

1. Contesto internazionale e nazionale

TAV. 1.17

Bilancio energetico nazionale
nel 2014 e nel 2015

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2015						
1 Produzione	0,30	5,55	5,47	31,41	-	42,72
2 Importazione	13,19	50,12	81,28	1,86	11,18	157,64
3 Esportazione	0,26	0,18	27,04	0,11	0,98	28,57
4 Variazione delle scorte	-0,22	0,19	0,50	0,03	0,00	0,50
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,46	55,30	59,21	33,13	10,20	171,29
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,11	-1,61	-3,62	-0,01	-41,28	-46,64
7 Trasformazione in energia elettrica	-10,61	-17,11	-2,23	-25,64	55,59	-
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,73	36,58	53,35	7,48	24,50	124,65
- industria	2,68	11,47	3,95	0,03	9,31	27,44
- trasporti	-	0,90	36,73	1,15	0,91	39,69
- usi civili	0,00	23,50	3,01	6,29	13,82	46,62
- agricoltura		0,14	2,14	0,01	0,47	2,75
- usi non energetici	0,06	0,57	4,95	-	-	5,57
- bunkeraggi	-	-	2,58	-	-	2,58
ANNO 2014						
1 Produzione	0,35	5,86	5,77	32,61	-	44,58
2 Importazione	13,46	45,67	71,19	2,22	10,28	142,83
3 Esportazione	0,24	0,19	20,31	0,14	0,67	21,55
4 Variazione delle scorte	-0,12	0,62	-0,63	0,02	-	-0,11
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,69	50,71	57,27	34,67	9,62	165,97
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,12	-1,68	-3,55	-0,01	-40,84	-46,20
7 Trasformazione in energia elettrica	-10,65	-14,65	-2,34	-27,79	55,43	-
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,93	34,39	51,38	6,87	24,21	119,77
- industria	2,85	11,87	3,98	0,03	9,20	27,93
- trasporti	-	0,86	35,33	1,03	0,90	38,12
- usi civili	0,00	21,02	2,94	5,80	13,65	43,42
- agricoltura		0,12	2,13	0,01	0,46	2,71
- usi non energetici	0,08	0,51	4,71	0,00	-	5,30
- bunkeraggi	-	-	2,29	-	-	2,29

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

di energia (ossia l'efficienza del sistema) e la perdita di peso di alcuni settori *energy intensive* (ossia il cambiamento nella struttura produttiva) sembrano prevalere sulla spinta ai consumi derivante dalla dinamica dell'attività economica. Rispetto alla domanda complessiva di energia, nel 2015 la richiesta elettrica è cresciuta a ritmi inferiori (+1,5% su base annua). La domanda di energia è stata, infatti, spinta al rialzo principalmente dalla richiesta di carburanti nel settore trasporti (+4,1%) e dalla domanda di gas per usi civili

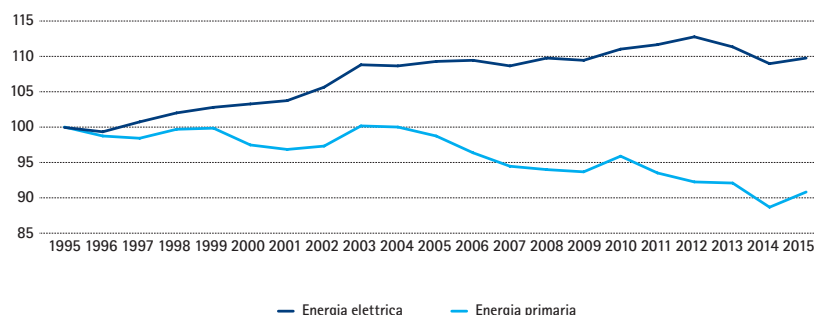
(+12%), mentre l'aumento dell'uso dei condizionatori estivi ha avuto un impatto inferiore sulla domanda di elettricità. Nel complesso l'indice di intensità elettrica, in risalita rispetto al 2014, nel 2015 risulta inferiore al livello del 2013, confermando il trend ribassista iniziato nel 2012. Lo spostamento dei consumi verso il settore elettrico, in particolare per quanto riguarda i trasporti e il riscaldamento degli edifici, che dovrebbe rappresentare un passaggio obbligato in vista degli obiettivi di decarbonizzazione di lungo periodo, ha quindi

1. Contesto internazionale e nazionale

FIG. 1.24

Intensità energetica del PIL
dal 1995

Numeri indice 1995=100



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

fatto segnare un'ulteriore battuta di arresto. L'impiego di elettricità per i trasporti e per gli usi civili è, infatti, aumentato nel 2015 (rispettivamente +1,3% e +1,2%), ma in misura minore di quanto sia cresciuto l'impiego di energia negli stessi settori (rispettivamente +4,1% e +7,4%), mentre l'incidenza dei consumi elettrici sul totale dei consumi energetici è ridiscesa sotto il 20% (Fig. 1.25).

A livello di settori di utilizzo, il maggiore incremento di domanda di energia nel 2015 deriva dal settore civile (+7,4%), che si conferma il primo comparto con un livello di 46,6 Mtep (37% del totale), seguito dai trasporti, che raggiungono un livello di 39,7 Mtep (32% del totale). Si tratta in entrambi i casi di segnali di ripresa: nel primo caso, della mobilità e del commercio, nel secondo, dell'attività del terziario, sebbene al netto dell'effetto climatico. Il comparto industriale è l'unico a mostrare ancora un segno negativo (-1,8%), con una domanda di energia che scende a 27 Mtep (22% del totale).

L'analisi dei consumi per fonte mostra una situazione variegata. I consumi di petrolio rappresentano la quota maggiore (34,6% del totale, in linea con il risultato dell'anno precedente) e nel 2015 fanno registrare una crescita su base annua del 3,4%, a fronte del dato negativo del 2014 (-1,8%).

Il risultato positivo è trainato soprattutto dal settore trasporti e civile, mentre la domanda da parte dell'industria continua a calare. In particolare, come già accaduto nel 2014, la domanda di benzina ha continuato nel complesso a scendere (-1,2%), ma ha fatto registrare un forte aumento (+10,5%) dei prelievi sul sistema extra rete. Allo stesso tempo, il diesel ha confermato il trend positivo (+2% nel 2015 su base annua), spinto non solo dalla richiesta di combustibile per riscaldamento, ma anche da una maggiore domanda nei settori

dell'agricoltura e dei trasporti, segnale di un'economia in ripartenza. Si conferma l'interesse per il GPL uso autotrazione, che ha visto aumentare i consumi del 5,8%.

