scheda 8

CRITERI PER LA DEFINIZIONE DI UNA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE A SUPPORTO DELLA COMPETITIVITÀ DEL SISTEMA PAESE E COERENTE CON IL RISPETTO DEI VINCOLI AMBIENTALI

Il costo complessivo dell'energia per gli utenti finali (famiglie ed imprese) è circa il triplo del costo ufficiale della «bolletta energetica nazionale»[1]. Ai costi di acquisto dei combustibili e dell'elettricità importata (unici costi considerati nel calcolo della bolletta energetica) devono infatti aggiungersi i costi di trasformazione dell'energia primaria della sua distribuzione su territorio nazionale e della sua distribuzione e commercializzazione agli utenti finali. Vanno inoltre considerati i costi di tasse ed accise che gravano sulle bollette degli utenti finali, oltre ai costi connessi con l'energia primaria non importata (20% dei fabbisogni).

Nella valutazione delle diverse strategie energetiche volte a ridurre la bolletta energetica e ad assicurare sicurezza di approvvigionamenti insieme al rispetto dei vincoli ambientali vanno tenuti in conto gli effetti sul costo finale dell'energia dovuti ai diversi costi associati alle diverse opzioni energetiche.

Se non si considerassero i costi aggiuntivi rispetto alla «bolletta energetica» potrebbero delinearsi strategie energetiche che diminuiscono la «bolletta energetica», ma aumentano i costi reali dell'energia per le famiglie e le imprese.

L'Italia, in quanto Paese Membro dell'UE, si è assunta degli impegni in materia di riduzione delle emissioni di CO_2 da cui conseguono target in materia di quota di fonti di energia rinnovabile sui consumi finali di energia. La politica energetica nazionale ha come obiettivo quello di garantire che le esigenze di crescita economica siano supportate da un'offerta di energia sicura ed a prezzi competitivi. Dati i vincoli imposti dalla lotta ai cambiamenti climatici, la strategia energetica nazionale dovrebbe essere quella di implementare un pacchetto di misure politiche volto a promuovere l'uso di quel mix di

[1] Si veda la relazione di B. Agricola e V. Lupi nella seconda parte di questo Rapporto.

tecnologie che consenta di abbattere una tonnellata di CO_2 al minor costo per la collettività. La strategia di minimizzazione dei costi di abbattimento delle emissioni per la collettività non dovrebbe puntare soltanto al perseguimento degli obiettivi di contenimento della bolletta energetica e di riduzione del prezzo dell'energia pagata da imprese e famiglie, ma anche al raggiungimento degli obiettivi ambientali privilegiando le eccellenze tecnologiche *made in Italy*, in modo da fare della lotta ai cambiamenti climatici una vera e propria opportunità di crescita e sviluppo per il nostro paese.

I dati dell'ultimo Bilancio energetico nazionale (anno 2009), elaborato nel giugno 2010 dal Ministero dello Sviluppo Economico, indicano che il consumo interno lordo di energia del nostro paese è stato soddisfatto per più dell'80% da importazioni di energia primaria. Il costo di tali importazioni costituisce la c.d. bolletta energetica. Nel 2009 essa è stata pari a 42,4 miliardi di euro e nel 2010 ha superato i 50 miliardi di euro (le previsioni per il 2011 danno una stima di 60 miliardi di euro). Tali importazioni sono, come noto, necessarie al nostro paese per soddisfare la domanda di energia nei suoi molteplici impieghi finali considerato che non disponiamo di risorse energetiche proprie se non in misura limitata. Per il soddisfacimento di tale domanda, l'energia primaria importata deve però attraversare quei processi elencati all'inizio di questa Scheda.

Come dimostrato nello studio di dettaglio, il costo dell'energia primaria – pur ricoprendo una percentuale importante del prezzo pagato dai consumatori finali – non è quasi mai la principale voce di costo per gli utenti finali di elettricità, gas e carburanti per autotrasporto. Infatti, seppur con diverse incidenze a seconda dei settori (elettricità, gas e carburanti per autotrasporto), i processi di trasformazione industriale e di commercializzazione dell'energia primaria hanno costi, necessariamente posti a carico degli utenti finali, che si vanno ad aggiungere ai costi di base (costo della materia prima). Il recupero degli ingenti costi di investimento per le infrastrutture di trasformazione e trasporto dell'energia e la copertura dei costi di gestione e manutenzione rappresentano, insieme alle imposte, fino a due terzi del prezzo pagato dal consumatore finale.

Il rapporto tra «bolletta energetica» e il «vero costo dell'energia per famiglie ed imprese» è ovviamente variabile anno per anno dipendendo da fattori anch'essi variabili e ciascuno con una propria autonoma dinamica. Ad esempio, in una fase del ciclo economico caratterizzata, come quella degli ultimi

anni, da un rilevante calo della domanda di energia, assume importanza il minor tasso di utilizzo delle infrastrutture energetiche esistenti (centrali, reti di trasmissione e distribuzione ecc.) che comporta una maggiore incidenza dei costi fissi sul prezzo unitario dell'energia venduta.

Tenere sotto controllo le dinamiche dei prezzi dell'energia per gli utenti finali è dunque particolarmente importante per un paese come il nostro dove le famiglie e le imprese italiane pagano per l'energia un prezzo che è più alto di quello mediamente pagato nei principali paesi dell'Unione europea.

Appare pertanto evidente l'opportunità di un intervento del *policy maker* volto a ridurre l'esborso complessivo da parte dei consumatori italiani. Ciò non solo metterebbe a disposizione delle famiglie un maggior reddito da spendere in altri usi, ma migliorerebbe anche la competitività delle nostre imprese. La scelta delle tecnologie (incluso il ricorso a quelle per l'efficienza energetica) da includere nel mix energetico ottimale e la struttura del sistema di incentivi e tasse sono i principali elementi da tenere in considerazione per un'efficace strategia di sviluppo sostenibile, tale cioè da soddisfare la domanda di energia nel rispetto dei vincoli ambientali assunti ed in modo da minimizzare i costi per famiglie e imprese.

Esempi di scelte tecnologiche alternative

Alcuni semplici esempi possono chiarire quanto precedentemente esposto.

La strategia energetica che sarà delineata da governo e Parlamento e le scelte operative che ne derivano sono fortemente condizionate dai vincoli ambientali che le decisioni assunte a livello internazionale hanno posto allo sfruttamento ed al depauperamento dell'ambiente. La riduzione delle emissioni di CO_2, considerate la principale minaccia alla stabilità climatica del pianeta, è il principale vincolo alle politiche energetiche nazionali. In effetti, nell'ottica di un modello di sviluppo a Pil progressivamente e costantemente in espansione, sarebbe estremamente costoso ed impegnativo ridurre le emissioni complessive di CO_2 in modo da compensare i ritardi accumulati nel passato ed assorbire le conseguenze della domanda crescente di energia che si accompagna ad un'economia in espansione in assenza di forti ed incisive politiche di risparmio energetico e di incoraggiamento all'efficienza energetica.

Pur con questi condizionamenti è possibile coniugare le due necessità (aumento dei consumi e riduzione complessiva delle emissioni di CO_2).

Il solo perseguimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO_2, se disgiunto dal criterio di allocazione efficiente delle scarse risorse finanziarie disponibili, potrebbe condurre il paese a risultati indesiderati e fortemente penalizzanti del benessere dei consumatori e della competitività delle imprese. Se si decide di sostenere finanziariamente una tecnologia, deve essere chiaro che a fronte di un livello atteso di riduzione delle emissioni potrebbero corrispondere determinati impatti sulla bolletta energetica e sull'esborso delle famiglie e le imprese per i consumi di energia. Quindi, il *policy maker* dovrebbe sempre chiedersi se con le stesse risorse fosse possibile fare di più.

Il ricorso estremo alle fonti rinnovabili o alle tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (in gergo Ccs) può aiutare a risolvere il problema di ridurre le emissioni di CO_2, ma può contemporaneamente danneggiare il benessere dei consumatori e la competitività delle imprese. Nel caso della Ccs, esso può comportare anche un peggioramento della bolletta energetica dati i maggiori consumi di energia richiesti per il processo di cattura della CO_2.

Per esempio, l'attuale sistema di incentivazione dell'eolico (i Certificati verdi) e del fotovoltaico (le tariffe incentivanti previste dal Conto energia fotovoltaico) non tiene conto della localizzazione geografica di un impianto. Se un impianto eolico è installato in una zona a bassa ventosità o un impianto fotovoltaico in una zona a bassa insolazione si ottengono – a parità di potenza installata con impianti localizzati in aree con ventosità o insolazione ottimali – quantità di energia molto minori. Gli investimenti necessari sono gli stessi di quelli da sostenere per impianti di pari potenza collocati in zone ottimali, ma i ricavi (cioè, il *cash-flow* generato da quell'investimento) sono molto più bassi (fino al 50%). Pertanto, si va ad incentivare un impianto che, in condizioni di mercato «normale» non sarebbe nemmeno stato costruito. Come conseguenza, non solo l'impatto sulle bollette pagate dai consumatori finali è più forte[2], ma anche le emissioni di CO_2 risparmiate sono più basse

[2] Gli impianti alimentati a fonti rinnovabili a bassa efficienza, a parità di capacità installata, recuperano lo stesso capitale investito in un periodo di tempo più lungo rispetto a quello necessario agli impianti con migliore performance. Questo implica che il prezzo dell'elettricità

rispetto a quelle ottenibili da impianti localizzati in zone più favorevoli[3]. Inoltre, la minore producibilità dell'impianto a fonti rinnovabili a bassa efficienza potrebbe richiedere un maggior ricorso al *back-up* di impianti alimentati con fonti fossili per garantire stabilità all'offerta di elettricità, con il risultato ulteriore di un aumento della bolletta energetica. In presenza di scenari simili, gli incentivi indiscriminati rischiano di generare un'allocazione inefficiente di risorse scarse che potrebbero essere destinate ad usi più produttivi come il supporto agli interventi di efficienza energetica i quali consentirebbero di ridurre le emissioni di CO_2, ridurre le bollette dei consumatori finali e ridurre la bolletta energetica.

Come accennato, un altro esempio da tenere in considerazione è il ricorso alle tecnologie per la cattura ed il sequestro geologico della CO_2 emessa dagli impianti termoelettrici. Il ricorso a tale tecnologia trova un suo fondamento nel fatto che se carbone, gas e petrolio continueranno, come sembra, a ricoprire per molti anni ancora un ruolo dominante all'interno del mix energetico dei principali paesi industrializzati ed in via di industrializzazione (la Cina apre una nuova centrale termoelettrica a carbone ogni settimana), è necessario trovare delle soluzioni che limitino le emissioni di CO_2 associate alla loro combustione.

L'uso del carbone rispetto al metano comporterebbe – in assenza di Ccs – un maggior livello di emissioni di gas ad effetto serra[4]. Tuttavia, se la Commissione europea dovesse de-

richiesto per la copertura dei costi di investimento, di gestione e manutenzione dell'impianto (in gergo il *levelized cost of electricity*) è più alto rispetto a quello richiesto dagli impianti più efficienti. Ne consegue che, a parità di potenza installata, il livello degli incentivi concesso è più alto rispetto a quello che è invece sufficiente a sussidiare gli impianti localizzati in zone ottimali.

[3] Se un impianto localizzato in una zona ottimale genera X GWh in 10 anni, un impianto di pari potenza installata ma localizzato in una zona non ottimale per generare la stessa quantità di elettricità impiegherà più di 10 anni. Ecco perché la riduzione complessiva delle emissioni di CO_2 durante lo stesso spazio temporale è inferiore. A tale riguardo va anche ricordato che la CO_2 è un gas che si accumula in atmosfera e vi permane per molti anni, pertanto la rapidità con cui si riduce la concentrazione di gas ad effetto serra è un fattore molto rilevante di cui tener conto nella valutazione dell'efficacia delle misure adottate per la lotta ai cambiamenti climatici.

[4] Per un approfondimento sul ruolo del carbone si rimanda alla Scheda n. 16.

cidere di rendere obbligatorio per le nuove centrali termoelettriche a carbone l'equipaggiamento con sistemi di cattura e stoccaggio della CO_2 (obbligo tra l'altro già esistente nel Regno Unito), l'uso del metano – oggi più costoso del carbone – potrebbe tornare ad essere più vantaggioso. La tecnologia Ccs, ancora in fase di dimostrazione per gli impianti di grande taglia, può garantire, in teoria, la generazione di energia elettrica con emissioni di CO_2 ridotte fino al 90-95% rispetto ad un impianto convenzionale a carbone che genera e cede alla rete la stessa quantità di elettricità. Tuttavia, tale tecnologia richiede investimenti e costi di esercizio ancora molto elevati, a tal punto da rendere in teoria molto più efficiente e conveniente, sotto il profilo sia economico che ambientale, ricorrere a misure alternative alla Ccs come, ad esempio, quelle volte al sostegno dell'efficienza energetica. Queste misure consentirebbero di ridurre i consumi e di compensare integralmente ed a costi notevolmente più bassi o, comunque, competitivi le emissioni dovute agli impianti termoelettrici a carbone. Allo stato attuale delle conoscenze tecnologiche, un ricorso massiccio alle tecnologie Ccs comporterebbe un'impennata nel consumo di combustibili fossili e, quindi, un peggioramento della bolletta energetica – dato il maggior consumo di energia per la cattura ed il trasporto della CO_2 – e costi di abbattimento delle emissioni talmente elevati da richiedere un prezzo della CO_2 di gran lunga più alto rispetto a quello ora vigente sul mercato per poter rendere l'investimento profittevole. Si stima che per raggiungere la sostenibilità economica sarebbe necessario un prezzo della CO_2 di 30-35 euro/tCO_2. Tuttavia, va ricordato che la tecnologia Ccs è attualmente ancora in fase di dimostrazione in Europa su impianti di scala commerciale grazie al sostegno finanziario reso disponibile attraverso il Ner300, come previsto dalla direttiva 2009/29/CE. L'obiettivo è proprio quello di migliorare le conoscenze sulla tecnologia attraverso il processo di *learning by doing*, in modo da permettere ulteriori abbattimenti nei costi di generazione. Non va poi trascurato che la tecnologia Ccs troverebbe applicazioni non solo nel settore della generazione termoelettrica, ma anche in altri settori ad elevati consumi energetici (cementifici, impianti chimici, acciaierie, ecc.). Pertanto, se il programma di dimostrazione in corso in Europa dovesse avere successo, si aprirebbe un vasto mercato per le esportazioni di know how e componentistica, non solo in Europa ma anche nei paesi Terzi.

Scheda 9

IL CONTRIBUTO ED IL COSTO DELLE FONTI RINNOVABILI NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA NEL 2009

In Italia coesistono molti strumenti di incentivazione alla produzione di energia elettrica da Fer. Essi sono stati descritti nella Scheda n. 7.

Dai dati pubblicati nella Relazione annuale dell'Aeeg (2010), relativi alla produzione di energia nell'anno 2009, si desumono alcune considerazioni di rilevante interesse per comprendere quali siano l'effettivo apporto ed i costi dell'energia rinnovabile nella produzione di energia elettrica.

È opportuno precisare, prima di ogni altra considerazione, che nell'ambito delle fonti rinnovabili vengono classificate non solo la produzione del solare fotovoltaico o a concentrazione e dell'energia eolica ma anche altre fonti come l'energia idroelettrica, la geotermica, l'utilizzazione delle biomasse di origine agricola e forestale, il biogas ottenuto dal trattamento dei rifiuti e la combustione di rifiuti solidi urbani (Rsu) in impianti a recupero di energia.

Secondo l'Aeeg (2011)[1] il costo di incentivazione delle Fer nel 2009 è stato pari a 2,5 miliardi di euro, di cui 1,87 miliardi sono stati a carico dei consumatori finali attraverso il pagamento in bolletta della componente A3. Gli incentivi sono stati così ripartiti per regime di incentivazione (tab. 1).

Secondo le stime effettuate dall'Aeeg[2], assumendo consumi finali di energia al 2020 per 374 TWh[3], il costo complessivo dell'incentivazione alle Fer per la produzione di energia elettrica durante il periodo 2010-2020 sarà di circa 100 miliardi di euro, di cui 10-12 miliardi di euro soltanto nel 2020. Il costo

[1] Si veda Aeeg, *Memoria per l'Audizione alla Commissione ambiente della Camera dei deputati nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili*, 19 maggio 2011.

[2] *Ibidem*.

[3] Si tratta della stima riportata all'interno del Paner elaborato dal governo italiano per raggiungere gli obiettivi della direttiva europea sulle fonti di energia rinnovabili.

TAB. 1. *Costo incentivi alle Fer per regime di incentivazione*

Regime di incentivazione	Produzione incentivata (TWh)	Costo (milioni di euro)	Quota su costo totale (%)	Costo per kWh (eurocent/ kWh)
CV	17,4	1.296	51,4	7,5
Cip 6 (solo Fer)	6,9	810	32,1	11,7
Conto energia FV	0,7	303[a]	12,0	43,3
Tariffa fissa onnicomprensiva[b]	0,7	112	4,4	16,0
Totale di cui in componente A3	25,7	2.521 1.872	100	

[a] Nel 2010 sono stati incentivati 2 TWh per un costo totale del Conto energia fotovoltaico di 800 milioni di euro. Di questi, poco meno della metà sono impianti su terreno e non integrati in edifici.

[b] Per impianti fino a 1 MW. Per la sola fonte eolica, per impianti fino a 200 kW.

unitario dell'incentivazione è stimato essere compreso tra i 2,7 ed i 3,3 centesimi di euro/kWh (circa il doppio di oggi).

Il meccanismo di incentivazione Cip6

Come visto, oltre alle fonti rinnovabili comunemente intese (eolico, fotovoltaico, geotermia, biomassa, idroelettrico) esiste una rilevante quantità di energia elettrica prodotta da impianti assimilati a quelli che utilizzano le fonti rinnovabili vere e proprie, che rientrano nel finanziamento della cosiddetta delibera Cip6. Per esempio, nel 2009 l'energia elettrica da impianti Cip6 prodotta da fonti assimilate ha avuto un valore di 29 TWh, da raffrontare con il contributo delle fonti rinnovabili pur nelle definizioni allargate sopra descritte di 6,9 TWh.

