

Uno Scenario Elettrico per il 2020

A cura di Sergio Zabet e Carlo Monguzzi

Introduzione

La Direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (2009/28/CE), ha innescato un processo di sviluppo dei settori dell'efficienza energetica e delle settore delle rinnovabili, che dovrà condurre al raggiungimento degli obiettivi previsti per il 2020.

Tuttavia, al di là degli adempimenti formali, quali la presentazione a Bruxelles del Piano di Azione Nazionale sulle Fonti Rinnovabili, ciò che ancora manca è la definizione di un quadro organico di strumenti attuativi stabili e il superamento di tutte le inefficienze che oggi caratterizzano il sistema energetico italiano.

Il presente documento presenta i bilanci dell'energia elettrica degli ultimi due anni, 2008 e 2009, analizzandone i diversi aspetti e criticità in merito alla produzione nazionale e all'approvvigionamento estero di energia dalle diverse fonti.

Vengono poi riportati gli studi di scenario sviluppati da Terna, Unione Petrolifera e Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile e viene illustrata una sintesi del Piano di Azione Nazionale, presentato dal Governo italiano alla Commissione europea in ossequio alla Direttiva 2009/28/CE.

Infine viene presentata un'ipotesi di scenario sviluppato dagli autori del documento e vengono illustrate le condizioni politiche e amministrative per un suo successo.

La Produzione e la Richiesta di Energia Elettrica

Nel 2008 la Produzione Nazionale Netta di EE è stata poco più di 307 TWh. La richiesta sulla rete è stata di poco meno di 340 TWh e al consumo finale sono arrivati 319 TWh.

La produzione da Fonti Rinnovabili comprensiva di tutto "l'incenerito" in genere è stata di quasi 59 TWh, che in percentuale supera di poco il 19% della produzione totale netta. Depurata della frazione non biodegradabile dei rifiuti, pari a 1.556 GWh, la quota di fonti rinnovabili è stata di 57.341 GWh, incidendo per il 17% sul totale dell'energia richiesta sulla rete.

Per quanto riguarda il Fotovoltaico c'è da rilevare che a fronte di 432 MW installati, la produzione è stata di soli 193 GWh contro un potenziale di 518 GWh. Evidentemente la maggior parte degli impianti a fine 2008 non era "in produzione" probabilmente per motivi tecnici e/o burocratici.

Da osservare l'apporto da pompaggi che rappresenta il 2% della produzione netta con un "resa" di oltre il 70%. (7,6 TWh forniti con 5,5 TWh restituiti). Le perdite sulla rete sono state di oltre 20 TWh pari al 6% della richiesta totale sulla rete stessa.

Per quanto riguarda gli impianti termoelettrici, a fronte di una capacità installata di oltre 71 GW, il grado di utilizzazione medio del parco italiano è stato del 52% con 3.500 ore all'anno di funzionamento medio (produzione di 243 TWh contro un potenziale di 462 TWh).

Energia Elettrica - Consuntivo Italia al 2008

	Potenza Netta [MW]	%	Produzione Netta[GWh]	%	Producibilità [GWh]	Margine [%]
Hydro da apporti naturali	21.275	22%	41.142	13%	53.610	23%
Eolico	3.537	4%	4.852	2%	7.074	31%
Geotermoelettrica	671	1%	5.198	2%	5.368	3%
Fotovoltaico	432	0,4%	193	0,1%	518	63%
Biomasse, RSU, Biocombustibili	1.555	2%	7.522	2%	7.777	3%
Termoelettrico	71.168	72%	242.628	79%	462.590	48%
Hydro da pompaggi			5.531	2%		
Totali	98.638	100%	307.066	100%	536.937	43%
Pompaggi (in sottrazione)			7.618			
Import			40.034	12%		
Richiesta sulla rete			339.482			
Perdite sulla rete			20.444	6%		
ai Consumi finali			319.038			
Produzione da rinnovabili "pure"			57.341	17%		

Elaborazioni su dati Terna & AEEG

Nel 2009, a seguito della crisi economica, i consumi finali di Energia Elettrica sono diminuiti del 6,7%, assestandosi su 298 TWh. La richiesta sulla rete è stata di 317,6 TWh. Di seguito sono esposti i dati provvisori del 2009 pubblicati da Terna confrontati con i dati definitivi del 2008.

Da rilevare, rispetto al 2008, un consistente incremento della produzione idroelettrica di quasi 6.000 GWh e una diminuzione di ben 34.000 GWh di produzione termoelettrica. Questi due fattori, insieme all'aumento di oltre 1.200 GWh di energia elettrica da eolico, hanno portato il contributo delle Fonti Rinnovabili al 20% dell'energia richiesta sulla rete.

Da notare infine che per quanto riguarda l'Energia Elettrica ottenuta da pompaggi, il 2009 ha rappresentato il minimo storico degli ultimi 12 anni con soli 4.160 GWh prodotti a fronte dei 7.500 GWh del 2002.

Confronto 2008 – 2009 della produzione di Energia Elettrica

	Consuntivo 2008		Provvisorio 2009	
	Produzione Netta[GWh]	%	Produzione Netta[GWh]	%
Hydro da apporti naturali	41.142	13%	46.929	17%
Eolico	4.852	2%	6.076	2%
Geotermico	5.198	2%	5.034	2%
Fotovoltaico	193	0,1%	750	0,3%
Biomasse, RSU, Biocombustibili	7.522	2%	7.227	3%
Termoelettrico	242.628	79%	208.708	75%
Hydro da pompaggi	5.531	2%	4.157	1%
Totali	307.066	100%	278.880	100%
Pompaggi (in sottrazione)	7.618		5.727	
Import	40.034	12%	44.449	14%
Richiesta sulla rete	339.482		317.602	
Perdite sulla rete	20.444	6%	19.622	6%
ai Consumi finali	319.038		297.980	
Produzione da rinnovabili "pure"	57.341	17%	64.016	20%

Elaborazioni su dati terna

Secondo i dati provvisori pubblicati da Terna, la Potenza Efficiente Netta di generazione elettrica è aumentata del 4,7% tra il 2008 e il 2009, con l'entrata in esercizio di circa 2.700 nuovi MW di Cicli Combinati a Gas. Peraltro, tra il 2010 e il 2011, dovrebbero entrare in esercizio altri 3.300 MW di impianti attualmente in costruzione.

Nel 2012 dovrebbero "entrarne" altri 1.200 MW già autorizzati ma non ancora in costruzione e poi c'è la fila di altri 15.000 MW ancora in fase di autorizzazione.

Potenza Efficiente di Generazione in Italia			
Capacità Nette	2008 [MW]	2009 [MW]	Variazione [%]
Idrica	21.275	21.375	0,5%
Termica	72.723	75.400	3,7%
Geotermoelettrica	671	671	0,0%
Eolica	3.525	4.835	37,2%
Fotovoltaica	432	1.000	131,5%
Potenza Netta Totale	98.626	103.281	4,7%

Fonte: Terna, preconsuntivi 2009

L' import – export di Energia Elettrica

Il saldo Import-Export di Energia Elettrica nel 2008 è stato di 40 TWh pari all'11,8% della richiesta totale sulla rete italiana.

Elaborando i dati forniti dal Gestore del Sistema Elettrico (GSE), si rileva che oltre la metà dell'Energia Elettrica importata e immessa in rete in Italia proviene dalla Svizzera. Di questa quasi il 70% è prodotta con fonti

	Import-Export 2009 [GWh]				Saldo
	Import		Export		
Francia	11.736	25%	1.230	58%	10.506
Svizzera	24.703	53%	518	24%	24.185
Austria	1.208	3%	-	0%	1.208
Slovenia	6.765	15%	58	3%	6.707
Grecia	2.158	5%	315	15%	1.843
Totali	46.570	100%	2.121	100%	44.449

Fonte: Terna

rinnovabili, anche se un buon terzo di questa non è associata a Garanzie di Origine.