In linea con il generale miglioramento delle condizioni economiche si colloca anche il dato del carboturbo impiegato per trasporto aereo (+2,7%). Nel 2015 il gas naturale ha rappresentato la fonte più dinamica, in crescita del 9% su base annua, arrivando a costituire il 32,3% del consumo interno lordo (a fronte del 30,6% del 2014). La maggiore richiesta di energia per riscaldamento ha portato a un aumento della domanda per usi civili (+11,8%), mentre una maggiore richiesta di elettricità per la climatizzazione estiva e per la ripresa delle attività produttive, insieme a una riduzione degli apporti naturali per gli impianti idroelettrici, ha incrementato la domanda da parte del comparto termoelettrico (+15,6%).

Anche per il 2015, se si considera la somma dei quantitativi di gas e di fonti rinnovabili trasformati in energia elettrica, si ottiene un valore (42,75 Mtep) vicino a quello misurato negli anni precedenti, confermando il ruolo del gas di bilanciamento delle variazioni di produzione delle rinnovabili elettriche.

Per quanto riguarda l'industria, come la domanda di energia nel suo complesso, anche la domanda di gas nel 2015 risultava ancora in flessione (-2,3%). Gli impieghi finali di combustibili solidi nel 2015 mostrano una riduzione (-1,7% su base annua), sebbene meno marcata rispetto all'anno precedente (-4,9%), e il loro peso sul totale dei consumi scende al di sotto dell'8%.

Tale risultato deriva dalla dinamica ancora deludente della domanda da parte dell'industria (come peraltro per tutte le fonti fossili), che rappresenta ormai quasi l'unico mercato di sbocco dei combustibili fossili solidi.

1. Contesto internazionale e nazionale

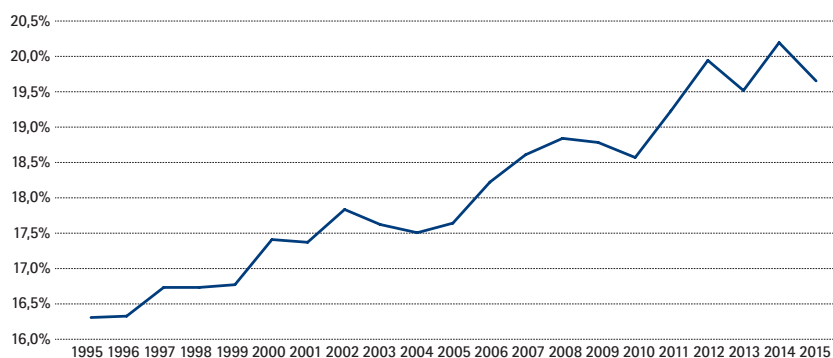


FIG. 1.25

Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995
Valori percentuali

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del Ministero dello sviluppo economico.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, dopo il 2014, che è stato caratterizzato da elevati livelli di piovosità e ventosità, gli apporti naturali si sono ridimensionati, determinando una riduzione nei consumi complessivi da queste fonti (-4,5%). In particolare, si sono ridotti i volumi trasformati in energia elettrica (25,6 Mtep, contro i 27,8 Mtep del 2014), anche per effetto di un rallentamento nello sviluppo di nuova capacità elettrica a fonti rinnovabili, mentre è aumentato l'impiego delle fonti rinnovabili per tutti gli altri usi,

soprattutto per i trasporti (+11,3%) e per il riscaldamento (+8,4%). La riduzione degli apporti naturali ha contribuito (insieme a lievi restringimenti riscontrati per tutti i combustibili fossili) a diminuire il peso, sul totale del consumo, della produzione di energia da fonti nazionali, che è passata dal 26,9% del 2014 al 24,9% del 2015. La dipendenza del nostro Paese dall'estero per le fonti energetiche si colloca, quindi, attorno al 75%, contro il 73% dello scorso anno.

2.

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2015

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia, con il dettaglio delle disponibilità e degli impieghi nel 2015 a confronto con l'anno precedente. I dati, di fonte Terna, presentano per il 2015 valori provvisori.

Come già anticipato nel Capitolo 1, il PIL nazionale ha visto nel 2015 un aumento dello 0,8%, interrompendo anni di dati negativi. La domanda di energia elettrica ha seguito tale dinamica, registrando, secondo i dati provvisori diffusi da Terna, un rialzo di quasi l'1,5% e passando dai 291 TWh del 2014 ai 295 TWh del 2015.

La produzione nazionale ha coperto una quota del fabbisogno complessivo nazionale pari all'86% (contro l'87% a consuntivo per il 2014). Come più ampiamente descritto nel seguito, anche il 2015, come già l'anno precedente, ha visto un aumento delle importazioni nette; sono, infatti, cresciute significativamente le importazioni

lorde passate da 46.748 a 50.846 GWh, pure in presenza di un incremento assai rilevante delle esportazioni (+47,3%), in particolare verso Malta, anche se a partire da valori assoluti ancora modesti, che nel 2015 hanno toccato i 4.465 GWh.

Per quanto riguarda gli impieghi, i consumi di energia elettrica sono cresciuti, sia pure lievemente, in tutti i settori. Se nell'agricoltura si tratta di volumi sostanzialmente stabili, l'incremento maggiore ha riguardato il settore terziario (+2,3%), con domestico e industria rispettivamente al +1,2% e al +0,6%.

Il bilancio degli operatori presentato in queste pagine si basa sui dati forniti dagli operatori stessi nell'ambito dell'indagine annuale sui settori regolati e fornisce in forma sintetica una visione d'insieme del settore, in particolare del contributo dei vari gruppi industriali. Si rimanda al seguito del Capitolo per una trattazione più in dettaglio

TAV. 2.1

Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2014 e nel 2015 GWh

	2014	2015 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	279.829	282.038	0,8%
Servizi ausiliari	10.681	11.335	6,1%
Produzione netta	269.148	270.703	0,6%
Ricevuta da fornitori esteri	46.748	50.846	8,8%
Ceduta a clienti esteri	3.031	4.465	47,3%
Destinata ai pompaggi	2.329	1.850	-20,6%
Disponibilità per il consumo	310.535	315.234	1,5%
Perdite di rete	19.452	20.434	5,0%
Consumi al netto delle perdite	291.084	294.800	1,3%
Agricoltura	5.372	5.400	0,5%
Industria	122.505	123.200	0,6%
Terziario	98.951	101.200	2,3%
Domestico	64.255	65.000	1,2%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Terna.

