



24 febbraio 2017

n. 78

Preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica ([COM\(2016\)862](#))

Tipo di atto	<i>Proposta di regolamento</i>
Data di adozione	<i>30 novembre 2016</i>
Settori di intervento	<i>Crisi energetica, sicurezza d'approvvigionamento, cooperazione in materia di energia, distribuzione dell'elettricità, rete energetica, energia elettrica</i>
Esame presso le istituzioni dell'UE	<i>Trasmessa al Consiglio e al Parlamento europeo il 30 novembre 2016 e assegnata alla Commissione Industria, ricerca ed energia</i>
Assegnazione	<i>10 gennaio 2017 --- X Commissione Attività produttive</i>
Segnalazione da parte del Governo	<i>12 gennaio 2017</i>

FINALITÀ/MOTIVAZIONE

L'obiettivo della proposta di regolamento è garantire che tutti gli Stati membri adottino **adeguati strumenti di prevenzione, preparazione e gestione di situazioni di crisi dell'energia elettrica**, dovute, ad esempio, a **condizioni climatiche estreme, penuria di combustibile, attacchi dolosi, anche informatici**.

A tal fine, la proposta prevede norme sulla **cooperazione tra gli Stati membri** improntate ai principi di **solidarietà, trasparenza e libera concorrenza** nel mercato interno dell'energia elettrica.

In particolare, la Commissione propone disposizioni specifiche in quattro ambiti:

- **regole comuni** per la **prevenzione** delle crisi e per assicurare una cooperazione transfrontaliera;
- **gestione delle situazioni di crisi** nel mercato elettrico;
- **indicatori** per la sicurezza degli approvvigionamenti e la valutazione del rischio;

• valutazione e monitoraggio.

La proposta di regolamento fa parte del pacchetto "**Energia pulita per tutti gli europei**", introdotta dalla comunicazione [COM\(2016\)860](#), che comprende anche proposte normative in materia di **efficienza energetica, prestazione energetica degli edifici, energie rinnovabili e mercato dell'energia**.

Tra le proposte legislative del pacchetto, oltre a quella in esame, sono compresi altri tre progetti che riguardano il **mercato elettrico**, ai quali la proposta in esame in alcuni casi rinvia:

- una proposta di direttiva sulle **norme comuni** per il mercato interno dell'elettricità [COM\(2016\)864](#) (*non ancora disponibile in italiano*);
- una proposta di regolamento sul **mercato interno dell'elettricità** [COM\(2016\)861](#) (*non ancora disponibile in italiano*);
- una proposta di regolamento concernente l'Agenzia europea per la cooperazione tra i regolatori dell'energia (**ACER**) [COM\(2016\)863](#) (*vedi paragrafo: Contenuto del piano*).

CONTESTO NORMATIVO

A giudizio della Commissione, attualmente gli Stati membri adottano **approcci molto divergenti** che tendono a considerare **esclusivamente il contesto nazionale**, senza tener conto di quanto accade negli **Stati confinanti**.

In particolare, dalle valutazioni della Commissione europea emerge che:

- gli Stati membri valutano **rischi diversi** e adottano **diversi tipi di misure** per prevenire e gestire le situazioni di crisi;
- i **ruoli** e le **responsabilità** non sono **uniformi**;
- non esiste una **nozione comune di situazione di crisi**;
- la **condivisione delle informazioni** avviene su scala molto limitata;
- la preparazione e la gestione delle situazioni di crisi da parte degli Stati membri **non sono trasparenti**.

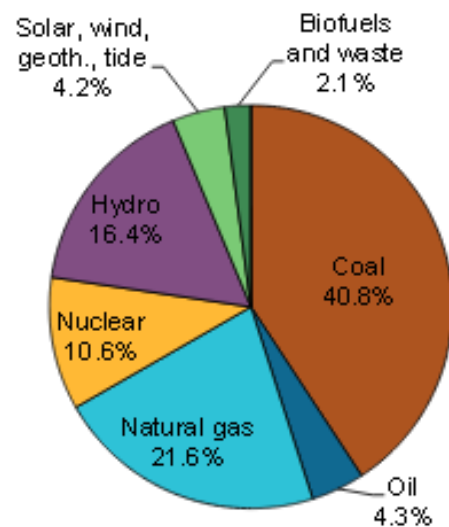
La normativa vigente (contenuta in una direttiva [2005/89/CE](#), mentre quella in esame è una proposta di regolamento) si limita a definire **obiettivi generali di sicurezza** dell'approvvigionamento, lasciando agli Stati membri la determinazione dei modi e degli strumenti con cui perseguirli. Ad avviso della Commissione, la **direttiva** si è rivelata **operativamente poco efficace** e ha **contribuito scarsamente a migliorare la sicurezza** dell'approvvigionamento in Europa. Inoltre, alcune disposizioni della direttiva sono state **superate da atti legislativi successivi** (in particolare il terzo pacchetto e il regolamento TEN-E) e permangono **lacune normative** per quanto riguarda la prevenzione e la gestione delle situazioni di crisi.

L'ENERGIA ELETTRICA NEL MONDO E IN EUROPA

A livello mondiale **oltre il 60%** dell'energia primaria utilizzata per generare elettricità proviene da **combustibili fossili**, quali **carbone, gas e petrolio**. Tra questi, la fonte energetica prevalente è il **carbone**, con una quota del 40% circa.

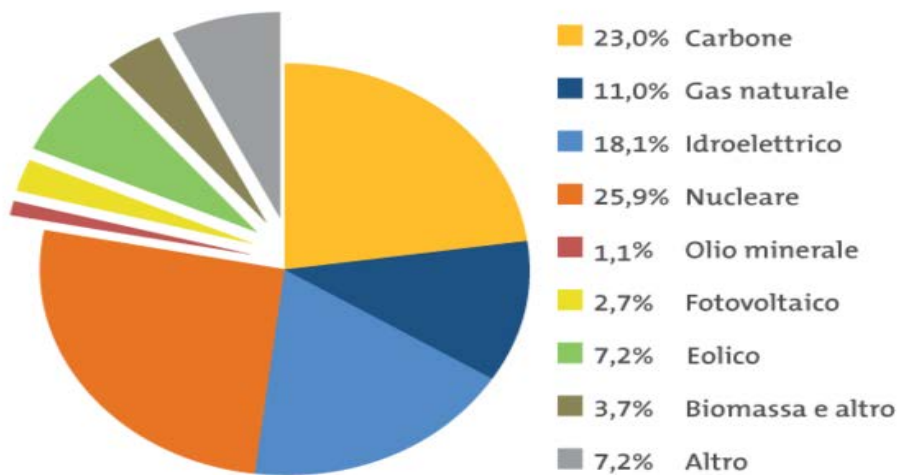
Fonte: IEA

Figure 2: World gross electricity production, by source, 2014



Il **mix elettrico europeo** è invece composto per quasi la metà (**34%**) da **carbone e gas naturale**, mentre l'**energia nucleare**, con una quota del **26%**, è quasi il doppio rispetto al livello globale. Anche l'**energia idroelettrica** contribuisce in misura importante alla produzione elettrica. Le **energie rinnovabili** - eolico, solare e biomassa - negli ultimi anni hanno registrato un progresso notevole e attualmente coprono circa il **15%** dei consumi a livello europeo.

Mix elettrico ENTSO-E 2014
Produzione totale 2014: 3.321 TWh

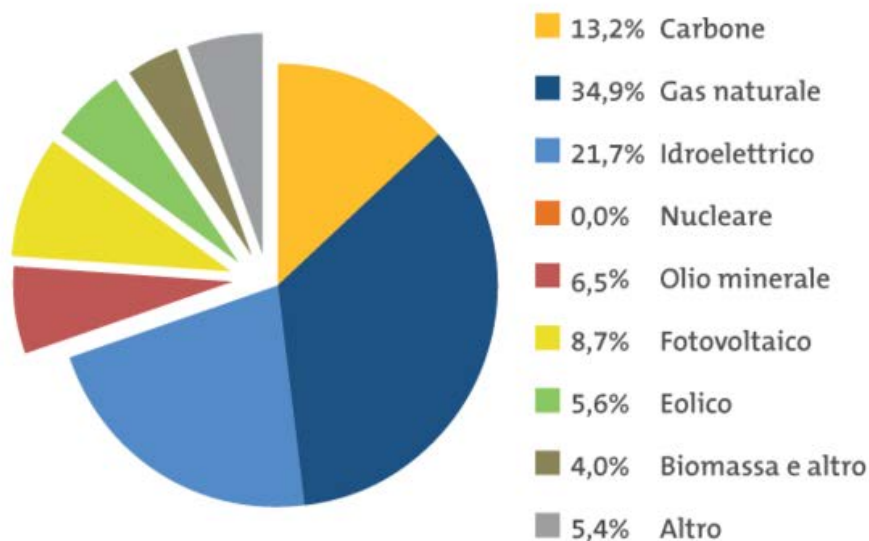


Mix elettrico 2014 per i Paesi ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

Negli ultimi decenni, il **parco di generazione elettrico** europeo sta attraversando **profondi cambiamenti**: da un sistema basato sulle fonti fossili e sul nucleare a un sistema indirizzato maggiormente verso lo **sfruttamento delle fonti rinnovabili e tecnologie a basso contenuto di carbonio**.

I **meccanismi incentivanti per le fonti rinnovabili** nel settore elettrico posti in atto nei diversi Stati membri hanno favorito una notevole crescita nell'installazione di impianti fotovoltaici, eolici e a bioenergie. Il grafico seguente si riferisce alla **situazione italiana nel 2014**.

Mix elettrico in Italia, 2014
Produzione totale 2014: 266 TWh



CAPACITÀ ELETTRICA INSTALLATA

Di seguito si riportano i dati relativi alla **capacità elettrica installata** nell'UE28 e nei singoli Stati membri. La potenza installata di una centrale si misura in watt e si riferisce ai **valori massimi di energia che una centrale è in grado di produrre**.

La tabella seguente si riferisce alla capacità totale, indipendentemente dalla fonte energetica, dal 1995 al 2014 (*Fonte: Eurostat*).