Secondo il meccanismo previsto dalla normativa vigente, il Gestore del sistema elettrico nazionale (Gse) provvede al ritiro ed al pagamento di tutta l'energia prodotta con le fonti rinnovabili e assimilate. Il costo di tali ritiri sono stati nel 2009 di 4,2 miliardi di euro, mentre i ricavi dalla vendita di tale energia nella Borsa elettrica sono stati pari a 2,3 miliardi di euro. La differenza tra costi e ricavi (1,9 miliardi di euro) è stata posta a carico degli utenti finali mediante la componente A_3 della bolletta elettrica.

Si evidenzia come l'attuale normativa ha portato ad una riduzione dell'entità dei costi dell'energia elettrica prodotta,

secondo la regola del Cip6, per i nuovi impianti ma ad un aumento degli analoghi costi per gli impianti esistenti. Con riferimento esclusivo al meccanismo di incentivazione Cip6, è utile ricordare che il costo unitario in centesimi di euro/kWh ha comportato mediamente un costo di 11,6 centesimi di euro/kWh con punte di 22,6 centesimi di euro/kWh per gli impianti fotovoltaici, biomasse, Rsu e per gli impianti ad essi equiparati. Il dato fornito dal rapporto, poiché non distingue gli impianti fotovoltaici, che hanno un costo di remunerazione dell'energia prodotta più elevato rispetto alle biomasse e Rsu, rischia di falsare le valutazione sul reale costo dell'energia fotovoltaica.

Sia per la produzione di energia da fonti assimilate sia per la produzione di energia da fonti rinnovabili, dai dati forniti sempre dal rapporto si evidenzia che nel primo caso 3 produttori nazionali soddisfano il 59,5% del mercato mentre per le fonti rinnovabili 4 produttori forniscono il 51,6% del contributo totale (figg. 1 e 2).

I dati appena riportati mettono in luce il *basso grado di concorrenzialità*, a tutto svantaggio dei consumatori finali.

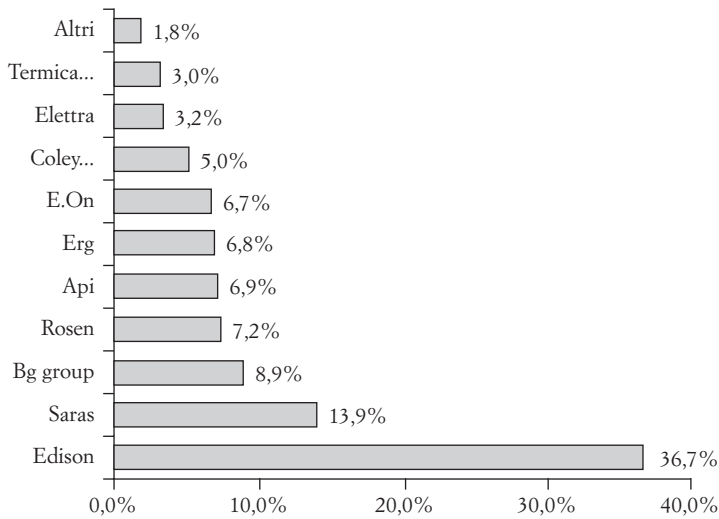


FIG. 1. Contributo dei principali operatori alla generazione Cip6 da fonti assimilate nel 2009 (valori percentuali).

Fonte: Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

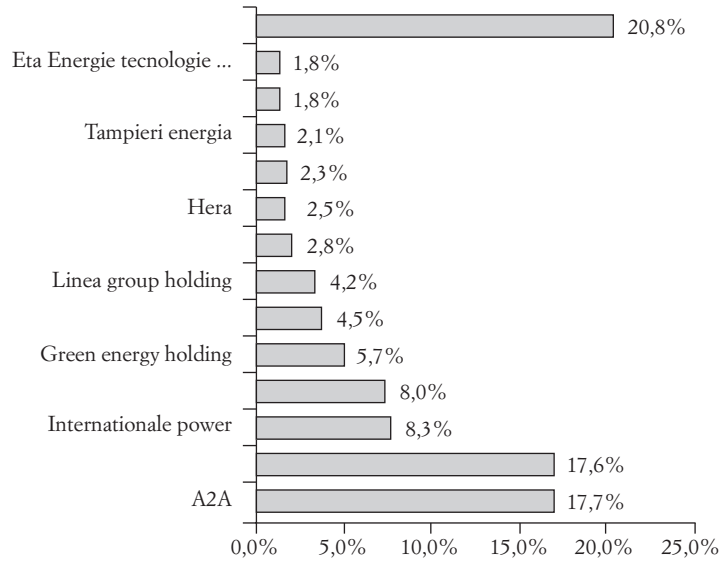


FIG. 2. Contributo dei principali operatori alla generazione Cip6 da fonti rinnovabili nel 2009 (valori percentuali).

Fonte: Aeeg, *Relazione annuale 2010*.

A conclusione di tale Scheda, può essere indicativo esaminare i costi dell'energia alla luce dei risultati ottenuti dalla Borsa elettrica nazionale. Nel 2009 si è avuto un prezzo medio di 6,4 centesimi di euro/kWh rispetto a circa 9 centesimi di euro/kWh pagati nel 2008. Tali valori dovrebbero essere confrontati con le tariffe medie di incentivazione alle Fer, riportate nella tabella 1 di questa Scheda.

Infine, è interessante confrontare il valore medio dell'energia pagata in Italia e l'andamento del prezzo medio nelle principali Borse elettriche europee, prezzo che mediamente si aggira intorno ai 4 centesimi di euro/kWh per il soddisfacimento della domanda di base.

Scheda 10

ESPERIENZA ITALIANA NELLO SVILUPPO DI TECNOLOGIE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA

Efficienza energetica significa ridurre i consumi finali di energia e, quindi, rispettare il target sulla quota di Fer con un minor sforzo finanziario.

A differenza del target relativo alla quota di Fer sui consumi finali di energia, la Commissione europea non ha ancora stabilito target vincolanti di efficienza energetica per ciascun Paese Membro.

Le misure volte al miglioramento dell'efficienza energetica consentono di ridurre – a parità di servizio reso – i consumi finali di energia e di conseguenza i consumi di energia «primaria» (se si consuma meno elettricità si consumano anche meno combustibili). I minori consumi delle famiglie e delle imprese italiane sono la conseguenza o di comportamenti anti spreco a costo zero (uscire da una stanza e spegnere la luce) oppure, come avviene nella quasi totalità dei casi, di interventi che hanno un loro costo iniziale ed un loro ritorno economico diluito nel tempo. In altri termini, si investe oggi per avere un guadagno domani.

Questa è una regola generale sempre valida ma che, nella pratica, si declina in un'infinità di modi. Si possono scegliere interventi complessi ad alto investimento ed alta resa (teorica) ma con rischi di difficoltà di effettiva realizzazione o di costi di gestione difficilmente valutabili e governabili; si possono anche scegliere, in alternativa, interventi più semplici e a minor rischio ma con tempi di ritorno dei capitali investiti più lunghi e, quindi, meno redditizi.

Una valutazione per grandi linee delle diverse opzioni è certamente possibile e le proposte di Confindustria per il Piano straordinario di efficienza energetica 2010 ne fornisce un buon esempio. La stessa Agenzia internazionale per l'energia (Aie) ed il World Energy Council (Wec) hanno condotto approfondimenti tematici sugli scenari energetici mondiali ed hanno giudicato il settore dell'efficienza energetica come il più promettente in termini di risultati conseguibili, di rapporto costi-benefici, di promozione delle industrie e dei centri di ricerca che investono in innovazione tecnologica.

Come visto nella Scheda n. 3 relativa a *Gli scenari internazionali dell'energia ed il trend di intensità energetica*, a livello globale le Regioni con la più alta intensità energetica sono i paesi dell'area Cis (Stati indipendenti del Commonwealth) e quelli del Medio Oriente, ad indicare l'elevato potenziale di miglioramento di efficienza energetica conseguibile in queste Regioni e le derivanti opportunità di mercato per le aziende italiane.

L'Italia è uno dei paesi industrializzati con la più bassa intensità energetica. Tale dato suggerirebbe che per conseguire ulteriori miglioramenti di efficienza energetica nella produzione di beni e servizi occorrono tipi di intervento che richiedono sforzi di investimento più impegnativi di quelli richiesti nei paesi a più alta intensità energetica. Tuttavia, sono ancora possibili interventi che consentirebbero di sfruttare un significativo potenziale di efficienza energetica.

In Italia, il principale strumento di incentivazione all'efficienza energetica è rappresentato dai c.d. Titoli di efficienza energetica (Tee). Secondo l'Aeeg (2011), nel periodo 2005-2009 sono stati erogati 531 miliardi di euro in Tee, a carico delle bollette per elettricità e gas. Tuttavia, tale esborso ha consentito un risparmio complessivo durante il quinquennio di 6,7 Mtep, cioè di 1,34 Mtep annui equivalenti, a loro volta, a 7 TWh annui[1] di consumo evitato di energia elettrica. L'incentivo medio nel quinquennio è stato di circa 1,7 centesimi di euro/kWh, a fronte di incentivi alle fonti rinnovabili compresi grossomodo tra i 7 centesimi di euro/kWh ed i 44 centesimi di euro/kWh.

La direttiva 2006/32/CE stabilisce che tutti gli Stati membri devono redigere un Piano d'azione nazionale per l'efficienza energetica in cui si identifichino le misure per il conseguimento di un obiettivo indicativo (non vincolante) nazionale di risparmio energetico al 2016 del 9% rispetto alla media dei consumi medi annui finali registrati nel periodo 2001-2005.

Il primo Piano d'azione nazionale sull'efficienza energetica (Paee 2007) adottato dal governo italiano nel 2007 prevedeva una riduzione dei consumi di energia al 2016 di 10,9 Mtep, equivalenti ad un risparmio energetico al 2016 del 9,6% rispetto ai consumi medi finali registrati durante il periodo 2001-2005.

[1] Si veda Aeeg, *Memoria per l'Audizione alla Commissione ambiente della Camera dei deputati nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili*, 19 maggio 2011.

Gli interventi nel settore residenziale (sistemi di riscaldamento e coibentazione) dovrebbero contribuire per circa 5 Mtep, essendo il resto ripartito quasi equamente tra terziario, trasporti ed industria. Tuttavia, secondo Confindustria (2010), le misure previste nel Paee 2007 non sarebbero sufficienti a consentire lo sfruttamento dell'enorme potenziale ancora a disposizione nel nostro paese. Nel 2010 Confindustria ha elaborato uno studio sul potenziale risparmio di energia conseguibile in Italia attraverso una più spinta politica di incentivazione dell'efficienza energetica, i cui risultati sono riportati nel *Piano Straordinario di Efficienza Energetica 2010*. Secondo tale studio, l'adozione di misure incentivanti per l'efficienza energetica addizionali a quelle già in essere consentirebbe un risparmio cumulato di energia finale nel periodo 2010-2020 pari a 51,2 Mtep[2] ed una riduzione cumulata delle emissioni di CO_2 durante lo stesso periodo di 207,6 milioni di tonnellate (si fa notare che il risparmio cumulato in termini di energia primaria da fonti fossili equivarrebbe a 86 Mtep, ad indicare anche una significativa riduzione della c.d. «bolletta energetica» per il nostro paese). Il costo complessivo per lo Stato italiano di una tale politica di incentivazione sarebbe di 16,7 miliardi di euro, a fronte di un risparmio energetico ed emissioni evitate di CO_2 per un valore quantificabile intorno ai 30,8 miliardi di euro. Il beneficio netto per il sistema paese (cioè inclusivo del costo netto per il bilancio pubblico) sarebbe di circa 14 miliardi di euro[3]. Per ottenere tali risultati occorre un'efficace politica di incentivazione con le seguenti caratteristiche:

– stabilità quadro normativo e regolatorio (orizzonte temporale di medio periodo);

– adeguati finanziamenti alle attività di R&S;

– semplificazione amministrativa (consentire alle imprese di adeguarsi agli standard europei di certificazione senza impantanarsi in mille ostacoli burocratici);

– incentivi con orizzonte temporale di medio periodo sia ai produttori (sostegno ad investimenti in R&S) che ai consumatori.

Secondo lo studio di Confindustria, il potenziale di risparmio di 51,2 Mtep è ottenibile attraverso miglioramenti di efficienza energetica nei seguenti settori (fig. 1).

[2] Consumi finali evitati di 9,87 Mtep soltanto nel 2020.

[3] Va fatto notare che gli incentivi all'efficienza energetica genererebbero un incremento del valore cumulato della produzione industriale durante il periodo di riferimento di 238 miliardi di euro, oltre alle non trascurabili ricadute occupazionali.

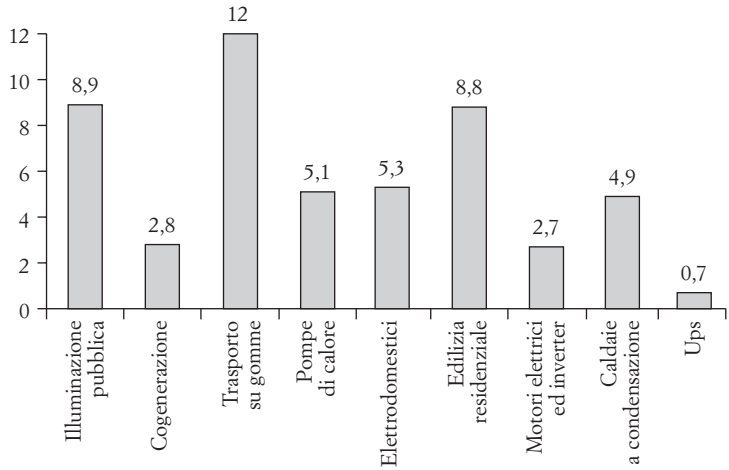


FIG. 1. Risparmio cumulato ottenibile per settore nel periodo 2010-2020 (Mtep).

Fonte: Confindustria.

Va fatto notare che secondo Confindustria lo sfruttamento del potenziale richiede non solo uno stabile sistema di incentivi verso produttori e consumatori, ma anche un maggior sostegno all'innovazione tecnologica e agli investimenti in R&S.

Secondo lo scenario di accelerazione tecnologica elaborato da Enea[4] per l'Italia, le emissioni di CO_2 nel nostro paese al 2050 potrebbero ridursi del 40% rispetto allo scenario tendenziale (politiche correnti). Il contributo maggiore (41%) proverrebbe dagli interventi di efficienza energetica, il 30% da una riduzione della domanda di servizi energetici e circa l'11% dalle rinnovabili.

Secondo l'Enea sarebbe possibile e vantaggioso per il nostro paese adottare misure di efficienza energetica aggiuntive rispetto allo scenario di *policy* tendenziale delineato nel Paee 2007. Il *Rapporto Energia e Ambiente 2009*, elaborato dall'Enea nel novembre 2010, riporta le proiezioni sui consumi di energia in Italia fino al 2050. In assenza di misure addizionali volte al sostegno dell'efficienza energetica e del risparmio energetico (scenario

[4] Si veda la relazione di base presentata da G. Lelli (Enea): *Più ricerca e innovazione per la sostenibilità del sistema energetico*.

Bau), il consumo di energia (il totale degli impieghi finali) nel nostro paese continuerebbe a crescere fino a raggiungere i 140 Mtep nel 2020 ed i 160 Mtep nel 2050. Con il ricorso a misure addizionali di intervento rispetto allo scenario tendenziale di riferimento il consumo di energia risulterebbe essere più basso sin a partire dal 2020, aggirandosi intorno ai 130 Mtep, mentre nel lungo periodo (2050) esso sarebbe di poco inferiore ai 120 Mtep. Secondo lo stesso studio, se si escludono gli effetti di lungo periodo derivanti dai cambiamenti di stile di vita dei consumatori (cambiamento dei comportamenti volti ad un maggior risparmio energetico), larga parte del potenziale di riduzione dei consumi può essere ottenuta tramite il ricorso massiccio a tecnologie per l'efficienza energetica già oggi disponibili.

Il sopra citato *Rapporto Energia e Ambiente* riporta proiezioni sui consumi di energia e potenziali risparmi fino al 2050 nei vari settori. In esso si è stimato che nel settore domestico è possibile raggiungere una riduzione dei consumi fino al 12% (equivalenti a 4 Mtep) e 29% nel 2020 e 2050 rispettivamente, attraverso:

– sostituzione del parco tecnologico esistente per il condizionamento estivo ed invernale e per il riscaldamento dell'acqua con caldaie a condensazione ad alto rendimento;

– utilizzo pompe di calore e condizionatori più efficienti;

– rinnovo stock apparecchiature elettriche ed elettroniche (per esempio, lampadine, elettrodomestici, computer e carica batterie), come indicato nella direttiva Europea EuP (*Energy Using Products*).

Ciò richiederebbe un investimento addizionale da parte delle famiglie che ci si attende essere recuperato con i risparmi in bolletta durante il ciclo di vita delle varie apparecchiature. Per esempio, nel caso delle sole apparecchiature elettriche ed elettroniche (quelle cioè coperte dalla direttiva *Energy Using Products*) ogni famiglia dovrebbe spendere circa 50 euro in più all'anno, a fronte di un risparmio medio di energia di circa 80 euro all'anno. È evidente che, soprattutto nelle fasi iniziali, è indispensabile sensibilizzare il pubblico con adeguate campagne informative e fornire incentivi all'acquisto di prodotti più costosi ma più efficienti (deduzioni/detrazioni fiscali, prestiti a tassi agevolati, Certificati bianchi).

Guadagni di efficienza sono possibili anche nel settore commerciale ed industriale. Similmente al settore domestico, le riduzioni di consumi nel settore commerciale sono possibili attraverso il rinnovamento del parco tecnologico per la climatiz-

zazione e la produzione di acqua calda sanitaria, consentendo una riduzione dei consumi fino a 2 Mtep. Le principali tecnologie sono le pompe di calore a ciclo annuale ed i pannelli solari termici per produzione di acqua calda.

Infine, per quanto riguarda il settore industriale, lo studio Enea stima una riduzione dei consumi rispetto allo scenario tendenziale del 2% nel 2020 e del 16% nel 2050. Ciò è da attribuirsi quasi esclusivamente ai miglioramenti attesi di efficienza energetica derivanti da:

– ottimizzazione dei processi industriali;

– miglioramento dell'efficienza dei motori elettrici (si fa notare che l'80% dei consumi del settore industria è imputabile al consumo dei motori elettrici);

– maggior ricorso a sistemi di cogenerazione (in luogo delle tradizionali caldaie per la produzione di vapore).