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

delle dinamiche che hanno interessato le varie fasi della filiera del settore elettrico. Ai fini della redazione del bilancio, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio, sono stati suddivisi in gruppi e classificati sulla base delle vendite al mercato finale (libero, maggior tutela e salvaguardia). L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08; quando un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé¹. Al momento della chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano il 92,7% del valore provvisorio della produzione nazionale pubblicato da Terna e il 91,6% dei consumi finali.

È opportuno precisare che nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata "Senza vendite" in cui ricadono tutti quei gruppi che, pur non svolgendo l'attività di vendita al mercato finale, sono comunque attivi nell'attività di produzione di energia elettrica. In particolare si evidenzia che, come di consueto, la maggior parte degli autoconsumi (incluse le cessioni nell'ambito di sistemi semplici di produzione e consumo), pari al 67,7%, è attribuita ai gruppi appartenenti a questa categoria, evidentemente popolata da soggetti autoproduttori.

Nel bilancio, Enel ed Edison si confermano i due gruppi principali; essi hanno venduto nel 2015, rispettivamente, 85,4 TWh e 17,1 TWh. Mentre Enel ha visto un aumento delle sue vendite di circa 1 TWh, le vendite del gruppo Edison sono in calo di quasi 3 TWh

TAV. 2.2

Bilancio dell'energia elettrica nel 2015

TWh; valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON	5-15 TWH	1-5 TWH	0,5-1 TWH	0,1 -0,5 TWH	0-0,1 TWH	SENZA VENDITE	TOTALE
Produzione nazionale lorda	72,5	18,1	45,6	25,3	6,5	1,3	7,2	85,2	261,5
Produzione nazionale netta	68,3	17,6	44,0	24,7	5,8	1,2	6,0	81,8	249,4
Energia destinata ai pompaggi	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,0	-	1,9
Importazioni ^(A)									50,8
Esportazioni ^(A)									4,5
Perdite di rete ^(A)									20,4
Autoconsumi	-	0,8	1,5	2,4	0,0	0,0	0,6	11,4	16,8
Vendite finali	85,4	17,1	68,2	56,5	10,9	11,1	3,9	-	253,1
Mercato libero	34,9	17,1	61,0	55,0	10,8	10,6	3,1	-	192,4
Domestico	10,6	1,3	5,5	1,9	0,3	1,0	0,4	-	21,1
Non domestico	24,3	15,8	55,5	53,0	10,5	9,5	2,7	-	171,4
- Bassa tensione	13,2	2,7	14,8	13,4	3,1	3,8	1,6	-	52,5
- Media tensione	7,8	8,9	33,2	30,1	6,3	4,7	1,0	-	92,0
- Alta e altissima tensione	3,4	4,2	7,6	9,5	1,0	1,0	0,1	-	26,8
Maggior tutela	48,8	-	5,1	1,6	0,1	0,5	0,8	-	56,9
Domestico	33,0	-	3,2	1,0	0,0	0,4	0,4	-	37,9
Non domestico	15,8	-	2,0	0,6	0,0	0,2	0,4	-	19,0
Salvaguardia	1,7	-	2,1	-	-	-	-	-	3,8
- Bassa tensione	0,6	-	0,7	-	-	-	-	-	1,3
- Media tensione	1,1	-	1,3	-	-	-	-	-	2,3
- Alta e altissima tensione	0,1	-	0,1	-	-	-	-	-	0,1

(A) Le importazioni, le esportazioni e le perdite di rete sono di fonte Terna.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹ Si precisa che con la delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A, l'Autorità ha determinato i criteri per esonerare da questo obbligo e da altri a esso connessi i piccoli produttori elettrici con una potenza complessiva inferiore o uguale a 100 kW, che non svolgono altre attività nei settori di competenza dell'Autorità (compreso il tele-riscaldamento/teleraffrescamento come si evidenzia nella delibera 9 luglio 2015, 339/2015/R/tir) e già registrati presso il sistema GAUDI di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'Indagine annuale, pertanto i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata.

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

rispetto all'anno precedente. Risultano, per contro, in crescita le vendite del terzo gruppo (Eni) le cui vendite finali sono pari a 10,9 TWh e, dunque, ricadono nella classe degli operatori che nel 2015 hanno venduto tra 5 e 15 TWh; insieme a Eni in questa categoria sono inclusi anche i gruppi Gala, Hera, Acea, Axpo Group, Sorigenia, A2A, E.On e Metaenergia. Quest'ultimo gruppo è entrato in detta classe nel 2015 con vendite finali di poco superiori ai 5 TWh, mentre nel 2014 ricadeva nella classe degli operatori con vendite finali comprese tra 1 e 5 TWh.

Oltre a Metaenergia, da questa classe di operatori è uscito anche il gruppo Tremagi, che nel 2015 è passato alla classe con vendite comprese tra 500 GWh e 1 TWh. Ne sono entrati BkW, Emmeclidue, Metano Nord e C.U.RA. - Consorzio Utilities Ravenna per un totale di 23 gruppi (due in più rispetto al 2014), le cui vendite vanno dai 4,8 TWh del gruppo CVA a poco più di 1 TWh (1,0) di C.U.RA. - Consorzio Utilities Ravenna.

Nella classe con vendite comprese tra 0,5 e 1 TWh sono presenti 15 gruppi le cui vendite medie si attestano anche quest'anno intorno ai 700 GWh. Nella classe dei gruppi che vendono tra 100 e 500 GWh sono presenti 45 gruppi con vendite medie pari a 246,6 GWh (nel 2014 le vendite medie in questa classe si attestavano sui 263,3 GWh). Nella classe dei venditori più piccoli che non superano i 100 GWh di vendite al mercato finale, sono presenti 309 gruppi (contro i 278 dell'anno precedente), ciascuno dei quali in media vende 12,6 GWh (contro i 12,9 GWh del 2014), anche se si passa dai 96,2 GWh del gruppo più grande alle poche centinaia di kWh dei gruppi più piccoli. Tra questi ultimi sono 202 i gruppi le cui vendite non superano i 10 GWh. Si conferma ulteriormente, pertanto, il trend già rilevato negli ultimi anni, che evidenzia una crescita significativa del numero di operatori che vendono energia elettrica sul mercato libero.

Relativamente alla produzione di energia elettrica è opportuno evidenziare come il 37,9% della generazione netta sia riconducibile a fonti rinnovabili; tale quota arriva all'86,1% nel caso dei gruppi con vendite comprese tra 100 e 500 GWh e al 72,8% nel caso dei gruppi con vendite fino a 100 GWh. È appena pari al 13,5% la quota di energia rinnovabile prodotta dai gruppi ricadenti nella classe 5-15 TWh.