La poca energia elettrica Austriaca è quasi tutta rinnovabile e per quanto riguarda la Slovenia, dato che ha un mix di produzione con il 38% da nucleare, possiamo assumere che 1.800 GWh importati siano di origine nucleare.

Possiamo anche assumere che tutta l'energia elettrica francese importata, 13.000 GWh pari al 3,8% del fabbisogno italiano, sia stata di origine nucleare, mentre l'export italiano verso la Francia, intorno al 10% dell'interscambio, sia stato quasi esclusivamente destinato a coprire i carichi di punta del sistema elettrico francese, reso inflessibile da vecchie centrali nucleari e soggette a frequenti fermi per guasti e manutenzioni varie.

Con queste ipotesi possiamo affermare che nel 2008 quasi il 22% dell'Energia Elettrica immessa nella rete italiana sia stata prodotta con fonti rinnovabili; il 6% circa con impianti nucleari e il rimanente 72% sia stata di origine termoelettrica.

Mix Energetico 2008 comprensivo dell'Import		
	[GWh]	%
Hydro da apporti naturali	41.142	12,1%
Eolico	4.852	1,4%
Geotermoelettrica	5.198	1,5%
Fotovoltaico	193	0,1%
Biomasse, FORSU, Biocombustibili	5.435	1,6%
Termoelettrico (al netto dell'export)	239.229	70,5%
Import Rinnovabile	16.750	4,9%
Import Termoelettrico	5.153	1,5%
Import Nucleare	21.529	6,3%
Totale	339.482	100%

Fonte: elaborazione su dati GSE

Nel 2009 il saldo Import-Export è aumentato a 44.449 GWh, con un calo del 5% di importazioni di Elettricità francese, un aumento dell'import dalla Slovenia e un consistente aumento dalla Grecia, che ha raggiunto il 5% di tutta l'energia importata. L'export di Energia Elettrica è diminuita di un valore intorno ai 1.200 GWh, per lo più per l'inversione di flusso con la Grecia che da importatore è diventato esportatore netto.

Il mix di importazione si è mantenuto pressoché invariato, con un leggero incremento di importazioni di origine nucleare che ha raggiunto quasi il 7% dell'Energia Elettrica richiesta sulla rete italiana.

Oltretutto, data la discreta diminuzione della produzione nazionale di energia termoelettrica, passata da oltre il 70% al 65%, la quantità totale di EE rinnovabile immessa nella rete nazionale, nel 2009 è stata di ben il 26%.

Da rilevare che nel 2009 la generazione elettrica francese è crollata del 5,5% per una serie di guasti e fuori servizio non previsti di impianti nucleari, obbligando la Francia a ridurre le sue esportazioni del 47% rispetto il 2008.

Il 19 Ottobre 2009 i prezzi

Import-Export 2008 [GWh]					
	Import		Export		Saldo
Francia	12.990	30%	1.151	34%	11.839
Svizzera	24.178	56%	399	12%	23.779
Austria	1.360	3%	2	0,1%	1.358
Slovenia	4.726	11%	96	3%	4.630
Grecia	179	0,4%	1.751	52%	- 1.572
Totali	43.433	100%	3.399	100%	40.034

Fonte: Tema

Mix Energetico 2009 comprensivo dell'Import		
	[GWh]	%
Hydro da apporti naturali	46.929	14,8%
Eolico	6.076	1,9%
Geotermoelettrica	5.034	1,6%
Fotovoltaico	750	0,2%
Biomasse, FORSU, Biocombustibili	5.656	1,8%
Termoelettrico (al netto dell'export)	206.587	65,0%
Import Rinnovabile	17.403	5,5%
Import Termoelettrico	7.620	2,4%
Import Nucleare	21.547	6,8%
Totale	317.602	100%

Fonte: elaborazione su dati GSE

dell'energia elettrica su Powernext, la Borsa Elettrica Francese), ha raggiunto quotazioni tra 612 €/MWh in "base load" e oltre 1.100 €/MWh nelle ore di picco, con valori orari fino a 3.000 €/MWh, rispetto a prezzi medi compresi tra 65 e 67 €/MWh.

Per la prima volta in 27 anni il sistema francese è stato per un mese intero (ottobre 2009) un importatore netto di elettricità, di cui molta dall'Italia.

Il 14 Aprile del 2010, con l'approvazione da parte del Consiglio dei Ministri della legge "NOME" (Nouvelle Organisation du Marché Electrique", il prezzo da pagare per le forniture di EdF (Electricité de France) dovrà necessariamente coprire tutti i costi delle centrali in esercizio: della produzione, dello smantellamento, del capitale e del prolungamento della vita dei reattori.

Di conseguenza EdF ritiene che la tariffa attuale regolata di 32 €/MWh debba salire da subito a 40 €/MWh, poi a prezzi crescenti nel tempo per raggiungere i 46 €/MWh nel 2015 e i 60 €/MWh nel 2020.

Questo da una parte significa che le importazioni a prezzi di "dumping" stanno per finire, a meno dei contratti a lungo termine, e dall'altra che le prospettive di business che si prefigurano sul lungo termine per le utilities italiane, sarà quello di vendere Elettricità alla Francia.

Il Parco Centrali italiano

Enel, che detiene oltre il 42% della capacità disponibile, immette al consumo poco meno del 35% dell'energia elettrica prodotta in Italia. D'altra parte nel Rapporto di Sostenibilità 2008, Enel riporta una produzione netta di 96.400 GWh di cui 64.700 GWh termoelettrici. I rimanenti operatori destinano il 13% dell'Energia prodotta al consumo.

Principali Operatori Elettrici - 2008						
	Produzione Lorda [GWh]	%	Produzione per Consumo [GWh]	%	Capacità disponibile [MW]	%
Gruppo Enel	101.483	31,8%	97.429	34,6%	22.885	41,7%
Gruppo Edison	37.657	11,8%	27.314	9,7%	6.771	12,3%
Edipower	24.892	7,8%	26.188	9,3%	6.698	12,2%
E.On (ex Endesa)	22.339	7,0%	21.119	7,5%	5.416	9,9%
Gruppo Eni	27.445	8,6%	29.003	10,3%	5.811	10,6%
Tirreno Power	13.403	4,2%	14.079	5,0%	2.608	4,7%
A2A	7.978	2,5%	7.603	2,7%	1.358	2,5%
EGL AG	7.021	2,2%	7.884	2,8%	783	1,4%
Electrabel/Acea	4.787	1,5%	5.350	1,9%	1.380	2,5%
CIR (Sorgenia)	4.468	1,4%	4.787	1,7%	770	1,4%
Iride	3.830	1,2%	4.224	1,5%	464	0,8%
Altri	63.826	20,0%	36.606	13,0%		
Totali	319.130	100%	281.587	100,0%	54.944	100,0%

Elaborazione su dichiarazioni degli operatori alla AEEG

Nota – per capacità disponibile si intende, secondo definizione AEEG, la potenza disponibile per almeno il 50% delle ore.

Enel 2008	Potenza efficiente netta [MW]	Produzione netta [GWh]	ore/anno
Carbone	5.575	29.400	5.274
Cicli Combinati (CCGT)	5.946	25.800	4.339
Olio/gas	11.217	8.700	776
Altri	2.125	800	376
Totale Termoelettrico	24.863	64.700	2.602
Idroelettrico grande	13.473	25.400	1.885
Idroelettrico mini (<10MW)	951	600	631
Eolico	362	500	1.381
Geotermoelettrica	671	5.200	7.750
Totale Rinnovabile	15.457	31.700	
Totale termo+rinnovabili	40.320	96.400	

dal Bilancio di Sostenibilità 2008

Alcuni elementi interessanti scaturiscono dall'esame delle ore di funzionamento degli impianti Enel.

