

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

La produzione nazionale netta nel 2012 è risultata di 285 TWh, in diminuzione del 2,3% rispetto al 2011. La produzione termoelettrica ha coperto circa il 67,8% della produzione nazionale netta, mentre le fonti rinnovabili il restante 32,2%. Dai dati disaggregati per fonte emerge un calo della produzione termoelettrica del 7,3% tra il 2012 e il 2011. La diminuzione della produzione termoelettrica è stata determinata da un forte abbassamento della produzione di energia elettrica da gas naturale (-11%), che rappresenta nel 2012 il 65% della produzione termoelettrica netta (risultava il 67,5% nel 2011), cui si è aggiunta una riduzione del 22% circa della voce residuale "Altre" che comprende vari combustibili solidi, gas

derivati e altri combustibili gassosi. Tali diminuzioni non sono state controbilanciate dall'aumento della produzione da carbone (+10%) e da prodotti petroliferi (+5,6%), che mantengono un peso minore sulla produzione termoelettrica, rispettivamente del 23% e del 4,2%. La produzione elettrica da fonte rinnovabile registra invece un incremento di circa il 10%. A questo risultato hanno contribuito l'incremento della generazione eolica (+34,2%), fotovoltaica (+72%) e da biomassa e rifiuti (+15,5%). Risultano invece in diminuzione la produzione idroelettrica (-8,2%) e quella geotermica (-1,5%). I forti incrementi annuali dell'eolico e del fotovoltaico hanno spinto queste due fonti ad assicurare rispettivamente il 14% e il 20% della produzione nazionale rinnovabile. Complessivamente le due fonti coprono oltre l'11% della produzione nazionale netta.

TAV. 2.3

Produzione netta
per fonte 2008-2012
GWh

FONTE	2008	2009	2010	2011	2012 ^(A)
Produzione termoelettrica	242.584	209.059	212.077	208.412	193.159
Solidi	39.242	35.904	35.937	40.655	44.660
Gas naturale	168.042	143.051	148.313	140.617	125.150
Prodotti petroliferi	17.426	14.328	8.927	7.634	8.060
Altri	17.874	15.775	18.905	19.506	15.289
Produzione da fonti rinnovabili	63.941	72.048	78.671	83.034	91.640
Idroelettrico	46.673	52.843	53.795	47.202	43.322
Eolico	4.852	6.485	9.048	9.774	13.119
Fotovoltaico	193	676	1.874	10.668	18.323
Geotermico	5.198	5.015	5.047	5.315	5.238
Biomassa e rifiuti	7.025	7.028 ^(B)	8.907	10.074 ^(B)	11.638 ^(B)
PRODUZIONE TOTALE	306.525	281.107	290.748	291.446	284.798

(A) Dati provvisori.

(B) Dato stimato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Terna.

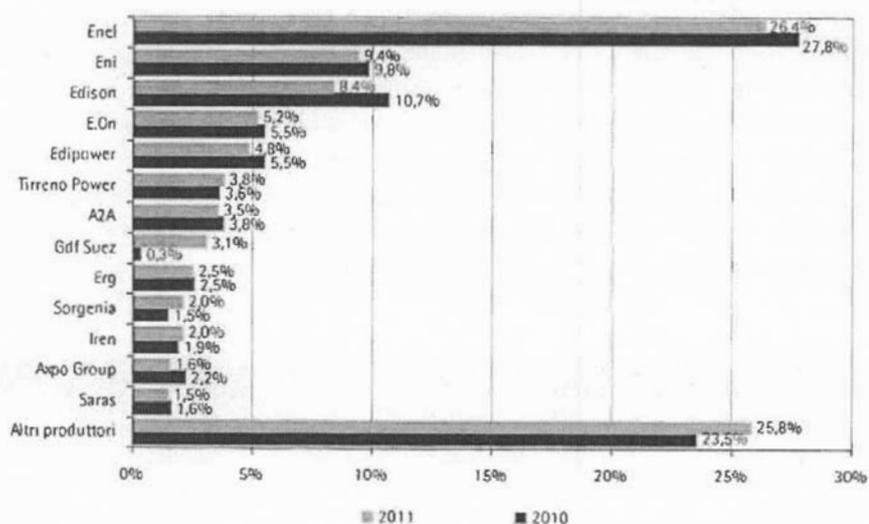
⁽¹⁾ In assenza, alla data di redazione della presente Relazione Annuale, di dati disponibili sulla produzione lorda, si fa riferimento ai dati della produzione netta di fonte Terna.

La figura 2.1 riporta il contributo dei principali gruppi alla generazione lorda nel 2011 e nel 2012. La quota di Enel sulla produzione elettrica è in costante diminuzione, attestandosi al 25,4% nel 2012 contro il 26,2% del 2011 e il 27,8% del 2010. Seguono Eni, con una quota in lieve aumento e pari al 9,5% (9,3% nel 2011), ed Edison in diminuzione di oltre un punto percentuale con una quota di 7,2%.

Tra i gruppi societari che mostrano un incremento della rispettiva quota di mercato vi è GdF Suez, la cui quota risulta in crescita per il secondo anno consecutivo passando dallo 0,3% del 2010 al 3,1% del 2011 e infine al 3,6% del 2012, superando A2A (3,2%). Nel 2011 lo scioglimento della *joint venture* tra Acea e la stessa GdF Suez Energia Italia ha comportato la cessione dei siti produttivi di AceaElectrabel e della Tirreno Power (quest'ultima al

50%), confluiti nel parco impianti di GdF Suez Produzione. Anche Erg ha visto aumentare la propria quota di mercato di 0,4 punti percentuali, passando così al 2,9%. Sono però i piccoli produttori a rappresentare la parte più vivace del mercato incrementando la partecipazione alla produzione lorda nazionale di oltre tre punti percentuali, raggiungendo il 29,6% del mercato.