Come già registrato negli scorsi anni, relativamente alle vendite finali, il 23% è da attribuirsi ai clienti domestici. Nel caso del gruppo Enel la quota sale però al 50,9%. Nella classe dei gruppi con vendite fino a 100 GWh, la quota delle cessioni al settore domestico è pari invece al 20,8%. In questa classe ricadono molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela e molti nuovi venditori del mercato libero che vi entrano tipicamente fornendo energia elettrica ai clienti più piccoli. Proprio in questa classe, infatti, si registra una quota elevata nelle vendite ai clienti non domestici in bassa tensione (64,3%), mentre nelle altre classi la stessa quota arriva al massimo al 30%, a eccezione del gruppo Enel, di cui fa parte Enel Servizio Elettrico, che è il maggior esercente il servizio di vendita di maggior tutela. In quest'ultimo caso, infatti, le vendite a clienti finali in bassa tensione raggiungono il 70,6% delle vendite ai clienti finali non domestici.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione rimangono, invece, rilevanti per Edison (26,8%), per i gruppi con vendite tra 1-5 TWh (17,8%) e per i gruppi con vendite tra 5-15 TWh (12,8%). Le vendite al mercato dei consumatori finali forniti in media tensione rappresenta, invece, oltre la metà delle vendite per tutte le classi di operatori, eccetto Enel e i gruppi più piccoli; tale quota in questi casi è, rispettivamente, pari al 21,2%, al 48,5% (gruppi con vendite comprese tra 100 e 500 GWh) e al 32,7% (gruppi con vendite fino a 100 GWh).

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Dopo anni di continue contrazioni, per la prima volta nel 2015 la produzione nazionale lorda è tornata a crescere in Italia, sia pure in misura molto contenuta (+0,8%), risultando pari a 282 TWh², contro i quasi 280 TWh dell'anno precedente.

A tale aumento ha contribuito la produzione termoelettrica, che è aumentata di circa il 9% e ha riconquistato una quota sul totale della produzione tornata ai valori 2013 (61%), sia pure ancora lontana da quella dei primi anni del decennio, pari al 72% (Tav. 2.3). In particolare è cresciuta la produzione da gas naturale (+15%), mentre le altre fonti termiche hanno mantenuto sostanzialmente inalterati i loro livelli di utilizzo rispetto al 2014, con il carbone che si conferma su alti livelli assoluti di produzione, e i prodotti petroliferi che vedono arrestare il calo vertiginoso registrato nello stesso periodo.

Nel 2015 la produzione di elettricità dal gas resta comunque a livelli pari al 70% di quella degli inizi del decennio, mentre la quota del gas sulla produzione termoelettrica ha toccato il 63%.

La produzione termoelettrica, oltre a soddisfare l'aumento della domanda, ha fatto fronte alla contrazione della produzione da rinnovabile: quest'ultima, infatti, è diminuita nel 2015 del 9% rispetto ai valori del 2014. In termini di contributo alla produzione totale, le rinnovabili hanno così visto la loro quota toccare il 39%, contro il 43% del 2014.

In particolare, mentre il fotovoltaico ha continuato a crescere, con un tasso del +13%, in netta ripresa rispetto al +3% dell'anno precedente, si è assistito a una contrazione, per la prima volta da anni, della produzione eolica (-3,3%), ma soprattutto a un drastico calo dell'apporto della fonte idroelettrica (-25%), a causa della scarsa idraulicità registrata nell'anno e del confronto con i livelli massimi di produzione raggiunti nel 2014. Tra le rinnovabili continua invece l'aumento del geotermico e delle biomasse. Queste ultime, dopo il boom del 2013, mantengono comunque un tasso di crescita vivace (+5%), anche se questo è il valore più basso degli ultimi anni.

In termini di quota sulla produzione da rinnovabili, tra il 2014 e il 2015 l'idroelettrico ha visto un calo (dal 49% al 40%) a favore

TAV. 2.3

Produzione lorda per fonte
2011-2015
GWh

FONTE	2011	2012	2013	2014	2015 ^(A)
Produzione termoelettrica	217.674	205.075	175.897	157.439	171.108
Solidi	44.726	49.141	45.104	43.455	43.600
Gas naturale	144.539	129.058	109.876	93.637	107.600
Prodotti petroliferi	8.474	7.023	5.418	4.764	4.700
Altri	19.935	19.852	16.499	15.583	15.208
Idroelettrico da pompaggi	1.934	1.979	1.898	1.711	1.369
Produzione da fonti rinnovabili	82.962	92.222	112.008	120.679	109.561
Idroelettrico	45.823	41.875	52.773	58.545	43.894
Eolico	9.856	13.407	14.897	15.178	14.676
Fotovoltaico	10.796	18.862	21.589	22.306	25.206
Geotermico	5.654	5.592	5.650	5.916	6.181
Biomassa e rifiuti	10.832	12.487	17.090	18.732	19.604
PRODUZIONE TOTALE	302.570	299.276	289.803	279.829	282.038

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Terna.

² Dato provvisorio di Terna.

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMoeLETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,4	23,0	61,7	107,1
Potenza netta	22,2	22,5	59,3	104,0
- di cui:				
fino al 1975	11,6	0,0	5,8	17,5
dal 1975 al 1990	3,7	0,1	3,1	6,9
dal 1991 al 2000	2,2	0,7	11,8	14,6
dal 2001 al 2010	3,0	7,8	34,5	45,3
dopo il 2010	1,7	14,0	4,1	19,7

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FORTE	NUMERO PRODUTTORI	POTENZA LORDA (MW)	GENERAZIONE LORDA (TWh)
Termoelettrica	356	16.940	54,2
di cui < 1 MW	71	32	2,6
Rinnovabile	12.070	29.895	74,1
di cui < 1 MW	9.512	4.226	9,7
Mista	207	60.232	133,3
di cui < 1 MW	42	19	0,0
TOTALE	12.633	107.067	261,5

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

del fotovoltaico (passato dal 18% al 23%), mentre le altre fonti rimangono costanti; in aumento è, invece, la quota della biomassa (passata dal 16% al 18%).