Nonostante i vari tipi di intervento per l'efficienza energetica consentano, in teoria, di conseguire risparmi nei consumi finali di energia e, quindi, di recuperare nel tempo il differenziale del costo di investimento iniziale rispetto alle soluzioni «più energivore», in assenza di misure di tipo obbligatorio la diffusione di tali tecnologie ancora incontra delle barriere. L'obbligo di certificazione della performance energetica degli edifici, il *labelling* dei consumi di elettrodomestici e lampadine sono sicuramente misure efficaci nella riduzione delle asimmetrie informative, ma non sono sufficienti a garantirne la penetrazione. La stessa detrazione fiscale del 55% sugli interventi di efficientamento degli edifici – pur essendo una misura molto efficace nella riduzione dei consumi finali di energia – non in tutti i casi costituisce un incentivo sufficiente alla realizzazione dell'intervento, molto spesso scoraggiato dalle difficoltà burocratiche.

L'Italia vanta un tessuto di imprese all'avanguardia sulle tecnologie per l'efficienza energetica citate nel rapporto Enea e nella proposta di Confindustia ed il know how ad esse connesse. Pertanto, una seria ed efficace politica di incentivi – necessari ad incoraggiare non solo il consumo di tecnologie per l'efficienza energetica, ma anche gli investimenti in R&S – aiuterebbe anche a potenziare l'export del nostro paese. A dimostrazione del potenziale di mercato esistente per le tecnologie di efficienza energetica prodotte in Italia, il Wec (2007)[5] ha stimato che la penetrazione di mercato di innovazioni tecnolo-

[5] World Energy Council, *Deciding the Future: Energy Policy Scenario to 2050*, 2007.

giche come le lampade al Led, più avanzate pompe di calore per il condizionamento (caldo/freddo) e più efficienti motori elettrici per le applicazioni industriali[6] potrebbe permettere un risparmio a livello globale pari a 67 EJ, equivalenti al 14% dell'elettricità consumata attualmente nel mondo.

Soprattutto i miglioramenti delle prestazioni energetiche degli edifici potrebbero fornire in Italia un'occasione di crescita del volume di affari per le imprese del settore edilizia e produrre, allo stesso tempo, concreti benefici ambientali per il paese. Secondo una elaborazione dei dati effettuata da Enea nel 2010[7], il mantenimento permanente dell'incentivo di detrazione fiscale del 55% per gli interventi di efficientamento degli edifici comporterebbe – oltre al minor consumo di energia – un beneficio netto per il sistema paese fino al 2020 quantificato in circa 18 miliardi di euro[8]. A tale beneficio monetario vanno poi aggiunti una serie di altri vantaggi di più difficile monetizzazione: riduzione delle emissioni di CO_2, incentivo all'innovazione tecnologica di prodotti e sistemi per l'edilizia, sostegno al tessuto produttivo e all'occupazione nel settore edilizio (effetto anticrisi), miglioramento del mix energetico nazionale e incremento del comfort dei fruitori immobiliari.

È utile fare un accenno al crescente interesse internazionale nella promettente area di ricerca dell'innovazione di materiali e processi per l'efficienza energetica. Le nanotecnologie per l'offerta di energia ed il ricorso alle ceramiche ed altri materiali per aumentare l'efficienza delle reti di trasmissione e distribuzione di elettricità sono tra gli esempi più rilevanti su cui sarebbe auspicabile vedere una più attiva partecipazione da parte dei centri di ricerca del nostro paese.

Il governo italiano sembra aver tenuto in considerazione alcune delle raccomandazioni e proposte avanzate da Enea e Confindustria. Infatti, nel giugno 2011 il governo italiano ha presentato la bozza[9] del secondo Piano d'azione per l'efficienza ener-

[6] Va fatto notare che i consumi dei motori elettrici contano per una quota molto alta dei consumi elettrici industriali. In Italia, tale quota è pari all"80%.

[7] Così Giovanni Lelli, commissario Enea, nel corso della Conferenza d'impostazione del Rapporto 2011, *Il governo dell'energia per lo sviluppo del paese*, in data 11 aprile 2011.

[8] Fonte Cresme.

[9] In data 19 luglio 2011 il Paee 2011 era ancora sottoposto a consultazione pubblica.

getica (Paee 2011). Con esso si intende dare seguito e continuità alle azioni già avviate con il Paee 2007 e presentare proposte di medio-lungo periodo. In generale, il Paee 2011 identifica le misure necessarie per il raggiungimento del target di riduzione del 9,6% dei consumi finali al 2016 (cioè 10,9 Mtep) ed estende gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica oltre il 2016, prefiggendosi l'obiettivo di ridurre di 15,9 Mtep annui il consumo di energia finale nel 2020, equivalente ad un consumo annuo di 184.672 GWh. Gli interventi nel settore residenziale sono – come nel Paee 2007 – quelli da cui ci si attende il maggior contributo, con una riduzione attesa dei consumi al 2020 pari a 6,63 Mtep annui. Grande novità rispetto al Paee 2007 è il maggior peso del settore trasporti il quale, con risparmi attesi pari a 4,23 Mtep annui, diventa il secondo settore in termini di contributo alla riduzione dei consumi di energia finale.

Il Paee 2011 riporta i risultati conseguiti con le misure previste all'interno del Paee 2007. Dalle attività di monitoraggio risulta che gli interventi di efficienza energetica sul settore residenziale sono quelli che hanno dato il maggior contributo al perseguimento dell'obiettivo intermedio per il 2010[10] (vale a dire un risparmio effettivo di 47.809 GWh contro i 35.658 GWh preventivati). Tuttavia, non tutti gli interventi nel settore residenziale hanno prodotto risultati in linea con le aspettative. Infatti, mentre la sostituzione dei vetri semplici con quelli doppi e la sostituzione degli scaldacqua elettrici hanno prodotto un ottimo risultato, la coibentazione delle superfici opache degli edifici residenziali ha prodotto risultati inferiori alle aspettative, probabilmente a causa dei costi più elevati associati a questa categoria di interventi. Più deludenti sono invece stati i risultati conseguiti nei settori del terziario, industria e trasporti.

Pertanto, il Paee 2011 ha introdotto nuove misure volte a modificare ed integrare il Paee 2007.

1) *Settore residenziale*:

– interventi di adeguamento alla direttiva 2002/91/CE (relativa al rendimento energetico degli edifici) ed attuazione del d.lgs. 192/2005 (con cui si è introdotta la certificazione energetica degli edifici);

[10] L'obiettivo intermedio per il 2010 stabilito nel Paee 2007 era pari ad un risparmio del 3%. Tale target atteso è stato ampiamente centrato, essendo stato pari al 3,6% il risparmio effettivamente conseguito nel 2010.

– decompressione gas naturale, impianti fotovoltaici;
– erogatori acqua a basso flusso.

L'estensione delle misure di efficienza energetica nel settore residenziale fino al 2020 comporta 1,4 Mtep di risparmi addizionali rispetto al valore atteso nel 2016. Più dell'80% di tali risparmi aggiuntivi sono imputabili agli interventi relativi alla domanda di riscaldamento ed acqua calda sanitaria.

2) *Settore terziario*:
– recepimento della direttiva 2002/91/CE ed attuazione del d.lgs. 192/2005 sul nuovo costruito dal 2005;
– erogatori acqua a basso flusso.

L'estensione delle misure di efficienza energetica nel settore terziario fino al 2020 comporta 0,45 Mtep di risparmi addizionali rispetto al valore atteso nel 2016. Più del 70% di tali risparmi aggiuntivi sono imputabili agli interventi su illuminazione e all'impiego di condizionatori efficienti.

3) *Settore industria*:
– refrigerazione, inverter su compressori, sostituzione caldaie, recupero cascami termici[11].

L'estensione delle misure di efficienza energetica nel settore industria fino al 2020 comporta 0,7 Mtep di risparmi addizionali rispetto al valore atteso nel 2016. Il 15% di tale risparmio aggiuntivo è imputabile a interventi su illuminazione, motori ed inverter su sistemi di pompaggi, per il 23% alla cogenerazione ad alto rendimento e per il 62% alla misura Ind-5 (Refrigerazione, inverter su compressori, sostituzione caldaie, recupero cascami termici).

4) *Settore trasporti*:
– applicazione del regolamento CE 443/2009 che definisce i livelli di emissione di CO_2 delle autovetture.

L'estensione delle misure di efficienza energetica nel settore trasporti fino al 2020 comporta 2,2 Mtep di risparmi addizionali rispetto al valore atteso nel 2016. Tali risparmi aggiuntivi sono quasi totalmente imputabili all'intensificazione dei limiti di emissioni medie delle autovetture nuove, come tra l'altro

[11] Il risultato negativo conseguito nella misura relativa alla compressione meccanica del vapore ha richiesto di dare un maggior spazio all'interno del meccanismo dei Tee ad interventi per il recupero termico nei processi produttivi.

richiesto dal regolamento europeo (si passa da 130 g CO_2/km nel 2015 a 95 g CO_2/km nel 2020). Poco o nulla è previsto per ridurre i consumi energetici in questo settore attraverso una decisa politica che incoraggi lo spostamento verso modalità di trasporto (per esempio, da gomma a rotaia) ed abitudini (maggior ricorso ai mezzi pubblici, *car-sharing*) più efficienti dal punto di vista dei consumi complessivi.

In termini di energia primaria, il Paee 2011 consente un risparmio di 18 Mtep al 2020. Di questi, poco meno di 10 Mtep sono risparmi di gas naturale dovuti ai minori consumi per riscaldamento nel settore civile. La riduzione dei consumi di prodotti petroliferi è di circa 7 Mtep, principalmente dovuta agli effetti delle misure di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore trasporti.

Il contributo dell'efficienza energetica alla lotta ai cambiamenti climatici: implicazioni per la politica degli incentivi

Gli interventi straordinari per l'efficienza energetica proposti da Confindustria, come si è detto, consentirebbero di ridurre i consumi finali di energia di circa 51 Mtep e di abbattere 207,7 $MtCO_2$ nel periodo 2010-2020. Il tutto per una spesa a carico del bilancio dello Stato di circa 17 miliardi di euro, vale a dire circa 1,7 miliardi di euro all'anno. Tale intervento costerebbe, quindi, molto meno degli incentivi pagati ogni anno alle fonti di energia rinnovabili[12], il cui utilizzo per il soddisfacimento della domanda di energia – a differenza dei risparmi in bolletta resi possibili dall'installazione di tecnologie per l'efficienza energetica – comporta un aggravio sulle bollette pagate dai consumatori finali. Considerando che l'introduzione di tecnologie meno energivore si traduce in minori consumi finali di energia, il raggiungimento della quota del 17% di consumi finali soddisfatti con le Fer diventerebbe meno oneroso per il nostro paese, dato che basterebbe una capacità installata

[12] Secondo i dati riferiti dall'Aeeg in occasione della sua audizione alla Commissione ambiente della Camera tenutasi il 19 maggio 2011, il totale degli incentivi concessi alle fonti rinnovabili nel 2009 è ammontato a circa 2,52 miliardi di euro così ripartiti per regime di incentivazione: CV 51,4%; Cip 6 (solo Fer) 32,1%; Conto energia FV 12,0% e Tariffa fissa onnicomprensiva 4,4%. La quota di costo riversata in bolletta attraverso la componente A_3 è stata pari a 1,87 miliardi di euro.

relativamente più bassa rispetto a quella altrimenti necessaria in assenza degli interventi straordinari sull'efficienza energetica. Alla luce di queste considerazioni, appare evidente che il dirottamento di parte delle risorse finanziarie dall'incentivazione alle Fer all'incentivazione alle misure straordinarie per l'efficienza energetica non comprometterebbe il raggiungimento del target sulle rinnovabili assegnato all'Italia, ma costituirebbe, invece, un uso più efficiente e produttivo delle scarse risorse disponibili.

Il conseguimento da parte dell'Italia degli obiettivi in materia di lotta ai cambiamenti climatici si articola in tre tipi di intervento. Secondo una stima effettuata dall'Aeeg[13], ogni tipo di intervento implica i seguenti costi opportunità:

– 1 tep di maggiore produzione di energia elettrica da Fer comporterebbe un onere annuo variabile tra 930 euro (con riferimento ad incentivazione con CV) e 3.500 euro (nel caso di incentivazione al fotovoltaico);

– 1 tep di maggiore produzione di energia termica da Fer comporterebbe un onere annuo di 350 euro;

– 1 tep di riduzione dei consumi finali attraverso interventi di risparmio energetico comporterebbe un onere annuo di circa 100 euro.

Da tali dati, seppur indicativi, emerge in tutta chiarezza la maggior efficienza degli interventi volti a promuovere il risparmio energetico piuttosto che le Fer e, all'interno di esse, la maggior efficienza degli interventi volti alla promozione delle Fer per la produzione di energia termica.

[13] Si veda Aeeg, *Memoria per l'Audizione alla Commissione ambiente della Camera dei deputati nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili*, 19 maggio 2011.

Scheda 11

LA SFIDA DELL'INNOVAZIONE TECNOLOGICA COME MOTORE DELLA CRESCITA ECONOMICA SECONDO I PRINCIPI DELLA SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

L'era della globalizzazione dei mercati pone ai paesi industrializzati la sfida di riadattare i propri sistemi produttivi alle nuove sfide che regolano i mercati. La concorrenza internazionale di paesi come Cina e India crea occasioni di sviluppo, ma anche ostacoli alla crescita dei paesi che non sanno sfruttare le proprie capacità di innovazione tecnologica. La crescita economica può essere influenzata negativamente anche da politiche energetiche che impongono limiti o costi eccessivi alle imprese ed alle famiglie. Ciò può essere evitato solo se si implementano innovazioni tecnologiche e comportamentali (risparmio energetico) che siano in grado di trasformare i vincoli ambientali in opportunità di crescita e sviluppo tecnologico delle imprese.

L'Unione europea, con la Comunicazione COM(2010) 614 avente per oggetto: *Una politica industriale integrata per l'era della globalizzazione che ponga al centro dell'attenzione la competitività e la sostenibilità ambientale*, pone in stretta relazione le politiche industriali e le politiche ambientali-energetiche individuando o ipotizzando un'opportunità di sviluppo economico per le proprie industrie – e la società in genere – come conseguenza delle innovazioni tecnologiche e gestionali che sono richieste, soprattutto ai paesi industrializzati, per soddisfare gli impegni assunti nell'ambito della lotta ai c.d. «cambiamenti climatici». L'assunto di base di questa teoria è che l'industria europea sia in grado di raccogliere e vincere la sfida tecnologica posta dalla necessità di garantire una sostenibilità ambientale dello sviluppo economico e di trasferire ai mercati esteri la tecnologia ed il know how così acquisiti in modo da recuperare i costi di R&S sostenuti e da creare sbocchi di mercato ad alto valore aggiunto che giovino al sistema produttivo dell'Unione europea.

Nell'ambito del 7° Programma quadro Ricerca e sviluppo (2007-2013) dell'UE sono individuate le azioni che dovrebbero consentire all'industria europea di mettere a punto quelle inno-

TAB. 1. *Livello di investimento necessario per lo sviluppo delle tecnologie «low carbon» (2010-2011)*

European Industrial Initiatives	Investimento stimato (miliardi di euro)
Eolico	6
Energia solare (FV e Csp)	16
Bioenergia	9
Cattura e stoccaggio della CO_2	10,5-16,5
Rete elettrica	2
Energia nucleare sostenibile	5-10
Smart cities	10-12
Totale	58,5-71,5

vazioni tecnologiche e strategie industriali necessarie al settore energia per soddisfare gli impegni assunti in tema di lotta ai cambiamenti climatici e per assicurare alle imprese europee una posizione di leadership nell'esportazioni di queste tecnologie e del relativo know how in tutti quei paesi impegnati nella riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra. Più recentemente, l'Unione europea (2009) ha stimato, all'interno del *Set Plan*[1], l'investimento complessivo da parte del settore pubblico e privato necessario allo sviluppo di tecnologie *low carbon* all'interno delle Iniziative industriali europee (European Industrial Initiatives). Per il periodo 2010-2020 esso oscilla tra 58,5 e 71,5 miliardi di euro, distribuiti tra i settori indicati in tabella 1.

Un comune sforzo nel settore della ricerca e dell'innovazione tecnologica deve però essere sorretto da una strategia d'intervento e da scelte politiche a livello dei singoli paesi europei che definiscano le linee strategiche e la loro pratica implementazione, tenuto conto dei vincoli che derivano dall'appartenenza all'UE e, soprattutto, del contesto socioeconomico-industriale ed infrastrutturale che caratterizza ogni singolo paese. L'Italia è, sotto tale punto di vista, in una condizione che può definirsi critica, sia per condizioni oggettive, sia per una lunga tradizione di «non scelte» da parte della politica. Essa ha preferito affidare al mercato ed agli operatori dominanti del settore

[1] Si tratta della strategia che la Commissione europea ha definito all'interno di un processo partecipativo che ha coinvolto industria e centri di ricerca per definire un percorso di sviluppo di tecnologie a basse emissioni di CO_2 attraverso un programma di ricerca, sviluppo e dimostrazione di durata decennale. Per ulteriori informazioni si veda il documento di accompagnamento alla Comunicazione della Commissione COM(2009) 519 finale, dell'ottobre 2009.

l'attuazione dei principi generali che discendevano dalle scelte dell'UE. Nessun serio sforzo è stato effettuato dalla politica né per l'adattamento di tali principi generali al nostro contesto, né per l'elaborazione efficace e tempestiva di linee, anche se generali, di indirizzo[2].

Un altro aspetto sino ad oggi sottovalutato, ma che deve essere attentamente considerato nella predisposizione – ormai sempre meno rinviabile – di una strategia energetica nazionale, è la penetrazione nei mercati delle tecnologie e del know how che l'industria ha già reso disponibili, ma che non trovano un terreno favorevole alla loro diffusione per motivi vari (legislazione complessa ed instabile, confusione di competenze, conflitti di interesse e posizioni dominanti).