Enel presenta un valore pari a poco più di 2.600 ore complessive di funzionamento all'anno. Tuttavia esaminando il funzionamento del parco termoelettrico disaggregato per tipologia di impianto, si può rilevare che gli impianti a carbone, utilizzati per il "carico di base" presentano il funzionamento più elevato con 5.274 ore/anno.

Gli impianti a ciclo combinato, considerati di "mid merit" sono per lo più utilizzati per il carico diurno e gli impianti a olio combustibile e i turbogas sono riservati ragionevolmente per le ore di punta.

Enel, pur avendo un consistente parco di impianti a olio combustibile e tubogas, li utilizza poco, meno di 800 ore all'anno, riservandoli evidentemente per la produzione di punta, quando, a fronte di costi di produzione più elevati, può spuntare prezzi di borsa più alti. Nel 2007 la produzione di tali impianti è stata di circa 12.000 GWh, con un calo del 42% nel 2008, segno che Enel tende a dismetterli per il loro alto costo.

La Produzione da Fonti Rinnovabili

La produzione lorda da fonti rinnovabili del 2008 comprensiva degli apporti da pompaggi (5.531 GWh) e da tutti i rifiuti inceneriti comprensivi della frazione non biodegradabile (1.566 GWh) è stata di 63.500 GWh.

Rinnovabili 2008	Hydro (compresi pompaggi)		Geotermoelettrico		Eolico		BRBB (*)		Totali	
	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	GWh	%
Gruppo Enel	56,0%	26.000	100%	5.198	11,2%	548	3,9%	271	32.017	50,4%
Gruppo Edison	9,1%	4.238			12,5%	616	0,6%	45	4.899	7,7%
Edipower	5,8%	2.674							2.674	4,2%
E.On (ex Endesa)	3,2%	1.481			2,7%	131			1.612	2,5%
Tirreno Power	0,4%	200							200	0,3%
A2A	4,1%	1.902					15,8%	1.098	3.000	4,7%
CIR (Sorgenia)	0,1%	30			1,4%	70	0,3%	18	118	0,2%
Iride	1,4%	658							658	1,0%
Compagnia Valdostana Acque	6,5%	3.000							3.000	4,7%
Altri	13,5%	6.254			72,2%	3.547	79,4%	5.529	15.330	24,1%
Totali		46.437		5.198		4.912		6.961	63.508	

Elaborazione su dati AEEG (*) Biomasse, Rifiuti, Biogas, Biocombustibili

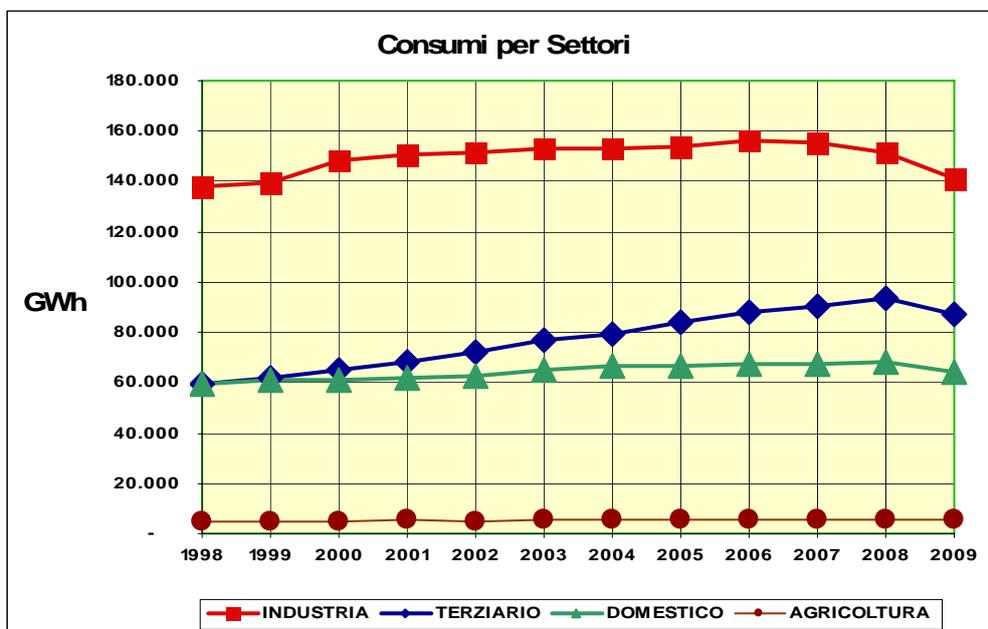
Si può notare che oltre la metà degli apporti da rinnovabili sono ascrivibili a Enel e che la totalità degli apporti geotermoelettrici sono anche essi prodotti da Enel.

Per quanto riguarda le produzioni di energia eolica e da BRBB la produzione è per la maggior parte in mano a nuovi operatori del mercato raggruppati sotto la voce "altri". Una discreta quota, circa il 16%, è prodotta dai termovalorizzatori A2A di Brescia e di Milano.

I Consumi Finali

Al consumo finale, nel 2008, sono arrivati poco più di 319 TWh così ripartiti:

- Agricoltura: 1,8%
- Industria: 47,4%
- Residenziale: 21,5%
- Terziario: 25,9%
- Trasporti: 3,4%



A parte il crollo generalizzato dei consumi elettrici nel 2009 del 6,6%, in tutti i comparti i consumi del settore Industriale sono in calo a partire dal 2006 con una diminuzione complessiva del 9% rispetto a quella data; ciò è dovuto ad un miglioramento dell'intensità energetica nell'industria manifatturiera di base (Siderurgia, Metalli non ferrosi, Materiali da costruzione, Carta).

D'altra parte in alcuni settori si sconta il declino dovuto alla concorrenza asiatica o alla delocalizzazione di molte produzioni. Il Settore tessile, dell'abbigliamento e delle calzature, in particolare, dopo un massimo nel 2001 con 11.581 GWh consumati, nel 2008 registra 7.568 GWh, con un calo del 35%.

Analogamente l'industria chimica, che ha visto il suo massimo di consumi elettrici nel 2000, a fine 2008 ha registrato 17.525 GWh con un calo del 20%. Il crollo del 2009 infine riporta i consumi del settore industriale a quelli del 1999, ossia di 10 anni fa.

I consumi del Settore Domestico si sono mantenuti pressoché stabili a partire dal 2004, con un calo del 6,6% nel 2009 rispetto il 2008, riportando l'orologio dei consumi indietro al 2002.

Il Settore del Terziario nel suo complesso ha sempre visto un incremento sostenuto dei suoi consumi. A partire dal 1997, anno del sorpasso sui consumi del Settore Domestico, il Terziario ha mantenuto incrementi medi annui intorno al 5% con punte del 7% (2003). Il calo del 2009 riporta i consumi del Settore indietro di soli tre anni, precisamente a quelli del 2006.

Gli Scenari al 2020

Diversi Enti e Istituti si sono cimentati nell'elaborazione di scenari e hanno effettuato previsioni di domanda di energia elettrica al 2020.

Terna ha aggiornato le previsioni al 2019 della domanda di Energia Elettrica nel Settembre 2009 e, tenendo conto degli effetti della crisi economico-finanziaria in atto, ha elaborato 2 scenari: Uno scenario di sviluppo (superiore): 405 TWh richiesti sulla rete al 2019; Uno scenario base (inferiore): 360 TWh richiesti sulla rete al 2019.