2.6.1 Installed Electricity Capacity

TOTAL

MW	1995	2000	2005	2010	2013	2014
EU-28*	618 490	681 077	758 023	883 854	960 805	977 656
Index 1995	100%	110%	123%	143%	155%	158%
BE	14 917	15 685	16 096	18 690	20 984	20 919
BG	1 975	11 085	12 260	10 031	11 589	11 390
CZ	13 803	15 323	17 406	19 829	21 079	21 970
DK	10 823	12 316	13 036	13 438	13 810	13 655
DE	116 226	118 884	128 612	162 698	186 117	198 416
EE	1	2 800	2 559	2 751	2 910	3 096
IE	4 060	4 711	6 175	8 311	8 798	9 078
EL	8 942	10 904	13 306	15 312	18 855	18 895
ES	45 621	53 924	76 574	101 788	105 998	106 470
FR	107 616	114 665	115 755	124 551	128 432	129 069
HR	2 072	2 079	3 866	4 121	4 312	4 426
IT	65 923	75 510	85 498	106 488	124 750	121 762
CY	690	988	1 125	1 560	1 699	1 724
LV	2 068	2 092	2 166	2 557	2 911	2 924
LT	5 866	5 716	4 556	3 570	4 323	4 037
LU	1 250	1 217	1 682	1 711	1 813	2 022
HU	7 404	8 282	8 586	8 993	8 418	8 809
MT	0	0	0	572	648	675
NL	19 034	21 062	21 800	26 688	30 539	31 762
AT	17 395	17 802	18 898	21 187	23 591	24 024
PL	29 482	30 559	32 257	33 360	35 815	35 989
PT	9 384	10 908	13 374	18 932	18 900	19 125
RO	5 998	6 120	18 951	19 912	22 948	23 884
SI	2 518	2 614	2 992	3 193	3 434	3 453
SK	7 238	7 454	8 257	7 873	8 458	8 092
FI	14 434	16 260	16 468	15 537	16 653	16 245
SE	33 625	33 724	33 390	36 454	37 915	38 736
UK	70 125	78 393	82 378	93 747	95 106	97 009

La tabella seguente si riferisce alla **capacità installata suddivisa per fonte energetica** nel 2014 (*Fonte: Eurostat*).

2.6.1 Installed Electricity Capacity

BY FUEL

MW	2014						
	Installed Electricity Capacity	Combustible Fuels	Hydro	Nuclear	Wind	Solar PV	Other Sources
EU-28	977 656	482 466	150 279	123 515	129 080	86 786	5 530
Share (%)	100.0%	49.3%	15.4%	12.6%	13.2%	8.9%	0.6%
BE	20 919	8 605	1 429	5 927	1 930	3 024	4
BG	11 390	4 470	3 219	1 975	700	1 026	0
CZ	21 970	13 082	2 252	4 290	278	2 068	0
DK	13 655	8 152	8	0	4 888	607	0
DE	198 416	97 203	11 234	12 074	39 193	38 234	478
EE	3 096	2 750	5	0	341	0	0
IE	9 078	6 337	529	0	2 211	1	0
EL	18 895	10 932	3 389	0	1 978	2 596	0
ES	106 470	49 786	19 223	7 399	22 975	4 787	2 300
FR	129 069	24 411	25 294	63 130	9 068	5 654	1 512
HR	4 426	1 861	2 193	0	339	33	0
IT	121 762	71 272	22 098	0	8 683	18 609	1 100
CY	1 724	1 513	0	0	147	64	0
LV	2 924	1 265	1 590	0	69	0	0
LT	4 037	2 778	877	0	288	69	25
LU	2 022	524	1 330	0	58	110	0
HU	8 809	6 333	57	2 000	329	77	13
MT	675	620	0	0	0	55	0
NL	31 762	27 286	37	485	2 865	1 048	41
AT	24 024	7 859	13 293	0	2 086	785	1
PL	35 989	29 760	2 364	0	3 836	27	2
PT	19 125	8 113	5 715	0	4 856	415	26
RO	23 884	11 323	6 613	1 411	3 244	1 293	0
SI	3 453	1 242	1 296	688	4	223	0
SK	8 092	3 068	2 523	1 940	3	533	25
FI	16 245	9 607	3 248	2 752	627	11	0
SE	38 736	8 076	15 996	9 507	5 097	60	0
UK	97 009	64 238	4 467	9 937	12 987	5 377	3

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Dagli ultimi dati Eurostat disponibili, riferiti al 2014, la **produzione di energia elettrica netta** totale nell'UE-28 è stata pari a **3,03 milioni di gigawattora (GWh)**. Il livello di produzione netta di energia elettrica nel 2014 è stato **inferiore del 5,7% rispetto al suo livello di picco del 2008** (3,22 milioni di GWh).

La **Germania** ha il più alto livello di produzione netta tra gli Stati membri dell'UE (*vedi tabella seguente*), pari al **19,5%** della media UE-28, davanti alla **Francia (17,8%)**. Il **Regno Unito** è l'unico altro Stato membro con una quota a due cifre (**10,6%**).

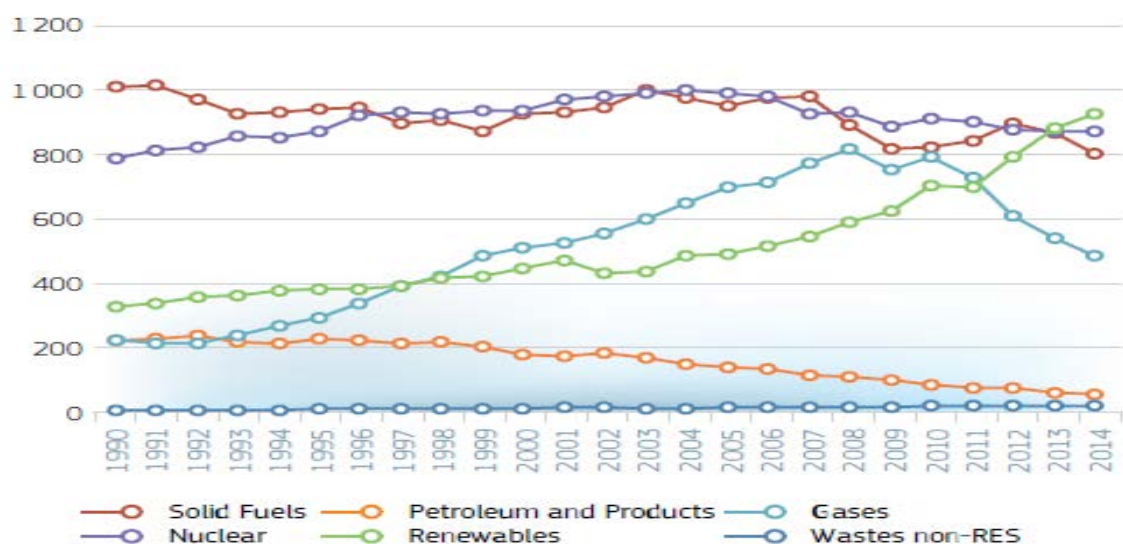
	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	Share in EU-28, 2014 (%)
EU-28	2 432.5	2 584.7	2 873.4	3 153.4	3 199.5	3 129.8	3 127.3	3 107.1	3 032.1	100.0
Belgium	67.3	70.6	80.3	83.4	91.5	86.7	79.8	80.2	70.0	2.3
Bulgaria	37.5	37.4	36.9	40.3	42.2	45.8	42.9	39.8	43.2	1.4
Czech Republic	58.1	56.9	68.0	76.2	79.5	81.0	81.1	80.9	79.9	2.6
Denmark	24.3	34.7	34.4	34.4	36.9	33.5	29.2	33.2	30.8	1.0
Germany	508.6	498.9	538.5	582.7	594.8	576.9	592.7	601.8	592.0	19.5
Estonia	15.4	7.6	7.6	9.1	11.7	11.7	10.5	11.8	11.0	0.4
Ireland	13.7	16.8	22.7	24.8	27.4	26.4	26.5	25.1	25.3	0.8
Greece	32.1	38.4	49.9	55.7	53.4	53.9	53.7	52.6	46.7	1.5
Spain	144.6	159.1	214.4	282.1	291.0	283.3	286.6	275.4	268.4	8.9
France	401.2	472.6	516.1	550.0	544.1	536.4	541.2	548.5	539.4	17.8
Croatia	8.6	8.9	10.9	12.7	14.4	11.0	10.4	13.7	13.2	0.4
Italy	205.1	229.2	263.3	290.6	290.7	291.4	287.8	278.8	269.1	8.9
Cyprus	1.9	2.4	3.2	4.1	5.1	4.7	4.5	4.1	4.1	0.1
Latvia	5.9	3.5	3.7	4.4	6.1	5.6	5.7	5.8	4.7	0.2
Lithuania	26.3	12.4	10.0	13.6	5.3	4.4	4.7	4.5	4.1	0.1
Luxembourg	1.3	1.2	1.1	4.1	4.6	3.7	3.8	2.9	2.9	0.1
Hungary	25.9	31.3	32.3	33.2	34.6	33.5	32.4	28.0	27.1	0.9
Malta	1.0	1.4	1.8	2.1	2.0	2.1	2.2	2.1	2.1	0.1
Netherlands	69.4	77.8	86.0	95.6	114.8	109.1	98.6	96.9	98.8	3.3
Austria	48.4	54.9	59.1	63.5	68.1	62.7	69.5	64.9	62.3	2.1
Poland	123.4	127.4	132.2	143.6	143.5	148.9	147.6	150.1	145.2	4.8
Portugal	27.3	31.9	42.2	45.0	52.8	51.1	45.3	50.4	51.5	1.7
Romania	56.7	52.9	48.6	55.5	55.9	56.5	53.7	54.1	60.7	2.0
Slovenia	11.2	11.8	12.8	14.1	15.4	15.0	14.7	15.1	16.5	0.5
Slovakia	23.0	23.4	27.7	29.3	25.4	26.1	26.1	27.2	25.0	0.8
Finland	51.6	60.5	67.3	67.8	77.2	70.4	67.7	68.4	65.5	2.2
Sweden	142.5	144.2	141.6	154.6	145.3	146.9	162.8	149.5	150.0	4.9
United Kingdom	300.1	316.6	360.8	380.5	365.7	351.0	345.6	341.3	322.4	10.6
Iceland	4.5	4.9	7.6	8.5	16.7	16.9	17.2	17.8	17.7	-
Norway	120.8	122.6	142.3	137.4	123.1	127.1	147.2	133.4	141.6	-
Montenegro	-	-	-	2.8	3.9	2.5	2.7	3.8	3.0	-
FYR of Macedonia	5.4	5.8	6.3	6.5	6.8	6.3	5.8	5.7	5.0	-
Albania	3.2	4.4	4.7	5.4	7.6	4.2	4.7	7.0	4.7	-
Serbia	38.2	32.5	31.3	34.6	35.7	35.8	34.2	37.2	31.9	-
Turkey	54.2	81.9	118.7	155.5	203.0	217.6	227.7	229.0	239.4	-
Bosnia and Herzegovina	11.7	4.3	8.7	11.2	16.2	14.2	13.0	16.5	15.2	-
Kosovo (under UNSCR 1244/99)	-	-	2.6	4.0	4.6	5.1	5.3	5.9	5.0	-

Source: Eurostat (online data code: nrg_105a)