L'indice di Herfindahl-Hirschman³ (HHI) sulla generazione lorda risulta in costante diminuzione e nel 2012 è pari a 884, rispetto a un valore di 953 nel 2011 e di 1.097 nel 2010. La potenza termoelettrica lorda installata dai primi tre operatori copre quasi il 53% della capacità installata e gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2012 una disponibilità di capacità di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari a oltre il 91% della relativa capacità installata.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.1

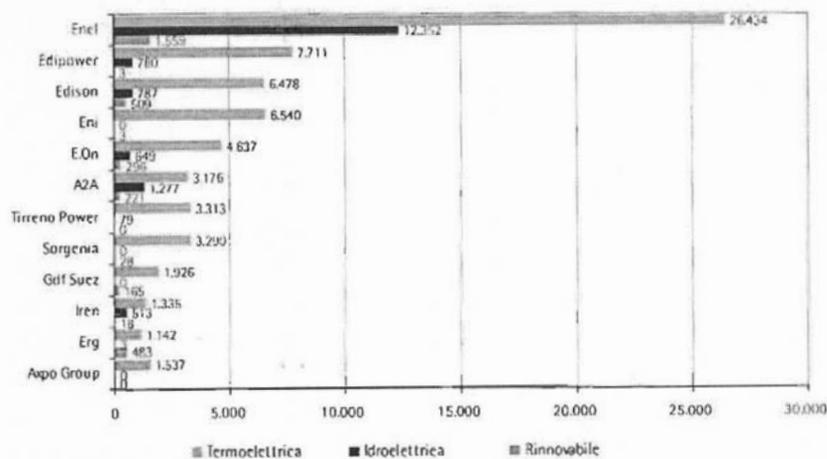
Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

Confronto 2011-2012; dati in percentuale

³ L'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) è usato per misurare il grado di concorrenza presente in un determinato mercato. L'indice è dato dalla somma dei quadrati delle quote di mercato (esprisse in percentuale) detenute da ciascun operatore. Il valore di HHI è sempre positivo e al massimo pari a 10.000, nel caso vi sia un solo operatore nel mercato. Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore ne indica uno fortemente concentrato.

FIG. 2.2

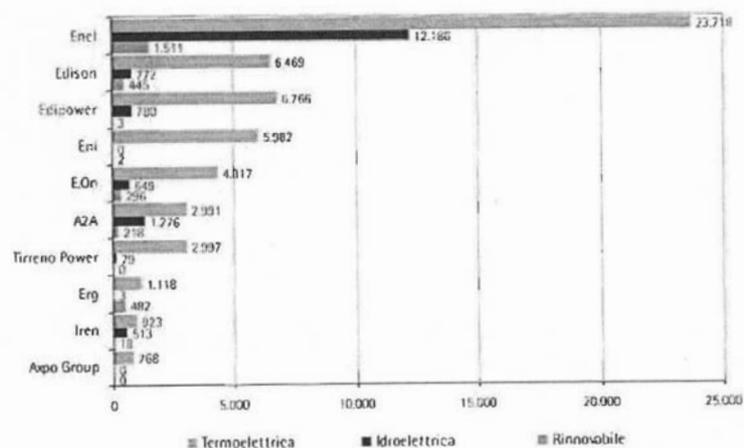
Disponibilità di capacità lorda
dei maggiori gruppi nel 2012
MW



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.3

Potenza disponibile (per
almeno il 50% delle ore)
per i maggiori gruppi
nel 2012
MW



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Dalla tavola 2.4, che mostra la potenza lorda e netta in Italia in esercizio fino al 2012, si può evincere l'incremento esponenziale delle rinnovabili.

L'incremento della potenza netta entrata in esercizio negli ultimi due anni risulta quasi una volta e mezzo l'incremento

entrato in esercizio nella decade precedente. Il dato è tanto più rilevante se confrontato con quello degli impianti termoelettrici dove gli impianti entrati in esercizio negli ultimi due anni rappresentano appena il 7% della potenza aggiunta nella decade 2001-2010.

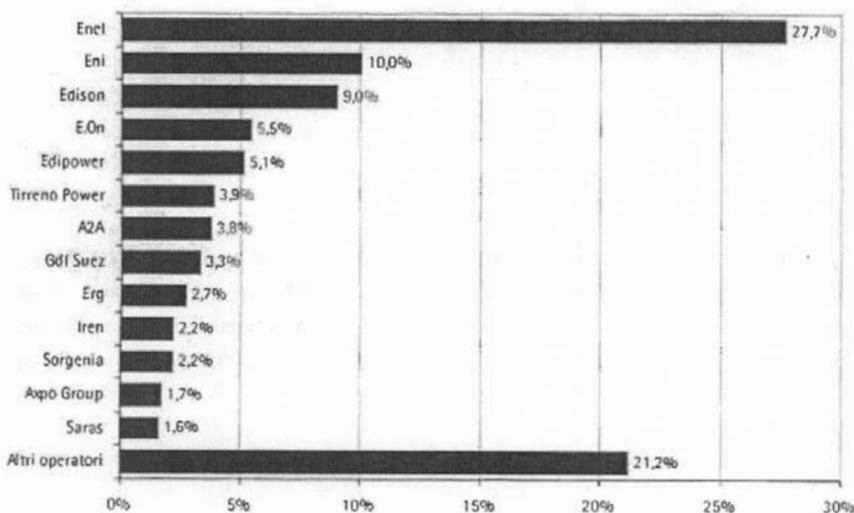
	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMoeLETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,6	19,7	74,2	116,5
Potenza netta	22,4	19,3	70,9	112,5
- di cui:				
fino al 1975	12,5	0	7,8	20,3
dal 1975 al 1990	3,6	0,1	8,9	12,6
dal 1991 al 2000	2,4	1	15,9	19,3
dal 2001 al 2010	3,2	7,5	35,7	46,4
Dopo il 2010	0,7	10,7	2,5	14

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.4 riporta le quote percentuali dell'energia prodotta dai maggiori gruppi e destinata al consumo. Le quote sono calcolate al netto sia dell'energia CIP6 ceduta dal Gestore dei servizi energetici (GSE) al mercato, sia della quota destinata ai pompaggi, sia delle esportazioni.

La quota coperta da Enel risulta ancora in diminuzione, nel 2012 è di poco superiore al 26%, in riduzione di oltre 1,5 punti percentuali rispetto al 2011. Tra i principali concorrenti Eni mostra una sostanziale tenuta del mercato con un lieve aumento di 0,4 punti percentuali rispetto al periodo precedente, attestandosi al 10,4%

del mercato. Si evidenzia la riduzione di Edison, al 7,9% nel 2012 rispetto al 9% del 2011 e all'11,2% del 2010. Anche E.On, Edipower e A2A registrano una diminuzione della propria quota di mercato. I restanti operatori si sono sostanzialmente ripartiti gli spazi lasciati dalle minori quote di mercato delle imprese maggiori; tra questi si sottolinea l'ascesa di Gdf Suez che, grazie alla buona tenuta di mercato successiva alle citate acquisizioni, supera la Tirreno Power e A2A. La redistribuzione delle quote di mercato tra gli operatori ha un impatto positivo sull'indice HHI che nel 2012 risulta pari a 962 (nel 2011 era pari a 1.077).