TERNA - Previsione della domanda elettrica in Italia [TWh]				
	Scenario Base	Incrementi annui	Scenario Sviluppo	Incrementi annui
2007	339,9		339,9	
2008	339,5	-0,1%	339,5	-0,1%
2009	315,7	-7,0%	332,2	-2,2%
2010	320,3	1,5%	328,0	-1,3%
2011	324,9	1,4%	333,9	1,8%
2012	326,6	0,5%	339,9	1,8%
2013	334,3	2,4%	346,0	1,8%
2014	339,1	1,4%	352,2	1,8%
2015	343,2	1,2%	362,2	2,8%
2016	347,3	1,2%	372,5	2,8%
2017	351,5	1,2%	383,0	2,8%
2018	355,7	1,2%	393,9	2,8%
2019	360,0	1,2%	405,0	2,8%
2020	364,3	1,2%	416,3	2,8%

Terna inoltre, in ossequio alla Deliberazione 48/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che prevede che, contestualmente alla previsione della domanda di potenza sul sistema elettrico nazionale per un periodo di almeno sei anni, si pubblici anche, per lo stesso periodo, una valutazione della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda prevista, a garanzia della sicurezza di funzionamento del

sistema elettrico e degli approvvigionamenti (cfr. Articolo 53, comma 5), si premura di calcolare la potenza necessaria al 2019, indicata come "Potenza di Planning" nonché la cosiddetta "Riserva di Planning", ovvero il margine di produzione necessario per far fronte alla punta con l'affidabilità richiesta, al netto della potenza installata comunque non disponibile (es. per accordi locali, arresti di lunga durata, indisponibilità per motivi di carattere idrologico, ...).

La Riserva di Planning corrisponde a circa il 23% del carico previsto alla punta, prescindendo dalla capacità di import e dalla disponibilità del sistema di trasmissione e conseguentemente **la Potenza di Planning al 2019 è individuata in 89 GW.**

L'Unione Petrolifera ha aggiornato le previsioni sulla domanda energetica italiana nel Marzo del 2010 in quanto la crisi economica ha necessariamente ridimensionato il quadro previsivo delle precedenti edizioni.

L'UP prevede una domanda finale di Energia Elettrica al 2020 di quasi 367 TWh con una richiesta sulla rete di 390 TWh, collocandosi esattamente a metà delle previsioni Terna.

Previsioni UP al 2020

	Produzione Netta[GWh]	%
Hydro da apporti naturali	44.000	12%
Eolico	19.000	5%
Geotermico	6.800	2%
Fotovoltaico	8.000	2%
Biomasse, RSU, Biocombustibili	15.000	4%
Termoelettrico	272.000	73%
Hydro da pompaggi	5.500	1%
Totali	370.300	100%
Pompaggi (in sottrazione)	10.000	
Import	30.000	8%
Richiesta sulla rete	390.300	
Perdite varie	23.700	6%
ai Consumi finali	366.600	
Produzione da rinnovabili (con RS)	92.800	24%

Elaborazioni su dati UP

pari a 76 TWh nel 2010. Al 2025 si potrà raggiungere il potenziale indicato dal Position Paper di 104 TWh.

Da rilevare una previsione di calo delle importazioni al 2020 di circa 10 TWh rispetto il 2008.

Da rilevare inoltre qualche incongruenza nel calcolo dell'energia convenzionale destinata ai pompaggi. La resa media dei pompaggi è intorno al 74% mentre nel 2020 UP assegna una resa del 55%, cosa abbastanza inverosimile, dato che con i miglioramenti tecnologici, dovrebbe aumentare. Nel 2009 UP assegna una resa addirittura superiore al 100%

La Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile ha formulato, nel Maggio del 2010, due scenari di richiesta di Energia Elettrica sulla rete nel 2020 e 2030: uno scenario "Grigio" caratterizzato da un peggioramento di efficienza elettrica rispetto al PIL e uno scenario "Blu" di miglioramento dell'efficienza elettrica del PIL.

Nello scenario "Grigio" la richiesta della rete di EE al 2020 è prevista in 367 TWh, quindi sostanzialmente allineata con la previsione Terna dello scenario Base, mentre lo scenario "Blu" prefigura una richiesta, sempre sulla rete, di 340 TWh.

Secondo la Fondazione, la "crisi" avrebbe promosso una riduzione strutturale dei consumi e "alcuni cambiamenti virtuosi avvenuti sia nei processi produttivi, sia nei comportamenti dei consumatori, che sono apparsi già in embrione prima della crisi, avrebbero forti probabilità di crescita e di sviluppo anche successivamente".

Per quanto riguarda lo sviluppo delle fonti rinnovabili, lo scenario "Blu" della Fondazione prefigura 107 TWh al 2020 con una incidenza del 31%, peraltro uguale alle ipotesi dello scenario "Grigio" e in linea con l'attuazione in Italia degli scenari avanzati dell'Unione europea.

L'Unione Petrolifera ipotizza un incremento di richiesta sulla rete dell'1,4% tra il 2010 e il 2015 per poi salire all'1,8% tra il 2015 e il 2025 e nessun contributo del Nucleare fino al 2025.

Per quanto riguarda le Fonti Rinnovabili, l'UP ritiene che, grazie ai sostegni economici da un lato e alle economie di scala raggiungibili con gli sviluppi tecnologici dall'altro, alcune fonti proseguiranno il consistente sviluppo già rilevato nel breve termine.

Secondo UP, tra il 2013 e il 2014 saranno raggiunti gli obiettivi di crescita delle fonti rinnovabili contenuti nel "Libro Bianco", predisposto dal Governo nel 1999,

Il Piano di Azione per le Energie Rinnovabili (Direttiva 2009/28/CE)

Il Piano di Azione per le Energie Rinnovabili presentato dal Ministero dello Sviluppo Economico in conformità alla Direttiva 2009/28/CE, esprime la strategia del Governo italiano nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e ne descrive le principali linee di azione.

Il documento, elaborato secondo le specifiche fornite dalla Commissione europea, riporta le politiche e le misure già esistenti o previste in materia di fonti rinnovabili, fornendo una descrizione completa ed accurata di quanto fatto in passato sia nel comparto della produzione elettrica, sia di quelli del riscaldamento, del raffrescamento, e dei trasporti.

Il PAN assume come "baseline" al 2020, tenendo conto dell'effetto della crisi economica, un Consumo Finale Elettrico Lordo di 407.000 GWh. Tuttavia, supponendo ulteriori misure supplementari di efficienza che dovrebbero esplicitarsi sui 24.000 GWh di minori consumi, il PAN individua un Consumo Elettrico Finale Lordo previsto al 2020 intorno ai 380.000 GWh.

La produzione lorda di Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili al 2020 è identificata in 98.880 GWh pari al 26% del Consumo Lordo.

Fonti Energetiche Rinnovabili al 2020			
Fonti	Potenza installata [MW]	Produzione Lorda [GWh]	% su Consumo Lordo (380.000 GWh)
Idroelettrica	17.800	42.000	11,1%
< 1 MW	650	2.554	0,7%
1 MW - 10 MW	3.250	11.434	3,0%
> 10 MW	13.900	28.012	7,4%
Geotermica	920	6.750	1,8%
Solare	8.600	11.350	3,0%
fotovoltaico	8.000	9.650	2,5%
a concentrazione	600	1.700	0,4%
Eolico	12.680	20.000	5,3%
on shore	12.000	18.000	4,7%
off shore	680	2.000	0,5%
Biocombustibili	3.820	18.780	4,9%
solida	1.640	7.900	2,1%
biogas	1.200	6.020	1,6%
bioliquidi	980	4.860	1,3%
Totale	43.820	98.880	26,0%

Fonte: PAN per le Energie Rinnovabili (Direttiva 2009/28/CE) - Giugno 2010

Netti prodotti. Inoltre la potenza di riferimento del 2005 differisce sensibilmente da quella riportata da Terna e GSE per lo stesso anno.

Il limite di 9.650 GWh posto alla produzione di solare fotovoltaico rispecchia pesantemente il limite degli 8.000 MW incentivabili al 2020 e non vengono considerati effetti di "free-riding" dovuti a un probabile raggiungimento della "grid parity" prima del 2020.

Per quanto riguarda i biocombustibili, le ore di funzionamento degli impianti, calcolabili con il raffronto tra energia e potenza sembrano esigue, considerando che molti di tali impianti hanno regimi di funzionamento superiori alle 7.000 ore. Analogamente il funzionamento medio del parco eolico on-shore, fissato in sole 1.500 ore/anno sembra particolarmente esiguo.