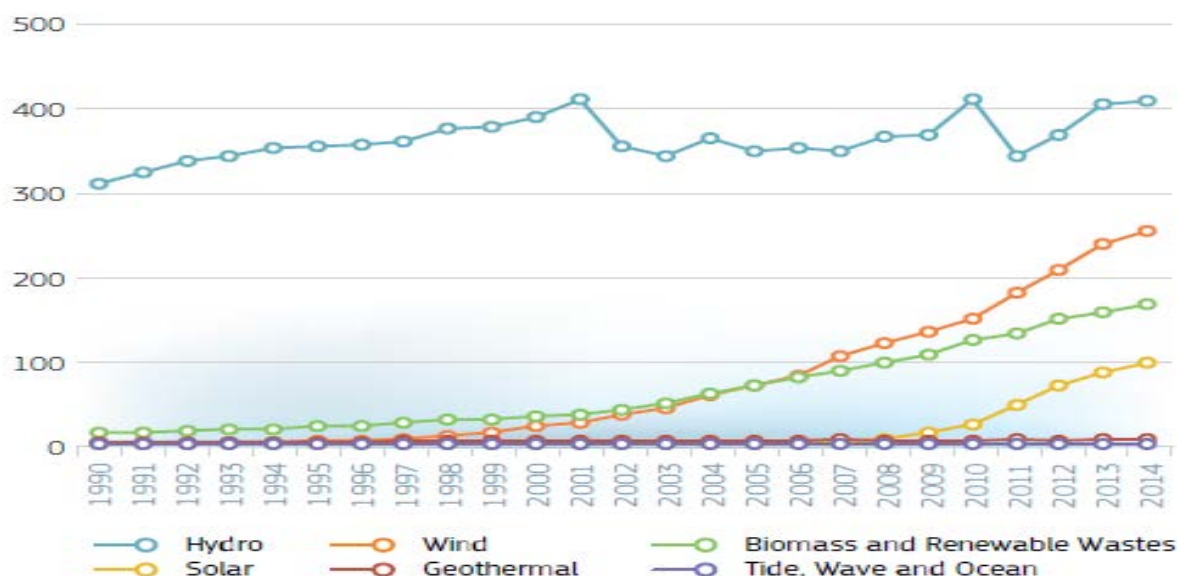
Il grafico seguente mostra l'andamento della **produzione lorda di elettricità** dal 1990 al 2014 nell'EU 28 per fonte energetica (*Fonte: Eurostat*).

2.6.2 Gross Electricity Generation

BY FUEL - EU-28 - 1990-2014 (TWh)



GROSS ELECTRICITY GENERATION – EU-28 – RENEWABLES – 1990-2014 (TWh)



Le fonti rinnovabili ricoprono un ruolo di primaria importanza nella composizione della produzione europea, pari al **25 %**. Solamente in Svezia e in Spagna l'incidenza delle fonti rinnovabili è più elevata: la prima spinta dalla produzione idroelettrica, la seconda da quella eolica.

IMPORTAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Di seguito si riportano i dati relativi alle importazioni di energia elettrica nell'UE28 e nei singoli Stati membri.

Tra i primi sette Paesi produttori di energia elettrica: Francia, Germania, Italia, Polonia, Regno Unito, Spagna e Svezia, che da soli rappresentano il **75 % della produzione elettrica europea, l'Italia presenta la più alta dipendenza dall'estero**, seguita dalla Germania.

2.2.4 Imports – Electricity

TOTAL

Mtoe	1995	2000	2005	2010	2013	2014
EU-28	17.0	22.9	28.8	25.7	30.1	33.3
Index 1995	100%	135%	170%	151%	177%	196%
BE	0.81	1.00	1.23	1.07	1.48	1.87
BG	0.17	0.08	0.07	0.10	0.29	0.37
CZ	0.58	0.75	1.06	0.57	0.91	1.02
DK	0.35	0.72	1.11	0.91	0.99	1.09
DE	3.42	3.88	4.89	3.69	3.37	3.48
EE	0.02	0.03	0.03	0.10	0.23	0.32
IE	0.00	0.02	0.18	0.07	0.23	0.25
EL	0.12	0.15	0.48	0.73	0.50	0.81
ES	0.66	1.06	0.88	0.45	0.85	1.06
FR	0.25	0.32	0.69	1.68	1.01	0.68
HR	0.38	0.38	0.75	1.07	0.97	0.94
IT	3.32	3.86	4.32	3.95	3.81	4.02
CY	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LV	0.23	0.18	0.25	0.34	0.43	0.46
LT	0.45	0.44	0.49	0.70	0.69	0.73
LU	0.49	0.55	0.55	0.63	0.59	0.60
HU	0.28	0.82	1.35	0.85	1.43	1.64
MT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NL	1.03	1.97	2.04	1.34	2.86	2.83
AT	0.63	1.19	1.75	1.71	2.15	2.30
PL	0.38	0.28	0.43	0.54	0.67	1.16
PT	0.23	0.40	0.83	0.50	0.70	0.62
RO	0.07	0.07	0.20	0.07	0.24	0.24
SI	0.06	0.36	0.80	0.74	0.65	0.62
SK	0.30	0.51	0.69	0.63	0.92	1.12
FI	0.73	1.05	1.54	1.35	1.51	1.86
SE	0.66	1.57	1.25	1.28	1.09	1.19
UK	1.41	1.23	0.96	0.61	1.51	2.00

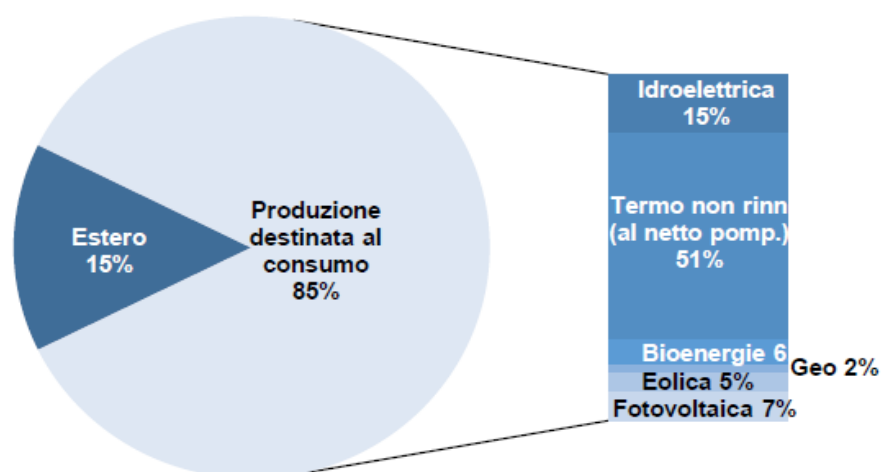
(Fonte: Eurostat)

L'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

DIPENDENZA DALL'ESTERO

L'Italia produce l'85 per cento dell'energia elettrica che utilizza in un anno, stando agli [ultimi dati](#) diffusi da Terna, la società che gestisce la rete di trasmissione dell'energia elettrica in Italia, riferiti al 2015. Il resto, circa il **15%**, è importato. Quasi la metà arriva dalla **Svizzera**, un terzo dalla **Francia** e il resto da **Slovenia** e **Austria**.

Figura 1 – Struttura percentuale della richiesta anno 2015



Fonte: Terna

Tabella 1 – Bilancio elettrico

	2014	2015	
	(TWh)	(TWh)	var. %
Produzione Lorda	279,8	283,0	1,1%
Produzione Netta	269,1	272,4	1,2%
- Importazione	46,7	50,8	8,8%
- Esportazione	3,0	4,5	47,5%
Saldo Import-export	43,7	46,4	6,1%
Energia destinata ai Pompaggi	2,3	1,9	-18,0%
RICHIESTA	310,5	316,9	2,0%
Perdite	19,5	19,7	
CONSUMI	291,1	297,2	2,1%

Fonte: Terna

L'aumento dell'import rispetto al 2014 (+8,8%) è stato parzialmente compensato da un analogo **aumento dell'export** (+47,5%), in parte attribuibile, a partire da metà di marzo, al **nuovo collegamento con Malta** e in parte dovuto ai benefici generati dal **market coupling** con i Paesi confinanti, ad eccezione della Svizzera. Il **market coupling** sulle frontiere

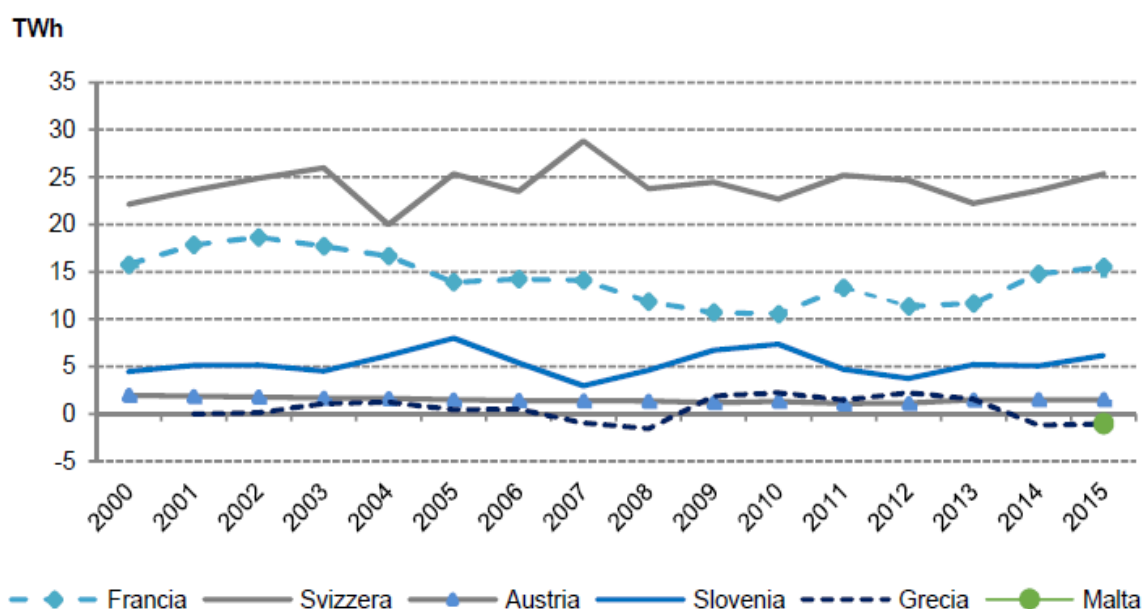
italiane è operativo con la **Slovenia** già dal 2011, mentre con **Francia** ed **Austria** è stato avviato il 24 febbraio 2015. Da tale data il mercato dell'energia italiano è allineato (ottimizzazione dei mercati simultanea ed integrata) con i mercati di tutti i Paesi confinanti ad eccezione della Svizzera. Nel corso dei primi due mesi di operatività, circa l'80% dell'import da Francia e Austria è stato programmato

tramite il processo di *coupling*. I benefici associati al market *coupling* sono:

- l'**avvicinamento tra i prezzi** (*price convergence*) dei mercati dell'energia italiano e dei paesi esteri confinanti (nei primi due mesi di *coupling*, i mercati in Italia e Francia hanno registrato una maggiore convergenza dei prezzi);
- pieno **utilizzo della capacità di trasporto** sull'interconnessione in presenza di differenziale di prezzo tra i mercati e sempre nella direzione economicamente conveniente.