Si conferma anche sui dati del 2015 la costanza della quota assicurata da gas più rinnovabili, sempre su valori del 76-77% del totale della produzione, rimarcando il ruolo del gas di bilanciamento delle variazioni di produzione delle rinnovabili elettriche.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2015 secondo quanto rilevato nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, i cui dati sono da intendersi come provvisori. Nel complesso la potenza disponibile netta risulta diminuita anche nel 2015, per un valore pari a 7,7 GW (-7%), per effetto dell'uscita dal settore di 8,4 GW di potenza termoelettrica (-12%) e dell'aumento della potenza rinnovabile (escluso idroelettrico) per 0,7 GW rispetto al 2014 (+3,3%). La riduzione appare significativa, dato che fino allo scorso anno, dopo anni di contrazione dei consumi finali si era registrata una contrazione della potenza termoelettrica, ma in parte questa risultava controbilanciata dall'entrata in esercizio di nuova

capacità, ancora termoelettrica. Il 2015 si caratterizza, invece, per una riduzione di questo tipo di potenza praticamente in tutte le classi di impianti riportate nella tavola (suddivisi per anno di entrata in esercizio), con impatti significativi soprattutto per gli impianti con la potenza installata tra il 1975 e il 1990 (-55%). Stabile invece è la disponibilità di capacità idroelettrica.

Per effetto di queste dinamiche, la quota di capacità costruita prima del 2000 è passata dal 42% del 2014 al 38% del 2015, mentre la quota di tale capacità risalente al decennio post liberalizzazione 2000-2010 ha toccato il 44%. Nel 2015 la potenza complessiva si ripartisce tra un 42% di rinnovabile e un 58% di termoelettrica.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termica e rinnovabile, il numero dei produttori, la potenza disponibile con indicazione di quella inferiore a 1 MW. Si segnala che, come di consueto, nel numero dei produttori non sono inclusi gli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, ai sensi della delibera 443/2012/A³, e che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura

TAV. 2.4

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

TAV. 2.5

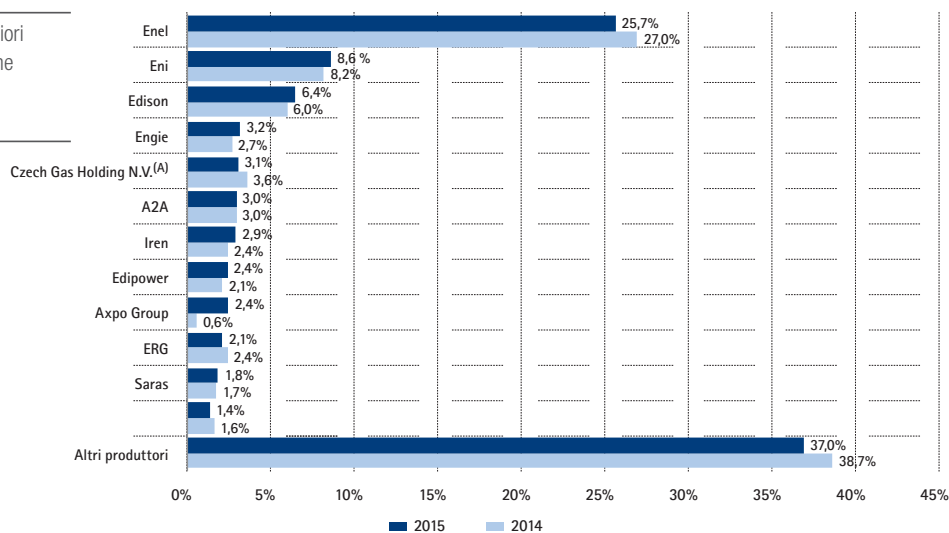
Produttori, impianti e generazione nel 2015 per fonte

3 Si tratta sostanzialmente di produttori con una potenza inferiore a 100 kW.

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda
Confronto 2015-2014



(A) Nel 2014 era nel gruppo E.On.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

della presente *Relazione Annuale*. La tavola mostra come gli operatori ai quali corrisponde la quota maggiore di capacità (207 soggetti, erano 179 nel 2014) dispongano di potenza sia termoelettrica sia rinnovabile. Il 55% di questa potenza è detenuta da 58 operatori, per i quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza lorda. Nel 2014 tale quota era del 57% e fino al 2014 la quota predominante di potenza era detenuta da operatori per i quali la fonte rinnovabile rappresentava una quota inferiore al 30%. Questi dati attestano la crescita delle rinnovabili anche da parte dei produttori tradizionali.

Nel complesso però è diminuita la potenza complessiva da essi detenuta, passata dai 69.277 MW del 2014 ai poco più di 60.000 del 2015. Anche la generazione per questi soggetti appare in calo (-2,4%). In riduzione risulta pure la potenza detenuta dai soggetti che dispongono di sola capacità termoelettrica, ma in questo caso in presenza di una crescita spiccata nell'anno della loro generazione lorda (+20%). Nel caso delle rinnovabili, sono cresciuti ulteriormente sia il numero di soggetti operanti nelle rinnovabili sia la relativa capacità, a fronte invece di un calo consistente nella generazione da parte di questi ultimi (-5,6%). Passando al contributo dei principali gruppi alla generazione lorda nel 2015 e nel 2014, la figura 2.1 evidenzia innanzitutto come dopo il picco del 2014 (27%, dato a consuntivo) la quota di Enel sia tornata su valori prossimi a quelli

degli ultimi anni (25,7%). Tra i grandi operatori, Eni, Edison, Engie, Iren ed Edipower hanno visto aumenti della loro quota di produzione, che invece è risultata sostanzialmente stabile per A2A e Saras. In calo invece sono Erg e Sorgenia.

Tra i principali gruppi riportati nella figura 2.1 non compare più Tirreno Power che nel 2015 ha una produzione lorda pari all'1,1% del totale, contro una quota dell'1,8% dell'anno precedente. Non è più presente nemmeno E.On, in quanto la relativa capacità è stata acquisita da Czech Gas Holding N.V. che ha dismesso alcuni impianti. La quota degli altri produttori di minore dimensione passa dal 37% al 38,7%, riprendendo così a crescere successivamente alla battuta di arresto del 2014, che veniva dopo un continuo ampliamento che perdurava dal 2000.

L'indice di Herfindah-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 832, risulta in diminuzione rispetto al 2014, quando era a 908 e su valori più in linea con quelli degli anni precedenti.

La potenza termoelettrica lorda installata dai primi tre operatori copre il 47% della capacità installata, ancora in leggero calo rispetto al 2014 (50%).