Purtroppo il documento non riporta in modo dettagliato i presupposti e le ipotesi di calcolo che stanno alla base delle previsioni di richiesta di Energia Elettrica sulla rete al 2020, né sono esplicitati i criteri di previsione e di stima dei contributi delle varie fonti.

In particolare gli apporti idroelettrici sembrano particolarmente sottostimati dato che già negli anni dal 2001 al 2003 sono stati superati i 42.000 GWh di produzione Netta e che nel 2009 è stato raggiunto il record di ben 47.000 GWh

Lo scenario Monguzzi – Zabet

Con questo scenario intendiamo proporre un percorso basato sull'adozione di una strategia complessiva che coniughi la riduzione prioritaria dei consumi finali elettrici con l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Riteniamo, infatti, che riducendo sostanzialmente il fabbisogno globale di energia finale, anche le quote di Fonti Rinnovabili necessarie a raggiungere l'obiettivo saranno minori. Da questo punto di vista, riteniamo che la riduzione dei consumi, benché rappresenti una misura NON vincolante del "pacchetto 20-20-20" deve essere assunta come priorità nell'implementazione del Piano di Azione Nazionale.

Lo studio condotto dal Gruppo "eErg" del Politecnico di Milano ha stimato che il potenziale economicamente conveniente di risparmio energetico, inferiore a 6 €cents/kWh, cioè che costa meno che produrre Energia Elettrica, è di 82.000 GWh al 2020, equivalenti a 7 centrali nucleari da 1.600 MW. Secondo il Politecnico di Milano, spendendo 5 Miliardi di Euro si attivano 63.000 posti di lavoro stabili e si producono benefici economici stimati in 65 Miliardi di euro al netto degli investimenti.

Potenziale di Risparmio Ottenibile al 2020 [GWh]					
	Illuminazione	Motori Elettrici	Elettro Domestici	Altro	Totale
Residenziale	3.200	1.000	15.000	3.000	22.200
Commerciale	15.100	5.000	-	7.000	27.100
Terziario Pubblico	3.400	-	-	2.000	5.400
Industriale	11.300	11.000	-	5.000	27.300
Totale	33.000	17.000	15.000	17.000	82.000

Elaborazione su dati eErg - Poli-MI

Assumendo come Scenario di Riferimento quello indicato dal Ministero dello Sviluppo Economico e calcolato in ottemperanza alle indicazioni fornite dalla Commissione europea, il fabbisogno di energia elettrica richiesta in

rete, depurati dei possibili risparmi indicati dal Politecnico di Milano, si attesta intorno i 330.000 GWh.

Per quanto riguarda i contributi che le Fonti Rinnovabili possono fornire al fabbisogno di Energia al 2020, ci riferiamo ai potenziali espressi dalle varie Associazioni di settore.

L'Idroelettrico.

In uno studio condotto dal CNR (Consiglio Nazionale delle Ricerche), assieme ad ENEA (Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente), Università degli Studi di Roma "La Sapienza", CIRPS (Centro interuniversitario di ricerca per lo sviluppo sostenibile) si afferma che mini e micro-idroelettrico possono far aumentare la potenza installata di centrali idroelettriche dagli attuali 20.000 MW a 30.000 MW; il maggiore potenziale sarebbe quindi di un 50% circa, considerando solo impianti mini e micro a bassissimo impatto ambientale.

Inoltre, all'interno di un possibile e necessario riassetto del sistema idrogeologico per prevenire ed ovviare agli eventi alluvionali, questi Enti ritengono che si possa attuare un migliore e potenziato sistema idroelettrico di centrali inferiori ai 100 MW, attraverso un sistema di bacini a dispersione ma anche "aggiornando" con più moderne tecnologie, le centrali esistenti, soprattutto quelle ad acqua fluente. Il maggiore potenziale da tali sistemi è individuato tra 8.000 e 10.000 MW.

Il potenziale acclamato dal CNR-Enea sembra comunque molto ambizioso, e le difficoltà tecniche, normative e burocratiche sono tali che al 2020 si può presumere che solo una piccola parte di tale potenziale possa essere sfruttato.

Riteniamo pertanto, in accordo con gli studi effettuati dalla European Small Hydro Association (ESHA) per l'Italia, che la capacità aggiuntiva realizzabile di mini e micro idroelettrico ammonti a 2.500 MW con una producibilità netta di 4.750 GWh al 2020.

L'Eolico

Le previsioni dell'Associazione Nazionale Energia del Vento (ANEV) indicano per l'Italia al 2020, mantenendo l'attuale trend di sviluppo, una potenza eolica installata tra 16.200 MW cui corrisponderanno 27.000 GWh di elettricità prodotta. Gli scenari EWEA (European Wind Energy Association) sono ancora più ottimisti e ipotizzano ulteriori 2.000 MW di impianti offshore, 10 volte superiori ai 200 MW stimati dall'ANEV.

L'eolico è sicuramente una tecnologia matura oltre che concorrenziale e secondo i ritmi di sviluppo attuali potrà avere un discreto "peso" sul fabbisogno nazionale. Tuttavia riteniamo che le previsioni ANEV possano essere eccessive, date le problematiche di impatto ambientale e paesaggistico che le installazioni eoliche determinano. Prefiguriamo pertanto, sostanzialmente in linea con il Piano Nazionale, una capacità massima realizzabile al 2020 di 13.000 MW di cui 1.000 MW off-shore, ma con un maggiore utilizzo, che potrebbe portare la produzione netta totale intorno ai 26.000 GWh.

Il Geotermico

Alla fine del 2009, nell'area di Larderello, sono stati superati 840 MW di energia geotermica da parte di Enel Green Power. Secondo l'Istituto di Geoscienze e Georisorse del CNR, al 2020 si potrebbe raggiungere l'obiettivo di 1.500 MW installati con una produzione di oltre 10.000 GWh di energia elettrica, pari al 3% dell'energia totale prodotta sul territorio nazionale. Un recente accordo tra Enel e Regione Toscana prevede di superare i 1.000 MW al 2020 con una produzione di oltre 7.000 GWh.

Sebbene il CNR ritenga che si possa raggiungere l'obiettivo dei 1.500 MW installati al 2020, la realizzazione di tali impianti è lunga e difficoltosa. Riteniamo più probabile la sola realizzazione al 2020 dell'accordo tra Enel e la Regione Toscana che prevede 1.000 MW con 7.500 GWh di produzione annua.

Il Solare

Lo studio "SET For 2020" realizzato dall'Associazione europea delle industrie del fotovoltaico (EPIA) ha identificato tre possibili scenari di diffusione del fotovoltaico, determinati da una serie di condizioni diverse:

- uno **scenario di base** che prevede una penetrazione del fotovoltaico del 4% entro il 2020. Si tratta di un'ipotesi di crescita "business as usual". Questo scenario non prevede modifiche al sistema elettrico esistente, ma richiede un totale impegno da parte del settore fotovoltaico nella riduzione dei costi, nel marketing e un più ampio sostegno politico in Europa.
- uno **scenario di crescita accelerata** che punta a coprire il 6% del mercato, rispettando ampiamente gli attuali limiti infrastrutturali. Oltre ai requisiti di base, la crescita accelerata richiede modifiche minime al sistema elettrico esistente, una filiera di produzione e distribuzione ottimizzata, una maggiore cooperazione con le utilities e una trainante offerta di prodotti e servizi.

- Infine, uno **scenario Paradigm Shift** che punta invece ad un obiettivo del 12%. Oltre alle condizioni viste in precedenza, questo scenario richiede, oltre a miglioramenti della catena di produzione e distribuzione e delle strategie operative e di marketing, una rapida e vasta implementazione dei meccanismi di stoccaggio dell'energia e l'utilizzo delle innovative "smart grid" o reti intelligenti. La visione dell'EPIA va oltre il 2020, con una penetrazione del fotovoltaico che supera abbondantemente l'obiettivo del 12%.