La seguente figura mostra il saldo import-export di energia elettrica dell'Italia con i Paesi confinanti.

Figura 2 – Saldo Import-Export Italia con Paesi confinanti



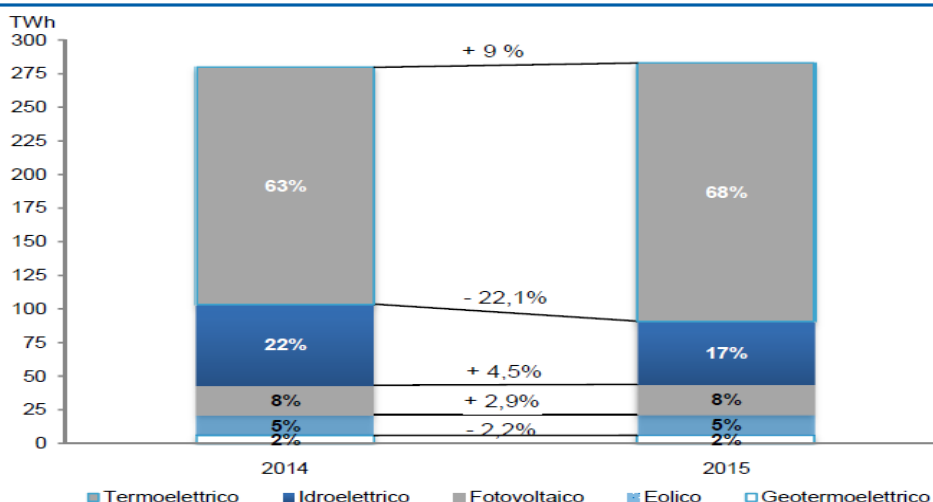
Fonte: Terna

Analizzando la serie storica si nota che, dopo un periodo di costante crescita della produzione lorda e dei consumi elettrici che arriva fino al 2007, le grandezze mostrano un andamento oscillatorio con una tendenza al ribasso causata dalla crisi economica.

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Nel 2015, la produzione lorda nazionale pari a 283TWh è stata coperta per il **67,9%** da **produzione termoelettrica** da combustibili fossili (olio combustibile derivato dal petrolio, carbone, gas naturale) (192TWh), per il **16,6%** da **produzione idroelettrica** (47TWh) e il restante **15,5%** da **fonte geotermica, eolica** e **fotovoltaica** (complessivamente 44TWh).

Figura 27 – Variazione produzione lorda per fonte



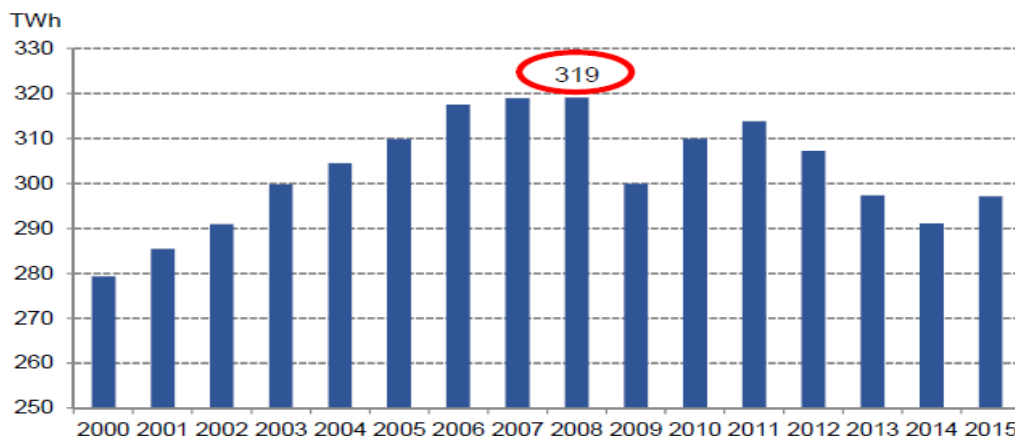
Fonte: Terna

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

In un arco temporale di quindici anni dal 2000 al 2015 i consumi di energia elettrica passano dai 279,3TWh del 2000 ai 297,2TWh del 2015, con un **incremento del 6,4% circa**. L'andamento si presenta ancora crescente fino al **2008**, arrivando a toccare il massimo assoluto di 319TWh (**picco della domanda elettrica italiana**).

Dopo tale data la pesante crisi dell'economia si abbatte anche sui consumi elettrici, particolarmente nel 2009, con una **flessione del 6%** circa rispetto al 2008. Negli anni successivi l'andamento dei consumi italiani rimane altalenante con un recupero **nel 2015 del +2,1%** sull'anno precedente.

Figura 15 – Consumi totali

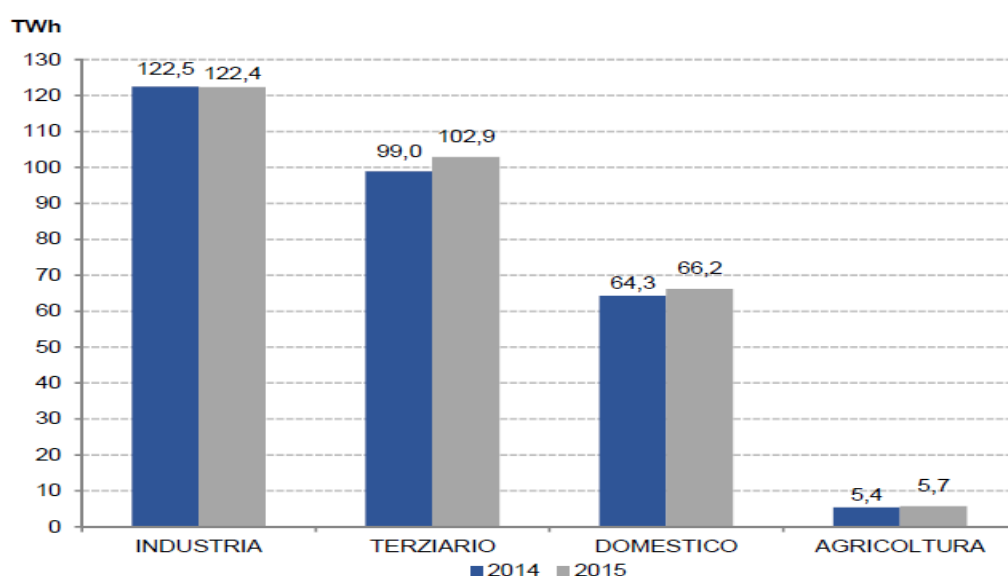


Fonte: Terna

Peraltro a mitigare l'espansione dei consumi elettrici in Italia, ha gradualmente contribuito negli ultimi decenni lo **sviluppo tecnologico** che ha messo a disposizione apparecchiature di utilizzo dell'elettricità sempre più performanti, la cui introduzione è stata sempre più incisivamente sostenuta dall'intervento pubblico con **politiche di incentivazioni fiscali**.

La figura successiva mostra la distribuzione dei consumi di energia elettrica per settore economico, da cui risulta una dinamica sostanzialmente stabile dei consumi dell'industria con un -0,1% rispetto al 2014.

Figura 14 – Confronto consumi per settore



Fonte: Terna

Il **settore industriale** nel 2015 rappresenta il **41,2% del totale dei consumi** (42,1% nel 2014). Variazione positiva invece rispetto al 2014 per gli altri tre settori che presentano un'inversione di tendenza rispetto al biennio precedente: il **domestico aumenta del 3,0%** (tra il 2013 e il 2014 calava del 4,1%), l'**agricoltura del 5,9%** (tra il 2013 e il 2014 calava del 5,4%) e il **terziario del 4,0%** (tra il 2013 e il 2014 il calo era dello 0,8%).

INTERCONNESSIONE ENERGETICA

La Comunicazione "**Raggiungere l'obiettivo del 10% di interconnessione elettrica** – Una rete elettrica europea pronta per il 2020" ([COM\(2015\)82](#)) - sulla quale le Commissioni VIII (Ambiente) e X (Attività produttive) della Camera hanno approvato un [documento finale](#) –

intende realizzare **una rete energetica europea interconnessa**.

Tra le osservazioni formulate nel documento finale, alla lettera f), vi è la seguente: "si valuti con attenzione l'opportunità di rapportare l'obbligo del 10% di interconnessione minima non tanto alla capacità installata ma all'energia complessivamente utilizzata in un Paese in un dato periodo o alla punta di capacità effettivamente utilizzata nell'anno".

Attualmente **ancora dodici Stati membri, tra cui l'Italia, risultano al di sotto dell'obiettivo del 10% di interconnessione**, restando isolati dal resto della rete. L'Italia ha un livello di interconnessione, misurato sulla base dei dati di ENTSO-E, pari al **7% nel 2014** (8.400 MW di capacità di interconnessione su circa 121.400 MW di installato in Italia).

Stati membri con un livello di interconnessione inferiore al 10 %	
Irlanda	9%
Italia	7%
Romania	7%
Portogallo	7%
Regno Unito	6%
Estonia	4%
Lituania	4%
Estonia	4%
Spagna	3%
Polonia	2%
Cipro	0%
Malta	0%

Fonte: ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014.

Con la decisione [347/2013](#) relativa alle **reti transeuropee nel settore dell'energia (TEN-E)** sono stati definiti una serie di orientamenti volti a garantire la **diversificazione delle fonti** e una **maggiore sicurezza dell'approvvigionamento** mediante il rafforzamento delle relazioni con i paesi terzi (dei bacini del Mediterraneo, del Mar Nero e del Mar Caspio, delle regioni del Medio Oriente e del Golfo persico). Sono state definite alcune **priorità d'azione** per le **reti dell'elettricità**, tra cui:

- lo sviluppo delle reti dell'energia e la soluzione di problemi dovuti a strozzature e collegamenti mancanti;
- la creazione di reti nelle regioni insulari, isolate e periferiche e ultraperiferiche per favorire la diversificazione delle fonti;
- la **garanzia dell'interoperatività delle reti elettriche**.

Le priorità sono state tradotte in una serie **progetti ammissibili al finanziamento dell'UE - progetti di interesse comune, progetti prioritari e progetti di interesse europeo** - nell'ambito dei quali, nel periodo 2007-2013 sono stati destinati **155 milioni di euro**. L'aggiornamento delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo di nuove infrastrutture di rilevanza europea richiederanno investimenti dell'ordine di **140 miliardi** per le reti dell'elettricità.

Nel 2013 è stato avviato il **Connecting Europe Facility (CEF)** (regolamento n. [1316/2013](#)) con una dotazione per il periodo 2014-2020 di **5,35 miliardi di euro** per promuovere lo sviluppo delle infrastrutture transeuropee. Ad oggi sono **64** i progetti per i quali è stato siglato un accordo di finanziamento per un totale di **733 milioni**, di cui **303,2** per il settore elettrico.

