

Ottobre 2018



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Ottobre 2018 ✓

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Focus del mese

pag. 5

Il focus di questo mese fornisce una panoramica sul processo di costruzione degli scenari dell'associazione europea degli operatori delle reti di elettricità e gas (ENTSO-E ed ENTSOG), a seguito dell'approvazione del pacchetto Clean Energy che definisce obiettivi politici al 2030 per rinnovabili, efficienza energetica e la riduzione di gas serra. Vengono descritti i driver principali nel processo di costruzione delle storyline e vengono infine specificate le assunzioni per ognuno degli scenari proposti,



02 Bilanci

pag. 10

Nel mese di ottobre la richiesta di energia elettrica sulla rete è in aumento +2,1% rispetto allo stesso mese del 2017. Il dato destagionalizzato e corretto per calendario e temperatura, porta ad una variazione pari a +1,1%. La domanda dei primi dieci mesi del 2018, pari a 269 miliardi di kWh, è in aumento dello 0,8% rispetto al corrispondente periodo del 2017. A ottobre 2018 la produzione nazionale netta è pari a 23.065GWh è composta per il 34% da fonti rinnovabili (7.881GWh). Infine, nel 2018 la produzione totale netta (232.997GWh) ha soddisfatto per l'87% della richiesta di energia elettrica nazionale (269.042GWh).



03 Sistema Elettrico

pag. 16

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di ottobre 2018 si attesta a 1.608GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 746GWh; l'energia prodotta da fonte eolica nel mese di ottobre 2018 si attesta a 1.482GWh in aumento rispetto al mese precedente di 533GWh. L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di ottobre 2018 si attesta a 2.792GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 605GWh.



04 Mercato Elettrico

pag. 19

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a ottobre è pari a circa €1,9Mld, in riduzione dell'1% rispetto al mese precedente ed in crescita del 38% (YoY). Il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €82,5/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente dell'8% e del 9% YoY. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-27%). Ad ottobre il differenziale tra prezzi a salire e a scendere è pari a €87,7/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€87,0/MWh) e in riduzione rispetto ad ottobre 2017 (€103,5/MWh; -15%). I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+22%).

05 Regolazione

pag. 27

Per questo mese si presenta una selezione delle deliberazioni dell'ARERA di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione.



Ottobre 2018 ✓

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Scenari per il TYNDP 2020

EXECUTIVE SUMMARY

Dopo la pubblicazione del piano decennale di sviluppo delle reti 2018 (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP), le due associazioni europee degli operatori (TSO) delle reti gas ed elettricità, ENTSOG e ENTSO-E, stanno preparando gli scenari per il prossimo TYNDP.

I TSO di gas ed elettricità hanno l'esigenza di definire scenari per avere una visione più ampia sulle esigenze di infrastrutture europee a seguito della transizione energetica. Inoltre, si presenta l'esigenza di costruire scenari aggiornati a livello europeo dopo l'approvazione del pacchetto Clean Energy che definisce obiettivi politici al 2030 per rinnovabili, efficienza energetica e la riduzione di gas serra.

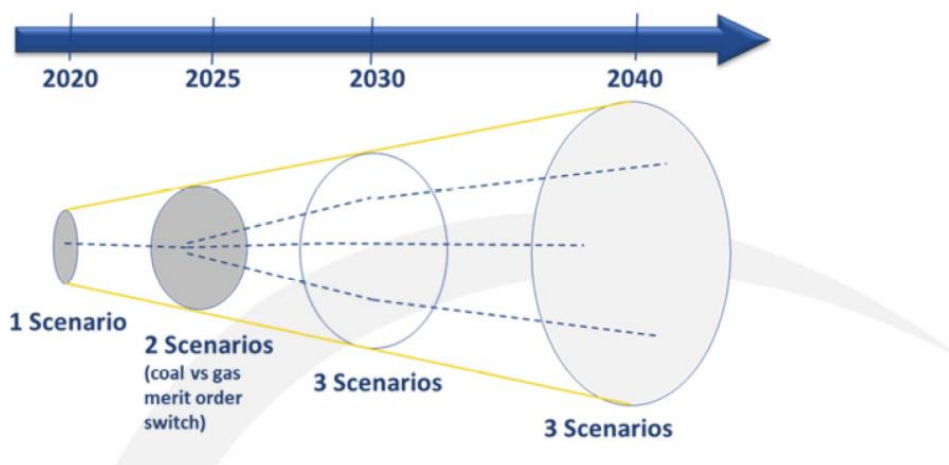
LA COSTRUZIONE DEGLI SCENARI PER IL TYNDP 2020

La costruzione di uno scenario parte da storyline consistenti nel lungo periodo. Una storyline consiste di un gruppo di assunzioni che sono consistenti tra di loro, es. una crescita economica sostenuta favorisce un'elevata ambizione e velocità di transizione energetica. Le storyline sono sviluppate in modo da catturare le traiettorie multiple che mostrano le strade più plausibili per ridurre le emissioni di gas serra, e garantire la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico europeo. I partecipanti al processo di definizione e descrizione degli scenari sono circa 80, coprendo più di 35 paesi (coinvolti nel processo sono EU-28, ENTSO-E ed ENTSO-G).