Per quanto riguarda la composizione societaria degli operatori di produzione nel 2015, le quote del capitale sociale sono detenute in prevalenza da persone fisiche (51,6%), quindi da società diverse (34,1%) ed enti pubblici (5,3%), mentre la quota delle imprese

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

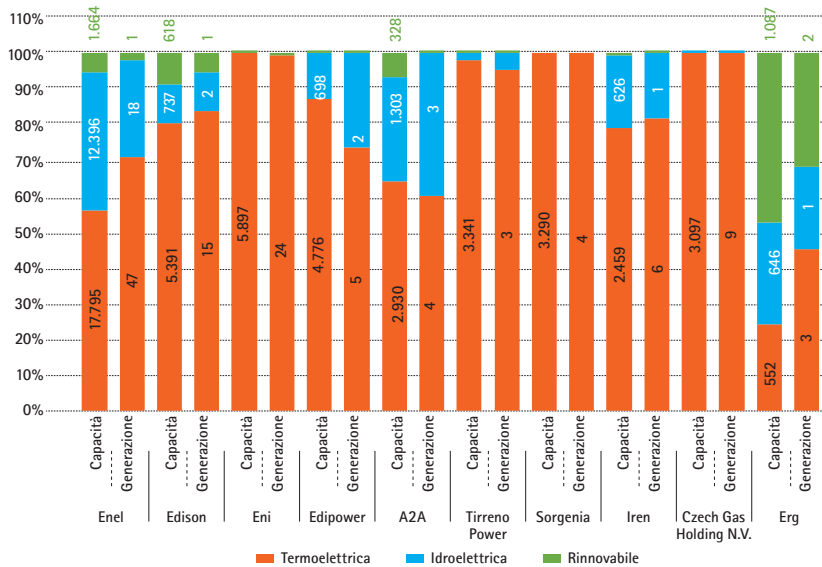


FIG. 2.2

Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2015
Capacità in MW; generazione in TWh

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

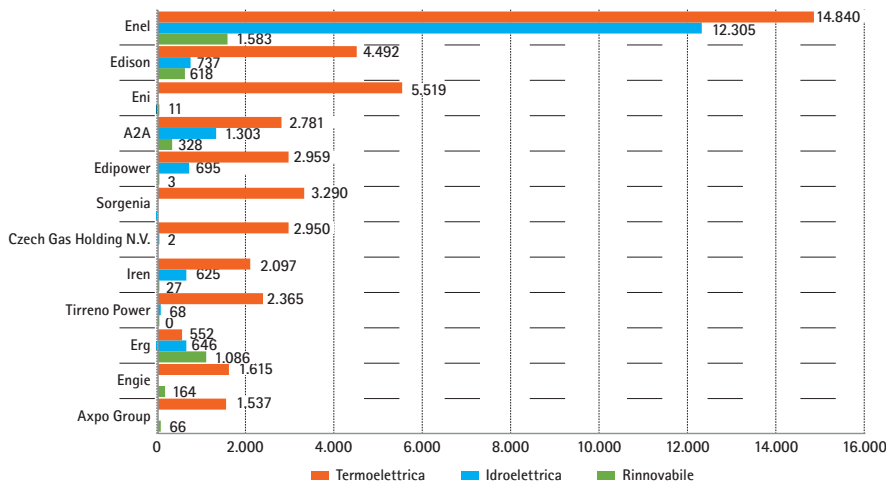


FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2015
MW

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

energetiche estere è dell'1,4%. Il 93,4% delle quote di capitale è in mano a soci di provenienza nazionale; del resto il 2% è di provenienza tedesca, mentre l'1,6% lussemburghese⁴. Se si eccettuano le quote delle persone fisiche e delle società diverse (rispettivamente

pari al 56,5% e al 30% nel 2014) non si rilevano cambiamenti di rilievo in tale composizione.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti disponibili e tra i chilowatt

4 Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

TAV. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2015

Dati in percentuale

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	88,2	10,5	7,7	0,5
Eni	0,0	1,9	20,3	23,1
Edison	0,0	0,0	14,2	0,0
Czech Gas Holding N.V.	6,1	0,5	5,7	0,0
Engie	0,0	0,0	8,2	0,0
Axpo Group	0,0	0,0	6,3	0,0
Iren	0,0	0,1	6,1	0,7
Edipower	0,0	72,2	2,3	0,0
Saras	0,0	3,9	0,0	41,8
A2A	5,7	0,0	1,5	0,0
Sorgenia	0,0	0,0	3,8	0,0
Lukoil	0,0	3,3	1,3	17,5
Altri operatori	0,0	7,5	22,7	16,2
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.

TAV. 2.7

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2015

Dati in percentuale

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOMASSA, BIOGAS, BIOLIQUIDI E RIFIUTI
Enel	39,6	100,0	7,5	1,6	1,3
A2A	6,0	0,0	0,0	0,0	9,7
CVA	6,9	0,0	0,9	0,1	0,0
Erg	3,0	0,0	13,1	0,0	0,0
Edison	4,3	0,0	6,8	0,1	0,4
SEL	6,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydro Dolomiti Enel	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Edipower	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Iren	3,3	0,0	0,0	0,1	0,5
API	0,0	0,0	2,9	0,2	3,3
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	0,2	5,4
Hera	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5
Altri operatori	21,1	0,0	68,7	97,5	74,8
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

prodotti da ciascuna fonte. Ne emerge soprattutto come gli operatori che dispongono di capacità di varia tipologia, abbiano privilegiato una fonte rispetto a un'altra.

Per il 2015 si nota in generale un maggior ricorso alla produzione termoelettrica, almeno per bilanciamento della fonte rinnovabile e per far fronte ai picchi estivi, da parte di tutti i principali produttori a eccezione di A2A ed Edipower, che hanno invece privilegiato la fonte idroelettrica.

Si segnala che nell'anno 2015 si è avuto, nel mese di luglio, un fabbisogno di potenza alla punta pari a 59,4 GW, mai raggiunto in precedenza, neanche nei picchi invernali. Il picco invernale a livelli record, sempre nel 2015, è stato pari a 52,4 GW.

Nel 2015 gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito una disponibilità di capacità di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari all'88% della loro capacità installata, in aumento rispetto al 2014, quando questa percentuale era dell'86%.