Il Pacchetto "Unione dell'energia", al fine di rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti, ha definito una Strategia individuando una serie di **Progetti di interesse comune (PIC)**. L'elenco è stato **aggiornato** nel novembre 2015 e comprende **195** progetti di cui **108** riguardanti le **reti elettriche**.

Per quanto concerne l'**Italia**, nonostante il dimezzamento dei progetti prioritari che la riguardano, essa resta al centro della strategia UE per l'Unione dell'energia sul fronte delle interconnessioni elettriche e del gas.

L'Italia è interessata a **16 Progetti di interesse comune (PIC)**; quelli nel **settore elettrico** sono concentrati principalmente sulle interconnessioni con la **Francia** (Grande Ile-Piosasco), la **Svizzera** (Verderio Inferiore-Thusis/Sils e Airolo-Baggio), l'**Austria** (Lienz-Veneto e Wurlach-Somplago), la Slovenia (Salgareda-Divaca/Bericevo) e il **Montenegro** (Latsva-Villanova).

L'attuazione di questi progetti entro il 2020 dovrebbe portare la capacità di interconnessione al **12 %**, mentre l'obiettivo del 15% entro il 2030 dovrebbe essere raggiunto con l'attuazione dei nuovi PIC. La Commissione segnala inoltre la necessità di migliorare la rete interna per eliminare i colli di bottiglia, aumentando i livelli di sicurezza e flessibilità del sistema.

Il **terzo elenco di progetti di interesse comune (PCI)** dovrebbe essere presentato nel corso del 2017 e sarà accompagnato da una comunicazione sulle infrastrutture energetiche, che dovrebbe identificare i progetti più urgenti per contribuire all'integrazione del mercato e promuovere l'utilizzo più efficiente delle infrastrutture esistenti prima di costruirne altre.

PIANO JUNKER: PROGETTI PROPOSTI DA TERNA

Anche il **Fondo europeo per gli Investimenti strategici (FEIS)**, istituito nell'ambito del Piano Juncker per la crescita e gli investimenti, viene utilizzato per sostenere progetti relativi alle infrastrutture energetiche e alle interconnessioni, oltre che progetti di efficientamento energetico: tra i progetti

approvati finora dalla Banca europea per gli investimenti, il **23%** riguarda il settore dell'energia.

Di seguito si riportano i **progetti presentati da Terna** nell'ambito del piano Juncker:

- **Italia-Francia:** tra le più lunghe interconnessioni al mondo in cavo, attraverso tunnel e gallerie autostradali, tra cui il traforo del Frejus (potenza trasportata: 1.200 MW; cavo Terrestre: 190 km; 2 stazioni di conversione). *Il progetto è in fase di valutazione da parte della BEI, che ha proposto un finanziamento di 200 milioni di euro, a fronte di un costo stimato di 400 milioni di euro.*
- **Italia-Montenegro:** il primo ponte elettrico realizzato con un collegamento in cavo sottomarino tra l'Europa e i Balcani, che collegherà l'Italia e il Montenegro attraverso il Mar Adriatico (potenza trasportata: 1.200 MW; cavo sottomarino: 393km; cavo terrestre: 20 km).

Per quanto riguarda le **interconnessioni con Paesi extra UE** si evidenzia il collegamento **Italia-Tunisia** (potenza trasportata: 600 MW; 192 km in cavo marino; cavo terrestre 37 km;), che dovrebbe aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti dei rispettivi Paesi e dei sistemi integrati EU/Nord Africa (cavo sottomarino: 393km; cavo terrestre: 20 km).

CONTENUTO

La proposta di regolamento **abroga la direttiva 2005/89/CE**, concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità, rispetto alla quale prevede una **disciplina più puntuale e dettagliata** con riferimento all'articolazione delle diverse fasi di prevenzione e gestione delle crisi di approvvigionamento, laddove la disciplina attuale si limita a fissare degli **obiettivi generali di sicurezza** dell'approvvigionamento, lasciando agli Stati membri la determinazione dei modi e degli strumenti con cui perseguirli.

In merito si evidenzia che, pur trattandosi di una proposta di regolamento, la disciplina di dettaglio attiene prevalentemente alla fase procedurale, mentre mancano disposizioni specifiche sulla previsione dei livelli delle prestazioni e sull'individuazione dei clienti protetti, per i quali si rinvia ad atti successivi.

L'atto in esame ha un impianto simile a quello dell'omologa proposta di regolamento [COM\(2016\)52](#), presentata il 16 febbraio 2016, volta a garantire la **sicurezza dell'approvvigionamento di gas**, sulla quale

la X Commissione (Attività produttive) della Camera ha approvato un [documento finale](#).

La X Commissione ha espresso forti riserve sulla proposta di regolamento, precisando che occorre stabilire esplicitamente che, una volta compiutamente realizzate tutte le opere infrastrutturali necessarie per garantire la piena interconnessione delle reti in Europa, la suddivisione in regioni risulterà superata e il principio di solidarietà dovrà trovare attuazione a livello continentale e non esclusivamente nell'ambito di specifici ambiti regionali. Inoltre, la X Commissione ha chiesto di introdurre un maggior grado di flessibilità nell'articolazione in regioni, in modo da consentire agli Stati membri di far parte anche di più regioni contemporaneamente, al fine di applicare in modo concreto il concetto di solidarietà.

Tuttavia, la proposta relativa al settore del gas, rispetto alla proposta sull'energia elettrica in esame, risulta più incisiva e di diretta applicazione, in particolare rispetto alla composizione delle **regioni** e all'individuazione delle categorie di **utenti protetti**, come illustrato di seguito nell'ambito della descrizione degli articoli.

SINTESI DEL CONTENUTO

La proposta di regolamento prevede ciò che gli Stati membri dovrebbero fare per **prevenire e gestire le situazioni di crisi** e in che modo dovrebbero **cooperare** tra loro:

- istituendo **metodi comuni per la valutazione dei rischi**;
- aumentando la **confrontabilità e la trasparenza** nella fase di preparazione e nel corso di una crisi dell'energia elettrica;
- assicurando il **mantenimento della fornitura di energia elettrica laddove è più necessario** anche durante una crisi.

Il regolamento proposto inoltre:

- fornisce un quadro per un **monitoraggio più sistematico** delle questioni attinenti alla sicurezza dell'approvvigionamento tramite il

gruppo di coordinamento per l'energia elettrica¹.

- contribuisce al “**terzo pacchetto**”² garantendo che, anche in situazioni di crisi, sia data priorità a **misure basate sul mercato**.

Di seguito si riporta l'illustrazione dettagliata delle singole disposizioni della proposta.

OGGETTO E DEFINIZIONI

L'**oggetto** della proposta di regolamento riguarda la **cooperazione tra gli Stati membri** per prevenire, preparare e gestire le crisi dell'energia elettrica in uno spirito di **solidarietà e trasparenza** e in conformità con i requisiti di un **mercato interno concorrenziale** dell'energia elettrica (articolo 1).

L'**articolo 2** contiene alcune **definizioni**, tra cui quella di “**regione**”, definita come un gruppo di Stati membri che condividono lo stesso **centro operativo regionale**, per la cui istituzione si rinvia ad un'altra proposta di regolamento facente parte del pacchetto “Energia pulita” ([COM\(2016\)861](#), articolo 33³), non ancora disponibile in lingua italiana.

¹ Istituito dalla decisione della Commissione ([2012/C 353/02](#)). Componenti del gruppo sono i Ministeri competenti per l'energia, le Autorità nazionali di regolamentazione, l'ACER e l'ENTSO-E.

² Il terzo pacchetto dell'energia elettrica è costituito dalla direttiva 2009/72/CE (norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica), dal regolamento n. 714/2009 (condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica) e dal regolamento n. 713/2009 (istitutivo dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia).

³ Articolo 33: ambito geografico dei centri operativi regionali:

Entro sei mesi dall'entrata in vigore del presente regolamento, l'ENTSO dell'energia elettrica presenta all'ACER una proposta che definisce le regioni coperte dai centri operativi regionali, prendendo in considerazione i coordinatori regionali della sicurezza esistenti, sulla base dei seguenti criteri:

- il grado di interconnessione e di interdipendenza dei sistemi di alimentazione in termini di flussi;
- la connessione sincrona dei sistemi;
- la dimensione della regione;

Per quanto riguarda il ruolo dei centri operativi regionali, il Ministero dello sviluppo economico, nella relazione trasmessa ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della legge n.234/2012, premesso che per la loro istituzione si fa rinvio ad un'altra proposta di regolamento e che in quella sede si potranno sollevare questioni circa la loro governance, segnala due criticità:

- *il rischio che l'approccio regionale non sia in grado di tenere conto adeguatamente delle esigenze di continuità del servizio in ciascuno Stato membro e delle diverse specificità nazionali;*
- *la mancanza di sufficiente chiarezza circa i confini delle responsabilità tra centri, Stati membri e gestori di rete nazionali, che può complicare il processo decisionale in un ambito che richiede tempi di reazione molto rapidi, con il rischio di indebolire, anziché rafforzare, la sicurezza del sistema elettrico.*

In merito alla composizione delle regioni si evidenzia che, la normativa vigente, di cui al citato regolamento n. [714/2009](#), concernente condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, prevede la seguente composizione delle regioni:

- Europa settentrionale (Danimarca, Svezia, Finlandia, Germania e Polonia);
- Europa del nord-ovest (Benelux, Germania e Francia);
- **Italia (Italia, Francia, Germania, Austria, Slovenia e Grecia);**
- Europa centrale e orientale (Germania, Polonia, Repubblica ceca, Slovacchia, Ungheria, Austria e Slovenia);
- Europa del sud-ovest (Spagna, Portogallo e Francia);
- Regno Unito, Irlanda e Francia;
- Stati baltici (Estonia, Lettonia e Lituania).

*Ad avviso dell'ENTSO-E, in risposta alla consultazione pubblica, le regioni dovrebbero essere definite in base ad **esigenze di pianificazione operative a breve termine**, il*

-
- l'ottimizzazione geografica delle riserve di bilanciamento.

Entro tre mesi dal ricevimento, l'Agenzia o approva la proposta di definizione delle regioni o propone emendamenti. In quest'ultimo caso, l'Agenzia consulta l'ENTSO-E prima di adottare gli emendamenti.

che consentirebbe agli Stati membri soluzioni più adeguate alle loro esigenze.

Secondo ACER, invece, le regioni dovrebbero essere in linea con il perimetro geografico dei Regional Security Coordinators (RSCs), istituiti dai gestori dei sistemi di trasmissione (TSOs) per assisterli nel compito di mantenere la sicurezza operativa del sistema elettrico (Terna fa parte dell'RSC Coreso, di cui fanno parte gestori di Francia, Germania, Belgio, Regno Unito e Portogallo).