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.4

Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti GW

FIG. 2.4

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione di energia elettrica destinata al consumo nel 2012

Dati in percentuale

Le tavole successive mostrano la presenza degli operatori nella produzione termoelettrica e rinnovabile distinta per fonte. Enel si conferma il primo operatore nella generazione termoelettrica con quote importanti nel carbone (76%) e nei prodotti petroliferi (34,7%), entrambe in crescita rispetto al 2011. Diversamente dai suoi principali concorrenti, diminuisce invece l'uso del gas naturale per il primo produttore del mercato.

L'uso di questa risorsa da parte di Enel si riduce infatti di 3,2 punti percentuali, attestandosi al 10,2%. Il primo utilizzatore di gas risulta Eni (19,6%), seguito da Edison (14,1%), entrambi in aumento rispetto al 2011. È da sottolineare per Eni la caduta dell'uso dei prodotti petroliferi nella produzione elettrica (6% nel 2012 contro

il 15,4% del 2011). Tirreno Power e A2A rimodulano la propria produzione elettrica da fonte tradizionale, spostandosi sul carbone a scapito del gas naturale. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, il primo operatore, Enel, mostra una riduzione nell'idrico e nel solare, mentre aumenta la sua presenza nella produzione da biomassa, biogas e rifiuti.

Per quest'ultima fonte, nonostante la riduzione, A2A si conferma il primo produttore. I piccoli operatori continuano a guadagnare spazio nella produzione rinnovabile, soprattutto per la produzione da biomassa, biogas e rifiuti in aumento di quasi dodici punti percentuali; l'unica voce in controtendenza risulta l'eolico al 69% contro il 79% del 2011.

TAV. 2.5

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2012

Dati in percentuale

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	76,0	34,7	10,2	0,1
Eni	0,0	6,0	19,6	19,6
Edison	0,0	0,0	14,1	3,0
E.On	7,9	9,7	5,6	0,2
Gdf Suez	0,0	0,0	8,2	0,0
Tirreno Power	9,2	0,0	3,7	0,0
Edipower	1,7	30,6	5,6	0,0
Erg	0,0	3,2	2,3	25,1
Sorgenia	0,0	0,0	4,5	0,0
A2A	5,2	0,0	2,3	0,0
Iren	0,0	0,0	4,2	0,0
Altri operatori	0,0	15,7	19,6	52,0
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Comprende oli combustibili: BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Enel	38,3	100,0	8,5	1,2	4,5
A2A	6,2	0,0	0,0	0,0	13,6
Edison	4,9	0,0	7,0	0,2	0,9
CVA	6,7	0,0	0,7	0,2	0,0
Hydro Dolomiti Enel	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Edipower	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0
SE Hydropower	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0
E.ON	2,2	0,0	5,0	0,6	0,0
Erg	0,0	0,0	9,7	0,0	0,0
Iren	2,6	0,0	0,0	0,1	1,1
Sel	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Altri operatori	19,8	0,0	69,1	97,6	80,0
TOTALE	100	100	100	100	100

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione rinnovabile per fonte nel 2012

Dati in percentuale

REGIONE	NUMERO OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Valle d'Aosta	28	3	90,1	90,9
Piemonte	1.177	128	44,5	64,7
Liguria	62	6	96,5	95,9
Lombardia	1.503	214	34,3	52,3
Trentino Alto Adige	581	70	52,6	58,3
Veneto	796	129	72,3	77,1
Friuli Venezia Giulia	254	32	71,6	70,4
Emilia Romagna	1.026	124	64,1	57,4
Toscana	278	27	65,0	67,5
Lazio	194	19	84,6	86,0
Marche	459	29	75,5	58,9
Umbria	123	4	77,9	81,4
Abruzzo	165	9	50,6	64,6
Molise	46	1	58,3	71,7
Campania	131	9	55,5	58,3
Puglia	694	14	71,2	51,2
Basilicata	89	4	42,9	38,5
Calabria	89	0	66,7	65,0
Sicilia	257	13	64,3	57,1
Sardegna	93	7	83,2	67,8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.7

Presenza territoriale degli operatori nel 2012

Per quanto riguarda la presenza territoriale (Tab. 2.7), rispetto ai dati forniti per il 2011 si registrano dei forti incrementi nel numero degli operatori in diverse regioni. Va evidenziato però che tale fenomeno è anche conseguenza della delibera 443/2012/A, che ha ridefinito i criteri per l'iscrizione all'Anagrafica operatori, come stabilito dalla delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08, e pertanto il confronto può risultare non appropriato. A seguito della riformulazione degli obblighi informativi, la regione con il maggior numero di operatori è la Lombardia (1.503), seguita da Piemonte (1.177) ed Emilia Romagna (1.026). In queste regioni si registra anche un numero elevato di autoproduttori. È il Veneto però che registra il primato, in termini percentuali, di operatori autoproduttori (16,2%), secondo per numero di soggetti presenti in questa categoria (129) dietro la Lombardia (214). Quest'ultima è anche la regione che mostra il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica (il C3 è pari a 34,3%), mentre risulta seconda per grado di concentrazione nella capacità installata (C3 pari a 52,3%). Il Piemonte e la Basilicata sono le altre regioni che mostrano livelli del C3 inferiori al 50%, anche se vale la pena evidenziare la posizione dell'Abruzzo con un C3 del 50,6%. Di converso, in Valle d'Aosta, Liguria, Lazio e Sardegna si registrano livelli di C3 sopra l'80%. A parte qualche eccezione, i livelli di concentrazione sulla capacità installata seguono in modo diretto i livelli di concentrazione sulla generazione finora analizzati. Si possono infatti distinguere i casi del Piemonte e dell'Abruzzo, il cui C3 sulla capacità è ben più alto del corrispondente C3 sulla produzione. La Puglia, di converso, presenta un C3 elevato sulla produzione (71,2%), cui segue il più basso livello di concentrazione sulla capacità. Nonostante i livelli di concentrazione risultino sostanzialmente elevati in molte regioni, rispetto al 2011 i livelli di C3 appaiono in diminuzione in tutte le regioni; unica eccezione è il Friuli Venezia Giulia, che presenta un incremento del C3 sulla produzione di oltre quattro punti percentuali.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