Il potenziale del fotovoltaico è sicuramente molto elevato. Lo scenario di base comporta la realizzazione di 15.000 GWh al 2020, mentre il PAN-2010 fissa un obiettivo di 8.000 MW con 9.650 GWh di produzione elettrica.

La resa, evidentemente cautelativa, è fissata in 1.200 kWh/kW, valore ragionevole per il Nord-Italia, mentre nel Sud la resa può arrivare tranquillamente a valori intorno i 1.500 kWh/kW. Il PAN prevede inoltre altri 500 MW di solare termodinamico con una produzione di ulteriori 1.700 GWh.

Occorre precisare che sebbene il Governo non intenda incentivare più di 8.000 MW di potenza fotovoltaica, al 2015 la tecnologia dovrebbe aver raggiunto la cosiddetta "Grid Parity" per cui riteniamo che una quota di 12.000 GWh, comprensivi di solare a concentrazione sia assolutamente prevedibile e che potrebbe anche essere superata.

Le Bioenergie

Sotto questa voce sono raggruppate le Biomasse, i Biocombustibili e i Rifiuti Biodegradabili detti anche FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani). Secondo ITABIA (Italian Biomass Association), in un poderoso rapporto pubblicato nel 2008, sostiene che l'Italia può raggiungere alcuni importanti obiettivi per il prossimo decennio e produrre, utilizzando biomasse di vario tipo e origine: 3 Mtep di energia elettrica, pari 35.000 GWh; 9-11 Mtep di energia termica e 4-5 Mtep di biocarburanti, per un totale di energia fossile sostituita pari a 16-19 Mtep;

Le biomasse, il biogas e i biocombustibili hanno grandi potenziali, ancora poco sfruttati. Gli allevamenti che disperdono i reflui sono ancora la grande maggioranza, e le coltivazioni dedicate alla produzione di biocombustibili sono ancora molto limitate. Riteniamo che raggiungere una capacità installata di 7.000 MW, pari a quattro volte quella attuale, sembra fattibile e la produzione di elettricità, comprensiva di tutto l'incenerito può situarsi intorno ai 28.500 GWh. Escludendo dal conteggio l'incenerito non rinnovabile, la produzione di Energia dovrebbe situarsi sui 23.500 GWh.

Per concludere, la produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili si potrebbe attestare quindi sui 116.000 GWh con un incremento di quasi il 70% rispetto il 2009, e con un'incidenza del 35% sul totale dell'energia elettrica immessa in rete al 2020.

Il Termoelettrico

Per quanto riguarda la produzione di Energia Convenzionale ovvero da impianti Termoelettrici comprensivi della frazione non rinnovabile destinata ai termovalorizzatori, una quota di poco più di 190.000 GWh dovrebbe essere sufficiente a coprire il fabbisogno al 2020. Questo significa che 50.000 MW di capacità netta disponibile con un funzionamento medio di 3.800 ore/anno sono

sufficienti a garantire la cosiddetta "Potenza di Planning" al 2020 con una riserva del 40%

Il problema dell'utilizzo degli impianti termoelettrici rimane un tema aperto. Ipotizzando un incremento delle ore medie di utilizzo degli impianti, da 3.500 a 3.800 ore/anno, potrebbero essere sufficienti, al 2020, 50.000 MW di capacità termoelettrica disponibile da combustibili fossili (carbone, olio combustibile e gas). Tuttavia il permanere del meccanismo della formazione del prezzo in Borsa elettrica con il metodo del prezzo marginale, non può che rallentare la dismissione degli impianti più obsoleti e quindi più costosi. D'altra parte l'incremento delle richieste di punta, soprattutto per l'aumento della diffusione di pompe di calore, sia per riscaldamento che per raffrescamento, farà aumentare la realizzazione di impianti dedicati alle punte con bassi utilizzi ma con prezzi di offerta particolarmente elevati.

Da queste considerazioni ne deriva che è più probabile che le ore medie di funzionamento diminuiscano anziché aumentare e che quindi il parco termoelettrico potrebbe assestarsi su una capacità globale intorno agli 80.000 MW. Infatti, secondo i dati provvisori pubblicati da Terna, la Potenza Efficiente Netta di generazione elettrica è aumentata del 4,7% tra il 2008 e il 2009, con l'entrata in esercizio di circa 2.700 nuovi MW di Cicli Combinati a Gas. Peraltro, come già detto prima, tra il 2010 e il 2011, dovrebbero entrare in esercizio altri 3.300 MW di impianti attualmente in costruzione. Nel 2012 dovrebbero "entrarne" altri 1.200 MW già autorizzati ma non ancora in costruzione e poi c'è la fila di altri 15.000 MW ancora in fase di autorizzazione.

Infine occorre considerare il notevole incremento in atto di impianti di mini-cogenerazione che sta avvenendo al ritmo di un migliaio di MWt per anno e forse più. Secondo i dati del GSE, tra il 2006 e il 2008, ne sono entrati in esercizio un centinaio, per un ammontare di 4.000 MWt con un trend che tende ad aumentare.

Scenario "Monguzzi & Zobot" al 2020

	Potenza Netta [MW]	%	Produzione Netta[GWh]	%	Producibilità [GWh]	Margine [%]
Hydro da apporti naturali	23.000	22%	45.000	14%	57.500	22%
Eolico	13.000	12%	26.000	8%	28.600	9%
Geotermico	1.000	1%	7.500	2%	8.000	6%
Fotovoltaico	12.000	11%	14.000	4%	15.600	10%
Biomasse, RSU, Biocombustibili	7.000	7%	28.500	9%	33.600	15%
Termoelettrico	50.000	47%	192.000	60%	325.000	41%
Hydro da pompaggi			7.000	2%		
Totali	106.000	100%	320.000	100%	468.300	32%
Pompaggi (in sottrazione)			10.000			
Import			20.000	6%		
Richiesta sulla rete			330.000			
Perdite sulla rete			18.000	5%		
ai Consumi finali			312.000			
Produzione da rinnovabili "pure"			116.000	35%		

Le Importazioni e le Esportazioni

Sia l'Unione Petrolifera, sia la Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile prevedono una riduzione delle importazioni. Secondo i nostri calcoli, le importazioni dovrebbero scendere al 6% del totale dell'energia richiesta sulla rete, pari a 20.000 GWh/anno e una buona parte di questa dovrebbe essere utilizzata per alimentare i bacini idroelettrici tramite pompaggi notturni. Al 2020 è probabile che le importazioni dalla Francia si riducano drasticamente per via delle difficoltà in atto del sistema nucleare francese, che con lo smantellamento previsto al 2020 di una dozzina di reattori, non sarà più in grado di garantire elevati volumi di esportazione.

D'altra parte, con l'approvazione da parte del Consiglio dei Ministri francese della legge "NOME" (Nouvelle Organisation du Marché Electrique" - 14 Aprile 2010), il prezzo da pagare per le forniture di Energia Elettronucleare a Electricité de France (EdF) dovrà necessariamente coprire tutti i costi delle centrali in esercizio: della produzione, dello smantellamento, del capitale e del prolungamento della vita dei reattori. Di conseguenza i prezzi di vendita dell'elettricità francese sono destinati a salire consistentemente. Secondo EdF, il prezzo di vendita dell'elettricità di origine nucleare agli "altri operatori" aumenterà fino a 60 Euro/MWh al 2020 rispetto l'attuale prezzo regolato di 32 €/MWh e ciò provocherà una forte riduzione delle importazioni attuali.

Per contro sono in progetto e allo studio potenziamenti e nuove connessioni con i Paesi confinanti. Di questi i potenziamenti più prossimi a decollare sembrano essere quelli con la Svizzera, con Lienz in Austria e con la Slovenia. Vi sono poi numerose altre ipotesi di collegamenti attualmente in istruttoria con la Croazia, il Montenegro, l'Albania, nonché un collegamento in Corrente Continua tra la Sicilia e la Tunisia.