L'asse temporale fino al 2050 è divisa in tre parti distinte (cf. Figura 1):

- Previsione definibile nel breve periodo, che cattura i trend attuali, con le politiche messe in atto in base agli attuali Piani di Sviluppo nazionali e i target al 2030 concordati durante l'accordo di Parigi (COP21).
- Fluttuazioni dinamiche nel medio periodo, che dalle ambizioni del COP21 prevede la decarbonizzazione dell'Europa attraverso: nuove tecnologie che creano zero emissioni da carbone (o emissioni negative), sviluppo di tecnologie rinnovabili (infrastrutture large-scale).
- Futuro definitivo nel 2050, dove il livello di incertezza è dimostrato da: target europeo di ridurre GHG tra 80-95% rispetto al livello del 1990, limitare l'aumento delle temperature (aumento delle temperature inferiore a 2°C nel 2050), infrastrutture e politiche inadatte ai target previsti.

Figura 1: Framework di alto livello per le storyline degli scenari congiunti ENTSO-E e ENTSO-G



Fonte: ENTSO-E

Figura 2: Processo di costruzione degli scenari TYNDP 2020



Fonte: ENTSO-E

Il processo di costruzioni degli scenari è illustrato nella Figura 2: Si è partito con uno stakeholder workshop a fine Maggio 2018 in cui gli ENTSO hanno proposto cinque storyline ai partecipanti. Successivamente, si è tenuta una consultazione pubblica sulle storyline con l'obiettivo di identificare insieme agli stakeholder quali 3 dei 5 scenari sono i più rilevanti. L'esito della consultazione (che è terminata a Settembre 2018) sarà pubblicato entro la fine dell'anno. Il passo finale riguarda la quantificazione delle assunzioni, ovvero associare numeri a vari driver per completare il quadro di domanda e offerta di energia elettrica e metano. Dopo un'ulteriore consultazione sarà pubblicato entro la fine del 2019 il rapporto degli scenari TYNDP 2020.

DESCRIZIONE DEGLI SCENARI IN CONSULTAZIONE

Principali driver

Gli ENTSO propongono cinque scenari (cf. Figura 3). Generalmente, i cinque scenari si differenziano per l'approccio che porta alla transizione energetica, ma solo quattro raggiungono i target europei e di decarbonizzazione, ovvero una riduzione di emissioni di gas serra di almeno 80% entro il 2050 (National Trends, Global Ambition, European Focus e Distributed Energy). I driver principali per la descrizione degli scenari, ovvero le assunzioni che differenziano gli scenari, sono:

Figura 3: Scenari proposti dagli ENTSO



Fonte: ENTSO-E

1. Trend Macroeconomici
2. Trasporti
3. Settore residenziale e commerciale
4. Settore industriale
5. Settore elettrico
6. Offerta gas

Scenario National Trends (α)

Lo scenario National Trends, parte dalle informazioni messe a disposizione dai vari TSO. I dati dei TSO relativi ai paesi, si basano sui target di breve periodo per il 2020, sul Clean Energy Package per il 2030. Oltre il 2030 è visibile, dal trend ottenuto, una base per raggiungere i target europei. Inoltre, lo scenario raggiunge l'obiettivo di almeno 80% di riduzione di emissioni di GHG entro il 2050. Le assunzioni sono:

1. A livello macroeconomico, la crescita risulta moderata, ipotizzando nulla di differente dalle politiche attuali, con uno sviluppo stabile in tutti i settori.
2. Nel settore trasporti, il numero di veicoli elettrici e ibridi cresce moderatamente. Una crescita moderata anche per i veicoli a combustione; per veicoli pesanti e imbarcazioni è presente anche una parte di gas green e biometano. La domanda di energia decresce in questo settore per l'aumento dell'efficienza nei motori a combustione interna.
3. L'efficienza nel settore residenziale e commerciale cresce moderatamente, con conseguente decrescita della domanda per riscaldamento, grazie alle costruzioni di edifici più efficienti e all'installazione di pompe di calore. Resta, però, ancora molto alta la percentuale di gas utilizzato per il riscaldamento, talvolta comprendendo anche soluzioni ibride. La domanda di gas risulta in leggera decrescita, mentre la domanda di elettricità resta stabile.
4. Nel settore industriale, la domanda totale di energia resta stabile, poiché l'efficienza energetica controbilancia la leggera crescita prevista nel settore industriale. Dopo il 2030 sia la domanda di elettricità che gas aumentano sostituendo carbone e petrolio. Il settore industriale non ha un ruolo principale in questo scenario.
5. Nella generazione di elettricità, si vede un aumento delle rinnovabili (solare ed eolico). La generazione è centralizzata, si parla di decentralizzazione solo nel caso in cui si parli di auto-produzione. I sistemi di accumulo (large-scale) risultano in leggero aumento. Gli impianti a gas rimpiazzano quelli a carbone e una parte del nucleare. Per il nucleare è previsto un phase-out secondo le regolamentazioni nazionali, anche se verrà ancora utilizzato per bilanciare le rinnovabili nel lungo periodo.
6. L' LNG è ancora una fonte dominante per l'offerta di gas. Il Power-to-Gas vede sviluppi limitati, usato solo come accumulo. Il biometano è dipendente dalle politiche nazionali. Previsto un grande import di green gas, usati nelle infrastrutture a gas già esistenti, ciò provoca un'elevata decarbonizzazione di questo settore.