Il programma di incentivazione in Conto energia, attivo a partire dal settembre 2005, definisce il meccanismo di incentivazione della

produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

Nel 2012 il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con decreto 5 luglio 2012, ha modificato il regime di incentivazione del fotovoltaico del precedente IV Conto energia introducendo il V Conto energia, che ha trovato applicazione nel caso di impianti entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 (cioè decorsi 45 giorni solari dalla data di pubblicazione della deliberazione con cui l'Autorità ha individuato la data in cui il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi ha raggiunto il valore di 6 miliardi di euro l'anno). Il nuovo sistema incentivante si riferisce agli impianti fotovoltaici di potenza non inferiore a 1 kW e a impianti fotovoltaici con caratteristiche innovative o a concentrazione, con potenza superiore a 1 kW e inferiore a 5 MW, che entrano in esercizio in data successiva al 26 agosto 2012. Il decreto stabilisce altresì che le modalità di incentivazione del fotovoltaico cessino decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi di 6,7 miliardi di euro l'anno. Il IV Conto energia ha trovato ancora applicazione per i piccoli impianti fotovoltaici, per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative entrati in esercizio prima del 27 agosto 2012, per i grandi impianti iscritti in posizione utile nei Registri e che producono la certificazione di fine lavori in tempo utile e, infine, per gli impianti realizzati sugli edifici pubblici e su aree delle amministrazioni pubbliche che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012 (poi prorogato, esclusivamente per gli impianti da realizzare su edifici pubblici e su aree delle amministrazioni pubbliche, la cui autorizzazione sia stata chiesta e ottenuta, al 31 marzo 2013, ovvero per gli impianti della medesima fattispecie sottoposti alle procedure di valutazione di impatto ambientale, al 30 giugno 2013. Per tali ultimi impianti, qualora l'autorizzazione sia rilasciata successivamente al 31 marzo 2013, al fine di consentire l'allaccio alla rete dei medesimi, il termine di entrata in esercizio è prorogato al 30 ottobre 2013, fermo restando il termine ultimo di applicazione degli incentivi per il fotovoltaico). I titolari degli impianti possono accedere al meccanismo attraverso due modalità: diretta, con richiesta al GSE, e tramite Registro,

3 Gli impianti che ricadono nelle tipologie di cui al comma 1, art. 3, del decreto ministeriale 5 luglio 2012, accedono direttamente alle tariffe incentivanti attraverso una richiesta diretta al GSE da parte del responsabile dell'impianto. Per le tipologie di impianti che non ricadono in quelle specificate nel precedente comma, le tariffe incentivanti possono essere erogate previa iscrizione in appositi Registri e solo se l'impianto risulta in posizione utile in graduatoria fino al raggiungimento della copertura stanziata.

TAV. 2.8

Risultati del Conto energia
(dal I al V)Impianti in esercizio al 30 aprile
2013; numero e potenza in kW

	CLASSE 1 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2 3 kW ≤ P ≤ 20 kW		CLASSE 3 20 kW ≤ P ≤ 200 kW		CLASSI 4, 5, 6 P > 200 kW		TOTALE	
	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.	NUM.	POTEN.
Valle d'Aosta	519	1.436	974	8.455	89	6.846	7	1.440	1.584	18.177
Piemonte	11.653	32.463	19.251	168.326	4.355	348.850	1.164	851.477	36.423	1.401.116
Liguria	1.983	5.255	2.340	17.868	290	23.071	53	30.152	4.666	76.346
Lombardia	26.182	72.607	36.993	285.400	8.499	678.080	1.365	836.771	73.039	1.872.308
Trentino Alto Adige	7.532	21.402	8.776	90.504	2.384	167.611	204	94.488	18.896	374.005
Veneto	20.388	56.770	43.256	304.335	5.539	453.445	534	716.381	70.217	1.530.931
Friuli Venezia Giulia	6.185	17.393	15.391	109.763	1.695	130.094	180	162.893	23.451	419.943
Emilia Romagna	18.024	47.666	23.911	195.390	5.572	440.839	1.216	986.201	48.723	1.673.096
Toscana	10.017	27.267	14.001	114.344	2.376	188.256	437	334.309	26.831	664.176
Lazio	10.365	28.136	17.119	123.521	1.470	118.337	531	829.324	29.485	1.099.318
Marche	6.281	17.245	9.021	75.277	2.254	184.326	980	721.487	18.536	998.335
Umbria	4.387	12.161	6.296	51.184	1.355	96.409	356	267.465	12.374	427.219
Abruzzo	2.986	8.424	8.462	69.098	1.157	95.849	517	458.176	13.122	631.547
Molise	530	1.507	1.938	16.476	260	19.451	112	122.752	2.840	160.186
Campania	4.862	13.812	11.981	90.191	1.201	96.021	371	396.175	18.415	596.199
Puglia	10.790	30.288	20.554	156.774	2.645	191.279	1.894	2.085.563	35.883	2.463.904
Basilicata	1.617	4.621	3.260	30.614	832	49.441	351	251.873	6.050	336.549
Calabria	4.235	12.111	10.610	84.848	941	70.044	248	245.598	16.034	412.601
Sicilia	10.258	29.079	21.898	166.901	2.035	155.992	623	794.063	34.814	1.146.035
Sardegna	8.144	23.065	15.226	107.766	838	66.979	304	381.451	24.512	579.261
ITALIA	166.918	462.710	291.258	2.267.035	45.887	3.584.719	11.842	10.567.287	515.905	16.881.251

Fonte: GSE.

con limite di costo. Diversamente dai precedenti meccanismi incentivanti, il V Conto energia prevede che:

- * gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 1 MW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, nonché ad un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;
- * gli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 1 MW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), ad un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante e il prezzo zonale orario, nonché ad un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;

* rimangano ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva).

I valori unitari previsti per le tariffe incentivanti decrescono all'aumentare della potenza e sono più elevati nel caso di impianti realizzati su edifici.

Nella tavola 2.8 si riportano il numero e la potenza degli impianti in esercizio e che beneficiano del meccanismo di incentivazione in Conto energia. La potenza totale degli impianti in esercizio in Italia al 30 aprile 2013 risulta pari a quasi 17 GW, in aumento di circa 30% rispetto al livello registrato un anno prima. La Puglia evidenzia il maggior livello di potenza installata, pari a 2.464 MW, seguita dalla Lombardia (1.872 MW), dall'Emilia Romagna (1.673 MW), dal Veneto (1.531 MW) e dal Piemonte (1.401 MW).

TAV. 2.9

Tariffe incentivanti per gli impianti solari termodinamici (DM 11/04/2008)

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	€/kWh
Impianto in cui la frazione solare sia superiore all'85%	0,28 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia compresa tra il 50% e l'85%	0,25 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia inferiore al 50%	0,22 + vendita energia

Fonte: GSE.