E' possibile quindi che una parte di importazioni che attualmente provengono dalla Francia, in futuro possano arrivare da questi Paesi, anche se si può ragionevolmente escludere che da qui al 2020 i collegamenti con Croazia, Montenegro e Albania possano essere realizzati.

Per quanto riguarda l'import-export con la Francia, il flusso sarà destinato ad invertirsi se e quando entreranno in esercizio impianti nucleari sul suolo italiano, dato che questi saranno destinati principalmente ad alimentare la rete elettrica francese, anche se ciò è improbabile che avvenga prima del 2025.

I Pompaggi

Gli impianti di pompaggio sono una grande risorsa per accumulare indirettamente energia elettrica con una resa accettabile. La resa, tra l'energia spesa per pompare l'acqua nei bacini a monte e l'energia ricavata dalla caduta dell'acqua nel bacino a valle, può arrivare al 70%.

Leggendo i dati forniti dal MSE ed elaborati dall'Associazione dei Produttori di Energie Rinnovabili (APER) si rileva che il potenziale attuale sia di almeno 7.500 GWh/anno producibili tramite sistemi di pompaggio. Questo valore è già stato ottenuto nel 2002, annata di scarsità di precipitazioni. Negli anni successivi l'energia ricavata da pompaggi è scesa costantemente fino a raggiungere un minimo nel 2009

di 4.157 GWh. Il 2009 peraltro è stato un anno record per la produzione idroelettrica con ben 47.000 GWh, esclusi i pompaggi.

L'ipotesi di ricavare 7.000 GWh da pompaggi al 2020 è quindi fortemente cautelativa considerando che tale valore può essere ottenuto senza alcun intervento sui bacini a valle, ma semplicemente utilizzando quelli esistenti.

Le Perdite sulle reti

Le perdite rappresentano un valore importante nell'economia della gestione delle reti di trasporto e di distribuzione dell'energia elettrica. Attualmente ben 20.000 GWh/anno, pari al 6% dell'energia immessa in rete si perde, principalmente per il cosiddetto "effetto Joule".

Secondo la IEA (dati 2007), tale valore è del 6.35%, contro il 5.6% di Germania, Spagna, Austria, il 4.9% del Belgio, il 7.4% della Francia, il 12,6% della Polonia ed il 19% dell'Estonia. In media nell'Europa a 27 (compresi quindi i paesi ex-sovietici) la dispersione è di circa 6.7%.

Sebbene le perdite sulla rete italiana siano nella media europea, il miglioramento di anche un solo punto percentuale può consentire un'economia di circa 3.500 GWh/anno. Miglioramenti delle reti e degli apparati di trasformazione per ridurre le perdite sono possibili ed auspicabili.

Una Strategia per un Piano di Azione condiviso

Le condizioni per raggiungere al 2020 116.000 GWh, pari al 35% di produzione elettrica da fonti rinnovabili impongono l'eliminazione delle attuali inefficienze burocratiche e autorizzative, lo sviluppo della rete elettrica partendo dall'attuazione dei provvedimenti in buona parte già stabiliti ma tutt'ora non attuati, la costruzione di un quadro organico di regole di riferimento che superi l'attuale proliferazione di provvedimenti scollegati, incoerenti o in completa contraddizione con gli obiettivi di sviluppo delle rinnovabili.

In questa visione è fondamentale il coinvolgimento delle Amministrazioni Locali, la definizione concertata tra Governo Nazionale e Regioni degli obiettivi quantitativi delle singole fonti energetiche, la loro articolazione a livello regionale e locale (Burden Sharing), e conseguentemente che l'obiettivo nazionale sia formato dalla somma di target regionali e locali realistici e condivisi, con l'attivazione di un quadro stabile di incentivazione finanziaria.

In sintesi si tratta di attivare un quadro organico di politica energetica finalizzata a:

- Ridurre la domanda di energia elettrica negli usi finali con sostegni a programmi innovativi di Demand Side Management (DSM). Il principale ostacolo alla realizzazione di programmi di DSM da parte delle Piccole e Medie Imprese, nei comparti industriale e terziario, ma anche per i singoli privati proprietari di abitazioni, consiste nella difficoltà di accesso al credito per disporre delle provviste finanziarie necessarie ad effettuare interventi di riqualificazione energetica. Uno strumento che è stato sperimentato con successo e facilmente replicabile, con costi modesti per le amministrazioni pubbliche, è rappresentato dai contributi in conto interesse in partnership con gli istituti di credito (vedi allegato 1).

- Massimizzare il dispacciamento in rete dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, quale condizione necessaria per il raggiungimento degli obiettivi della Direttiva 2009/28/CE, con il potenziamento della rete elettrica esistente per superare le attuali congestioni strutturali e l'avvio della realizzazione di "reti intelligenti" magliate e non gerarchiche per l'ottimizzazione della produzione e immissione in rete delle fonti rinnovabili non programmabili.
- Riequilibrare nell'immediato la domanda con l'offerta di Certificati Verdi e avviare, contestualmente, una migrazione verso un sistema, amministrato con trasparenza, di un "Feed in Premium". Attualmente l'offerta di CV è quasi doppia rispetto alla domanda. Il riequilibrio può avvenire da una parte annullando l'eccesso di offerta mediante un meccanismo di ritiri annui effettuati dal Gestore dei Servizi Elettrici; dall'altra incrementando la domanda di CV con un sensibile aumento della quota d'obbligo, attualmente del 5,7%, decisamente insufficiente non solo a garantire il raggiungimento degli obiettivi al 2020, ma anche a permettere la remunerazione del capitale delle iniziative già sviluppate. Inoltre, occorre rivedere la lunga lista delle esenzioni dall'obbligo di acquisto, che a partire dal 2003 ha ormai eroso la metà della base d'obbligo, portando l'energia soggetta ad obbligo da 360 TWh a circa 185 TWh.
- Sviluppare un sistema di piccoli e medi bacini idroelettrici dotati di sistemi di pompaggio. Tale soluzione tecnologica rappresenta attualmente l'unica tecnica sufficientemente matura per consentire l'accumulo di quantità apprezzabili di energia e che può essere integrata anche in sistemi ad uso plurimo idroelettrico/irriguo.
- Rendere stabili e scalabili i meccanismi di incentivazione, in una logica di adeguamento dinamico del livello di incentivazione ai sovra-costi marginali di produzione per ciascuna fonte, considerando anche le dinamiche di riduzione di costo delle nuove tecnologie in virtù dell'effetto "apprendimento", tutelando le iniziative già avviate e garantendo i diritti acquisiti.
- Riutilizzare a fini energetici le biomasse già disponibili ma classificate come rifiuti; questo costituisce una delle soluzioni di maggiore efficienza consentendo di risparmiare materia prima. Attualmente questa pratica è ostacolata, non dalla scarsa disponibilità della risorsa, ma dalla mancanza di regole chiare.
- Chiarire in maniera univoca le regole per la gestione delle biomasse di origine non vergine con la revisione degli adempimenti riservati ai rifiuti e con il corretto inquadramento del digestato o delle ceneri derivanti dai processi di produzione di bioenergia, il cui trattamento è applicato in maniera non uniforme.
- Migliorare l'impiego delle biomasse forestali con una conoscenza più puntuale delle risorse disponibili, spesso caratterizzata da dati vecchi, mancanti, o diversi da fonte a fonte; migliorare l'accessibilità alle aree boschive, caratterizzate da una frammentazione in piccole proprietà non sempre accessibili, e prevedere una maggiore sensibilizzazione delle parti interessate verso i benefici di una corretta gestione forestale.

Conclusioni

In Italia, i settori dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili sono caratterizzati da provvedimenti adottati con enorme ritardo o mai adottati, dall'instabilità ed disorganicità della normativa, da un'assenza cronica di pianificazione energetica condivisa a livello nazionale e regionale.