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

TAV. 2.8

Presenza territoriale degli operatori nel 2015

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Piemonte	1.641	210	45,6	58,9
Valle d'Aosta	41	1	90,3	90,2
Liguria	98	17	91,6	94,1
Lombardia	2.466	518	31,7	42,5
Trentino Alto Adige	747	101	48,4	55,1
Veneto	1.482	272	66,3	63,5
Friuli Venezia Giulia	422	60	66,9	69,0
Emilia Romagna	1.719	285	51,0	55,1
Toscana	563	85	71,9	49,2
Lazio	427	61	81,3	80,9
Marche	802	85	37,2	44,9
Umbria	213	13	72,8	80,2
Abruzzo	403	38	55,7	58,1
Molise	87	3	51,5	72,0
Campania	291	47	50,1	53,4
Puglia	1.068	40	66,0	43,7
Basilicata	252	5	31,3	26,7
Calabria	142	2	70,7	57,1
Sicilia	478	33	61,0	55,9
Sardegna	202	18	77,9	63,5

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano i principali operatori nella produzione termoelettrica e rinnovabile, e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.

Enel, primo operatore nella generazione termoelettrica, utilizza gran parte del carbone impiegato nel settore, con una quota che è salita all'88%, contro l'85,5% del 2014; ha ridotto considerevolmente la quota dell'utilizzo di prodotti petroliferi, scesa al 10,5% contro il 27,1% dello scorso anno, mentre è costante nella propria quota di gas. In particolare, nel 2015 Enel ha dismesso alcuni siti produttivi termoelettrici. Eni si conferma, invece, il principale utilizzatore di gas, con una quota in calo (20,3% contro il 22,6% del 2014), seguita da Edison, che mantiene invece costante la sua quota intorno al 14%. Spicca la quota del 72,2% del consumo di prodotti petroliferi da parte di Edipower. Enel si conferma anche il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili, con quote superiori a quelle degli altri grandi operatori in tutte le fonti, a eccezione dell'eolico, dove la quota maggiore resta quella di Erg, che si attesta al 13,1%.

Ai piccoli produttori si devono il 97,5% della generazione da fonte fotovoltaica e l'apporto preponderante nella produzione da bioenergie⁵ (74,8%), oltre che nell'eolico, 68,7%.

Passando alla presenza territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.8), la regione con il maggior numero di operatori si conferma la Lombardia (2.466, erano 2.331 nel 2014), seguita da Piemonte (1.641, erano 1.600 nel 2014) ed Emilia Romagna (1.719, erano 1.642 nel 2014). In queste regioni si registra anche un numero elevato di autoproduttori. La Lombardia conferma pure il primato in termini di numero assoluto di autoproduttori e, con il Veneto, presenta anche la quota più alta di operatori autoproduttori sul totale (rispettivamente 21% e 18%), in ulteriore crescita rispetto al 2014.

La Lombardia e la Basilicata sono le regioni che mostrano il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica (il C3 è su valori del 31%).

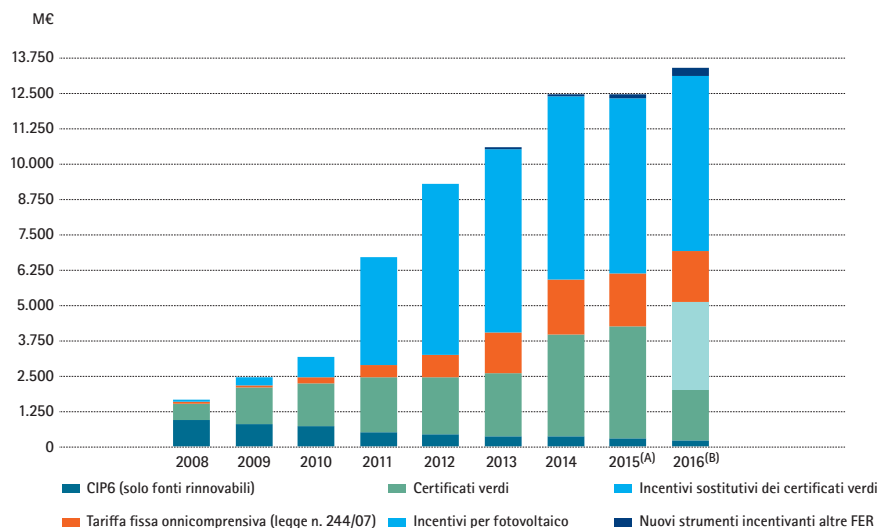
Le altre regioni che presentano i livelli di concentrazione di C3 più bassi nella generazione elettrica sono Piemonte, Trentino e Marche

⁵ A partire da quest'anno la voce biomassa, biogas e rifiuti include anche i bioliquidi, ed è stata rinominata bioenergie.

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

FIG. 2.4

Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
M€



(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GSE.

(C3 inferiori al 50%), mentre i livelli più alti sono in Valle d'Aosta, Liguria e Lazio (C3 sopra l'80%). In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Puglia e Lombardia, quelli più alti in Valle d'Aosta, Liguria, Lazio e Umbria⁶.

Produzione incentivata

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare:

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)⁷ CIP6 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- sistema dei certificati verdi (CV) per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁸. A decorrere dall'1 gennaio 2016 i certificati verdi sono sostituiti da strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*⁹ riconosciuti fino al termine del periodo di diritto ai preesistenti certificati verdi;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, esclusi quelli alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, esclusi quelli alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013; tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti;
- sistema di Conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;

⁶ Le differenze rispetto a quanto rappresentato per la presenza territoriale degli operatori nella *Relazione Annuale 2015* possono essere in parte ascrivibili anche al diverso numero dei rispondenti all'Indagine annuale in termini di numerosità e di ragione sociale.

⁷ *Feed in tariff* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

⁸ Con l'eccezione di quanto previsto dall'art. 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

⁹ *Feed in premium* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

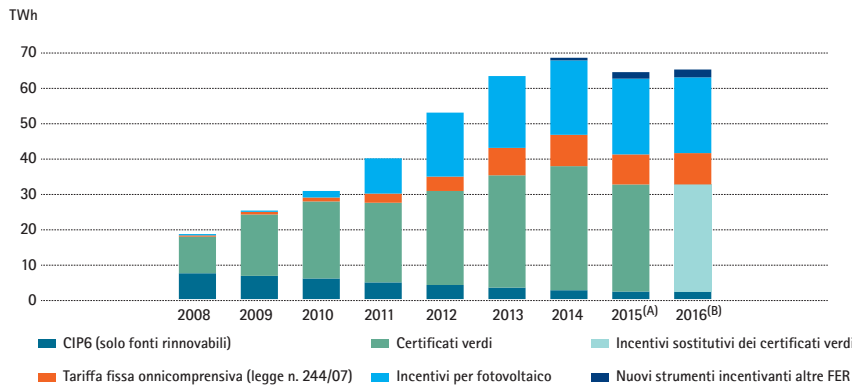


FIG. 2.5

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante
TWh

(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GSE.