*Sempre in materia di composizione delle aree regionali, si evidenzia che, diversamente dall'atto in esame, la sopracitata **proposta in materia di approvvigionamento del gas** individua le regioni all'interno delle quali viene applicato il principio di solidarietà. L'Italia rientra nella regione sudorientale insieme a **Austria, Croazia, Ungheria e Slovenia**, in base ad uno schema di fornitura in caso di **perturbazione delle importazioni dalla Russia**.*

Tra le definizioni di cui all'articolo 2 vi è anche quella di **“sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica”**, definita come la capacità di un sistema elettrico di garantire un'alimentazione ininterrotta ai consumatori con un livello di prestazioni definito.

*In merito, si segnala che, a differenza della citata proposta concernente il gas, la proposta in esame non individua direttamente categorie di **clienti protetti** (famiglie, servizi essenziali e impianti di teleriscaldamento) ai quali deve essere prioritariamente garantita la disponibilità del gas - ove necessario anche interrompendo l'approvvigionamento ai clienti non protetti – ma per la loro individuazione **rinvia ai piani di preparazione dei rischi**, ai sensi dell'articolo 11, lettera h).*

L'**articolo 3** prevede che ciascuno Stato membro designi un'autorità nazionale - **governativa o di regolamentazione** - quale **autorità competente** incaricata di svolgere i compiti previsti dalla proposta in esame.

VALUTAZIONE DEL RISCHIO

Ai fini della valutazione di tutti i rischi relativi alla sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica, gli Stati membri cooperano con la **Rete europea di gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica**

(ENTSO-E⁴) e con i **centri operativi regionali** (articolo 4).

METODOLOGIA

L'ENTSO-E presenta all'**Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)**⁵ una **proposta di metodologia** per individuare gli scenari di crisi dell'energia elettrica di maggior rilievo in un **contesto regionale**. L'Agenzia approva o modifica la proposta di metodologia entro due mesi dalla data della sua ricezione.

La metodologia proposta comprende almeno i seguenti elementi:

- considerazione di tutte le circostanze nazionali e regionali;
- interazione e correlazione dei rischi a livello transfrontaliero;
- simulazioni di scenari di crisi simultanea;
- classificazione dei rischi in funzione dell'impatto e della probabilità (articolo 5).

INDIVIDUAZIONE DEGLI SCENARI DI CRISI A LIVELLO REGIONALE

L'**ENTSO-E** individua gli scenari di crisi dell'energia elettrica di maggior rilievo per ciascuna regione e può delegare compiti relativi all'individuazione degli scenari ai **centri operativi regionali**. Gli scenari sono **aggiornati ogni tre anni**, a meno che le circostanze giustifichino aggiornamenti più frequenti (articolo 6).

Gli scenari di crisi sono individuati sulla base almeno dei seguenti rischi (articolo 5):

- calamità naturali rare ed estreme;
- pericoli di incidenti che vadano oltre il criterio di sicurezza N-1⁶;
- penuria di combustibile;
- attacchi dolosi.

⁴ Istituito dal regolamento (CE) n. [714/2009](#) con il compito di garantire la gestione della rete di trasmissione di energia elettrica e di permettere gli scambi e l'approvvigionamento transfrontalieri di energia elettrica nell'Unione.

⁵ Istituita dal regolamento (CE) n. [713/2009](#).

⁶ Il “criterio (N-1)” è la regola secondo cui, dopo il verificarsi di una contingenza nell'area di controllo di un TSO, gli elementi che restano in servizio devono essere in grado di funzionare nella nuova situazione operativa senza violare i limiti di sicurezza operativa.

INDIVIDUAZIONE DEGLI SCENARI DI CRISI A LIVELLO NAZIONALE

A **livello nazionale** gli scenari di crisi dell'energia elettrica sono individuati dagli **Stati membri** quanto meno sulla base dei rischi sopracitati e in coerenza con gli scenari regionali individuati dall'ENTSO-E. Gli scenari nazionali sono aggiornati **ogni tre anni**, a meno che le circostanze giustifichino aggiornamenti più frequenti.

Gli Stati membri devono informare il **gruppo di coordinamento per l'energia elettrica**⁷ e la Commissione circa i possibili rischi relativi alla proprietà di infrastrutture importanti per la sicurezza dell'approvvigionamento e circa le misure adottate per prevenire o attenuare tali rischi, specificando perché tali misure sono ritenute necessarie e proporzionate (articolo 7).

METODOLOGIA PER LE VALUTAZIONI DELL'ADEGUATEZZA A BREVE TERMINE

A norma dell'articolo 8, l'ENTSO-E presenta all'ACER anche una **proposta di metodologia** per valutare l'**adeguatezza stagionale** e quella a orizzonte da **settimanale a infragiornaliero**. Essa deve comprendere almeno i seguenti elementi:

- la probabilità di: a) un'interruzione della capacità di trasmissione; b) un'indisponibilità imprevista di centrali elettriche; c) condizioni meteorologiche avverse; d) variabilità della domanda e della produzione di energia da fonti rinnovabili;
- la probabilità del verificarsi di una situazione critica;
- la probabilità del verificarsi di una situazione di crisi simultanea.

Sulla base della suddetta metodologia, l'ENTSO-E elabora **prospettive stagionali**

⁷ Il gruppo di coordinamento per l'energia elettrica è stato istituito nel 2012 con [decisione](#) della Commissione europea, con l'incarico di agevolare la cooperazione sulla sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica, anche in termini di adeguatezza della capacità e stabilità delle reti transfrontaliere. Il gruppo è composto dai Ministeri competenti dell'energia; le autorità nazionali di regolamentazione dell'energia; l'Agenzia per la cooperazione fra regolatori nazionali dell'energia; la Rete europea di gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica.

dell'**adeguatezza** e pubblica i risultati al più tardi entro il **1° dicembre** di ogni anno per le prospettive invernali e entro il **1° giugno** per le prospettive estive. I compiti possono essere delegati ai centri operativi regionali. Le prospettive elaborate sono trasmesse al gruppo di coordinamento per l'energia elettrica, che può formulare raccomandazioni sui risultati.

Le **valutazioni dell'adeguatezza a orizzonte da settimanale a infragiornaliero** per le rispettive regioni sono effettuate dai **centri operativi regionali** sulla base della stessa metodologia (articolo 9).

Il Ministero dello sviluppo economico, nella relazione ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della legge n.234/2012, evidenzia come attualmente le valutazioni di adeguatezza con orizzonte inferiore ad un anno, vengono condotte a livello di ciascuno Stato membro, che è pienamente responsabile per la sicurezza degli approvvigionamenti. A questo riguardo, ad avviso del Ministero, è importante che la condivisione della metodologia europea non si traduca in un impedimento per i singoli Stati ad effettuare le valutazioni specifiche sull'adeguatezza del sistema, soprattutto a breve termine, necessarie in ragione delle caratteristiche del sistema elettrico nazionale e di specifici rischi (situazioni meteo eccezionali, terremoti, attentati terroristici).

PIANI DI PREPARAZIONE AI RISCHI

Sulla base degli scenari individuati, l'autorità competente dello Stato membro definisce **un piano di preparazione ai rischi**, previa consultazione delle imprese dell'energia elettrica e del gas, delle organizzazioni di categoria e dell'autorità nazionale di regolamentazione. Prima di adottare il piano, l'autorità competente **sottopone il progetto alle autorità competenti degli altri Stati membri della regione** e al gruppo di coordinamento per l'energia elettrica, che entro tre mesi possono formulare **raccomandazioni**. Entro sei mesi dalla presentazione, lo Stato membro adotta il piano, tenendo conto delle raccomandazioni. Il piano è **aggiornato ogni tre anni**, salvo che le circostanze giustifichino aggiornamenti più frequenti (articolo 10).

CONTENUTI DEL PIANO

I piani contengono misure nazionali e regionali (**articoli 11-12**).

Tra le **misure nazionali** i piani devono prevedere almeno:

- una **sintesi degli scenari** di crisi dell'energia elettrica per gli Stati membri e per la regione;
- il **ruolo e le responsabilità dell'autorità competente**;
- le **misure di preparazione e prevenzione** relative ai rischi individuati;
- un **responsabile** o una **squadra nazionale** di gestione delle crisi con i relativi compiti;
- **procedure precise** per le situazioni di crisi dell'energia elettrica;
- il contributo delle **misure di mercato** nel far fronte alle situazioni di crisi dell'energia elettrica;
- eventuali **misure non di mercato** da applicare in situazioni di crisi dell'energia elettrica;
- un **piano dettagliato di riduzione del carico** e quali **categorie** di utenti devono beneficiare di una **protezione speciale** contro l'interruzione dell'approvvigionamento;
- i meccanismi per **informare il pubblico**.

I piani devono contenere, inoltre, le **misure regionali** volte ad assicurare un'adeguata prevenzione e gestione delle situazioni di crisi che hanno un **impatto transfrontaliero**.

In particolare, le misure regionali devono prevedere strumenti volti a **mitigare l'impatto della crisi**, anche in situazioni di crisi simultanea. Tra le misure sono compresi **piani di riduzione del carico e modalità di assistenza reciproca** per **assicurare l'approvvigionamento di energia elettrica dove è più necessario**.

I piani regionali devono inoltre prevedere:

- un **responsabile** o una **squadra regionale** di gestione delle crisi;
- meccanismi di **condivisione delle informazioni** e di cooperazione entro la regione;
- procedure per sottoporre i piani a **prove annuali**.

Le misure nazionali devono tenere conto delle misure regionali e **non compromettere la sicurezza dell'approvvigionamento di altri Stati membri** o dell'Unione nel suo complesso.

Le **misure regionali** sono **concordate** dalle autorità competenti degli Stati membri della regione interessata, che riferiscono al gruppo di coordinamento per l'energia elettrica in merito agli accordi raggiunti.

Se le autorità competenti non sono in grado di raggiungere un accordo, lo comunicano alla Commissione, la quale può chiedere all'ACER di facilitare la conclusione dell'accordo, dopo aver consultato l'ENTSO-E.

*Per quanto riguarda la predisposizione dei **piani di gestione dei rischi**, il Ministero della sviluppo economico, nella citata relazione, evidenzia come tra le misure coordinate e concordate sul piano regionale fra le autorità competenti possono figurare anche misure di grande impatto come il **load shedding**, ossia l'alleggerimento del sistema elettrico mediante l'interruzione dell'erogazione di energia in alcune zone. In proposito, il Ministero segnala che in caso di mancato accordo fra le autorità competenti la proposta di regolamento prevede un intervento in ultima istanza di ACER su valutazione della Commissione. A giudizio del Governo, in tal modo si determinerebbe un intervento regolatorio, ispirato dalla Commissione, che si andrebbe a sostituire agli Stati membri nello svolgimento di una funzione che dovrebbe invece restare nella piena responsabilità di questi ultimi.*

A fronte di ciò, occorre anche tenere presente che il pacchetto di proposte contiene anche la **rimessa della governance interna dell'Agenzia dei regolatori**, che sembra prefigurare una **riduzione dell'indipendenza tecnica di ACER e uno spostamento dal livello nazionale a quello europeo** del potere decisionale su temi storicamente lasciati agli Stati membri. A ciò si aggiunge anche la previsione di una modifica delle regole di voto che comporta una minore incisività dei regolatori nazionali. Questo aspetto è di particolare rilevanza per i Paesi di grandi dimensioni come l'Italia.