L'innovazione tecnologica gioca un ruolo cruciale nella stabilizzazione della concentrazione atmosferica dei gas ad effetto serra a 450 ppm. Secondo lo scenario di accelerazione tecnologica elaborato dall'Aie le emissioni globali potrebbero essere ridotte nel 2035 del 49% rispetto allo scenario tendenziale. L'innovazione nel settore delle tecnologie per l'efficienza energetica sono quelle che danno il maggior contributo alla riduzione delle emissioni (70% nel medio periodo e 48% nel lungo periodo). Le fonti di energia rinnovabile mantengono il loro contributo costante al 20% durante tutto il periodo.

[2] Di rilievo è stata la rinuncia ad una *governance* del sistema elettrico che, assieme al forte ridimensionamento del monopolio Enel richiesto dal processo di liberalizzazione del settore iniziato con il decreto Bersani nel 1999, ha consentito l'ingresso sul mercato di un gran numero di nuovi operatori. Si rimanda alla relazione di B. Agricola e V. Lupi nella seconda parte di questo Rapporto, per maggiori approfondimenti.

Scheda 12

I BIOCARBURANTI DI SECONDA GENERAZIONE: RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO_2 E PROMOZIONE DI UNA FILIERA NAZIONALE AGRO-ENERGETICA

La direttiva europea 2009/28/CE impone ad ogni Stato membro di raggiungere al 2020 nel settore dei trasporti una quota di Fer pari ad almeno il 10% del consumo finale di energia. Considerato lo stato attuale di sviluppo delle altre opzioni tecnologiche in grado di supportare detto obiettivo, è realistico prevedere una predominanza dell'uso dei biocarburanti a perseguimento dell'obiettivo relativo al settore trasporti.

Secondo il *Biomass Energy Report* elaborato da Energy Strategy Group (giugno 2011), il mercato italiano dei biocarburanti è attualmente dominato dal biodiesel (95%), con un ruolo solo marginale dell'etanolo. Analizzando i dati della produzione e delle quantità immesse in rete nel 2009 e 2010, emerge una marcata esposizione del mercato italiano all'importazione[1]. Nello stesso periodo, la capacità produttiva è stata notevolmente al di sopra della quantità prodotta annualmente, comportando così una forte incidenza dei costi di ammortamento sui costi di produzione e determinando una perdita di competitività a livello internazionale.

Complessivamente, la filiera italiana agro-energetica risulta essere in forte ritardo rispetto ai concorrenti europei. Ciò è in larga parte da attribuirsi all'incertezza che grava sugli operatori circa il quadro normativo per il periodo successivo al 2014. Infatti, il recente d.lgs. n. 28 del 3 marzo 2011 di attuazione della direttiva 2009/28/CE si è limitato a porre gli obiettivi di immissione di biocarburanti in rete fino al 2014 (4% nel 2012 e 5% nel 2014), senza stabilire alcun obiettivo intermedio fino al 2020.

Tuttavia, le potenzialità commerciali prospettate dall'efficiente utilizzo di tecnologie per la produzione di biocarburanti

[1] Si fa notare a riguardo che alcune compagnie italiane (tra cui Eni ed Api) hanno effettuato investimenti esteri in piantagioni di jatropha e palma in vari paesi africani.

di seconda generazione costituiscono un'opportunità di rilancio per l'industria italiana, considerato il coinvolgimento di alcune importanti imprese italiane nello sviluppo di tecnologie per la produzione di etanolo e biodiesel di seconda generazione.

L'Italia ha una superficie di 30 milioni di ettari, di cui 10 milioni dedicati all'agricoltura e 5 milioni dedicati alla produzione alimentare e zootecnica. Il rispetto dei vincoli europei da parte dell'Italia in materia di consumo di energia per trasporti (direttiva 2009/28/CE) ed emissioni di CO_2 per unità di energia dei carburanti per autotrazione (direttiva 2009/30/CE) richiederà al 2020 un consumo di etanolo di 1,5 milioni di tonnellate/anno ed un consumo di biodiesel di 3,3 milioni di tonnellate/anno[2]. Con riferimento al solo biodiesel di prima generazione, considerata una resa dell'olio vegetale (da colza, soia e girasole) di circa 1 tonnellata/ettaro all'anno, non sarebbero fisicamente disponibili i 3,3 milioni di ettari di terreno richiesti. Tuttavia, con i biocarburanti di seconda generazione (cioè ottenuti a partire dalla cellulosa) è possibile una resa per ettaro di almeno 10 milioni di tonnellate/anno, eliminando così ogni vincolo imposto dalla scarsità di terreni disponibili.

Secondo uno studio pubblicato da Bloomberg-New Energy Finance (settembre 2010), l'Italia nel 2020 avrà un residuo agricolo compreso tra i 18 e 23 milioni di tonnellate all'anno, indicando un discreto potenziale di produzione di energia, biocarburanti di seconda generazione e prodotti biochimici a partire dalle biomasse agricole. A parere degli esperti di settore, però, ciò che occorre è rendere economicamente vantaggioso per gli agricoltori la realizzazione di una filiera di raccolta delle biomasse, primo anello di una filiera integrata dell'agro-energia.

La produzione di biocarburanti di seconda generazione consentirebbe lo sfruttamento anche delle terre marginali (cioè non adatte alla produzione agricola alimentare o zootecnica), determinando così una maggiore disponibilità di risorse ed un minor ricorso alle importazioni. La Mossi&Ghisolfi – azienda italiana leader nel settore della biochimica – ha sviluppato una tecnologia per la produzione di biocarburanti di seconda generazione a partire dalla cellulosa estratta dalla canna palustre (l'*Arundo Donax*), una specie vegetale capace di crescere velocemente, con alte rese e con bassi consumi di acqua e fertilizzanti (consumi inferiori a quelli richiesti per la produzione di biocarburanti a partire da sorgo e mais). Secondo l'azienda,

[2] Energy & Strategy Group, *Biomass Energy Report*, giugno 2011.

i maggiori sforzi di R&S per l'applicazione della biochimica all'interno dei processi per la trasformazione delle biomasse sarebbero giustificati dalla possibilità di produrre con la biomassa l'equivalente di un barile di petrolio ad un costo di 10 US$/barile, ma occorre ancora un ulteriore sforzo di ricerca. Tuttavia, la tecnologia sviluppata dalla Mossi&Ghisolfi consente già oggi di produrre prodotti competitivi fino ad un prezzo del petrolio di 50 US$ al barile. Pertanto, non sarebbero necessari incentivi di alcun tipo alla produzione. L'unico aiuto veramente necessario potrebbe essere un incentivo per incoraggiare gli agricoltori a costruire una filiera per la raccolta sistematica dei residui agricoli.

BOX 1. *Investimenti in attività di R&S nel settore dei biocarburanti di seconda generazione*

L'International Energy Agency ha stimato in 335 miliardi US$ gli investimenti a livello globale nei biocarburanti fino al 2035. Il 64% di tali risorse finanziarie sarà diretto ai biocarburanti di prima generazione e il 31% a quelli di seconda (il restante 5% sarà assorbito dagli investimenti in biocarburanti per l'aviazione).

Limitatamente ai biocarburanti di seconda generazione, una delle aree di ricerca più promettenti sembra essere quella delle tecnologie per la produzione di biodiesel da oli vegetali da alghe. Infatti, oltre a vantare un potenziale di riduzione delle emissioni del 90% (contro il 38% dei semi di colza ed il 19-56% per l'olio di palma), la produzione di alghe non entra in competizione con l'agricoltura e non richiede l'uso di ingenti risorse idriche.

La produzione di biodiesel da alghe sta attirando significativi investimenti, date le aspettative di espansione di questo settore nel medio periodo. Circa 60 operatori (di cui 35 Usa) a livello mondiale stanno investendo nello sviluppo di tale tecnologia, spesso attraverso la creazione di joint ventures con centri di ricerca specializzati[3]. Anche in Italia si registra un forte interesse per la produzione di oli vegetali da alghe con 6 imprese attive in progetti pilota di produzione. La stessa Eni sta inve-

[3] Si pensi alla *joint venture* tra Exxon e Synthetic Genomics o a quella tra Shell e HR Biopetruleum.

stendo con l'installazione di un impianto di coltivazione presso la raffineria di Gela e ha depositato un brevetto per la coltivazione delle alghe alimentate da acque reflue.

Un rilevante interesse per la ricerca pre-competitiva sui biocarburanti emerge anche dal 7° Programma quadro Ricerca e sviluppo (2007-2013) dell'UE. Investimenti europei per 10 miliardi di euro e la rilevante partecipazione italiana con una delle sue industrie leader nella produzione – attraverso la cellulosa estratta da *Arundo Donax* – di biocarburanti di seconda generazione (Mossi&Ghisolfi) ed i positivi risultati delle rilevanti sperimentazioni già conseguiti (120 milioni di euro investiti nel settore della biochimica per la produzione di biocarburanti di seconda generazione) suggeriscono un'attenta riflessione sulle possibili azioni nazionali volte ad una diffusione della conoscenza, da parte degli operatori del settore agricolo, delle potenzialità e dei vantaggi di questa filiera agro-industriale.

Il quadro normativo a livello europeo già prevede l'obbligo di miscelazione (al 4,5%) di biocarburanti (etanolo e biodiesel) nella benzina e nel gasolio e nel 2020 è previsto il raddoppio della quota di miscelazione[4], obiettivo che potrebbe essere raggiunto dall'Italia senza ricorrere ad importazioni e senza stravolgere le pratiche agricole orientate alla produzione di cibo soltanto se si utilizzasse anche la produzione di biocarburanti di seconda generazione, da supportare con una forte politica che favorisca la nascita di una vera e propria filiera agro-energetica.

Come già ricordato, dato l'attuale stato di sviluppo delle alternative opzioni tecnologiche classificabili come Fer per i consumi energetici nel settore trasporti, il rispetto dell'obiettivo del 10% da rinnovabili per il consumo energetico del set-

[4] A tale riguardo è importante sottolineare che la direttiva 2009/28/CE non fa alcuna distinzione tra biodiesel ed etanolo. Ciò ha una sua rilevanza se si considera che l'industria motoristica è scettica circa lo sviluppo di motori capaci di funzionare con miscelazioni con biodiesel al 10%. Infatti, la miscelazione corrente al 7% già presenta alcuni problemi tecnici (frequenti casi di intasamento dei filtri). Inoltre sussistono seri problemi logistici sia per il biodiesel che per l'etanolo, dato che per un certo periodo di tempo dovrebbe essere garantita la doppia circolazione delle due miscelazioni, in modo da tutelare anche il vecchio parco auto ancora circolante.

tore trasporti si traduce per l'Italia in una domanda stimata di biodiesel e di etanolo al 2020 di 3,3 milioni di tonnellate e 1,5 milioni di tonnellate rispettivamente. L'articolo 17 della direttiva 2009/28/CE definisce i criteri di sostenibilità per i biocarburanti. Durante l'intero ciclo di vita (dalla coltivazione della biomassa alla combustione del biocarburante) l'utilizzo dei biocarburanti deve consentire un risparmio di emissioni di CO_2 di almeno il 35%. Dal 2017 tale percentuale sale al 50%, per arrivare ad almeno il 60% a partire dal 2018 per i biocarburanti prodotti negli impianti che hanno iniziato la produzione dopo il 1° gennaio 2017[5].

Alla luce dei vincoli ed obiettivi europei appena ricordati, è evidente l'importanza strategica non solo di un quadro normativo stabile, ma anche di programmare la filiera di produzione, trasporto e trasformazione della biomassa in modo da ridurre la distanza dal luogo di produzione a quello di raffinazione e di miscelazione dei biocarburanti con i carburanti di origine fossile. Ciò naturalmente richiede un coordinamento con un eventuale piano di sviluppo delle infrastrutture dei trasporti.

Grazie alle tradizioni della ricerca chimica italiana e ad alcune eccellenze universitarie ancora attive nel nostro paese nonché, aspetto non meno importante, per il credito scientifico e le risorse economiche acquisite nel citato 7° Programma quadro di Ricerca e sviluppo, l'industria nazionale ha già messo a punto una tecnologia di filiera per la produzione di biocarburanti di nuova generazione che:

– utilizza selezionate specie vegetali coltivate su terreni marginali senza necessità di irrigazione e con minimo uso di fertilizzanti;

– consente di costruire una filiera agro-energetica in grado di fornire biocarburanti a prezzi equivalenti a 50 US$ a barile e senza nessun incentivo pubblico;

– permette di creare una fonte aggiuntiva di reddito per il settore agricolo, attraverso lo sfruttamento produttivo di terreni marginali.

Tale filiera agro-energetica è in concorrenza con la produzione e l'importazione di oli vegetali di colza, girasole e soia e, quindi, la sua penetrazione nel mercato potrebbe trovare

[5] A partire dal 2012, la sostituzione di materie prime non più compatibili con i criteri di sostenibilità ambientale richiederà la conversione di alcuni impianti di bio-raffinazione esistenti in Italia, con modifiche strutturali spesso importanti.

ostacoli di vario tipo e comunque una vivace concorrenza da parte degli operatori già inseriti nel mercato. Tuttavia, secondo gli operatori di settore[6], il rispetto dei requisiti tecnici stabiliti dalla direttiva 2009/28/CE comporterà una penalizzazione delle tradizionali biomasse (soprattutto di mais, grano, soia e olio di palma) presenti nel mix di materie prime utilizzate per la produzione di biocombustibili, lasciando pertanto un considerevole spazio per le materie prime alternative utilizzate nei biocarburanti di seconda generazione, come la cellulosa (da *Arundo Donax* e le alghe).

Infatti, tra i diversi aspetti sull'uso di questi biocarburanti va esaminato il problema delle emissioni di CO_2 nel loro intero ciclo di vita: dalla produzione della biomassa alla combustione del biocarburante.

Nelle valutazioni di carattere generale va tenuto presente che la direttiva 2009/30/CE sulla qualità dei carburanti utilizzati nei trasporti impone alle raffinerie una riduzione di almeno il 10% delle emissioni di gas ad effetto serra per unità di energia prodotta da conseguirsi entro il 2020.

Secondo gli studi che hanno supportato la direttiva, è realistico supporre che tale target sarà conseguito per almeno il 2% con il ricorso a modifiche o implementazioni degli attuali processi produttivi. È consentito poi, dalla stessa direttiva, il ricorso ai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto per un altro 2%.

Il restante 6% della riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra potrebbe essere, molto probabilmente, ottenuto attraverso il ricorso alla miscelazione di benzine e gasoli con biocarburanti, nella misura che tenga conto degli aspetti economici (costo marginale di riduzione delle emissioni associato alle diverse opzioni di abbattimento) e di quelli più squisitamente tecnico-organizzativi. Tali target potrebbero molto probabilmente stimolare lo sviluppo – non certo semplice – di una nuova filiera agro-energetica basata sui biocarburanti di seconda generazione. Un eventuale successo in questa direzione consentirebbe di rispondere alla sfida dello sviluppo sostenibile con tecnologia e risorse nazionali.

Oltre alle azioni per la programmazione e realizzazione e gestione di tale filiera, è necessaria anche un'azione informativa

[6] Energy Strategy Group, *Biomass Energy Report. Il Business delle Biomasse e dei Biocarburanti nel Sistema Industriale italiano*, giugno 2011.

e di sensibilizzazione soprattutto, ma non solo, del settore agricolo cui vanno illustrati potenzialità e vantaggi di questa filiera.

Dovranno infine essere fatte le opportune verifiche con le case automobilistiche circa l'evoluzione del parco vetture a benzina e a gasolio che ci si attende saranno in circolazione negli anni a venire, in modo da orientare le decisioni di investimento dei produttori di biomasse e di biocarburanti. L'Unione petrolifera ha pubblicato nel 2010 uno studio[7] sulle previsioni della domanda energetica e petrolifera in Italia fino al 2025. In tale studio si riporta una stima del numero di auto a benzina e a gasolio circolanti nel 2020 e 2025 ed i relativi consumi di carburante.

[7] Unione petrolifera, *Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2010-2025*, marzo 2010.

Scheda 13

L'AUTO ELETTRICA

La diffusione dell'auto elettrica è fortemente legata allo sviluppo delle reti elettriche intelligenti.

La generazione di elettricità necessaria per la ricarica delle batterie dell'auto elettrica potrebbe contribuire all'assorbimento di parte dell'eccesso di capacità produttiva esistente nel nostro paese, riducendo così l'incidenza dei costi fissi sulle bollette elettriche.

L'utilizzo di automobili a propulsione elettrica non produce emissioni dal tubo di scappamento, ma comporta comunque emissioni dalle centrali che generano l'elettricità necessaria per la ricarica delle batterie. Il livello di tali emissioni dipende dal mix di fonti di energia (carbone, gas, rinnovabili) usato per la generazione elettrica. Se per ipotesi il 100% dell'elettricità fosse prodotta da fonti di energia rinnovabile, allora l'utilizzo dell'auto elettrica comporterebbe emissioni pressoché nulle.

Oltre ai benefici ambientali netti stimabili sull'intero ciclo di vita ed illustrati più avanti, la circolazione di auto elettriche comporta due importanti miglioramenti della qualità di vita nelle aree urbane:

1) riduzione inquinamento atmosferico: le emissioni in atmosfera di sostanze dannose per la salute umana come polveri sottili, NO_x e SO_x vengono spostate dalle aree urbane (densamente popolate) alle aree rurali (scarsamente popolate) dove sono localizzate le centrali termoelettriche;

2) riduzione inquinamento acustico: la circolazione di auto elettriche comporta una riduzione della rumorosità associata con i motori a combustione interna.

Vi sono tre categorie di auto elettriche:

1) Full Electric Vehicles (Fev): hanno un motore elettrico e batterie per lo stoccaggio di energia. Non hanno motori a combustione interna;

2) Plug-in Hybrid Electric Vehicles (Phev): hanno sia un motore a combustione interna che un motore elettrico, con una batteria che può essere caricata attraverso la rete elettrica;

3) Electric Vehicles with Range Extender (Erev): hanno un motore elettrico ed un motore a combustione interna che può

essere usato per caricare la batteria. La batteria può essere anche caricata attraverso la rete elettrica.