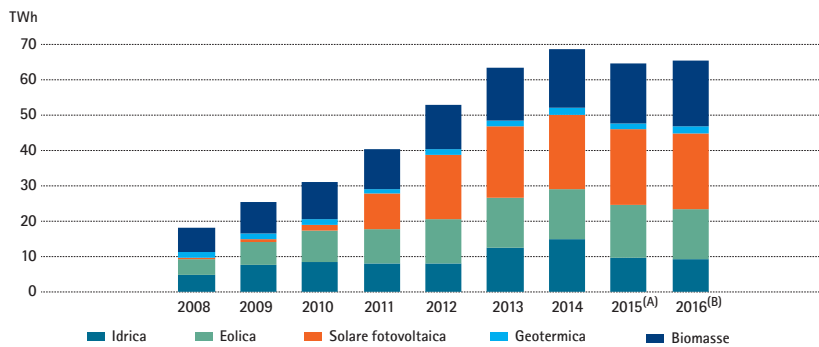


FIG. 2.6

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte
TWh

(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GSE.

- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione); tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito;
- sistema di Conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici.

A questi strumenti incentivanti si aggiungono anche i certificati bianchi in relazione agli impianti fotovoltaici fino a 20 kW, i contributi a fondo perduto (a livello locale) o le detrazioni fiscali per alcune fonti

rinnovabili. La figura 2.4 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili - secondo lo schema indicato nei punti precedenti - espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

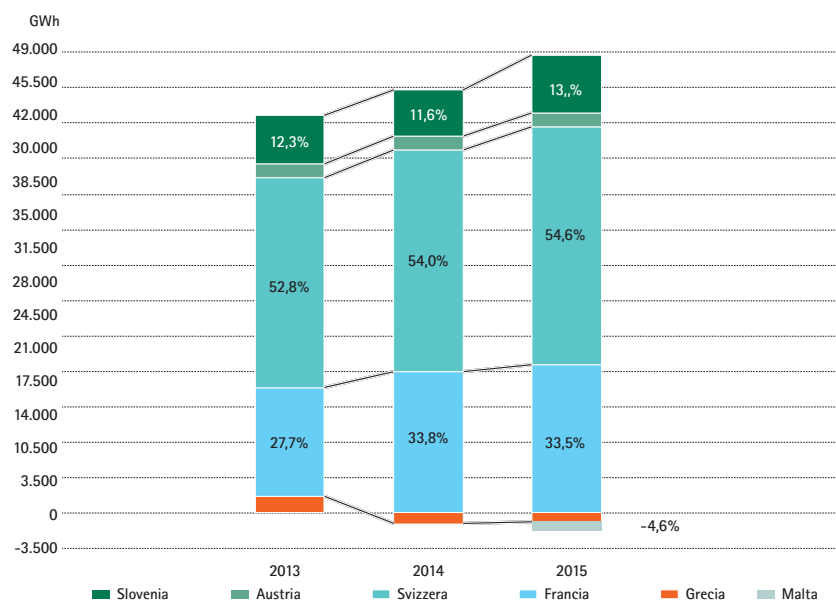
Gli strumenti incentivanti nel 2015 hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta intorno ai 65 TWh.

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A₃, con l'unica eccezione dei costi associati ai certificati verdi negoziati che si scaricano sui prezzi di mercato dell'energia elettrica. A partire dal 2016, per effetto del venir meno del meccanismo dei certificati verdi, tutti i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura tramite la componente tariffaria A₃.

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

FIG. 2.7

Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013
GWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati provvisori di Terna.

Complessivamente, per l'anno 2015 si stima che i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano, a consuntivo, pari a circa 12,5 miliardi di euro, di cui circa 12,3 coperti tramite la componente A₃.

La componente tariffaria A₃, oltre a pagare i costi sopra richiamati, consente anche l'erogazione dei regimi commerciali speciali (ritiro dedicato e scambio sul posto) e quella degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento CIP6), oltre che per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente ai certificati verdi non oggetto di negoziazione sui mercati organizzati).

Importazioni nette

A supporto della crescita registrata nella richiesta di elettricità, nel 2015 anche il settore estero ha contribuito con un maggiore apporto di energia. In base ai dati provvisori di esercizio di Terna, infatti, nel 2015 le importazioni nette di energia elettrica in Italia sono cresciute di circa 2,7 TWh, salendo a 46,4 TWh, quando nel 2014 si erano fermate a 43,7 TWh.

Come nel 2014 entrambe le voci del saldo estero sono cresciute, tanto le importazioni – che hanno raggiunto 50,8 TWh dai 46,7 TWh del 2014 – quanto le esportazioni, passate da 3 TWh a 4,5 TWh. L'incremento di 1,4 TWh dell'elettricità ceduta a clienti

esteri è stato però inferiore all'incremento di 4,1 TWh registrato dai quantitativi di energia ricevuta da fornitori esteri. Per questo il saldo estero ha registrato un incremento del 5,9%, inferiore a quello delle importazioni lorde (8,8%). Nel 2015 la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero ha toccato il 14,7%, in lieve aumento rispetto al 14,1% del 2014.

Al netto delle esportazioni, nel 2015 abbiamo importato più energia dalla Svizzera (+1,7 TWh, cioè il 7,4% in più rispetto al 2014), dalla Slovenia (+1,1 TWh, ossia il 21,2% in più rispetto al 2014) e dalla Francia (+0,7 TWh, il 5% in più rispetto al 2014). L'elettricità proveniente dall'Austria è rimasta sostanzialmente invariata. Per quanto riguarda le esportazioni è da registrare una leggera flessione di quelle verso la Grecia (-0,1 TWh), ma anche – per la prima volta – l'uscita di 1.048 GWh destinati a Malta. Ciò grazie all'entrata in funzione, avvenuta a fine marzo 2015, del nuovo collegamento sottomarino e terrestre a 220 kV tra Ragusa e Magtab, nato per superare l'isolamento elettrico dei maltesi e soddisfare così i requisiti della normativa europea che imponeva a Malta di ridurre la produzione di energia prodotta dalle centrali termoelettriche interne a olio combustibile, obsolete e inquinanti. L'esportazione dell'energia elettrica dall'Italia a Malta, d'altro canto, è risultata ottimale anche per l'Italia, dove le centrali termoelettriche, quasi tutte a ciclo combinato a gas, sono state costrette in questi anni a lavorare al minimo a causa della bassa domanda interna