Produzione incentivata: solare termodinamico

Gli impianti solari termodinamici, a differenza degli impianti fotovoltaici, convertono indirettamente l'energia solare in energia elettrica passando attraverso una prima fase di trasformazione dell'energia solare in energia termica di un fluido termovettore. Il decreto ministeriale dell'11 aprile 2008 definisce il meccanismo di incentivazione per gli impianti solari termodinamici, anche ibridi di nuova costruzione, ed entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008, giorno di pubblicazione della delibera attuativa dell'Autorità 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08. Nel caso di impianti ibridi, la tariffa incentivante si riferisce solo alla frazione di energia prodotta da fonte solare. Gli incentivi, calcolati fino alla fine del 2012 in base alle tariffe riportate nella tavola 2.9, sono riconosciuti

per un periodo di 25 anni, e si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete. I valori delle tariffe sono riferiti agli impianti entrati in esercizio nel periodo intercorrente fra il 18 luglio 2008 e il 31 dicembre 2015. Per i due anni successivi le tariffe in vigore al 31 dicembre 2015 verranno decurtate del 5% annuo. Per gli anni successivi al 2017 rimarrà in vigore la tariffa valida al 31 dicembre 2017. Si rileva che a oggi non risultano impianti installati che percepiscono tali incentivi.

Produzione incentivata: tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge n. 244/07

Gli impianti alimentati da fonte rinnovabile, di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, e 200 kW per la sola fonte

TAV. 2.10

Impianti che ricevono l'incentivo della tariffa fissa onnicomprensiva per tipo di fonte rinnovabile

Potenza in kW;
energia remunerata in MWh;
incentivi in migliaia di euro

FORTE	NUMERO IMPIANTI	POTENZA	ENERGIA REMUNERATA	INCENTIVI VERSATI
Biogas	654	490.833	2.547.295	729.713
Biomasse	271	152.955	293.390	72.515
Eolica	262	14.742	11.752	3.526
Gas di discarica	63	27.585	182.451	32.841
Gas residuati dai processi di depurazione	3	2.666	12.215	2.506
Idraulica	621	295.151	770.195	169.443
TOTALE	1.874	983.932	3.817.298	1.010.544

Fonte: GSE.

eolica, entrati in esercizio a partire dall'1 gennaio 2008 e fino al 31 dicembre 2012 (fatte salve le deroghe concesse dall'articolo 30 del decreto ministeriale 6 luglio 2012) hanno diritto, su richiesta del produttore, a una tariffa fissa onnicomprensiva in alternativa ai certificati verdi, di entità variabile a seconda della fonte, per un periodo di 15 anni. La richiesta da parte del

produttore avviene a seguito del riconoscimento, effettuato dal GSE, di impianto IAFR (Impianto alimentato da fonti rinnovabili); è consentito un solo passaggio tra le due strutture incentivanti alternative durante l'intero arco del periodo di incentivo. In caso di cambiamento, i rispettivi periodi di incentivo si considerano concorrenti tra loro.

Nella tavola 2.10 vengono riportati i dettagli dell'implementazione della tariffa fissa onnicomprensiva distinti per fonte. Come è possibile verificare, il maggior numero degli impianti che ottengono questo tipo di incentivo risultano gli impianti a biogas e da fonte idraulica. In termini di incentivo ottenuto, però, i primi risultano avere un peso maggiore; infatti, nonostante rappresentino il 50% della potenza installata totale degli impianti che ottengono la tariffa,

gli impianti a biogas producono il 67% dell'energia remunerata e rappresentano oltre il 72% del totale degli incentivi ottenuti. A fronte di un totale versato per l'energia ritirata dal GSE pari a poco oltre 1 miliardo di euro, i ricavi ottenuti dalla vendita a mercato sono risultati pari a 285 milioni di euro. Il meccanismo incentivante ha così prodotto un onere sulla componente A_2 pari a 726 milioni di euro.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CIP6	46.462	41.653	36.194	37.707	26.690	22.440
di cui assimilata	38.268	34.224	29.364	31.558	21.807	18.340
di cui rinnovabile	8.194	7.429	6.830	6.149	4.882	4.100
Delibera n. 108/97	115	54	-	-	-	-
TOTALE	46.577	41.707	36.194	37.707	26.690	22.440

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GSE.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	17.115	16.182	13.845	16.197	15.071	12.564
Impianti che utilizzano combustibili fossili	21.153	18.041	15.518	15.363	6.736	5.777
TOTALE	38.268	34.223	29.363	31.560	21.807	18.340

Fonte: GSE.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Impianti idroelettrici	703	715	455	178	11	0
Impianti eolici	1.278	1.153	880	816	465	329
Impianti geotermici	1.237	813	764	283	0	0
Impianti biomasse e a RSU	4.977	4.788	4.745	4.871	4.406	3.771
TOTALE	8.194	7.470	6.844	6.148	4.882	4.101

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GSE.

Produzione incentivata: i nuovi incentivi previsti per le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico ai sensi del DM 6 luglio 2012

Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013 trova applicazione il decreto interministeriale 6 luglio 2012, secondo cui:

- * gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale fino a 1 MW hanno diritto a una tariffa onnicomprensiva (comprensiva di eventuali premi spettanti) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete;
- * gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale superiore a 1 MW hanno diritto,

TAV. 2.11

Energia ritirata dal GSE nel periodo 2007-2012 GWh

TAV. 2.12

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate nel periodo 2007-2012 GWh

TAV. 2.13

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili nel periodo 2007-2012 GWh

per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante (tenendo conto degli esiti delle procedure d'asta ove applicabili e comprensiva di eventuali premi spettanti) e il prezzo zonale orario;

- rimangano ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva).

Il medesimo decreto prevede che i valori unitari delle tariffe incentivanti siano definiti per il tramite di procedure concorsuali nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale di concessione superiori a 10 MW, impianti geotermoelettrici di potenza superiore a 20 MW e impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili (a eccezione di quella solare) di potenza superiore a 5 MW. Infine, sono definiti i contingenti di potenza disponibili per ogni anno fino al 2015, sia nel caso di impianti ammessi alle procedure concorsuali sia nel caso degli altri impianti, per i quali il GSE allestisce appositi registri. Il

decreto interministeriale 6 luglio 2012 definisce il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con esclusione di quelli fotovoltaici, e prevede che detto costo non possa superare i 5,8 miliardi di euro annui.

Produzione incentivata: energia CIP6

Nel 2012 l'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e della delibera dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108, è risultata pari a 22.440 GWh, corrispondente al 7,9% della produzione nazionale netta (lav. 2.11). Rispetto al 2011 i ritiri sono diminuiti complessivamente di circa 4,2 TWh (-16%) anche per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni CIP6 o della loro risoluzione anticipata per effetto della legge 23 luglio 2009, n. 99. Data la conclusione dei ritiri di energia incentivata mediante CIP6 da impianti nuovi a partire dal 2011, la riduzione complessiva registrata nel 2012, pari a 3,5 TWh, è stata determinata esclusivamente dal calo dell'energia CIP6 ritirata da impianti esistenti.