La mancanza di riferimenti certi e stabili, di prospettive sicure che possano guidare le scelte per il prossimo decennio, provocano il permanere di incertezze negli ambienti imprenditoriali e finanziari, bloccano la competitività di interi comparti industriali, frenano la nascita e lo sviluppo di piccole e medie industrie radicate sul territorio e in ultima analisi impediscono lo sviluppo di nuova occupazione.

Ma il mercato dell'energia non è fatto solo di "Offerta". Esiste anche la "Domanda" e se sul lato dell'Offerta di energia non possiamo incidere più di tanto, possiamo invece intervenire sulla Domanda di energia e quindi sul comportamento delle persone, promuovendo l'uso razionale dell'energia, l'efficienza energetica, le fonti rinnovabili, che possono e devono essere promossi e sviluppati dagli Enti Locali, che devono acquisire un ruolo fondamentale nella costruzione e nella diffusione della conoscenza in termini di "Capacity Building".

Ma la nostra visione di "Capacity Building" va oltre la percezione convenzionale del saper fare e della formazione. La tematica centrale della gestione ambientale, che significa gestire i cambiamenti, risolvere i conflitti, gestire il pluralismo istituzionale, valorizzare il coordinamento, sviluppare la comunicazione e assicurare la condivisione dei dati e delle informazioni, richiede una visione ampia ed olistica della capacità di costruire e sviluppare.

A tal proposito, il requisito chiave è il riconoscimento e la consapevolezza che anche sul lato della domanda di energia esistono risorse e che queste risorse hanno valore economico. Compito delle Amministrazioni Locali è di confrontare queste risorse con le risorse sul lato dell'offerta e scegliere le più convenienti tenendo conto anche dei costi sociali, sanitari e ambientali che l'uso dei combustibili di ogni tipo provocano.

In molti casi abbiamo potuto verificare come la popolazione sia più avanti dei propri governanti. L'uso di approcci che migliorino il capitale sociale per rafforzare e incanalare molti aspetti delle relazioni sociali verso la riduzione dei consumi di energia, può servire a stimolare un cambio di paradigma nell'approccio alle modalità di uso dell'energia stessa.

Quello che serve è una politica lungimirante che creda nella necessità di cambiamento paradigmatico e che stimoli le filiere nazionali e l'imprenditoria in primis a sviluppare un'offerta sempre più efficace ed efficiente di nuove tecnologie "low carbon" incanalando le risorse disponibili, soprattutto intellettuali, verso queste finalità.

Per concludere, in un contesto in cui il Governo pontifica su un improbabile ritorno al nucleare e le Utilities energetiche tradizionali non sono ancora capaci di disaccoppiare i profitti dalle vendite e quindi offrire servizi per il risparmio energetico e per le fonti rinnovabili, riteniamo che la parola d'ordine "pensare globalmente e agire localmente" sia ancora valida; l'unico problema è che bisogna fare in fretta; i treni passano veloci e noi dobbiamo ancora decidere quale prendere.

Milano, Agosto 2010

Allegato 1 - Gli Incentivi Finanziari in Conto Interesse

Gli incentivi erogati dalle Regioni italiane destinati al sostegno dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili ammontano, allo stato attuale, a circa 500 Milioni di Euro, provenienti sia da Fondi POR-FESR, sia da fondi propri. Si tratta quasi esclusivamente di contributi in conto capitale una tantum, con procedure di assegnazione piuttosto lunghe e complesse.

Mediamente tutti questi i programmi di incentivazione pubblica in conto capitale prevedono contributi che oscillano dal 30% al 50% dei lavori eseguiti. Ciò vuol dire che i contributi in conto capitale producono un effetto moltiplicativo di un fattore 2 o al massimo 3. I bandi sono in genere complessi, lunghi da gestire sia nella fase di valutazione, ma soprattutto nella fase di erogazione dei contributi. Infine, la caratteristica ad intermittenza di questi bandi con data di scadenza, obbligano i professionisti e le imprese a periodi di lavoro intensi, intervallati da lunghi periodi di attesa per i responsi o tra un bando e l'altro.

Questi bandi inoltre distorcono i mercati delle nuove tecnologie che si cerca di incentivare: se il contributo concesso ad una determinata tecnologia è elevato, è possibile che i prezzi di quella tecnologia subiscano aumenti considerevoli che annullano in parte l'effetto del contributo stesso. Ciò è dovuto alle forti richieste delle tecnologie incentivate per periodi brevi e al pericolo, per i distributori, di riempire i magazzini di prodotti che, finita l'incentivazione, rimangono invenduti.

Ma anche in presenza di una quota consistente di contributo, occorre comunque possedere la rimanente parte della somma necessaria dell'investimento, oppure farsela prestare da un istituto di credito, cosa che rende poco appetibile il contributo iniziale, dato che gli interessi bancari sulle somme prestate possono uguagliare la quota stessa di contributo. La liquidazione dei contributi poi, in situazioni in cui le amministrazioni pubbliche non sono in grado di adattarsi ai picchi di lavoro indotti da questo tipo di bandi, assume tempi "biblici" e non di rado occorre aspettare anni per ottenere gli agognati contributi.

Questi argomenti fanno ritenere che per gli interventi di riqualificazione energetica e per la realizzazione di impianti di fonti rinnovabili, **i contributi pubblici in conto capitale siano il peggior sistema di incentivazione esistente.**

Qualcuno tuttavia sembra averlo capito. La Provincia di Milano ha creato delle partnership pubblico-private con gli istituti di credito per erogare prestiti rigorosamente senza interessi ai cittadini interessati a investire in risparmio energetico e fonti rinnovabili. Gli interessi sulle somme prestate sono ripartite 50-50 tra la Provincia e le Banche che hanno aderito all'iniziativa. I cittadini possono così accedere all'intero importo necessario per effettuare gli interventi restituendo solo il capitale prestato. Condizione per ottenere il prestito è che i risparmi ottenuti siano congruenti con le rate di rimborso del prestito in modo che l'operazione sia "indolore" per i cittadini. Pertanto gli artigiani o le imprese che effettuano i lavori, devono dichiarare e sottoscrivere l'entità del risparmio che gli interventi produrranno.

Con questo sistema occorrono mediamente 15 giorni dalla presentazione della richiesta alle Banche per espletare le pratiche ed erogare i prestiti e i cittadini sono garantiti sul risultato dell'operazione. In due anni, con una spesa di 1.350.000 Euro la Provincia di Milano ha mobilitato 16 milioni di investimenti a favore delle Piccole Imprese, **con un fattore moltiplicativo pari a 12** e con una funzione anticiclica rispetto alla crisi economica e finanziaria in corso.

Anche la Regione Piemonte ha istituito un simile sistema di incentivazione in conto interesse contribuendo per il 50% degli interessi sui prestiti bancari per le imprese e per il 60% per i privati. Con uno stanziamento di circa 6 milioni di Euro, il Piemonte riesce a mobilitare almeno 60 milioni di investimenti.

In Francia poi, questo tipo di incentivazione è stato adottato su scala nazionale. Nell'ambito della cosiddetta "Grenelle de l'environnement" il Ministero "du Développement Durable" ha lanciato un sistema di "Eco-prestiti a Tasso Zero", in partnership con la Federazione Bancaria Francese, per finanziare interventi di riqualificazione energetica sugli edifici residenziali francesi tra il 2009 e il 2012 e indurre 20 Miliardi di Euro di investimenti in efficienza energetica.

Una seconda iniziativa, per la riqualificazione di "logements sociaux" ha visto lo stanziamento di una prima somma di 1,2 Miliardi di Euro a favore della "Caisse des Dépôts", per coprire il costo degli interessi a tasso fisso dell'1,9% per la durata di 10 anni, per la riqualificazione energetica di 100.000 alloggi tra il 2009 e il 2010. L'obiettivo è di riqualificare, con tranche successive, 800.000 alloggi sociali al 2020.