Secondo le previsioni dell'Unione petrolifera[1] il parco autovetture circolanti in Italia salirà dai 32,8 milioni di unità nel 2009 a 33,5 milioni nel 2015, valore intorno al quale si stabilizzerà fino al 2025, anno in cui il numero di auto a benzina si attesterà intorno ai 15,2 milioni di unità e quello di auto a gasolio a 14,3 milioni. La differenza sarà attribuibile alle auto ibride, gpl e metano e alle auto elettriche.

Per l'auto ibrida (dotata cioè di una tecnologia che consente di utilizzare la benzina, il gasolio o il metano per produrre elettricità) è atteso un incremento da 30.000 unità nel 2010 a 550.000 unità nel 2025, mentre più modesta sarà la penetrazione delle auto alimentate da celle a combustibile (circa 10.000 unità al 2025) e le auto elettriche. Per queste ultime, l'Unione petrolifera prevede – in assenza di politiche ambientali addizionali – 10.000 unità nel 2015 e 60.000 unità nel 2025.

Tuttavia, l'Enel sta implementando un ambizioso programma sull'auto elettrica, il quale – nelle più ottimistiche ipotesi di diffusione omogenea e su larga scala delle infrastrutture di ricarica, adozione di un favorevole quadro normativo/regolatorio e di riduzione dei costi delle batterie – aspira a raggiungere un obiettivo di 3,8 milioni di unità al 2020. In assenza di *breakthrough* tecnologici/commerciali e di forti impulsi da parte del legislatore Enel prevede che il parco circolante italiano (elettriche ed ibride ricaricabili) sarà comunque stimabile intorno alle 850.000 unità al 2020.

La diffusione dell'auto elettrica avrebbe dei notevoli vantaggi ambientali. Secondo le stime Enel[2], rispetto all'auto con motore a combustione interna essa comporterebbe dei significativi miglioramenti dell'efficienza energetica complessiva (*well-to-wheels*):

– EV: 0,32 kWh/km;
– Ice: 0,67 kWh/km.

[1] Unione petrolifera, *Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2010-2015*, marzo 2010.

[2] I valori qui di seguito riportati si basano su elaborazioni Enel di dati tratti da *Well-to-Wheels Analysis of Advanced Fuel/Vehicle Systems. A North American Study of Energy Use, Greenhouse Gas Emissions and Criteria Pollutant Emissions*, Argonne National Laboratory, GM. I valori relativi all'efficienza di conversione dal «pozzo alla centrale» sono un'elaborazione Enel su fonte Iea (2008).

Secondo i dati dell'*utility* italiana, l'auto elettrica consentirebbe anche una riduzione complessiva delle emissioni di CO_2 del 46% ed una riduzione delle emissioni di NO_x e particolato pari al 48 e al 75% rispettivamente[3].

Con riferimento alla sola fase del ciclo di vita che riguarda la circolazione delle autovetture (*tank-to-wheel*) i dati della Commissione europea[4] indicano un'efficienza energetica compresa tra il 60 e l'80%, vale a dire circa quattro volte quella delle automobili convenzionali.

BOX 1. *Progetto pilota Enel-Smart per l'e-Mobility*

Enel sta sperimentando l'utilizzo dell'auto elettrica in tre città pilota: Roma, Milano e Pisa.

Si tratta di 100 Smart elettriche e 400 punti di ricarica. Il progetto richiede l'utilizzo di infrastrutture di ricarica intelligente basata sulla tecnologia del contatore elettronico e sulle tecnologie di riconoscimento e comunicazione veicolo/rete, tecnologie su cui Enel è già all'avanguardia a livello europeo. Al fine di accrescere la sostenibilità ambientale del progetto, Enel garantisce la fornitura di energia verde certificata Recs e lo sviluppo di una nuova offerta «Enel Drive».

Enel ha stipulato altri accordi con Renault-Nissan, Piaggio e Poste italiane per promuovere la diffusione dell'auto elettrica.

Nonostante i rilevanti benefici ambientali (dipendenti comunque dal mix energetico del parco centrali per la generazione elettrica), ulteriori sforzi di ricerca sono necessari per superare una delle principali barriere alla diffusione dell'auto elettrica. Prima fra tutte, l'elevato costo delle batterie che, secondo i dati dell'Agenzia europea per l'ambiente (2010)[5] comportano un premio sul prezzo che attualmente varia dai 15.000

[3] *Well-To-Wheels Analysis*. La riduzione di emissioni rispetto ai veicoli con motori a combustione interna è calcolata sull'intero ciclo di vita, dall'estrazione del petrolio alla combustione del carburante all'interno del motore. Ovviamente, tali riduzioni dipendono fortemente dal mix energetico assunto nella generazione elettrica. Questi valori sono stimati sulla base del mix di generazione di Enel Mondo 2009 e assumendo un'efficienza di trasporto su rete elettrica pari al 92%.

[4] European Environment Agency, *The Electric Car. A Green Transport Revolution in the Making?*, 18 gennaio 2010.

[5] *Ibidem*.

TAB. 1. *Evoluzione costi batterie*

Anno	Tipo di batteria (da 20 kWh)	Costo (euro)
2012	Lithium Mn Spinel	12.600
2020	Lithium Mn Spinel	6.380
2020	Silicon Lithium	7.200
2025	Silicon Lithium	3.880
2030	Silicon Li-S	4.200

ai 40.000 euro. Tuttavia, il progresso tecnologico e le economie di scala derivanti da una via via crescente base produttiva potrebbero consentire una riduzione di tale premio a 10.000 euro nel medio periodo e 5.000 euro nel lungo periodo. Per ovviare all'elevato costo delle batterie, in Norvegia è stata ideata una formula di leasing delle batterie tali per cui il produttore del veicolo conserva la proprietà della batteria[6].

Altri importanti ostacoli alla diffusione delle auto elettriche sono rappresentati *a*) dalla limitata autonomia delle batterie (circa 200 km) e *b*) dai relativamente lunghi tempi di ricarica attualmente richiesti (dalle 3 alle 8 ore). Lo sviluppo e la diffusione capillare delle infrastrutture di ricarica eliminerebbe il primo ostacolo. Soluzioni tecnologiche per una più rapida ricarica sono in sviluppo, con prospettive di riduzione dei tempi di scambio a circa 30 minuti.

Un'analisi di impatto sull'auto elettrica condotta nell'aprile 2011 da un consorzio di società di consulenza guidato dall'olandese CE Delft[7] riporta le proiezioni sull'evoluzione dei costi delle batterie per le auto elettriche (tab. 1).

Nonostante il costo d'utilizzo per km sia generalmente più basso di quello dell'auto tradizionale, l'alto costo delle batterie determina, alle condizioni attuali, uno sfavorevole *Total Cost of Ownership* (Tco), cioè il costo di acquisto più i costi complessivi di gestione nell'intero ciclo di vita (incluse tutte le tasse) sono troppo alti rispetto a quelli di un'auto. Secondo lo stesso studio di impatto, il Tco di un Fev al 2020 sarà circa il 30% più alto di quello di un'auto con motore a combustione interna (Ice), per poi scendere a circa il 25% in più nel 2025.

Questa conclusione è ovviamente valida nell'ipotesi in cui non sussista alcuna politica di incentivazione come, ad esempio,

[6] Think City Electric Vehicle Initiative.

[7] CE Delft, Icf International e Eco-Logic, *Impacts of Electric Vehicles*, aprile 2011.

i sussidi all'acquisto sul prezzo di listino, gli sconti sulla tassa di circolazione, il risparmio del pagamento di una eventuale di *Carbon Tax*, ecc. Secondo le simulazioni elaborate da CE Delft, il sussidio all'acquisto che dovrebbe essere concesso nel 2020 per rendere il Tco di un Fev o di un Erev uguale a quello di un'auto Ice, dovrebbe essere compreso tra il 40 ed il 50% del prezzo di listino dell'auto elettrica. Nel caso di un'auto Phev tale sussidio dovrebbe essere di poco inferiore al 20% del prezzo di listino. Tuttavia l'integrazione del sussidio all'acquisto con misure di supporto addizionali (ad esempio, l'esenzione da tasse di circolazione e *Carbon Tax*) renderebbe possibile un minor livello del sussidio stesso.

In linea generale, si riporta qui di seguito un elenco di misure sia dal lato della domanda che dell'offerta necessarie alla diffusione dell'auto elettrica:

– incentivi economici (non solo incentivi pubblici ma anche quelli provenienti dal settore privato come quello assicurativo, con l'applicazione di sconti sui premi per le auto elettriche);

– quadro regolatorio incentivante per i gestori delle infrastrutture;

– semplificazione della regolamentazione in merito alla realizzazione di punti di ricarica privati (per esempio, «diritto alla presa») e facilitazione dell'installazione di colonnine per la ricarica delle batterie presso le reti di distributori o presso i grandi parcheggi delle stazioni ferroviarie, porti ed aeroporti;

– flotte elettriche da parte di istituzioni e aziende di servizio pubblico (per esempio, le Poste italiane o le amministrazioni pubbliche garantiscono una percentuale di auto elettriche nelle proprie flotte);

– sviluppo di tecnologie impiegate dal settore automobilistico (performance e costi delle batterie al litio);

– definizione di standard tecnici a livello europeo per le infrastrutture ed i protocolli di comunicazione;

– supporto del legislatore per lo sviluppo della domanda (per esempio, introduzione della *Carbon Tax* cui sarebbero ovviamente esenti le auto elettriche. Più in generale, contenere l'*early mover's disadvantage*, cioè il rischio associato a chi per primo si muove in un mercato nuovo, attraverso la creazione di un mercato di sbocco iniziale che avvenga con il coinvolgimento di vari settori);

– sostegno alla creazione di una filiera integrata:

• centri di ricerca ed atenei pienamente integrati con il settore industriale (modello tedesco);

- produttori di batterie e componentistica;
- produttori automobilistici;
- centri di design automobilistico (ottimizzazione degli spazi interni e appeal dei modelli);
- produttori delle infrastrutture per la ricarica delle batterie (si deve assicurare omogeneità delle specifiche tecniche);
- settore IT (la ricarica della batteria dovrebbe essere possibile da qualunque colonnina e il consumo elettrico prelevato da ogni punto venire addebitato all'utente il quale è riconosciuto tramite l'utilizzo di una sorta di bancomat).

A conclusione di tale sezione si fa notare che l'Italia si trova in notevole ritardo tecnologico nel settore delle auto elettriche. Molti paesi, europei e non, stanno già investendo ingenti risorse in attività di R&S ed alcune metropoli (Parigi e Londra) si stanno già dotando delle infrastrutture necessarie per la diffusione di tale tecnologia (cioè, delle colonnine per la ricarica). Il Giappone detiene già il più alto numero di brevetti ed il rischio per il nostro paese è quello di aumentare la dipendenza tecnologica dall'estero per l'impossibilità di avere una tecnologia *made in Italy*[8].

[8] È recente la notizia (giugno 2011) che Fiat produrrà a partire dal 2012 la 500 elettrica. Tale vettura sarà il frutto di una *joint venture* tra Fiat-Chrysler, Bosch e Samsung. Si tratta di una tecnologia interamente sviluppata all'estero (Usa e Corea), dalla fase di ricerca e sviluppo alla manifattura. L'unico ruolo dell'Italia sarà quello di offrire uno sbocco di mercato. Volkswagen ha presentato al Salone di Berlino (8 settembre 2011) una *concept car* monoposto a propulsione elettrica, dichiarando l'obiettivo di realizzare il 3% del fatturato al 2018 dalla vendita di auto elettriche. Infine, il 31 agosto 2011 Volvo e Siemens hanno firmato un accordo per lo sviluppo di auto elettriche i cui primi modelli verranno testati già a partire da fine 2011.

Scheda 14

IL RUOLO DELLA *CARBON TAX*

L'Unione europea, come noto, si è assunta l'impegno vincolante di ridurre le emissioni di CO_2 al 2020 di almeno il 20% (su base 2005), con la possibilità di incrementare ulteriormente tale target al 30% nel caso in cui si dimostri un maggiore sforzo internazionale nella lotta ai cambiamenti climatici. L'Italia contribuirà al raggiungimento di questo target con un obiettivo di riduzione delle emissioni del 21% per i settori soggetti all'Emissions Trading System (Ets) e con un obiettivo del 13% per i settori esclusi dall'Ets (trasporti[1], agricoltura e terziario). La riduzione delle emissioni nei settori c.d. non-Ets risulta, allora, cruciale al raggiungimento dell'obiettivo complessivo di riduzione delle emissioni di CO_2.

La *Carbon Tax*, allo stato attuale della normativa vigente a livello europeo, potrebbe pertanto essere applicata soltanto nei settori non-Ets e svolgere un ruolo fondamentale nel perseguimento degli obiettivi europei. Tuttavia, l'UE sta anche valutando l'opzione di introdurre la *Carbon Tax* ad integrazione dell'Ets.

Secondo i dati della Commissione europea[2], il settore dei trasporti in Italia è stato responsabile nel 2007 del 26,8% delle emissioni complessive di CO_2, secondo soltanto al settore energia (33,2% sul totale). Il trasporto su strada ha contato per circa l'80% delle emissioni del settore trasporti. Le emissioni imputabili ai settori residenziale, commerciale/Pubblica amministrazione e agricoltura/pesca sono state rispettivamente pari al 10,4, 4,7 e 1,7%.

Da questi dati emerge in tutta evidenza la necessità di valutare l'applicazione di una *Carbon Tax* in particolare nel settore dei trasporti su strada. Un'ipotesi da sottoporre all'attenzione del *policy maker* potrebbe essere quella di commisurarne il livello alla potenza dei motori a combustione interna, così da indurre uno spostamento nel breve periodo delle preferenze dei con-

[1] Il settore aviazione sarà incluso nell'Ets a partire dal 1° gennaio 2012.

[2] DG Tren, *EU Energy in Figures 2010 – CO_2 Emissions by Sector*, 2010.

sumatori verso i motori di più bassa cilindrata e, quindi, a più basse emissioni (non solo di CO_2 ma anche di polveri sottili).

Un'altra alternativa potrebbe essere quella di includere la *Carbon Tax* nel prezzo di benzina e gasolio (tot euro/litro di carburante acquistato) in modo da determinare un cambiamento delle abitudini degli automobilisti verso stili di vita più sostenibili (aumentare l'utilizzo di mezzi pubblici o del *car-sharing*). Sottolineando che la seconda misura presenterebbe effetti redistributivi regressivi rispetto alla prima, in entrambi i casi, il gettito fiscale creato (si potrebbe pensare di applicare la tassa anche negli altri settori non-Ets) potrebbe essere utilizzato per finanziare una più profonda penetrazione delle tecnologie per l'efficienza energetica nei settori residenziali, commerciali ed industriali. Inoltre, come si vedrà in seguito, l'introduzione di una tale tassa sui motori a combustione interna costituirebbe un incentivo all'acquisto di auto elettriche, ovviamente da accompagnarsi con altre politiche di sostegno come, per esempio, il sussidio all'acquisto sul prezzo di listino[3]. Un tale strumento, oltre ad essere una misura efficace al perseguimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO_2 nel settore non-Ets, avrebbe anche vantaggi addizionali:

– impatto positivo sulla bolletta energetica. Il minor consumo di energia primaria nel settore dei trasporti (per effetto diretto della *Carbon Tax*) e negli altri settori non-Ets (grazie alle risorse finanziarie generate con il gettito della *Carbon Tax*) si tradurrebbe in una riduzione della bolletta energetica, liberando preziose risorse finanziarie per usi alternativi (per esempio, maggiori investimenti in R&S);

– impatto positivo sul prezzo dell'energia pagato dai consumatori finali. Attraverso i minori consumi finali resi possibili da una maggiore penetrazione delle tecnologie per l'efficienza energetica sarebbe possibile soddisfare il target del 17% di consumi finali di energia da fonti rinnovabili con uno sforzo d'investimento complessivo inferiore, dato che al 2020 sarebbe sufficiente una più bassa capacità installata a fonti di energia rinnovabile per onorare l'impegno assunto in sede UE. Ciò significherebbe raggiungere l'obiettivo sulle rinnovabili con un minor impatto sul prezzo dell'energia pagato da imprese e famiglie;

– miglioramento qualità dell'aria. Lo spostamento nel breve periodo verso autovetture meno energivore e modalità di trasporto urbano eco-sostenibili consentirebbe di migliorare

[3] Si veda la Scheda n. 13, *L'auto elettrica*.

la qualità dell'aria soprattutto nelle grandi città, grazie alle più basse emissioni di polveri sottili;

– creazione di un mercato attraente per le imprese italiane specializzate in tecnologie per l'efficienza energetica. Attraverso la creazione di un più favorevole contesto di mercato, le imprese italiane produttrici di tecnologie per l'efficienza energetica potrebbero conseguire economie di scala attraverso le quali accrescere la loro competitività sui mercati internazionali.

Ponendosi in un'ottica temporale di più lungo periodo, si potrebbe pensare all'avvio di un dibattito a livello comunitario circa l'opportunità di sostituire il meccanismo dell'Ets – dove il prezzo della CO_2 è stabilito dalla relazione tra domanda ed offerta di permessi di emissione (c.d. *Emission Unit Allowances*, Eua) e, pertanto, soggetto a forti oscillazioni con il rischio di stabilizzarsi per lunghi periodi a livelli non compatibili con la giusta remunerazione degli investimenti – con l'introduzione di una *Carbon Tax* fissata dal legislatore ad un livello sufficiente a garantire un positivo valore attuale netto degli investimenti nelle tecnologie individuate per la lotta ai cambiamenti climatici.

Con la creazione del Sistema europeo di scambio delle emissioni (Ets), l'UE ha chiaramente optato per uno strumento di internalizzazione delle esternalità negative connesse alle emissioni di CO_2 che fosse determinato dalle forze di mercato, cioè dalla domanda ed offerta di permessi di emissione di CO_2 (Eua), e per questo più flessibile. Dopo aver fissato un tetto massimo al livello ammissibile di emissioni per i settori industriali coinvolti[4], viene affidato alle forze di mercato il compito di raggiungere l'obiettivo fissato per l'insieme dei settori soggetti all'Ets attraverso lo scambio di quote tra gli operatori con un eccesso di permessi e quelli in difetto. Tale approccio, noto anche come *cap and trade* si contrappone ad un approccio di tipo *command and control*, in cui si impone ad ogni operatore un limite tassativo al livello ammissibile di emissioni, oltre al quale scatta il pagamento di una tassa sulle emissioni in eccesso (*Carbon Tax*).