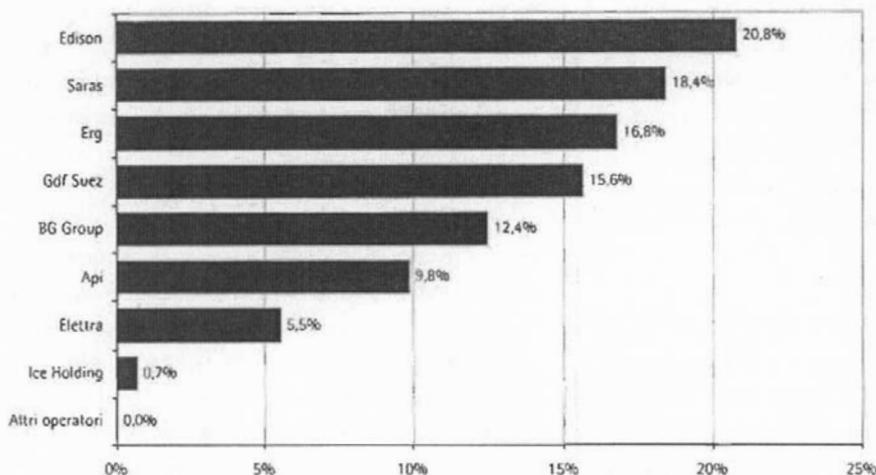
TAV. 2.14

Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2012

Remunerazione totale in Mc; quantità in GWh; remunerazione unitaria in €/MWh

	REMUNERAZIONE TOTALE	QUANTITÀ	REMUNERAZIONE UNITARIA
Fonti assimilate	2.199,2	18.340,09	119,9
Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.520,2	12.563,62	121
Impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	679,0	5.776,47	117,5
Fonti rinnovabili	747,7	4.100,16	182,3
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW	-	-	-
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	0,05	0,37	130,7
- di cui impianti eolici e geotermici	38,1	328,48	116,0
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	709,6	3.771,31	188,2
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
TOTALE	2.946,9	22.440,25	131,3

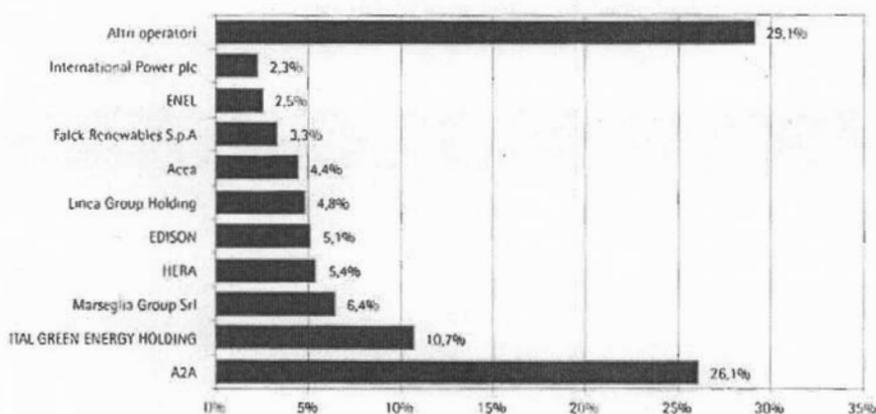
Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GSE.



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.5

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti assimilate nel 2012
Dati in percentuale



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2012
Dati in percentuale

Nel 2012 l'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato il 9% della generazione termica convenzionale netta; il dato risulta ormai da tempo in diminuzione, infatti ha registrato una diminuzione del 10% nel 2011 e del 14,3% nel 2010.

La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili riportata nel 2012, pari a circa 782 GWh, è stata determinata in prevalenza da una contrazione della generazione da impianti a biomassa e a RSU

che subiscono una variazione di 635 GWh (oltre -14%). Tra le altre fonti si sottolineano la forte riduzione dei ritiri da impianti eolici (-29%) e l'esaurimento delle convenzioni CIP6 riferite a impianti idroelettrici già in forte diminuzione nel 2011.

Il contributo delle convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile è ormai in costante diminuzione.

Nel 2012, infatti, la generazione rinnovabile incentivata mediante

CIP6 ha coperto il 4,5% della produzione complessiva netta da fonti rinnovabili, che risultava quasi il 6% nel 2011 e l'8% circa nel 2010.

Nel 2012 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 sono stimabili in 2,9 miliardi di euro, dei quali oltre il 74% è attribuibile alla remunerazione degli impianti da fonte assimilata.

Rispetto al 2011 la remunerazione complessiva concessa agli impianti che percepiscono l'incentivo CIP6 risulta in diminuzione dell'8%. In particolare (Tav. 2.14) le fonti assimilate subiscono una riduzione di oltre il 5% e le rinnovabili di oltre il 16%. Per entrambe le produzioni, la riduzione dei costi è dovuta, da un lato, a un calo della quantità ritirata e, dall'altro, a una diminuzione della remunerazione unitaria.

Si sottolinea la maggiore diminuzione della remunerazione unitaria nel caso degli impianti alimentati da fonte rinnovabile (-11%) rispetto agli impianti assimilati (-4%) in confronto al 2011. Nella categoria degli impianti alimentati da fonti rinnovabili la remunerazione degli impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU o equiparati registra un calo dell'8% circa, pari a oltre 654 milioni di euro, mentre i costi della produzione da impianti eolici risultano in forte aumento, pari a oltre 33,3 milioni di euro, nonostante una remunerazione unitaria in diminuzione.

Analizzando i dati sui contributi CIP6 da fonte assimilata, sulla base delle dichiarazioni degli operatori che hanno risposto all'indagine dell'Autorità, risulta che la totalità della generazione elettrica in convenzione CIP6 è sostanzialmente effettuata da otto operatori; le quote maggiori spettano ai gruppi Saras (22,9%), in aumento

di quattro punti percentuali rispetto al 2011, Erg (22,2%) con un incremento di cinque punti percentuali rispetto al 2011 e GdF Suez (18,5%) in aumento sul periodo precedente di tre punti percentuali. Per i contributi percepiti a fronte di ritiri di energia prodotta da fonti rinnovabili, la società A2A realizza quasi un terzo (26,1%) della generazione rinnovabile, seguita da Ital Green Energy Holding (10,7%), Marseglia Group (6,4%) e Hera (5,4%). Complessivamente i primi dieci operatori coprono oltre il 71% dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6. Il peso della generazione CIP6 è in costante diminuzione per effetto dell'introduzione della possibilità di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6, come previsto dalla legge 23 luglio 2009, n. 99.