Global Ambition (β)

Lo scenario Global Ambition prevede una decarbonizzazione appoggiata dalla società, dalle politiche globali e dai paesi che promuovono una decarbonizzazione globale. Lo scenario prevede una generazione centralizzata, riduzione dei costi nelle tecnologie emergenti come eolico offshore e Power-to-X. I cambiamenti nella flessibilità e nell'accumulo stagionale vengono risolti con l'idroelettrico e il Power-to-Gas. Lo scenario raggiunge l'obiettivo di 95% di riduzione di emissioni di GHG entro il 2050. Le assunzioni sono:

1. Crescita economica moderata, basata sulla sostenibilità; riduzione delle emissioni da CO₂.
2. Nel settore dei trasporti, i veicoli ad emissione zero sono una componente chiave per la decarbonizzazione in questo scenario. C'è una penetrazione molto forte dei veicoli elettrici per trasporto di passeggeri in tutta Europa. Per i trasporti pesanti e le imbarcazioni, i carburanti principali sono green gas, idrogeno e un po' di biocarburante. La domanda totale di energia dei trasporti risulta essere in riduzione.
3. La decarbonizzazione globale e i miglioramenti tecnologici portano al miglioramento dell'efficienza nel settore residenziale e commerciale. Elettricità e green gas rimpiazzeranno i combustibili fossili. Saranno molto diffusi le pompe di calore ibride, che saranno capaci di efficientare l'utilizzo di elettricità o di gas.
4. Nel settore elettrico, le tecnologie low carbon risultano essere competitive anche senza incentivi. Inoltre, solare e eolico sono le principali fonti di generazione. La generazione elettrica resta centralizzata, con molto eolico nel Nord Europa e molto solare nel Sud Europa. Previsto un phase-out del nucleare in base alle politiche nazionali. Nel lungo periodo Power-to-Gas e batterie sono le tecnologie principali per il bilancio delle rinnovabili.
5. I gas ad emissioni zero sostituiranno, con il passare del tempo, il gas naturale. La crescita del biometano è molto alta. Il Power-to-Gas viene utilizzato per produrre idrogeno e metano sintetico, che rimpiazzeranno il gas fossile. L'import di gas a emissioni zero crescerà significativamente. La capacità di accumulo del gas resta una componente chiave del sistema energetico.

European Focus (γ)

Lo scenario European Focus prende in considerazione le proposte europee per la transizione energetica. Esso prevede una visione abbastanza centrale sulle scelte politiche e tecnologiche, raggiungendo i target nel breve e medio periodo. Per il lungo periodo, la strategia è molto vicina a quella europea, raggiungendo l'obiettivo di almeno 80% di riduzione di emissioni di GHG entro il 2050. Le assunzioni sono:

1. Una crescita economica molto marcata, conseguente allo sviluppo di tecnologie in diversi settori. In aggiunta, le politiche europee prevedono un piano sulle emissioni per arrivare alla decarbonizzazione.
2. Il progresso nella decarbonizzazione dei trasporti è molto significativo, con elevata elettrificazione dei trasporti privati, affiancata dall'aumento di combustibili liquidi rinnovabili, gas e idrogeno, specialmente per veicoli pesanti, imbarcazioni e aviazione.
3. Anche nel settore residenziale e commerciale c'è uno sviluppo molto veloce nei sistemi di riscaldamento e nell'efficienza energetica. Pompe di calore elettriche e a gas, soluzioni ibride sono i fattori che più influenzano la trasformazione di questo settore. Il risultato di questi cambiamenti è una domanda di elettricità in aumento.
4. La domanda di gas ed elettricità nel settore industriale risulta stabile, siccome il miglioramento dell'efficienza bilancia la crescita economica. La decarbonizzazione è possibile grazie all'utilizzo di fonti rinnovabili per elettricità e gas.
5. Nel settore elettrico, la produzione da solare ed eolico risulta in crescita. Anche se la produzione risulta centralizzata, la società è molto disposta ad investire nell'auto-produzione e nei veicoli elettrici. I sistemi di accumulo su large scale stand-alone non sono comuni. La produzione da gas supporta il phase-out del carbone e restituisce la giusta flessibilità al sistema per bilanciare le rinnovabili nel lungo periodo. La generazione da nucleare dipende dalle politiche nazionali.
6. Il gas naturale resta fondamentale fino a metà del 2030. Successivamente ci sarà una trasformazione, passando ai gas sintetici, che sviluppano fonti ad emissioni zero. Questi gas offrono anche energia di accumulo a lungo termine. C'è una crescita consistente del biometano e la capacità di accumulo resta una componente chiave nel sistema energetico.