Negli ultimi anni, il prezzo di mercato dei permessi di emissione (Eua)[5], anche a causa delle ripercussioni della crisi economica sulla domanda di energia, è stato caratterizzato da una certa volatilità ed è stato storicamente sempre troppo basso per incoraggiare una significativa penetrazione di tecnologie

[4] Con il Piano nazionale di allocazione, ogni Stato membro definisce la distribuzione dei permessi di emissione tra i vari impianti.

[5] 1 Eua corrisponde ad una tonnellata di CO_2.

low carbon specialmente nel settore termoelettrico. Dato che la possibilità di vendere sul mercato i permessi di emissione in eccesso rispetto a quelli assegnati rappresenta un *cash-flow* sulla base del quale viene determinata la remunerazione richiesta da un investimento, l'instabilità di tale reddito aggiuntivo può spesso fare la differenza nella valutazione finale sulla bancabilità o meno di un investimento[6]. Al contrario, il vantaggio di una *Carbon Tax* sarebbe quello di avere un valore stabile nel tempo, così da dare certezza agli investitori circa l'entità dei costi evitati e, quindi, del risparmio atteso quando si confronta l'opzione di investimento in una tecnologia *low carbon* (per esempio, realizzazione di una centrale termoelettrica con cattura e stoccaggio della CO_2) con quella in una tecnologia convenzionale (centrale termoelettrica senza cattura e stoccaggio della CO_2). È altresì vero, però, che per essere efficace ed efficiente la tassa dovrebbe essere non troppo bassa da scoraggiare l'introduzione di tecnologie *low carbon* e non troppo alta da costituire un freno alla crescita economica.

Infine, la *Carbon Tax* genererebbe, come già discusso all'inizio di questa Scheda, un gettito fiscale (un gettito è generato anche dal meccanismo di vendita all'asta dei permessi di emissione all'interno dell'Ets)[7] che potrebbe andare a finanziare misure di efficienza energetica che consentirebbero di assorbire le emissioni in eccesso rispetto al tetto ammesso per alcuni impianti a carbone o a gas metano. Con riferimento specifico al settore termoelettrico, il gettito generato potrebbe essere usato per cofinanziare gli ingenti investimenti iniziali richiesti per l'installazione *retrofitting* di tecnologie di cattura e stoccaggio della CO_2 sugli impianti a carbone già esistenti o su quelli che hanno comunque già ottenuto l'autorizzazione, aumentandone così la sostenibilità finanziaria.

[6] L'instabilità nel tempo del *cash-flow* generato dalla compravendita di permessi costituisce un elemento di rischio che va ad incrementare il tasso di rendimento minimo richiesto per dare il via libera alla decisione di investimento. Per esempio, nel caso delle tecnologie Ccs, secondo una stima della Deutsche Bank sarebbe necessario un prezzo della CO_2 di 30-35 euro/tCO_2 per compensare gli enormi costi di investimento e di gestione. Tale prezzo medio della CO_2 dovrebbe essere mantenuto costante durante l'intero ciclo di vita dell'investimento!

[7] Secondo la direttiva 2009/29/CE, almeno il 50% di tale gettito dovrebbe finanziare il Fondo Globale per l'Efficienza Energetica e le Energie Rinnovabili (Geeref), il Fondo di Adattamento, attività di R&S e progetti dimostrativi volti all'abbattimento delle emissioni.

Scheda 15

L'ITALIA COME *HUB* EURO-MEDITERRANEO DEL GAS

Come ampiamente illustrato nello studio di dettaglio, il gas riveste e rivestirà per il sistema energetico italiano un ruolo predominante. L'Unione petrolifera (2010) ha stimato che a partire dal 2015 il gas sostituirà il petrolio come principale fonte di energia primaria consumata in Italia. Già oggi circa il 70% della generazione termoelettrica proviene da centrali alimentate a gas (Gse 2010). Tale fonte occuperà un ruolo molto importante anche in Europa, le cui importazioni nette – secondo le previsioni di Snam Rete Gas (2010) – raggiungeranno grossomodo i 450 miliardi di metri cubi nel 2020, cioè circa 140 miliardi di metri cubi in più rispetto al 2009.

Secondo i dati forniti dalla British Petroleum[1] lo stato delle principali riserve di gas da cui attinge il mercato europeo è come indicato nella figura 1.

Alla luce di questi dati – e considerata la posizione geografica strategica dell'Italia – risulta interessante valutare le possibilità per il nostro paese di diventare un *hub* euro-mediterraneo del gas, in grado di ricevere il gas da un ventaglio più allargato di paesi produttori attraverso un minor ricorso alle vincolanti importazioni tramite gasdotto da paesi ad elevato rischio di instabilità politica e sociale. Tale strategia, ovviamente, richiederebbe ulteriori investimenti in infrastrutture aggiuntive per la rigassificazione del Gas naturale liquefatto (Gnl) e per l'interconnessione ai network di trasporto europei del gas. Ciò, oltre ad avere rilevanti ricadute occupazionali e di rafforzamento della sicurezza energetica, consentirebbe all'Italia di riversare una parte della copertura dei costi di investimento e di gestione sui consumatori dei paesi europei, riducendo così l'incidenza dei costi fissi degli impianti di rigassificazione e delle infrastrutture di trasporto sul prezzo del gas pagato dalle imprese e famiglie italiane.

La strategia di sviluppo di Snam Rete Gas, operatore italiano nel trasporto e distribuzione del gas, si muove proprio in

[1] British Petroleum, *Statistical Review of World Energy*, giugno 2010.

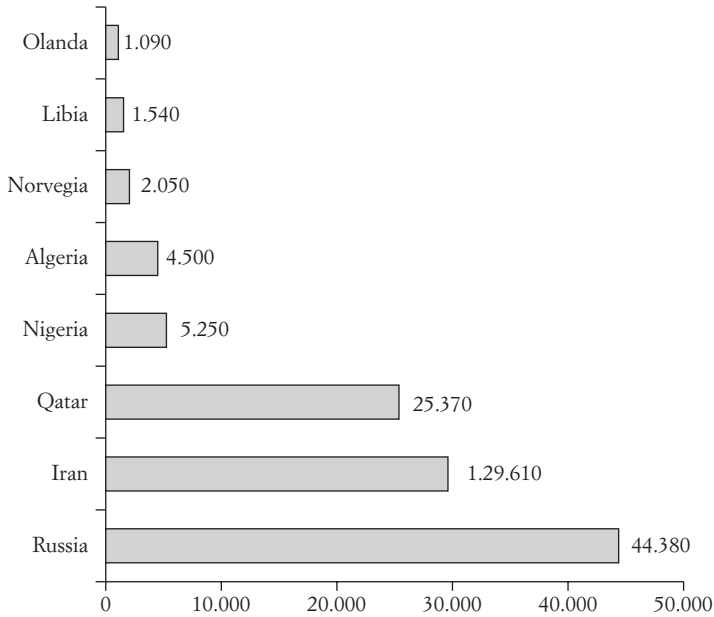


FIG. 1. Riserve di gas offerto in Europa (in miliardi di mc).

Fonte: British Petroleum, *Statistical Review of World Energy*, giugno 2010.

questa direzione, come si evince dalle priorità di investimento che la società stessa si è posta[2]:

– aumentare la capacità di trasporto;

– sviluppare la capacità di *reverse flow* (cioè la capacità di usare una stessa tubatura per trasportare il gas in entrambe le direzioni, a secondo delle esigenze commerciali) per facilitare il trasporto del gas nei mercati europei;

– facilitare le interconnessioni tra le reti di trasporto nazionali;

– facilitare gas *swaps* tra differenti fonti di offerta (cioè aumentare la flessibilità per paese fornitore);

– creare le condizioni per sviluppare un *Southern European hub* del gas.

[2] Snam Rete Gas, *2010 Preliminary Results & Strategy Update*, febbraio 2011.

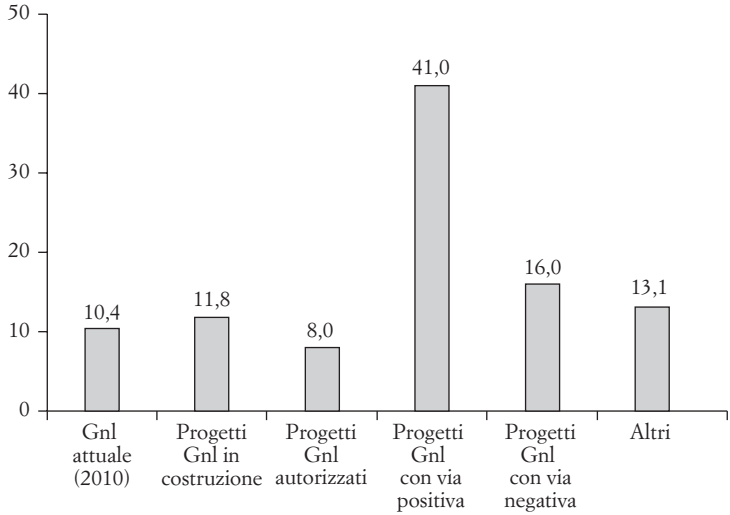


FIG. 2. Situazione italiana terminali Gnl anno 2010 (miliardi di mc/anno).

Fonte: Aeeg, 2011.

Come noto, la realizzazione ed il potenziamento delle infrastrutture necessarie per fare dell'Italia un *hub* euro-mediterraneo del gas trova molteplici ostacoli. A titolo esemplificativo, dal 2004 al 2010 sono stati approvati in Italia i procedimenti per la realizzazione di 11 terminali di rigassificazione, procedimenti per cui la Commissione Valutazione impatto ambientale (Via) ha espresso parere positivo. Ciononostante, per quasi nessuna di queste opere è stata ancora avviata la costruzione.

Dall'elaborazione dei dati forniti dall'Aeeg (2011)[3], la situazione italiana relativa ai progetti Gnl nel marzo 2010 era quella indicata in figura 2.

[3] Per un maggior dettaglio sugli scenari del Gnl e sui progetti in corso si consulti il sito Agi Energia: www.agienergia.it/Notizia.aspx?idd=636&id=39&ante=0.

Scheda 16

IL RUOLO DEL CARBONE NEL MIX ENERGETICO NAZIONALE

Il World Energy Council (Wec)[1] prevede che la generazione di elettricità nel mondo sarà basata sul carbone e, nel medio termine, sulle tecnologie del carbone pulito. Cina e India avranno un massiccio incremento della generazione elettrica, contando sugli enormi giacimenti di carbone disponibili all'interno dei loro rispettivi territori e in Mongolia, Australia, Indonesia, Russia e Mozambico. Secondo il Wec, l'accesso al gas naturale sarà la principale determinante nella definizione del mix energetico ottimale di ogni paese ed è pertanto altamente probabile che la generazione di elettricità da gas naturale sarà limitata nella sua estensione regionale e geografica.

Alla luce del disastro di Fukushima, il nucleare occuperà un ruolo meno rilevante rispetto a quello previsto in molti paesi prima del cataclisma e la ripresa di programmi di rilancio del carbone in Nord America e Europa favoriranno il passaggio evolutivo da centrali a polverino con tecnologia del boiler di tipo sub-critico, critico e super-critico per poi culminare nello sviluppo e diffusione di tecnologie ancora più avanzate e pulite come l'Integrated Gasification Combined Cycle (Igcc).

Visti gli esiti del referendum di giugno 2011, il nucleare non costituirà più un'opzione all'interno del mix energetico del nostro paese, lasciando un vuoto (25% della generazione elettrica) che non potrà essere realisticamente colmato ricorrendo interamente alle fonti di energia rinnovabili. Ciò pone un problema sia in termini di sicurezza energetica (in quanto il mix energetico non potrà essere troppo sbilanciato sul gas) che di riduzione delle emissioni di CO_2 (le emissioni di CO_2 equivalenti durante l'intero ciclo di vita di una centrale turbogas a ciclo combinato sono nell'ordine di 420 kg CO_2/MWh, mentre quelle di una centrale a carbone sono di 820 kg CO_2/MWh).

L'Italia, con una percentuale di circa il 51% di gas naturale all'interno del mix di fonti di energia usate per la produzione elettrica complessiva (rinnovabili incluse), costituisce una vera e

[1] Wec, *Deciding the Future: Energy Policy Scenarios to 2050*, 2007.

propria anomalia all'interno dei paesi UE, dove il gas occupa in media una quota del 22%. In Francia esso occupa una quota del 5%, in Germania del 13% e in Spagna del 36%. L'Italia ha una produzione elettrica da carbone pari al 13 contro il 28% della media UE ed il conseguimento di un più equilibrato mix energetico con il ricorso, ove possibile, al «carbone pulito» consentirebbe di diversificare le fonti di approvvigionamento riducendo il ricorso al gas metano, con cui la tecnologia del carbone pulito è in chiara concorrenza sotto il profilo economico.

In Italia, come effetto combinato del processo di liberalizzazione del mercato elettrico e della politica degli incentivi che ha distorto i prezzi, si è accumulata una potenza termoelettrica di circa 80 GW installati (in prevalenza turbogas a ciclo combinato) sproporzionata rispetto al suo fabbisogno energetico reale e tale da garantire – con il supporto delle importazioni – il soddisfacimento della domanda del nostro paese fino al 2030.

Si stima che tra il 2010 ed il 2030 verrà eliminata potenza installata disponibile per circa 15 GW (sia per motivi ambientali[2] che per obsolescenza tecnica). Sarà quindi necessario recuperare circa 8-10 GW di nuova potenza termoelettrica da realizzare entro il 2030. Per un corretto mix energetico almeno 8 GW dovrebbero essere alimentati a carbone, con impianti ad efficienza superiore al 45%[3]. Come già notato, l'eventuale installazione di tecnologie Ccs per l'abbattimento delle emissioni di CO_2 associate, comporterebbe un'impennata nel consumo di combustibili fossili – dato il maggior consumo di energia per la cattura ed il trasporto della CO_2 – e costi di abbattimento delle emissioni troppo elevati, almeno finché non si ottengano

[2] La nuova direttiva europea sulle emissioni industriali (nota come direttiva Ied) impone alle centrali termoelettriche limiti più severi per i valori delle emissioni. Se l'adeguamento ai nuovi vincoli non è tecnicamente o economicamente fattibile, per gli impianti più vecchi è possibile ottenere una esenzione dagli obblighi purché a partire dal 2016 l'impianto dichiari di lavorare per non più di 17.500 ore e di chiudere comunque nel 2023.

[3] Secondo dati della Commissione europea l'efficienza netta di una centrale termoelettrica a polverino (Pulverized Coal Combustion) è del 47% senza Ccs e 37% con Ccs (con le prime tecnologie di cattura al 2015). La più recente tecnologia Igcc ha un'efficienza netta già oggi del 45% senza Ccs e 37% con Ccs (con le prime tecnologie di cattura al 2015). Tale tecnologia è molto più giovane del Pulverized Coal Combustion e promette, con l'aumentare della capacità installata, di migliorare ulteriormente i livelli di efficienza.

significativi abbattimenti dei costi. Si stima che la sostenibilità economica di una centrale dotata di Ccs richiederebbe – allo stato attuale delle conoscenze tecnologiche – un prezzo della CO_2 di almeno 30-35 euro/tCO_2. Occorrerebbe allora trovare per il medio periodo una via alternativa e meno costosa per compensare le maggiori emissioni legate alla combustione del carbone per la generazione termoelettrica. Per esempio, si potrebbe prevedere l'obbligo di finanziare una riduzione equivalente delle emissioni in altri settori (per esempio, trasporti, efficientamento energetico, ecc.) secondo i criteri di efficienza (euro/tCO_2 ridotta).

Un ulteriore incremento della quota di gas all'interno del mix di produzione termoelettrica significherebbe un peggioramento della sicurezza degli approvvigionamenti energetici, a meno che non si investano cospicue risorse per la realizzazione di altri rigassificatori[4]. Tuttavia, un eventuale programma di potenziamento delle infrastrutture di rigassificazione sembra configgere con una strategia incentrata invece sulla realizzazione di nuovi gasdotti con enorme capacità di trasporto.

Nonostante l'inevitabile aumento del consumo di gas naturale per la generazione termoelettrica, si ritiene che il carbone debba occupare in Italia – per un più equilibrato mix energetico – una quota superiore rispetto a quella attuale (circa il 13%). L'utilizzo di tale combustibile, disponibile in enormi quantità in molti paesi politicamente stabili, risulta essere economicamente vantaggioso. Infatti, nonostante i più bassi costi di investimento e di gestione e manutenzione annuali, il costo di generazione di energia elettrica attraverso una centrale termoelettrica Ccgt (ciclo combinato con turbina a gas) è circa il 20% più alto rispetto a quello di una centrale moderna a carbone[5]. Ciò è fondamentalmente spiegabile dalla diversa durata di vita degli impianti (circa 25 anni per il Ccgt e 40 anni per il Pcc, Pulverized Coal Combustion).

In termini di contenuto energetico, il carbone è oggi ancora più economico del gas naturale il cui prezzo, come noto, è positivamente correlato con quello del petrolio. Tuttavia, eventuali sviluppi nello sfruttamento degli enormi giacimenti di *shale gas*

[4] Si veda la Scheda n. 15.

[5] Secondo le proiezioni della Commissione europea tale differenza tenderà ad essere annullata a partire dal 2020 nello scenario di prezzo moderato del petrolio moderato. Tale differenziale continuerà invece a permanere nello scenario di prezzo elevato del petrolio.

negli Usa potrebbero consentire al prezzo del gas naturale di sganciarsi definitivamente da quello del petrolio, con l'effetto finale di una significativa riduzione del prezzo del gas naturale.

In questo scenario la competitività del prezzo del carbone dipenderà molto dalla sua disponibilità sui mercati internazionali. Infatti, un aumento della domanda internazionale di carbone (tanto più alta quanto maggiore sarà il ricorso alle tecnologie di cattura e stoccaggio della CO_2, una volta competitive) potrebbe non essere tempestivamente accompagnato da un incremento della capacità produttiva. Alcuni analisti ritengono che nei prossimi anni la crescita industriale dell'India potrebbe rendere sempre più aspra la competizione con la Cina per l'accesso alle riserve internazionali di carbone, spingendone i prezzi verso l'alto.