Centrali elettriche

Di seguito si sintetizzano le principali novità riguardanti l'iter autorizzativo e le attività di realizzazione di centrali elettriche sul territorio nazionale.

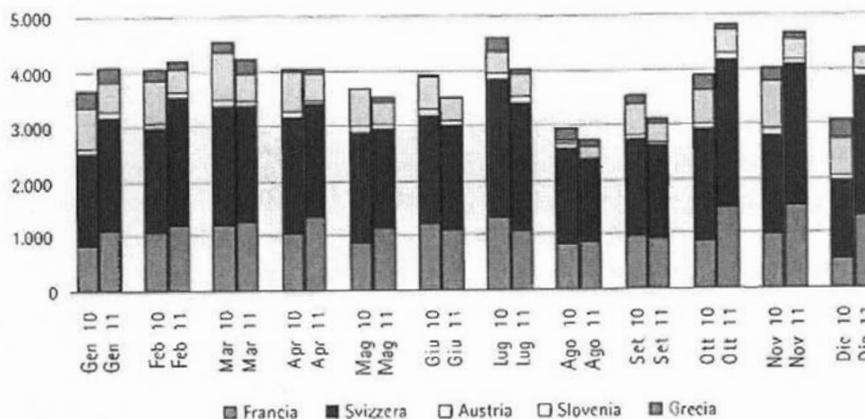
Nel secondo semestre 2012 si sono tenute tre riunioni della Conferenza di servizi:

- il 12 luglio 2012 (riunione conclusiva) per l'autorizzazione alla realizzazione, presso la centrale di Ostiglia (E.On Produzione), di due turbogas di punta alimentati a gas naturale della potenza di circa 100 MWe ciascuno (al posto dell'attuale gruppo 4 non più esercibile dopo il 2012).

Dopo la positiva Conferenza dei servizi si è in attesa della

FIG. 2.7

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2011 e nel 2012 (GWh)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

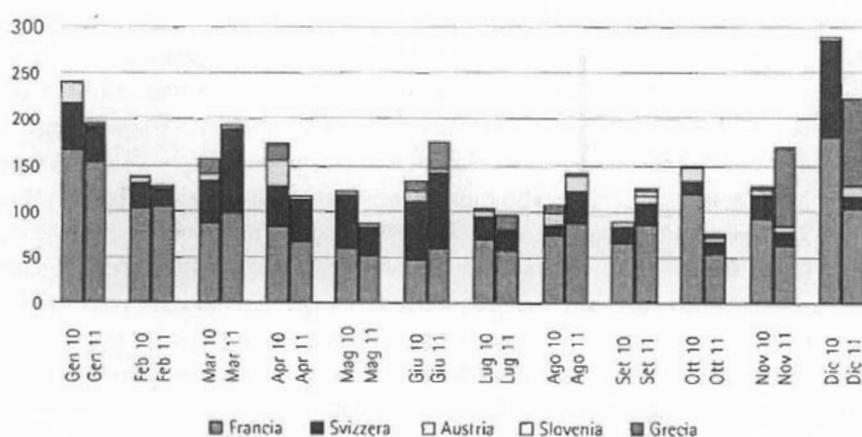


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2011 e nel 2012
GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

definizione di una condizione "propedeutica" al rilascio dell'autorizzazione, posta dalla Regione Lombardia con l'Intesa regionale;

- il 31 luglio 2012 (prima riunione) per l'autorizzazione alla modifica della centrale termoelettrica di cogenerazione esistente (Enipower) nella raffineria di Taranto;
- il 24 ottobre 2012 (riunione conclusiva) per l'autorizzazione all'installazione di un sistema di abbattimento degli ossidi di azoto post-combustione, del tipo a catalisi selettiva, presso la centrale a ciclo combinato di Trino Vercellese (Enel Produzione).

Si segnala che la centrale a carbone da 1.320 MWe di Saline Ioniche (Saline Ioniche Energie - Calabria) ha ottenuto il decreto VIA con prescrizioni il 15 giugno 2012. In data 29 novembre 2012, il Ministero dello sviluppo economico ha avviato l'attività istruttoria propedeutica alla conclusione. Si segnala inoltre la positiva conclusione della procedura VIA per:

- la centrale a ciclo combinato di Teverola (CE-Stet, 400 MWe), mediante emissione di decreto con prescrizioni il 21 novembre 2012;
- due Parchi eolici *off-shore*, nel golfo di Gela - Butera (CL) (*Mediterranean Wind Offshore*), con decreto 27 settembre 2012;
- la centrale nella rada esterna del porto di Taranto (Società Energy), con decreto 24 luglio 2012.

Il 21 dicembre 2012, è stata inoltre avviata la procedura VIA per la

Ancona-Falconara Marittima (Api Raffineria - Modifica impianto); nell'agosto 2012 è stata avviata la procedura VIA per la centrale di Porto Tolle (Enel - Progetto di conversione a carbone delle quattro sezioni termoelettriche in tre sezioni a carbone).

È in corso, inoltre, la procedura VIA per il Parco eolico marino Gargano Sud.

Importazioni nette

Il saldo estero per il 2012, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 43.088 GWh, dunque le importazioni nette subiscono una riduzione del 5,8% rispetto all'anno precedente. Il saldo emerge quale differenza tra le importazioni, pari a 45.369 GWh (-4,5% sul 2011), e le esportazioni, pari a 2.281 GWh (+27,6% sul 2011). Nel 2012, dunque, le voci del saldo netto subiscono un'inversione di tendenza, nel 2011 le importazioni registrarono una variazione positiva del 3%, mentre le esportazioni evidenziarono una contrazione del 6%.

Nel 2012 il saldo estero ha coperto il 13,2% del fabbisogno interno. La variazione in diminuzione delle importazioni nel 2012 è legata a una sostanziale contrazione dell'energia proveniente dalla Francia (-1.767 GWh), dalla Slovenia (-935 GWh) e dalla Svizzera (+329 GWh), solo in parte bilanciata da un aumento delle importazioni dalla Grecia (+813 GWh). Per quanto riguarda le esportazioni, l'incremento è dovuto a un contributo positivo da tutti i paesi; si sottolinea il forte incremento di 195 GWh verso la Svizzera.