Distributed Energy (δ)

Lo scenario Distributed Energy prevede una transizione energetica basata sulla decentralizzazione. I consumatori partecipano attivamente al mercato energetico e alla decarbonizzazione. Si riesce, così, a raggiungere il 95% delle riduzione entro il 2050. Le assunzioni sono:

1. Lo scenario Distributed Energy è lo scenario con la più alta crescita economica, che prevede uno sviluppo di nuove e vecchie tecnologie in molti settori. La società e i consumatori sono coinvolti nella decarbonizzazione attraverso politiche climatiche e coinvolgimento nelle problematiche ambientali. In questo scenario le fonti energetiche decentralizzate sono molto diffuse. Biomassa e il geotermico vengono utilizzati per il riscaldamento.
2. La domanda nel settore trasporti risulta in calo, a causa di un buono sviluppo del trasporto pubblico, car-sharing molto diffuso e condizioni lavorative più flessibili. Sono osservati livelli molto alti di elettrificazione dei trasporti privati, combinati con sistemi di ricarica intelligente e flessibilità vehicle-to-grid. Veicoli pesanti, imbarcazioni e aviazione vedono un aumento nell'utilizzo di carburanti liquidi rinnovabili, gas e idrogeno.
3. L'efficienza energetica cresce molto anche nelle costruzioni residenziali e commerciali. Ciò porta all'elettrificazione dei sistemi di riscaldamento (pompe di calore), guidata dalla generazione decentralizzata del fotovoltaico. Le soluzioni ibride sono usate solo per le vecchie costruzioni. Le tecnologie smart insieme alle batterie per l'accumulo domestico assicurano una certa flessibilità del sistema.
4. Il settore industriale risulta sempre più elettrificato. L'aumento dell'efficienza energetica, riduce la domanda globale, mantenendo la domanda di gas stabile. Il gas fossile viene sostituito da quello green. Le tecnologie CCS sono ancora utilizzate nel settore industriale.
5. La crescita della produzione da rinnovabili risulta molto forte, ma decentralizzata, con una crescita nelle installazioni di fotovoltaico di tipo small scale. Gli impianti a gas rappresentano un ruolo secondario nella generazione come supporto al phase-out del carbone e la riduzione della generazione da nucleare. Quindi la produzione di energia risulta essere più flessibile.
6. Il biometano è in crescita. I gas sintetici vengono utilizzati come accumulo a lungo termine. La capacità di accumulo resta una componente fondamentale nel sistema energetico.

Delayed Transition (ε)

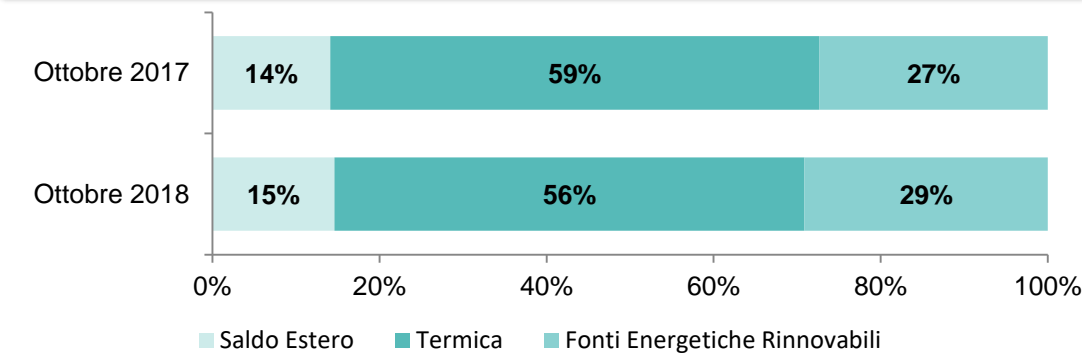
Lo scenario Delayed Transition rappresenta un mondo dove la transizione energetica risulta in ritardo o stagnante, sebbene la decarbonizzazione e il raggiungimento dei target europei restano un obiettivo futuro. Questa situazione è causata da una serie di fattori: insuccesso delle politiche, resistenza al cambiamento del settore energetico, poco coinvolgimento della società, progresso lento nello sviluppo delle tecnologie di decarbonizzazione. Le assunzioni sono:

1. Crescita economica lenta, che risulta un limite per il raggiungimento dei target climatici europei. Gli incentivi nazionali sono limitati. I finanziamenti per lo sviluppo di rinnovabili sono scarsi. Assenza di contributi per la transizione energetica.
2. Gli incentivi non sono sufficienti neppure per i veicoli elettrici e a gas; utilizzando ancora veicoli a petrolio e ibridi per il trasporto passeggeri. La produzione di bio-gas, biocarburanti, import di gas ad emissioni zero e carburanti liquidi risultano in crescita, con una decarbonizzazione moderata nel settore trasporti. La domanda globale è in leggero calo.
3. Nel settore residenziale e commerciale le principali tecnologie utilizzate sono pompe di calore ibride e caldaie a condensazione.
4. Nel settore industriale la domanda energetica resta stabile a causa della debole crescita economica e del leggero miglioramento dell'efficienza energetica. Gas ed elettricità sostituiscono i combustibili fossili.
5. Solare ed eolico presentano un'elevata crescita nella produzione. Lo storage elettrico vede una crescita lenta, quindi la produzione di batterie risulta rallentata. La produzione termica continua a compensare il phase-out lento del carbone, con un'estensione della vita utile dei reattori nucleari.
6. Lo sviluppo di gas rinnovabili risulta rallentato, con supporto limitato del biometano e mancanza di produzione rinnovabile per supportare la produzione di gas sintetici. Il Power-to-Gas è lento e utilizzato principalmente per l'accumulo. Il settore gas prevede una decarbonizzazione attraverso la sostituzione del gas naturale con gas ad emissioni zero come il biometano, gas sintetico o idrogeno.

Sintesi mensile

Nel mese di ottobre 2018, la richiesta di energia elettrica è stata di 26.866GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+2,1%). In particolare si registra un aumento della produzione da fonti energetiche rinnovabili (+8,9%) e del saldo estero (+10,5%) e una flessione della produzione da fonte termoelettrica (-2,5%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



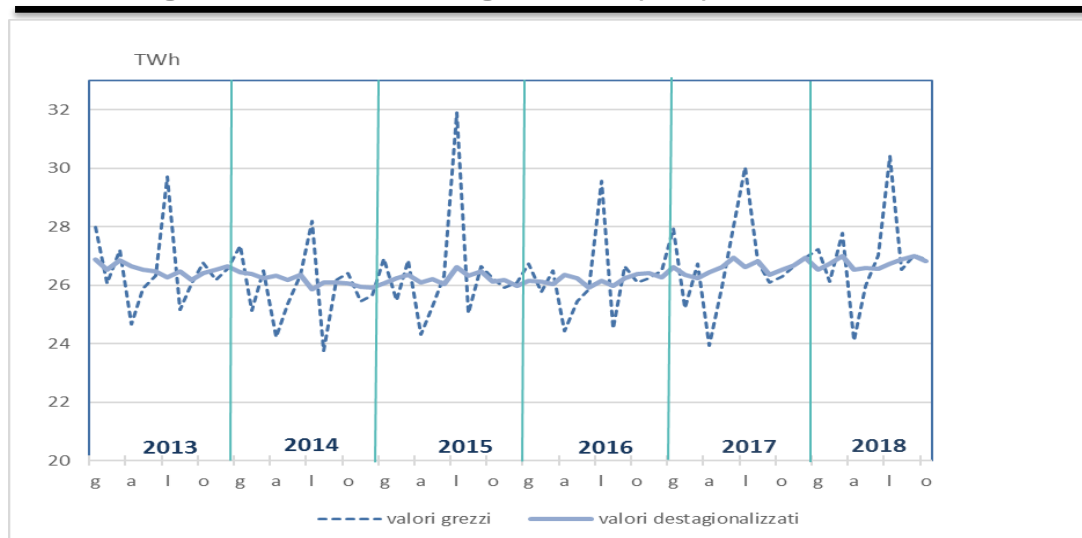
Nel mese di ottobre la richiesta di energia elettrica sulla rete è in aumento +2,1% rispetto allo stesso mese del 2017.

Fonte: Terna

Analisi congiunturale

Nel mese di ottobre 2018, secondo quanto rilevato da Terna, la società che gestisce la rete elettrica nazionale, la domanda di energia elettrica in Italia è stata di 26,9 miliardi di kWh, in aumento del 2,1% rispetto allo stesso mese del 2017. Tale risultato è stato ottenuto con un giorno lavorativo in più (23 rispetto a 22) ma con una temperatura media mensile superiore di oltre 1°C rispetto ad ottobre dello scorso anno. Il dato destagionalizzato e corretto per calendario e temperatura, porta ad una variazione pari a +1,1%. La domanda dei primi dieci mesi del 2018, pari a 269 miliardi di kWh, è in aumento dello 0,8% rispetto al corrispondente periodo del 2017; in termini rettificati la variazione resta pressoché uguale: +0,7%. A livello territoriale, la variazione tendenziale di ottobre 2018 è risultata ovunque positiva: +1,9% al Nord, +2,1% al Centro e +2,6% al Sud. Il valore destagionalizzato e corretto per calendario e temperatura dell'energia elettrica richiesta ad ottobre 2018 ha fatto registrare, dopo tre mesi positivi, una variazione negativa: -0,6% rispetto a settembre. Il trend rimane tuttavia su un andamento crescente. Nel mese di ottobre 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 85,3% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (+0,8% della produzione netta rispetto a ottobre 2017) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +10,5% rispetto a ottobre 2017).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica (TWh)