Scheda 17

IL PATTO DEI COMUNI

Il Patto dei Comuni, noto anche come *Covenant of Mayors*, è una iniziativa su base volontaria con cui le città europee si impegnano a ridurre le emissioni di CO_2 almeno del 20% attraverso politiche e misure a livello locale definite all'interno di un Piano d'azione per l'energia sostenibile (Paes). Tale iniziativa pone in diretto contatto le piccole e grandi città europee con la Commissione europea e la Banca europea degli investimenti (Bei) senza passare per l'intermediazione di Stato o Regioni. I progetti finanziabili devono essere volti alla riduzione delle emissioni di CO_2 e possono variare da interventi di urbanistica (miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici, mobilità sostenibile, ecc.) a rimboschimenti, a investimenti in fonti rinnovabili.

Il Comune deve presentare direttamente il progetto alla Commissione europea. In caso di valutazione positiva, la Bei fornisce un finanziamento agevolato, a tasso prossimo allo zero, restituibile dopo venti anni. Si tratta pertanto di uno strumento comunitario molto vantaggioso.

In un periodo di pesanti tagli dei trasferimenti agli Enti locali, il *Covenant of Mayors* offrirebbe ai Comuni italiani non solo la possibilità di rimpinguare le proprie casse, ma anche un'attraente opportunità per rilanciare l'economia locale e creare occupazione, ridurre la bolletta energetica dei Comuni, migliorare la qualità di vita nei centri urbani. Per esempio, i Comuni potrebbero conseguire risparmi sulla propria bolletta energetica installando pannelli solari sui propri edifici o ricorrendo ad interventi di efficientamento energetico, diventare produttori di energia e dotarsi di una nuova fonte di reddito cedendo elettricità alla rete grazie all'installazione di impianti a fonti rinnovabili nei terreni comunali che spesso restano inutilizzati.

Tuttavia, sono ancora pochi i Comuni italiani che hanno usufruito di tali fondi. Il principale ostacolo è rappresentato dal fatto che la Bei finanzia i progetti ma non gli studi di fattibilità necessari per presentare i progetti stessi ed i Comuni italiani non dispongono delle risorse finanziarie richieste per redigere tali studi, oltre a non disporre molto spesso nemmeno delle

competenze tecniche e specializzazioni interne. Tuttavia, per il finanziamento degli studi preliminari la Commissione europea ha previsto uno stanziamento a fondo perduto di 10 miliardi di euro presso le Regioni, le quali però non lo sbloccano. Per esempio, la Regione Sicilia ha ricevuto dall'UE 820 milioni di euro per investimenti in fonti di energia rinnovabili che potrebbero essere messi a disposizione dei 380 Comuni siciliani per finanziare gli studi preliminari di fattibilità. Tuttavia, sussistono lungaggini burocratiche per cui bisogna dotarsi prima del Piano energetico nazionale, poi di quello regionale ed infine stabilire i criteri su come utilizzare i fondi europei. Un iter di per sé corretto, in quanto incorpora elementi di pianificazione fondamentali per il coordinamento degli investimenti in infrastrutture energetiche, ma pur sempre eccessivamente lungo. La conseguenza è che nel frattempo i Comuni italiani rischiano di perdere l'accesso a tali finanziamenti, i quali vengono dirottati verso quegli Stati membri più veloci ed efficienti nell'utilizzare le risorse messe a disposizione dall'Europa.

Alla luce di questi fatti, possono essere avanzate le seguenti proposte di intervento:

a) adoperarsi a livello comunitario affinché la Bei finanzi direttamente non solo i progetti, ma anche gli studi preliminari senza passare per l'intermediazione delle Regioni. Questa procedura dovrebbe essere incoraggiata per tutti gli interventi di efficientamento energetico e mobilità sostenibile, per i quali l'adozione preliminare di un Piano energetico regionale non è una condizione necessaria. Per gli investimenti in Fer, al contrario, il discorso diviene più complesso, in quanto il coordinamento con il Piano energetico nazionale e quello regionale è invece opportuno ed auspicabile;

b) supportare la dotazione presso i Comuni italiani di quelle competenze e specializzazioni interne necessarie allo sviluppo di studi preliminari da sottoporre alla Commissione europea per il finanziamento di progetti di riduzione delle emissioni di CO_2.

Va infine sottolineato che, dato che i progetti sono cofinanziati dalla Bei, è richiesto l'impegno di risorse finanziarie da parte dei proponenti di progetto, cioè i Comuni. I tagli dei trasferimenti agli Enti locali costituiscono, quindi, un ulteriore ostacolo alla partecipazione attiva dei Comuni, dato che sono veramente scarse le risorse rese disponibili dai loro bilanci. Strumenti di finanziamento innovativi che prevedano partenariati pubblico-privati potrebbero offrire una soluzione per l'accesso a tali finanziamenti.

Scheda 18

NOVITÀ INTRODOTTE CON IL IV CONTO ENERGIA FV E IL D.LGS. 3 MARZO 2011

Il Conto energia FV è un provvedimento ministeriale che definisce gli strumenti e le modalità di incentivazione del fotovoltaico.

Il IV Conto energia è stato firmato il 6 maggio 2011 da Mse e Mattm e pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 12 maggio 2011.

Esso mantiene le stesse classi di potenza del III Conto energia FV e la ripartizione degli impianti convenzionali tra impianti su edifici ed altri impianti.

Le novità introdotte rispetto al precedente sistema di incentivazione sono le seguenti:

1) riduzione del livello delle tariffe: esse riflettono l'evoluzione verso il basso dei prezzi di mercato dei moduli fotovoltaici resi possibili da miglioramenti tecnologici ed allargamento della base produttiva;

2) introduzione di un tetto di spesa (6-7 miliardi per il periodo 2011-2016, pari a 23 GW di potenza incentivabili) all'interno del quale sono state definite ulteriori soglie di spesa semestrali (per esempio, 300 milioni per il secondo semestre 2011);

3) dal 2013 la tariffa *feed-in premium* verrà sostituita da una tariffa onnicomprensiva. Cioè, per la vendita alla rete si stabilisce una tariffa inclusiva di incentivo e prezzo dell'elettricità;

4) dal 2013 saranno applicate tariffe specifiche per l'autoconsumo (diverse dalla onnicomprensiva);

5) cumulabilità degli incentivi: condizioni di favore sono previste per scuole pubbliche e paritarie. È possibile infatti cumulare l'incentivo del Conto energia con contributi in conto capitale fino al 60% del costo di investimento in impianti fotovoltaici;

6) non cumulabilità incentivi con detrazioni fiscali: non è possibile usufruire del Conto energia e delle detrazioni fiscali (per esempio, quegli interventi di efficientamento energetico degli edifici che prevedono l'installazione di pannelli fotovoltaici). A secondo di quanto si riducono i consumi energetici,

la maggiorazione della tariffa di incentivazione del FV può arrivare fino a +30%. Ma se si opta per questo incentivo (cioè, il premio alla tariffa Conto energia) si perde il diritto alla detrazione fiscale del 55%, o l'uno o l'altro;

7) introduzione di un premio del 5% alla tariffa incentivante per gli impianti realizzati in Comuni con meno di 5.000 abitanti o per gli impianti a terra su aree industriali dismesse, discariche, cave esaurite, ecc.

8) introduzione di un premio di 0,05 euro/kWh per impianti che vanno a sostituire coperture in eternit;

9) introduzione di un premio del 10% per quegli impianti il cui costo di investimento – costo del lavoro escluso – è per almeno il 60% riconducibile a produzione realizzata all'interno dell'UE;

10) introduzione di tariffe più generose e di diverse classi di potenza per impianti fino a 5 MW integrati e con caratteristiche innovative: per tutto il 2011 gli impianti di questo tipo e di potenza inferiore ai 20 kW hanno diritto ad un incentivo di 0,43 euro/kWh;

11) introduzione di tariffe più generose per impianti FV a concentrazione (potenza inferiore ai 5 MW). Non possono beneficiarne le persone fisiche;

12) ancora da stabilire con un nuovo decreto: *a*) modalità di individuazione di impianti fotovoltaici con innovazione; *b*) definizione delle tariffe speciali per impianti FV con innovazione.

Si fa notare che il IV Conto energia è successivo al d.lgs. del 3 marzo 2011 di *Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*.

Tale decreto prevede importanti cambiamenti in materia di regime di incentivazione delle Fer. Di particolare importanza gli articoli 12, *Misure di semplificazione* e 24, *Meccanismi di incentivazione*:

1) «Entro il 31 dicembre 2012, il Mse di concerto con il Mattm e con il ministro della Semplificazione (...) si provvede al riordino degli oneri economici e finanziari e delle diverse forme di garanzia richiesti per l'autorizzazione, la connessione, la costruzione, l'esercizio degli impianti da fonti rinnovabili e il rilascio degli incentivi ai medesimi impianti (...)». Il riordino è effettuato sulla base di criteri (vedi lettere da *a*) ad *h*) del comma 3 dell'articolo 12 relativo alle *Misure di semplificazione*)

volti al coordinamento ed unificazione degli oneri e delle garanzie, proporzionalità e razionalizzazione del sistema di oneri e garanzie, ecc.;

2) per gli impianti FV con moduli collocati a terra in aree agricole, l'accesso agli incentivi statali è consentito sotto le seguenti condizioni (escluso il caso di terreni abbandonati da almeno cinque anni):

a) la potenza nominale di ciascun impianto non è superiore a 1 MW e, nel caso di terreni appartenenti allo stesso proprietario, gli impianti devono essere collocati ad una distanza di almeno 2 km;

b) non deve essere destinata all'installazione di impianti fotovoltaici più del 10% della superficie del terreno agricolo nella disponibilità del proponente;

3) l'incentivo assegnato all'energia prodotta da impianti solari fotovoltaici è più alto per gli impianti Csp e tiene conto del maggior rapporto tra energia prodotta e superficie utilizzata;

4) per gli impianti di potenza nominale superiore ai 5 MW elettrici è prevista la diversificazione dell'incentivo per fonte e per scaglioni di potenza;

5) sostituzione a partire dal 2015 del meccanismo di incentivazione dei CV con meccanismo di aste al ribasso gestite dal Gse. Le procedure d'asta prevedono un valore minimo dell'incentivo determinato tenendo conto delle esigenze di rientro degli investimenti effettuati;

6) l'Aeeg definisce prezzi minimi garantiti per la produzione da impianti Fer che continuano ad essere eserciti in assenza di incentivi e per i quali la salvaguardia della produzione non è assicurata dalla partecipazione al mercato elettrico.

Va infine sottolineato che al fine di sostenere il perseguimento degli obiettivi in materia di quota di Fer sui consumi finali, il decreto prevede che il Ministero dello Sviluppo Economico individui – senza nuovi o maggiori oneri a carico del bilancio dello Stato – misure per il sostegno finanziario all'innovazione tecnologica e ai progetti di sviluppo sperimentale sia in materia di Fer (in particolare, fotovoltaico ad alta concentrazione) che di efficienza energetica. Tali attività dovranno essere finanziate attraverso un fondo istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico e dovrà essere alimentato dal gettito delle tariffe elettriche e del gas.

Scheda 19

ELENCO DOCUMENTI RICHIESTI DA GSE

Qui di seguito è riportato in modo schematico l'iter amministrativo richiesto per un impianto solare da 4,1 kW, tipo integrato, effettuato da un privato su tetto, completato entro il 31 dicembre 2010, per il quale il Gse al 5 luglio 2011 non aveva ancora inviato lo schema di Convenzione. Esso rappresenta un tipico esempio della complessità burocratico-amministrativa che spesso accompagna la realizzazione di impianti alimentati a Fer:

1) comunicazione di fine lavori per richiesta di accesso ai benefici della legge 129/2010 con allegato documento di identità;
2) conclusione dei lavori asseverata;
3) richiesta di concessione tariffe incentivanti;
4) dichiarazione sostitutiva atto di notorietà con allegato documento;
5) scheda tecnica finale dell'impianto;
6) relazione tecnica generale;
7) schemi elettrici di sistema;
8) disegni planimetrici;
9) elaborati grafici di dettaglio;
10) 5 foto impianto;
11) elenco moduli fotovoltaici (con numero matricola di ciascun modulo);
12) elenco convertitori (con numero matricola di ciascun modulo);
13) certificato di collaudo firmato da tecnico abilitato;
14) dichiarazione proprietà immobile (o altro);
15) permesso di costruire (autorizzazione alla costruzione dell'impianto);
16) richiesta di connessione impianto fotovoltaico fatta ad Enel;
17) comunicazione codice Pod dell'Enel;
18) verbale installazione contatori;
19) codice Censimp.

Prima della comunicazione occorre quindi registrarsi al sito Terna e farsi assegnare il codice Censimp.

Ai suddetti documenti vanno aggiunti quelli che l'Enel richiede per poter allacciare l'impianto fotovoltaico:

– prima richiesta ad Enel (o altra società distribuzione) di allaccio impianto FV;

– segue comunicazione Enel del preventivo successiva ad una ispezione sul posto e valutazione lavori.

Successivamente all'accettazione da parte Enel della richiesta occorre fornire la *Lettera di accettazione del preventivo con allegati*:

– copia bonifico bancario di pagamento preventivo;

– comunicazione di completamento dei lavori con allegati:

a) scheda di informazione rischi specifici, Allegato H;

b) attestazione rilasciata da Terna relativa all'assegnazione del codice Censimp.

Successivamente, alla fine dei lavori occorre inviare la seguente documentazione di completamento:

1) dichiarazione sostitutiva atto di notorietà (art. 2.3, Allegato B, Delib. Arg/Tel n. 125);

2) dichiarazione sostitutiva atto di notorietà (comunicazione fine lavori) con allegati:

a) scheda informazione rischi;

b) attestazione Terna Censimp;

c) schema elettrico impianto.

3) regolamento di esercizio con allegati:

a) dichiarazione conformità dell'impianto elettrico di generazione ai sensi della legislazione vigente;

b) schema elettrico;

c) dichiarazione di verifica del sistema di protezione firmata da tecnico abilitato;

4) dichiarazione di conformità dell'impianto alla regola d'arte sottoscritta da impresa abilitata con allegati:

a) certificato camerale;

b) progetto impianto;

c) schema elettrico;

d) fotocopia documento riconoscimento richiedente;

e) copia certificato riconoscimento requisiti tecnico-professionali.

Scheda 20

L'ABBANDONO DELL'OPZIONE NUCLEARE ALL'INTERNO DEL MIX ENERGETICO: LE IMPLICAZIONI PER LA POLITICA ENERGETICA ED INDUSTRIALE

La strategia energetica nazionale ha come obiettivo specifico quello di soddisfare la domanda di energia sotto un insieme di vincoli, parte imposti dal contesto internazionale – e, quindi, esogeni (riduzione delle emissioni di CO_2) – e parte espressione di scelte politiche ben definite (garantire la sicurezza energetica, proteggere e rafforzare la competitività delle imprese ed il benessere delle famiglie) – e, quindi, endogeni.

Prima che gli esiti del referendum del giugno 2011 sul nucleare ponessero definitivamente fine al nucleare come opzione tecnologica per la generazione di energia elettrica, la strategia energetica italiana puntava a raggiungere il seguente mix tecnologico nella generazione di elettricità:

– combustibili fossili: 50%;
– Fonti di energia rinnovabile (Fer): 25%;
– energia nucleare: 25%.

La strategia energetica del nostro paese va quindi ridefinita sulla base del nuovo scenario delineatosi. Il ricorso al nucleare – per quanto costosa possa risultare tale tecnologia – avrebbe consentito di soddisfare la domanda di energia del nostro paese senza comportare maggiori emissioni di CO_2 e senza aumentare la dipendenza energetica da paesi ad alto rischio. Tuttavia, va sottolineato che, secondo gli analisti[1], il nostro paese ha di fronte 10-15 anni di domanda piatta e già oggi sussiste un surplus di generazione elettrica[2], per cui ogni incremento ad oggi della capacità di generazione elettrica (sia da fonti fossili che rinnovabili) sarebbe un vero e proprio spreco di risorse. Per-

[1] Si vedano le relazioni di A. Clò e I. Faiella nella seconda parte di questo Rapporto.

[2] Per le ragioni ampiamente discusse nel recente studio Iefe-Bocconi sulle liberalizzazioni del mercato elettrico, l'Italia ha accumulato una potenza termoelettrica sproporzionata rispetto al suo fabbisogno energetico reale e tale da garantire – con il supporto delle importazioni – il soddisfacimento della domanda del nostro paese fino al 2030.

tanto, la fuoriuscita dell'opzione nucleare non pone di fronte ad alcun problema di scarsità dell'offerta nell'arco di questo periodo. Il vuoto lasciato dal nucleare potrebbe rappresentare invece un problema nel lungo periodo (post 2020), nell'ipotesi in cui l'Europa opti per l'introduzione di vincoli ancora più stringenti sulle emissioni di CO_2 e nell'assunzione che l'economia e la domanda ritornino a crescere in Europa e soprattutto in Italia a tassi tali da giustificare incrementi di capacità produttiva. In questo scenario, allora, appare legittimo interrogarsi sulla capacità reale del nostro paese di coprire con le Fer la quota originariamente prevista per il nucleare all'interno del mix di fonti per la generazione elettrica o se sia invece più opportuno prevedere un diverso bilanciamento delle diverse fonti di energia (gas, carbone e Fer)[3].

Con l'Europa ci siamo presi l'impegno di soddisfare il 17% dei consumi finali di energia (tutti gli usi finali, non solo elettricità) al 2020 con Fer[4]. Questo è un obiettivo vincolante per l'Italia. Spetta poi al decisore politico di individuare la combinazione più vantaggiosa tra rinnovabili elettriche (Fer-E) e termiche (Fer-T).

Una volta sfruttato il potenziale di miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, la domanda finale di energia dovrà essere soddisfatta dai combustibili fossili (gas, carbone e petrolio) e dalle Fer. Naturalmente, tanto più bassi saranno i consumi finali di energia, tanto più contenute saranno le importazioni di combustibili fossili – con impatti positivi sulla bilancia commerciale e la bolletta energetica – e tanto più bassi saranno gli sforzi finanziari necessari per raggiungere il target del 17% di consumi finali di energia soddisfatti da Fer.