GESTIONE DELLE SITUAZIONI DI CRISI

Al verificarsi di un **evento capace di causare un deterioramento significativo** della situazione dell'approvvigionamento di energia elettrica in uno **Stato membro**, l'autorità competente di tale Stato membro provvede a trasmettere un **preallarme alla Commissione e al gruppo di coordinamento per l'energia elettrica**.

L'autorità trasmette **informazioni** sulle **cause**, sulle **misure adottate o programmate** e sull'eventuale **bisogno di ricevere assistenza** da altri Stati membri.

Di fronte a una accertata **situazione di crisi dell'energia elettrica**, l'autorità competente dello Stato membro interessato **dichiara lo**

stato di crisi dell'energia elettrica e ne **informa le autorità competenti degli Stati membri confinanti e la Commissione**, sempre comunicando i motivi, le misure adottate e programmate per attenuarla e l'eventuale bisogno di ricevere assistenza da altri Stati membri. La Commissione può chiedere allo Stato membro di fornire informazioni supplementari. Quando un'autorità competente emette un preallarme o dichiara lo stato di crisi dell'energia elettrica, **le azioni stabilite nel piano di preparazione ai rischi sono messe in atto nella misura più ampia possibile** (articolo 13).

COOPERAZIONE E ASSISTENZA

Gli Stati membri sono chiamati ad agire e cooperare in uno **spirito di solidarietà**, garantendo che l'energia elettrica sia fornita dove è più necessaria per la tutela della **sicurezza pubblica e personale**. Laddove gli Stati membri si offrano **mutua assistenza**, questa è soggetta a **compensazione** (articolo 14).

In merito, si evidenzia che la citata proposta in materia di gas, risulta meno incisiva, limitandosi a prevedere che la copertura dei costi di compensazione possa costituire oggetto di accordi tra gli Stati membri.

Per quanto concerne la gestione delle crisi, ad avviso del Ministero dello sviluppo economico, la proposta lascerebbe indefinite le misure di assistenza e cooperazione fra Stati membri soggette a compensazione.

OSSERVANZA DELLA NORMATIVA SUL MERCATO

Le misure di prevenzione o attenuazione delle crisi devono essere **conformi alle norme del mercato interno dell'energia elettrica**. Le **misure non di mercato** possono essere attivate **solo se tutte le opzioni offerte dal mercato sono state esaurite**.

In ogni caso, esse **non devono falsare la concorrenza** e l'efficace funzionamento del mercato dell'energia elettrica e devono essere **necessarie, proporzionate, non discriminatorie e temporanee**.

Come riportato nella relazione del Ministero dello sviluppo economico, la proposta, fra le misure di intervento possibili in caso di crisi, privilegia quelle di mercato rispetto a quelle, non meglio definite, non di mercato. Pertanto, ad avviso dello stesso Ministero, un'analisi dell'impatto effettivo di tali nuovi indirizzi andrebbe coordinato con quanto previsto nella proposta di regolamento sul mercato interno

dell'elettricità, che prescrive agli Stati membri, nell'affrontare questioni di adeguatezza delle risorse, la rimozione di ogni barriera regolatoria per permettere l'espressione piena dei segnali di prezzo, lo sviluppo delle interconnessioni, lo stoccaggio elettrico, le misure dal lato della domanda e l'efficienza energetica (COM(2016)861 -articolo 18).

Attualmente, in Italia è concesso al gestore della rete di poter attivare misure non di mercato non solo "dopo che tutte le misure di mercato sono state esaurite" ma più in generale "quando si prevede che l'esaurimento di tutte le misure di mercato non sarà sufficiente a risolvere le criticità in atto".

VALUTAZIONE E MONITORAGGIO

Non oltre sei settimane dalla dichiarazione di una situazione di crisi, le autorità competenti interessate trasmettono una **relazione di valutazione ex post** della crisi e del suo impatto al gruppo di coordinamento per l'energia elettrica e alla Commissione, che possono chiedere allo Stato membro interessato di fornire informazioni supplementari (articolo 16).

L'articolo 17 riguarda il monitoraggio del **gruppo di coordinamento per l'energia elettrica** che, oltre a svolgere i compiti sopradescritti, discute ed esamina i risultati e la coerenza dei piani e delle relazioni. In merito, il gruppo di coordinamento può formulare raccomandazioni agli Stati membri, che questi sono chiamati a tenere nella massima considerazione.

DISPOSIZIONI FINALI

L'articolo 18 concerne la **cooperazione tra gli Stati membri e le parti contraenti della Comunità dell'energia**⁸ nell'individuazione degli scenari di crisi e nell'istituzione di piani di preparazione ai rischi. A tale riguardo, le parti contraenti della Comunità dell'energia possono partecipare al gruppo di coordinamento per

⁸ Il trattato che istituisce la Comunità dell'energia crea un mercato integrato dell'energia (elettricità e gas) tra l'UE e le parti contraenti. Sono membri della Comunità dell'energia l'UE, l'Albania, la Bosnia-Erzegovina, l'ex Repubblica iugoslava di Macedonia, il Montenegro, la Serbia e la Missione di amministrazione temporanea delle Nazioni Unite nel Kosovo.

l'energia elettrica su invito della Commissione relativamente a tutte le questioni che le riguardano.

ESERCIZIO DELLA DELEGA

L'**articolo 19**, infine, conferisce alla Commissione il potere di adottare **atti delegati** per modificare il **modello** per l'**elaborazione dei piani di preparazione ai rischi** previsto in [allegato](#). La delega è conferita per un periodo indeterminato, revocabile in qualsiasi momento dal Parlamento europeo o dal Consiglio.

VALUTAZIONE DEL GOVERNO

Il Ministero dello sviluppo economico, pur ritenendo la proposta conforme al principio di sussidiarietà, ritiene che sia necessario **assicurare che la responsabilità ultima in materia di sicurezza resti inderogabilmente in capo allo Stato membro** e che sia ad esso riservato un adeguato **marginale di discrezionalità** affinché possa predisporre le strategie più idonee ad assicurare gli approvvigionamenti elettrici sul proprio territorio. Alcune disposizioni potrebbero tradursi in un eccesso di intervento da parte degli organismi sovranazionali nella gestione di situazioni che riguardano la sicurezza del sistema elettrico di carattere prettamente nazionale.

Secondo la relazione, una **valutazione** del progetto di regolamento, inoltre, **non può prescindere dalle altre proposte legislative della Commissione alle quali ampiamente rinvia**. La strettissima connessione tra le varie proposte pone un rischio di asimmetrie e vuoti regolatori che richiama, quindi, l'esigenza di un esame della chiarezza e completezza del nuovo quadro di regole nel suo insieme.

Infine, secondo la relazione, la proposta suscita alcune preoccupazioni per la **tendenza ad attribuire maggiori poteri a soggetti sovranazionali**, che ridimensionano drasticamente gli spazi di manovra degli Stati membri e delle autorità di regolazione nazionali e la loro capacità di intervenire con le misure e gli strumenti che ritengono più adeguati alla situazione specifica del sistema elettrico nazionale.

VALUTAZIONE D'IMPATTO DEL GOVERNO

A giudizio del Ministero dello sviluppo economico, la proposta **non incide su norme primarie dell'ordinamento nazionale, ma su aspetti tecnici e operativi relativi alle**

attività del concessionario gestore della rete di trasmissione nazionale (delineati nel contratto di concessione e disciplinati nel "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete").

La proposta di regolamento, potrà **limitare l'esercizio del potere di indirizzo e i contenuti dei provvedimenti adottati dal Ministero dello sviluppo economico**, nella misura in cui impone l'adesione a criteri e metodologie definiti in sede europea.

Per quanto riguarda gli **effetti sui cittadini e le imprese**, l'incremento della complessità dell'attività del gestore di rete nazionale e il possibile aumento degli oneri gestionali e amministrativi potrebbero essere recuperati in fase di determinazione delle tariffe per l'energia elettrica a carico dei consumatori.

VALUTAZIONE D'IMPATTO DELLA COMMISSIONE

La valutazione d'impatto ha esaminato quattro opzioni d'intervento:

- 0+ miglioramento dell'attuazione/osservanza (approccio di tipo non normativo);
- 1. norme minime in capo agli Stati membri;
- 2. **norme minime in capo agli Stati membri e cooperazione regionale;**
- 3. **piena armonizzazione e decisioni prese a livello regionale.**

È stata scelta l'opzione 2, in quanto l'analisi della Commissione ha concluso che porterà a una migliore preparazione alle situazioni di crisi a un costo inferiore, grazie all'intensificazione del coordinamento regionale. I risultati delle simulazioni mostrano che una buona integrazione dei mercati e un coordinamento regionale sono essenziali, durante periodi in cui prevalgono condizioni meteorologiche estreme, per affrontare la pressione sul sistema (elevata domanda) e ridurre al minimo la probabilità di interruzione dell'approvvigionamento di energia elettrica.

Ad avviso della Commissione, l'approccio regionale si traduce in un migliore utilizzo degli impianti di generazione e in maggiori probabilità di evitare perdite di carico. Ciò è misurato dall'indicatore di sicurezza dell'approvvigionamento "energia prevista non fornita" (*expected energy not served* - EENS), che rappresenta l'energia elettrica non fornita ai consumatori a causa di un black-out, in percentuale della domanda annuale. Tra Stati membri cooperanti la percentuale di energia elettrica non fornita diminuisce

significativamente (l'EENS passa da 0,36% nell'ipotesi di assenza di cooperazione allo 0,02% nel caso in cui esista una cooperazione regionale).

Inoltre, l'intensificazione del coordinamento ridurrebbe i costi complessivi del sistema, con un possibile impatto positivo sui prezzi per i consumatori.

Le misure avrebbero inoltre un effetto positivo sulle imprese, in quanto aumenterebbe la certezza del diritto per gli investitori, i produttori di energia elettrica e le borse dell'energia.

La proposta potrebbe comportare un aumento limitato degli oneri amministrativi a carico dei Ministeri e delle autorità nazionali di regolamentazione, responsabili dell'elaborazione dei piani di preparazione ai rischi. Infine, non si prevede di creare un nuovo organismo e gli obblighi esistenti saranno razionalizzati.