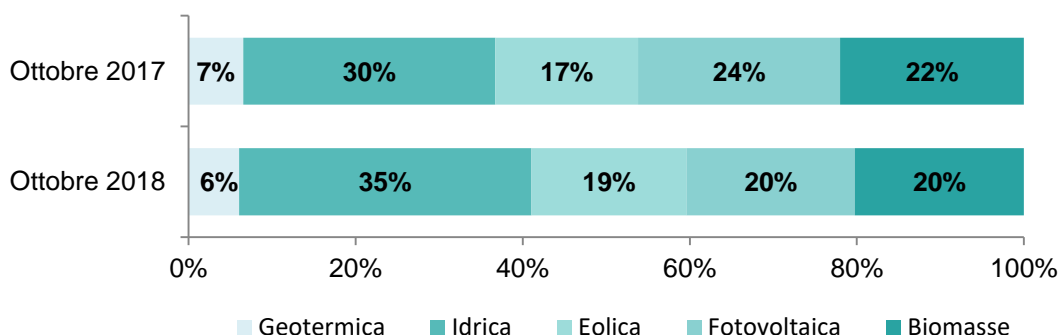
Il dato destagionalizzato e corretto per calendario e temperatura, porta ad una variazione pari a +1,1%. La domanda dei primi dieci mesi del 2018, pari a 269 miliardi di kWh, è in aumento dello 0,8% rispetto al corrispondente periodo del 2017

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+17,4%), della produzione idrica (+25,1%) e una riduzione della produzione fotovoltaica (-10,1%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A ottobre del 2018 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in riduzione mom (-8,2%). Nel 2018 la produzione da fonte energetiche rinnovabili è in aumento del +7,8% rispetto all'anno precedente.

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2018 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (269.042GWh) risulta in aumento (+0,8%) rispetto al 2017.

A ottobre 2018 la produzione nazionale netta è pari a 23.065GWh è composta per il 34% da fonti energetiche rinnovabili (7.881GWh) ed il restante 66% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Ottobre 2018	Ottobre 2017	%18/17	Gen-Ott 18	Gen-Ott 17	%18/17
Idrica	2.792	2.231	25,1%	41.156	33.211	23,9%
Termica	16.700	17.129	-2,5%	151.980	163.196	-6,9%
<i>di cui Biomasse</i>	1.516	1.475	2,8%	14.753	14.873	-0,8%
Geotermica	483	483	0,0%	4.748	4.842	-1,9%
Eolica	1.482	1.262	17,4%	14.054	13.796	1,9%
Fotovoltaica	1.608	1.788	-10,1%	21.059	22.149	-4,9%
Totale produzione netta	23.065	22.893	0,8%	232.997	237.194	-1,8%
Importazione	4.067	3.782	7,5%	40.443	36.242	11,6%
Esportazione	111	203	-45,3%	2.558	4.516	-43,4%
Saldo estero	3.956	3.579	10,5%	37.885	31.726	19,4%
Pompaggi	155	164	-5,5%	1.840	1.934	-4,9%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	26.866	26.308	2,1%	269.042	266.986	0,8%

Nel 2018, si registra una variazione dell'export (-43,4%) rispetto all'anno precedente. A ottobre 2018 si registra un aumento della produzione da fonte idrica (+25,1%), della produzione eolica (+17,4%) e una riduzione della produzione termica (-2,5%) rispetto all'anno precedente.

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2018 la produzione totale netta (232.997GWh) ha soddisfatto per 87% della richiesta di energia elettrica nazionale (269.042GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2018

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.731	2.601	3.187	4.675	6.518	6.018	4.969	4.268	3.397	2.792			41.156
Termica	16.650	16.093	15.725	11.940	12.513	13.137	16.568	15.727	16.927	16.700			151.980
Geotermica	494	445	492	476	486	466	470	472	464	483			4.748
Eolica	1.986	1.696	2.422	1.221	909	1.418	1.225	746	949	1.482			14.054
Fotovoltaica	1.029	1.052	1.688	2.428	2.437	2.794	2.967	2.702	2.354	1.608			21.059
Produzione Totale Netta	22.890	21.887	23.514	20.740	22.863	23.833	26.199	23.915	24.091	23.065			232.997
Import	4.899	4.610	4.732	4.004	3.671	3.613	4.686	2.993	3.168	4.067			40.443
Export	326	199	179	337	370	275	327	285	149	111			2.558
Saldo Estero	4.573	4.411	4.553	3.667	3.301	3.338	4.359	2.708	3.019	3.956			37.885
Pompaggi	223	192	286	299	201	139	135	109	101	155			1.840
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.240	26.106	27.781	24.108	25.963	27.032	30.423	26.514	27.009	26.866			269.042

A ottobre la produzione totale netta risulta in aumento (+0,8%) rispetto al 2017.