TAV. 2.15

Asset della RTN

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2009	2010	2011	2012
Numero operatori di rete	9	11	11	11
Linee 380 kV (km)	10.514	10.560	10.609	10.610
Linee 220 kV (km)	11.358	11.308	11.277	11.206
Linee ≤ 150 kV (km)	40.311	40.712	40.741	40.633
Linee 500 kV a corrente continua (km)	491	949	949	949
Linee 400 kV a corrente continua (km)	207	255	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862
Numero stazioni 380 kV	139	144	150	153
Numero stazioni 220 kV	151	154	157	158
Numero stazioni ≤ 150 kV	110	149	163	173

Fonte: Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

La società Terna è il principale proprietario della Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica. Al 31 dicembre 2012 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,851%; Romano Minozzi (direttamente e indirettamente) e Assicurazioni Generali risultavano detenere, rispettivamente, il 5,351% e il 2,002% del capitale sociale, mentre il restante 62,796% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti. Da segnalare, nell'aprile 2013, la certificazione dell'Autorità a Terna in qualità di gestore del sistema di trasmissione in separazione proprietaria⁴.

Analogamente all'anno precedente, nel 2012 sono risultati attivi nel settore della trasmissione altri undici operatori di rete. Nel corso del 2012 si è registrato un leggero decremento delle

linee a 220 kV e delle linee con tensione inferiore a 150 kV, in parte compensato da un incremento delle linee a 380 kV.

Sviluppo delle infrastrutture elettriche

Il regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, (CE) 714/2009, attribuisce a ENTSO-E, la Rete europea dei gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica, il compito di adottare e pubblicare ogni due anni un Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario (*Ten-Year Network Development Plan - TYNDP*), che comprende la modellizzazione integrata delle reti, l'elaborazione degli scenari e le previsioni sull'adeguatezza della domanda e dell'offerta a livello europeo. Il regolamento prevede inoltre che in ambito ENTSO-E i gestori di rete cooperino a livello regionale per contribuire, tra l'altro, all'adozione di Piani di investimento su base regionale. Il Piano di

⁴ Delibera 5 aprile 2013, 142/2013/R/eel.

sviluppo della rete comunitario si basa quindi sui Piani di investimento nazionali, comprende i Piani di investimento su base regionale e tiene conto della pianificazione delle infrastrutture europee, compresi gli orientamenti per le reti trans-europee nel settore dell'energia (TEN-E), di cui al regolamento del Parlamento e del Consiglio 17 aprile 2013⁵. Il TYNDP individua anche le esigenze di investimento, specie sulla capacità transfrontaliera, e gli eventuali ostacoli al suo aumento dovuti, per esempio, alle procedure "autorizzative". Inoltre, l'art. 36 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, pone in capo a Terna l'obbligo di predisporre, entro il 31 gennaio di ciascun anno, un Piano decennale di sviluppo della RTN (basato su domanda e offerta esistenti e previste), il quale è sottoposto a previa valutazione e consultazione, effettuata all'uopo da parte dell'Autorità, e ad approvazione da parte del Ministero dello sviluppo economico.

Nell'ambito del regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, la Commissione ha identificato dodici priorità strategiche, di cui quattro rappresentano corridoi prioritari per l'elettricità⁶.

L'Italia è interessata dallo sviluppo di due dei quattro corridoi elettrici prioritari menzionati nel suddetto regolamento. Più precisamente si tratta dei seguenti:

- * il corridoio Nord-Sud in Europa occidentale (NSI West Electricity);
- * il corridoio Nord-Sud in Europa centro-orientale e sud-orientale (NSI East Electricity).

Il primo corridoio (*NSI West Electricity*) interessa le interconnessioni tra gli Stati membri della regione (comprendente Austria, Belgio, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Paesi Bassi, Portogallo, Spagna, Regno Unito) e con l'area del Mediterraneo, compresa la Penisola Iberica, in particolare per integrare l'elettricità proveniente da fonti di energia rinnovabili e consolidare le infrastrutture di rete interne al fine di promuovere l'integrazione del mercato nella regione.

Il secondo corridoio (*NSI East Electricity*) interessa le interconnessioni

e le linee interne nelle direzioni Nord-Sud ed Est-Ovest, per completare il mercato interno e integrare la produzione a partire da fonti di energia rinnovabili. Gli Stati membri interessati sono Austria, Bulgaria, Cipro, Croazia, Germania, Grecia, Italia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria.

Più in dettaglio, tra i progetti compresi nel TYNDP 2012 si annoverano i seguenti:

- * l'interconnessione Italia-Francia (elettrodotto HVDC, Piombino-Grand'Île) che, con i suoi 95 km di lunghezza, consentirà maggiore sicurezza del sistema elettrico, grazie all'incremento di capacità di scambio, nel breve termine, dalla Francia all'Italia per 600 MW. L'opera è stata autorizzata dal Ministero dello sviluppo economico nel marzo 2011, per due cavi elettrici da 500 MW ciascuno. La linea sarà realizzata in sinergia con le infrastrutture stradali e autostradali esistenti, in modo da minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico paesaggistico e archeologico ed evitando, per quanto possibile, il passaggio in prossimità di aree di sviluppo urbanistico. L'inizio della realizzazione è previsto per il 2018;
- * l'interconnessione Italia-Slovenia, per lo sviluppo della capacità di trasmissione, pari a 1.800 MW, attraverso Ungheria, Italia e Croazia, funzionale a eliminare le congestioni lungo le direttrici Nord-Sud ed Est-Ovest. Il progetto è in fase di studio di fattibilità; la realizzazione si prospetta dunque a lungo termine.
- * l'interconnessione Italia-Montenegro (elettrodotto HVDC, Villanova-Tivat), di 1.000 MW, riguardante il collegamento di 415 km, 390 dei quali sottomarini (il resto del tragitto sarà interrato, rendendo nullo l'impatto ambientale) tra Villanova in Abruzzo e Tivat, centro costiero del Montenegro. L'interconnessione, che ha ricevuto l'autorizzazione del Ministero dello sviluppo economico nel luglio 2011, è il primo collegamento tra l'Italia e i Balcani. Sono state avviate le attività propedeutiche all'apertura dei cantieri;

⁵ Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, che abroga la decisione 1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (CE) 713/2009, (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009.

⁶ Il regolamento cita anche, tra le aree tematiche prioritarie, la realizzazione, entro il 2020, di autostrade elettriche, in grado di:

- * integrare il surplus di produzione eolica in continua crescita nel Mare del Nord e nel Mar Baltico e nelle zone circostanti e accrescere la produzione di energia rinnovabile in Europa orientale e meridionale nonché nell'Africa settentrionale;
- * collegare questi nuovi centri di produzione con le principali capacità di stoccaggio nei paesi nordici, nelle Alpi e in altre regioni e con i principali centri di consumo;
- * far fronte a un'offerta di elettricità sempre più variabile e decentralata e a una domanda sempre più flessibile.