L'IMPATTO SULL'ORDINAMENTO NAZIONALE *(A CURA DEL SERVIZIO STUDI)*

SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO: IL RUOLO DI TERNA NELLA GESTIONE DELLA RETE ELETTRICA NAZIONALE

La normativa europea di liberalizzazione e regolamentazione del mercato dell'energia elettrica ha trovato applicazione in ambito nazionale con il **D.Lgs. 19 marzo 1999, n. 79** e ss. mod., nonché con il **D.L. n. 239 del 29 agosto 2003** (convertito, con modificazioni, in legge n. 290/2003) che detta disposizioni per la **sicurezza del sistema elettrico nazionale** e per il **recupero di potenza di energia elettrica**. In particolare, quest'ultimo decreto-legge, all'articolo 1-ter, comma 1, ha demandato ad un decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri la definizione di **criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, nel rispetto degli interessi pubblici legati alla sicurezza e affidabilità del sistema elettrico nazionale** e la sua successiva privatizzazione.

In attuazione di tale previsione, è stato adottato il **D.P.C.M. 11 maggio 2004**, che all'articolo 1, comma 1, ha disposto il trasferimento alla società **Terna S.p.a.** delle attività, funzioni, beni, rapporti giuridici attivi e passivi già facenti capo in tal senso al Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN).

La successiva **legge 23 agosto 2004, n. 239** di riordino del settore energetico, ha poi specificamente:

- previsto che **la gestione di infrastrutture di approvvigionamento di energia** connesse alle attività di trasporto e dispacciamento di energia a rete **sono di interesse pubblico e sono sottoposte agli obblighi di servizio pubblico** derivanti dalla normativa europea, dalla legislazione vigente **e da apposite convenzioni con le autorità competenti** (articolo 1, comma 2, lettera b)).
- mantenuto in capo allo Stato il **rilascio della concessione per l'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento nazionale dell'energia elettrica** e l'adozione dei relativi indirizzi (articolo 1, comma 8, lettera a), numero 1)).

Terna S.p.A., in attuazione delle citate norme, del **D.M. 20 aprile 2005** e del successivo **D.M. 15 dicembre 2010**, è **concessionaria dello Stato** (per venticinque anni a decorrere dal 1° novembre 2005) del servizio pubblico di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica in Italia, ed è **proprietaria** e gestrice della **Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN)**.

Il Decreto affida infatti a Terna il compito di garantire la sicurezza, continuità, affidabilità e minor costo del servizio elettrico e la società a tal fine si impegna a gestire le attività di esercizio, manutenzione e sviluppo della Rete elettrica nazionale.

Si ricorda che [Terna S.p.A.](#) è quotata alla Borsa di Milano. Una quota partecipativa pari al **29,851%** del capitale è detenuto da **Cassa depositi e prestiti S.p.A.**, attraverso **CDP RETI S.p.A.**. Terna esercita le sue funzioni di gestore della Rete attraverso **TERNA Rete Elettrica Nazionale S.p.A.** società da essa totalmente partecipata.

Ai sensi dell'articolo 1, comma 4 del citato D.P.C.M. 11 maggio 2004 è stato adottato il **Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete** (**Codice di rete**) che disciplina le procedure relative alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica. In particolare, il **Codice di rete** descrive regole,

trasparenti e non discriminatorie, per: (i) l'accesso alla rete e la sua regolamentazione tecnica; (ii) lo sviluppo della rete e la sua gestione e manutenzione; (iii) l'erogazione del servizio di dispacciamento; (iv) la fornitura dei servizi di misura e di aggregazione delle misure; (v) la regolazione delle partite economiche connesse ai diversi servizi; (vi) la **sicurezza del sistema elettrico nazionale**. In proposito, costituisce allegato del Codice il "**Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)**".

Ai sensi dell'art. 1, comma 2, della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema elettrico n. 226/05, il Codice di rete è entrato in vigore dal 1° novembre 2005 ed è stato successivamente oggetto di periodici aggiornamenti. Sul sito istituzionale della Società è disponibile la [versione aggiornata al 27 novembre 2015](#).

Quanto alla **rete di trasmissione nazionale** - come ricorda il **Codice di rete** - essa è costituita da un **complesso di linee**, incluse quelle di interconnessione che permettono lo scambio di elettricità con i paesi esteri, lungo le quali transita l'energia elettrica, che collegano i centri di produzione con i centri di consumo ed un insieme di stazioni necessarie per la trasformazione dell'energia da un livello di tensione superiore ad un livello inferiore, nonché dai sistemi di teleconduzione e controllo. La **rete italiana** è caratterizzata da **tre livelli di tensione: 380 kV, 220 kV, 150-132-120 kV**.

Il **sistema a 380 kV, interconnesso con il sistema elettrico europeo, costituisce la principale rete di trasporto** che convoglia l'energia elettrica prodotta dalla maggior parte degli impianti di generazione verso i più importanti nodi di trasformazione ai livelli di tensione inferiori.

Il sistema a 220 kV è alimentato da una percentuale non trascurabile di centrali e assolve in parte a funzioni di distribuzione in alta tensione.

Il sistema a 150-132-120 kV assolve il compito di distribuzione in alta tensione, alimentando le cabine primarie AT/MT o direttamente le utenze di grande potenza.

L'**ambito della rete di trasmissione nazionale**, definito con D.M. 25 giugno 1999, è stato successivamente ampliato con successivi decreti ministeriali (D.M. 27 febbraio 2009, il D.M. 16 novembre 2009, il D.M. 26 aprile 2010, il D.M. 22 dicembre 2010, il D.M. 8 agosto 2014,

e da ultimo, la lettera a) del comma 193 dell'articolo 1 della legge di stabilità 2015 (legge n. 190/2014).

L'implementazione ed il potenziamento della rete è oggetto del **Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale**. Il Piano viene predisposto da Terna ai sensi del sopra citato D.M. 20 aprile 2005, riguardante la Concessione rilasciata a Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale (modificata ed aggiornata, come detto, con D.M. 15 dicembre 2010), e del D.lgs. n. 93/2011 (articolo 36, comma 12), nel quale si prevede specificamente che entro il 31 gennaio di ogni anno il Gestore della Rete sottoponga per approvazione al MISE il Piano contenente le linee di sviluppo della RTN. Sul sito istituzionale di Terna è disponibile il [Piano di sviluppo 2016](#).

Nel Piano di sviluppo sono inseriti anche gli elementi di rete non facenti parte della RTN ma funzionali alla stessa (ad esempio elementi di rete di distribuzione, impianti in alta tensione di proprietà di produttori, utenti, ecc.) che il Gestore intende acquisire.

Nello stesso Piano trovano indicazione i **progetti volti a sviluppare la capacità di interconnessione con l'estero**. In conformità a quanto previsto dalla Concessione, Terna, infatti, oltre all'attività di gestione e potenziamento della rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale, è tenuta a sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi **al fine di garantire una maggiore sicurezza**, tramite la possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi, e **ridurre i costi di approvvigionamento** dell'energia elettrica **attraverso l'accesso a mercati potenzialmente vantaggiosi** per l'utenza nazionale.

Quanto al **potenziamento delle interconnessioni con l'estero**, si ricorda che il legislatore, con l'articolo 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99, ha introdotto norme finalizzate a dare impulso alla realizzazione del mercato unico dell'energia elettrica attraverso lo sviluppo di *interconnector* con il coinvolgimento di clienti finali energivori. Si prevede, in particolare, un meccanismo secondo il quale la realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione con l'estero è affidata da TERNA attraverso il finanziamento di tali opere da parte di soggetti privati industriali energivori, che possono (in via immediata) beneficiare di

condizioni di approvvigionamento dell'energia elettrica più favorevoli rispetto a quelle del mercato nazionale. Si tratta dei seguenti benefici:

- del cd. meccanismo dell'importazione virtuale dell'energia elettrica. Si tratta di una misura agevolativa che di fatto permette agli stessi soggetti privati di importare energia dall'estero ad un prezzo mediamente inferiore a quello del mercato italiano (comma 6 dell'articolo 32);
- del connesso ottenimento di una esenzione dall'accesso a terzi sulla capacità di trasporto che la realizzazione di tali infrastrutture renderà disponibile (comma 3 dell'articolo 32).

Come rilevato dal Governo, in data 22 ottobre 2015, in risposta alla [interrogazione a risposta in Commissione Crippa 5/05670](#) sull'attuazione dell'articolo 32 in questione "le **linee di interconnessione** previste sono posizionate su 5 diverse frontiere (**Austria, Francia, Slovenia, Svizzera e Montenegro**). Essendo la realizzazione delle opere di interconnessione **ancora in itinere**, la legge di stabilità 2015 (articolo 1, commi da 831 a 836) dispone l'istituzione di un Fondo presso Terna a garanzia della realizzazione delle opere stesse, nonché:

- porta il beneficio dell'importazione virtuale al 31 dicembre 2021 (la durata di tale beneficio originariamente previsto dall'articolo 32 e dalle delibere attuative dell'AEEGSI era dal 1 gennaio 2010 al 31 dicembre 2015);
- e contemporaneamente dispone che la durata del beneficio dell'esenzione duri anziché 20 anni, fino a 20 anni (comma 834).

BASE GIURIDICA

La base giuridica della proposta di regolamento è individuata nell'**articolo 194** del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE), che prevede che la politica dell'Unione nel settore dell'energia, in uno spirito di solidarietà tra Stati membri, è intesa a garantire il funzionamento del mercato dell'energia e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'Unione, e a promuovere l'interconnessione delle reti energetiche.

SUSSIDIARIETÀ

Ad avviso della Commissione, la necessità di un'azione dell'UE si fonda sulla constatazione che

gli approcci nazionali non solo portano a misure di livello non ottimale, ma addirittura aggravano le ripercussioni di una crisi. Inoltre, le situazioni di crisi spesso non si circoscrivono ai territori nazionali e possono avere effetti diretti o indiretti in vari Stati membri. Azioni intraprese in uno Stato membro, infatti, possono portare a rischi di black-out nei paesi vicini (ad esempio, la decisione unilaterale di un paese di imporre un divieto di esportazione può determinare effetti negativi sui settori dell'energia elettrica e del gas di altri Stati).

PROPORZIONALITÀ

Ad avviso della Commissione, la proposta è conforme al principio di proporzionalità in quanto **non prevede un'armonizzazione piena**, ossia l'imposizione di tutte le misure a livello di Unione. La cooperazione regionale tra gli Stati membri è ritenuta necessaria per porre rimedio alle carenze del sistema attuale, in cui la cooperazione volontaria è limitata ai TSO.

Quanto alla scelta dello strumento, il regolamento è considerato lo strumento più adeguato per garantire un'attuazione coerente e trasparente delle misure di prevenzione, preparazione e gestione delle crisi dell'energia elettrica.

ESAME PRESSO ALTRI PARLAMENTI NAZIONALI

Sulla base dei dati forniti dal sito [IPEX](#), l'esame dell'atto risulta avviato da parte di: Belgio, Repubblica Ceca, Finlandia, Germania, Lituania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Polonia, Romania, Slovacchia, Spagna e Svezia.