Nel 2018 la massima richiesta di energia elettrica è stata nelle mese di Luglio con 30.423GWh.

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero – Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2017.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2017

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.685	2.232	2.779	2.937	4.086	4.656	4.361	3.776	3.468	2.231	2.064	2.282	37.557
Termica	21.004	16.893	14.717	13.863	14.249	16.422	17.407	16.176	15.336	17.129	19.143	17.966	200.305
Geotermica	508	456	505	482	493	476	495	480	464	483	479	500	5.821
Eolica	1.811	1.539	1.944	1.379	1.251	916	1.257	1.080	1.357	1.262	1.512	2.257	17.565
Fotovoltaica	961	1.132	2.229	2.456	2.798	2.888	3.033	2.806	2.058	1.788	1.007	861	24.017
Produzione Totale Netta	26.969	22.252	22.174	21.117	22.877	25.358	26.553	24.318	22.683	22.893	24.205	23.866	285.265
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.701	3.290	4.161	3.012	3.887	3.782	2.991	3.662	42.895
Export	803	383	404	537	498	461	508	372	347	203	308	310	5.134
Saldo Estero	1.270	3.185	4.751	3.076	3.203	2.829	3.653	2.640	3.540	3.579	2.683	3.352	37.761
Pompaggi	298	226	189	250	141	180	180	159	147	164	251	293	2.478
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.941	25.211	26.736	23.943	25.939	28.007	30.026	26.799	26.076	26.308	26.637	26.925	320.548

Nel 2017, il mese con la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 30.026GWh.

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero – Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di ottobre 2018 si evidenzia un fabbisogno in aumento in zona Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi), al Sud (Na) e sulle Isole (Ca-Pa) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Ottobre 2018	2.678	5.998	4.269	4.211	3.730	3.673	1.581	726
Ottobre 2017	2.759	5.810	4.131	4.135	3.599	3.643	1.527	704
% Ottobre 18/17	-2,9%	3,2%	3,3%	1,8%	3,6%	0,8%	3,5%	3,1%
Progressivo 2018	27.293	58.182	41.709	42.394	37.375	38.249	16.142	7.698
Progressivo 2017	27.656	57.409	40.707	41.476	36.951	38.862	16.361	7.564
% Progressivo 18/17	-1,3%	1,3%	2,5%	2,2%	1,1%	-1,6%	-1,3%	1,8%

Nel 2018 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +1,1% in zona Nord, al +1,7% al Centro, -1,6% al Sud e -0,4% nelle Isole.

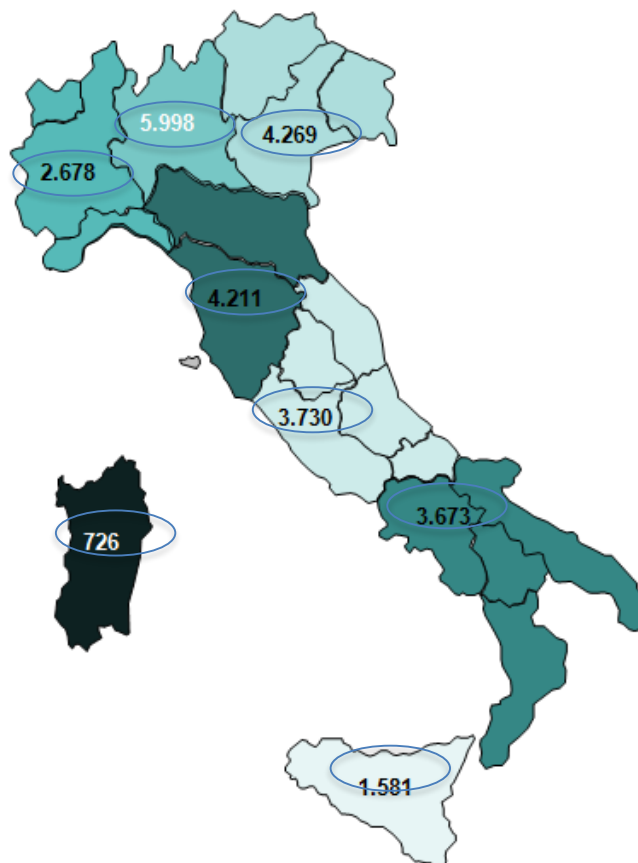
Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali – Rappresentazione territoriale

[GWh]

Le regioni sono accorpate in cluster in base a logiche di produzione e consumo:

- TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta
- MILANO: Lombardia (*)
- VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige
- FIRENZE: Emilia Romagna (*) - Toscana
- ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche
- NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria
- PALERMO: Sicilia
- CAGLIARI: Sardegna