[3] A tale riguardo, si fa notare che uno dei principali ostacoli tecnologici alla diffusione delle Fer – allo stato attuale delle conoscenze scientifiche – è rappresentato dall'irregolarità della produzione di energia da fonti rinnovabili e dal fatto che essa non può essere controllata e gestita, dato che la producibilità dipende da fattori atmosferici non controllabili dall'uomo (per esempio, il vento non c'è sempre e quando c'è non è sempre costante, il sole non brilla tutti giorni e quando brilla non sempre con la stessa intensità, e così via). Avanzamenti tecnologici sono pertanto necessari per individuare soluzioni efficienti di stoccaggio dell'energia prodotta.

[4] Come illustrato più avanti, il Piano di azione nazionale sulle energie rinnovabili prevede di onorare l'impegno preso con l'UE aumentando il consumo finale di energia prodotta da Fer a 22,6 Mtep, di cui quasi il 38% energia elettrica.

Il nostro parco termoelettrico è già oggi notevolmente sbilanciato sul gas naturale (nel 2009 circa il 70% del termoelettrico era costituito da gas), il quale, molto probabilmente, continuerà a rivestire un ruolo dominante anche nel futuro. È necessario allora porsi il problema della rigidità del nostro sistema di approvvigionamento di gas, pesantemente legato a contratti di fornitura di lungo periodo (30 anni) tramite gasdotti che partono da paesi fornitori ad alto rischio politico, ponendo così una questione di sicurezza energetica degli approvvigionamenti. La costruzione di nuovi rigassificatori, oltre a permettere di cogliere le opportunità sui mercati spot del gas non appena esse si rendono disponibili, consentirebbe una maggiore diversificazione delle forniture e, quindi, una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti. Pur tuttavia, si tratta di infrastrutture energetiche costose e ad elevato impatto ambientale, quindi, di non immediata realizzazione.

Alla luce di questo nuovo contesto, non pare irrealistico prevedere una crescita del ruolo del carbone all'interno del mix di generazione termoelettrica. Nonostante tale combustibile sia più economico del gas, sia disponibile in grandi quantità in molti paesi politicamente stabili ed affidabili e nonostante i notevoli progressi nella riduzione delle emissioni resi possibili dall'innovazione tecnologica (le nuove tecnologie del «carbone pulito» garantiscono ormai un'efficienza del 45%), esso ancora comporta un maggior livello di emissioni di CO_2 per kWh rispetto al gas naturale. Le tecnologie di cattura e stoccaggio della CO_2 (Ccs) non rappresentano ancora una soluzione economicamente competitiva, dato che – allo stato attuale della tecnologia – la sostenibilità economica di una centrale dotata di Ccs richiederebbe un prezzo della CO_2 di almeno 30-35 euro/tCO_2.

Infine, va tenuto presente che la politica energetica è funzionale allo sviluppo e alla crescita del c.d. sistema paese, pertanto essa dovrebbe essere definita all'interno di una più ampia politica industriale a cui la politica energetica deve essere sinergica, contribuendo così al perseguimento dell'obiettivo generale di rilancio dell'attività produttiva e dell'occupazione nel nostro paese. Il parere degli esperti consultati da *italiadecide* sembra convergere sulla posizione che la strategia di lotta ai cambiamenti climatici debba essere definita in modo da creare un'opportunità di crescita economica, attraverso l'implementazione di misure politiche che indirizzino l'attività di ricerca, di innovazione e sviluppo tecnologico soprattutto verso quei settori dove il virtuoso connubio tra tessuto produttivo e ricerca con-

feriscono all'Italia una posizione di eccellenza tecnologica, con forti potenziali di crescita. Sulla base dei contributi forniti dagli esperti del settore[5], emerge che le aree di ricerca in cui l'Italia offre le maggiori potenzialità sono:

– le tecnologie per l'efficienza energetica;

– la filiera integrata della biochimica (per la produzione di biocombustibili);

– le *smart grids* (cruciali per la diffusione delle Fer e per la diffusione dell'auto elettrica);

– il solare termodinamico a concentrazione, anche noto come *Concentrating Solar Power* (si veda il progetto del consorzio Archimede);

– il carbone pulito e la Ccs;

– il solare fotovoltaico-termico, con generazione simultanea di energia elettrica e termica (Enea riporta livelli di efficienza considerevolmente più alti di quelli associati ai pannelli fotovoltaici tradizionali, grazie proprio al recupero dell'energia termica altrimenti dispersa col FV tradizionale).

Naturalmente, ciò non esclude il fatto che una lungimirante strategia energetica debba puntare a garantire una presenza della ricerca italiana in tutte le tecnologie energetiche a più alto tasso di innovazione, incluso il nucleare[6], settore in cui l'Italia dispone di realtà imprenditoriali di spicco, soprattutto nel nucleare di IV generazione[7]. Infine, andrebbe riservata particolare cura alla formazione ed all'aggiornamento delle professionalità in tema di sicurezza nucleare[8].

È stato ampiamente sottolineato il fatto che la strategia energetica dovrebbe essere calata all'interno di una più ampia

[5] Si legga la relazione di G. Zollino nella seconda parte di questo Rapporto.

[6] Così Francesco Profumo, allora rettore del Politecnico di Torino, e Alberto Clò, professore ordinario di Economia applicata, Facoltà di Economia, Università di Bologna, nel corso della Conferenza d'impostazione del Rapporto 2011: *Il governo dell'energia per lo sviluppo del paese*, in data 11 aprile 2011.

[7] Così Luigi De Vecchis, presidente di Fare Nucleare, nel corso della Conferenza d'impostazione del Rapporto 2011: *Il governo dell'energia per lo sviluppo del paese*, in data 11 aprile 2011.

[8] Così Marco Enrico Ricotti, professore ordinario di Impianti nucleari, Dipartimento di Energia, Politecnico di Milano, e Alberto Clò, professore ordinario di Economia applicata, Facoltà di Economia, Università di Bologna, nel corso della Conferenza d'impostazione del Rapporto 2011: *Il governo dell'energia per lo sviluppo del paese*, in data 11 aprile 2011.

politica industriale di rilancio della produzione e dell'occupazione. Dalla metà degli anni '70 ad oggi il processo di globalizzazione dell'economia ha comportato una progressiva delocalizzazione dell'industria manifatturiera dai paesi industrializzati verso quelli emergenti (Cina *in primis*), dove i costi di produzione erano e sono notevolmente più competitivi. Ciò ha determinato una progressiva riduzione del peso dell'industria manifatturiera nei principali paesi industrializzati. Tuttavia, la riduzione del peso del settore manifatturiero ha fatto emergere negli ultimi anni i suoi effetti negativi sulla crescita economica di un paese, in quanto lo sviluppo di tale comparto stimola la crescita dell'attività di R&S, l'innovazione di prodotto e di processo e la creazione di *expertise*. Puntare al rilancio della produzione manifatturiera però richiede la soluzione del problema della fornitura dell'energia necessaria a prezzi competitivi, a dimostrazione delle forti sinergie esistenti tra politica industriale e politica energetica.

Stati Uniti, Regno Unito, Francia e Germania lo hanno capito e si stanno mobilitando per identificare misure politiche per invertire la tendenza alla contrazione di tale comparto industriale. Questi paesi stanno cercando di rilanciare il settore e di riportare molte produzioni all'interno dei confini nazionali come risposta alla profonda crisi economica ed occupazionale[9]. L'Italia sta ancora in forte ritardo.

[9] Stati Uniti: l'Information Technology & Innovation Foundation ha da poco elaborato un rapporto (*The Case for a National Manufacturing Strategy*) che documenta le ragioni principali per rivitalizzare il manifatturiero statunitense; il Boston Consulting Group prevede un «rinascimento manifatturiero» nei prossimi anni; Paul Krugman applaude alla prospettiva che l'America torni a «fabbricare qualcosa»; Gary Pisano e Willy Shih, dell'Harvard Business School in *Restoring American Competitiveness* auspicano una nuova politica economica di reindustrializzazione, perché con la delocalizzazione le imprese hanno «ceduto le capacità operative del paese su cui poggia lo sviluppo di nuovi prodotti e processi del settore manifatturiero. Cosicché l'America ha perso non solo la capacità di sviluppare e fabbricare prodotti ad alta tecnologia (...) ma anche l'*expertise* per produrre beni di futura generazione».

Regno Unito: il Plan for Growth del governo (marzo 2011), contiene misure di rilancio del manifatturiero, incentrate su ricerca e investimenti in macchinari.

Francia: nel 2010 sono stati varati alcuni sussidi finanziari per favorire il rimpatrio di produzioni e gli investimenti in attività legate alla *green economy*.

Nel nostro paese l'industria manifatturiera – con una forte presenza di piccole e medie imprese – ancora contribuisce in misura significativa alla creazione di valore aggiunto (16,6% nel 2010). Il manifatturiero contribuisce (includendo l'indotto da esso generato) alla formazione di circa un terzo del Pil italiano, genera il 78% del valore complessivo delle esportazioni ed occupa più di 8 milioni di persone.

L'Italia copre il 3,4% del valore della produzione industriale mondiale. Tuttavia, la perdita di competitività del manifatturiero registrata negli ultimi anni ha fatto scendere il nostro paese dal quinto al settimo posto sulla scala mondiale dei principali paesi per quota del valore della produzione industriale. Il rilancio dell'economia italiana deve pertanto necessariamente passare per un recupero di competitività dell'industria manifatturiera. Si stima che l'ipotetica scomparsa del settore porterebbe in soli 8 anni ad una riduzione del Pil del 15%[10].

La spesa per consumi energetici rappresenta una delle più importanti voci all'interno dei costi di produzione complessivi. Pertanto, il continuo perseguimento dell'efficienza nel contenimento della spesa per gli usi finali di energia deve essere una priorità della strategia energetica nazionale, se si vuole veramente rilanciare la competitività del comparto industriale italiano.

Infine, la recente *performance* economica della Germania – dove il manifatturiero vale il 20,7% del Pil – è imperniata proprio sull'export di prodotti manufatti.

[10] Centro Studi Confindustria, «Scenari industriali», n. 2, giugno 2011.

ELENCO DELLE PERSONALITÀ CHE HANNO PARTECIPATO ALLA CONFERENZA, ALLE AUDIZIONI E AGLI INCONTRI DI APPROFONDIMENTO

(in ordine alfabetico)

Nome	Cognome	Carica al momento della partecipazione
Giuliano	Amato	Presidente Istituto dell'Enciclopedia italiana
Filippo	Andreatta	Professore ordinario di Scienza politica – Dipartimento di Scienza Politica – Università di Bologna
Gianluigi	Angelantoni	Imprenditore
Silvio	Angori	Amministratore delegato Gruppo Pininfarina SpA
Giulio	Antonello	Amministratore delegato Alerion CleanPower
Gianni	Armani	Direttore Operations Italia – Terna SpA
Giovanni	Barbieri	Direttore centrale per la diffusione della Cultura e dell'Informazione Statistica – Istat
Franco	Bassanini	Presidente Cassa Depositi e Prestiti; Presidente Astrid
Massimo	Beccarello	Direttore Energia Confindustria
Leonardo	Bellodi	Responsabile Rapporti istituzionali – Eni SpA
Andrea	Bernabei	Direttore Rapporti istituzionali di A2A
Ugo	Bilardo	Professore ordinario di Ingegneria dei giacimenti di idrocarburi – Facoltà di Ingegneria – Università «La Sapienza», Roma
Guido Paolo	Bortoni	Presidente Autorità per l'energia elettrica e il gas
Alessandro	Campi	Professore ordinario di Storia delle dottrine politiche – Facoltà di Scienze della Formazione – Università degli Studi di Perugia
Luigi	Cannari	Responsabile Divisione Analisi Territoriali – Servizio Studi di Struttura economica e finanziaria – Banca d'Italia
Luigi	Carbone	Consigliere Autorità per l'energia elettrica e il gas
Attilio	Celant	Preside della Facoltà di Economia – Università «La Sapienza», Roma

Vincenzo	Cerulli Irelli	Professore ordinario di Diritto amministrativo – Facoltà di Giurisprudenza – Università «La Sapienza», Roma
Francesca	Cilluffo	Notaio
Fabio	Cintioli	Avvocato
Marcello	Clarich	Professore ordinario di Diritto amministrativo – Facoltà di Giurisprudenza – Università Luiss «Guido Carli», Roma
Corrado	Clini	Direttore generale per la Ricerca ambientale e lo Sviluppo – Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare
Alberto	Clò	Professore ordinario di Economia applicata – Facoltà di Economia – Università di Bologna
Rocco	Colicchio	Consigliere Autorità per l'energia elettrica e il gas
Gianluca	Comin	Direttore Relazioni esterne – Enel SpA
Agostino	Conte	Vicepresidente Comitato tecnico energia e mercato di Confindustria
Fulvio	Conti	Amministratore delegato Enel SpA
Cesare	Cursi	Presidente Commissione Industria – Senato della Repubblica
Paolo	De Ioanna	Consigliere di Stato
Maurizio	De Luca	Direttore newsletter «50 righe» *italiadecide*
Luigi	De Vecchis	Presidente Società Fare Nucleare
Franceso Maria Emmanuele	Emanuele	Presidente Fondazione Roma
Ivan	Faiella	Ricercatore Servizio Studi di Struttura economica e finanziaria – Banca d'Italia
Giovanni Maria	Flick	Presidente emerito Corte costituzionale
Daniele	Franco	Responsabile Servizio Studi di Struttura economica e finanziaria – Banca d'Italia
Maurizio	Frigerio	Amministratore delegato – Rengen Energia Italia
Vito	Gamberale	Amministratore delegato F2i Sgr SpA
Giuseppe	Garofano	Vicepresidente – Alerion CleanPower
Guido	Ghisolfi	Presidente Gruppo Mossi & Ghisolfi Srl
Massimo	Giordano	Assessore Sviluppo Economico, Ricerca e Innovazione – Regione Piemonte
Francesco	Giorgianni	Direttore Affari Istituzionali – Enel SpA

Enrico	Giovannini	Presidente Istat
Fulco	Lanchester	Professore ordinario di Diritto costituzionale e comparato – Facoltà di Scienze Politiche – Università «La Sapienza», Roma
Stefano	Laporta	Direttore generale Ispra – componente dell'Agenzia nazionale per la sicurezza nucleare
Giancarlo	Laurini	Presidente del Consiglio nazionale del Notariato
Giovanni	Lelli	Commissario Enea
Gianni	Letta	Sottosegretario di Stato alla presidenza del Consiglio dei ministri
Vincenzo	Lippolis	Professore ordinario di Diritto pubblico comparato – Facoltà di Scienze Politiche – Università «Luspio» di Roma
Carlo	Lotti	Presidente onorario Studio Lotti & Associati – Società di ingegneria SpA
Ennio	Lucarelli	Consigliere Cnel – Delega Impresa digitale
Massimo	Luciani	Professore ordinario di Diritto pubblico – Facoltà di Giurisprudenza – Università «La Sapienza», Roma
Stelio	Mangiameli	Professore ordinario di Diritto costituzionale – Facoltà di Giurisprudenza – Università degli Studi di Teramo
Alfio	Marchini	Imprenditore
Gennaro	Mariconda	Notaio
Gaetano	Massara	Marketing Analyst & Business Development South East Europe – General Electric
Paolo	Messa	Direttore rivista «Formiche»
Mauro	Moretti	Amministratore delegato – Ferrovie dello Stato
Barbara	Morgante	Direzione Centrale Strategie e Pianificazione – Ferrovie dello Stato
Alì	Nouri	Vicepresidente Direzione per lo Sviluppo Economico del Sud Europa e dell'Area mediterranea – Areva
Giuseppe	Noviello	Presidente Hfv
Luigi	Paganetto	Preside Facoltà di Economia – Università degli Studi «Tor Vergata», Roma
Alessandro	Palanza	Consigliere di Stato – Direttore scientifico di *italiadecide*
Massimo	Pecorari	Global CoHead of Project & Commodity Finance – Unicredit Group

Andrea	Peruzy	Direttore Fondazione italiani europei
Margherita	Petranzan	Architetto – Docente di Elementi di critica dell'architettura – Politecnico di Milano
Alberto	Piazza	Professore ordinario di Genetica umana – Università di Torino
Stefano	Pupolin	Direttore generale Assoelettrica
Alessandro	Profumo	Banchiere – Dirigente d'azienda
Francesco	Profumo	Rettore del Politecnico di Torino
Pippo	Ranci	Docente di Etica della finanza – Università Cattolica del «Sacro Cuore», Milano – Direttore Florence School of Regulation – Robert Schuman Centre – Istituto Universitario Europeo di Firenze
Renato	Ravanelli	Direttore generale – A2A
Enrico	Ricotti	Professore ordinario di Impianti nucleari – Politecnico di Milano – componente dell'Agenzia nazionale per la sicurezza nucleare
Raffaele	Rinaldi	Responsabile dell'Ufficio Crediti – Abi
Hannelore	Rocchio	Senior Vicepresident Regulation Affairs Eni SpA
Paolo	Romani	Ministro dello Sviluppo Economico
Sara	Romano	Direttore generale dell'Energia nucleare e energie rinnovabili e l'efficienza energetica – Ministero dello Sviluppo Economico
Filippo	Satta	Professore ordinario di Diritto amministrativo – Facoltà di Giurisprudenza – Università «La Sapienza», Roma
Paolo	Scaroni	Amministratore delegato Eni SpA
Francesco	Sclafani	Avvocato dello Stato
Valeria	Termini	Consigliere Autorità per l'energia elettrica e il gas
Federico	Testa	Commissione Attività Produttive – Camera dei deputati
Matteo	Urbani	Analyst Electicity Observatoire Mediterraneen dé l'Energie
Paolo	Urbani	Professore ordinario di Diritto amministrativo – Facoltà di Architettura – Università di Chieti-Pescara
Paolo	Vigevano	Amministratore delegato Acquirente unico

Luciano	Violante	Presidente *italiadecide*
Nicolò	Zanon	Professore ordinario di Diritto costituzionale – Facoltà di Giurisprudenza – Università Statale di Milano
Luca	Zevi	Architetto Urbanista
Giuseppe	Zollino	Professore di Impianti nucleari – Facoltà di Ingegneria – Università di Padova – Rappresentante nazionale nel Comitato di Programma Cooperazione Energia dell'UE

Finito di stampare nel febbraio 2012
per i tipi delle Arti Grafiche Editoriali Srl, Urbino