Fonte: Terna

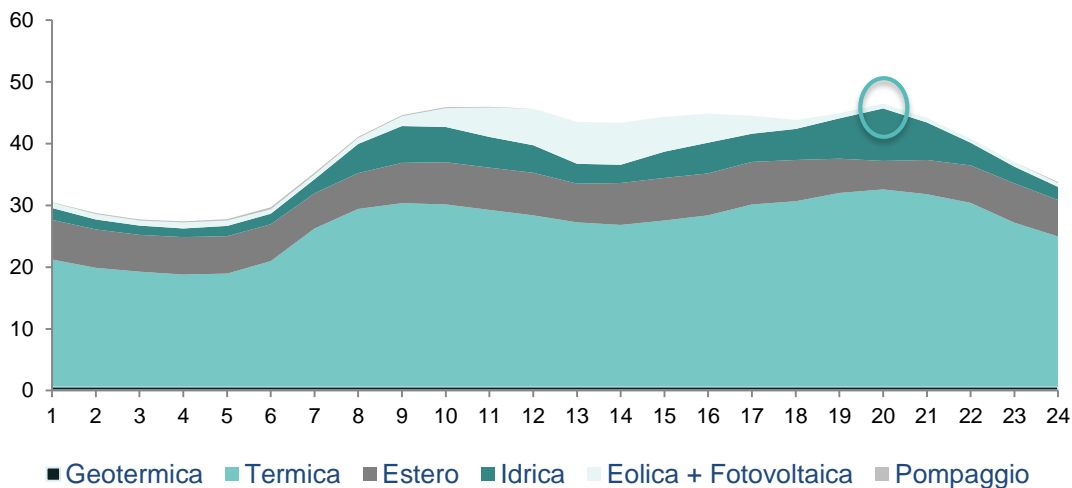
(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

Punta in Potenza

Nel mese di ottobre 2018 la punta in potenza è stata registrata il giorno **martedì 16 ore 20** ed è risultato pari a 46.466 MW (-1,4% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

Punta in Potenza

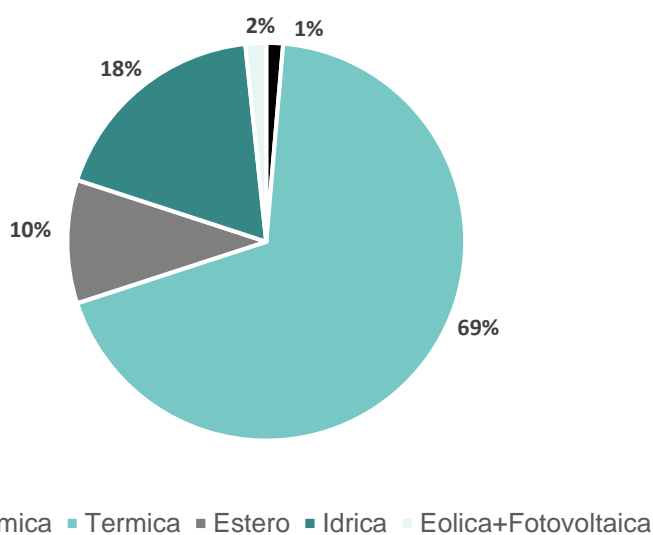
[GW]



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 31.926 MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 16 ottobre 2018 ore 20



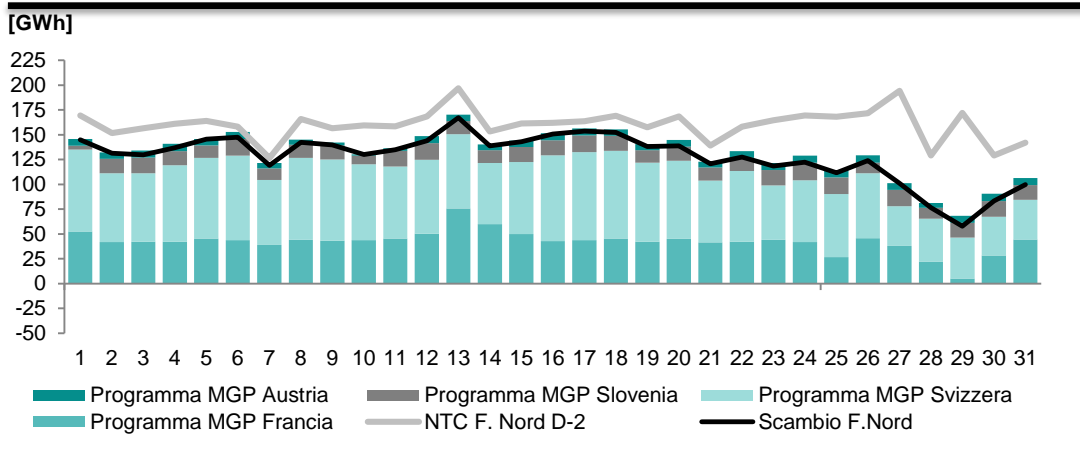
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 21%, la produzione termica per il 69% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Ottobre 2018

Nelle prime due decadi del mese di ottobre si evidenzia una buona saturazione del valore a programma di NTC (Net Transfer Capacity) calcolata nel D-2 rispetto ai programmi di scambio sulla frontiera Nord.

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di ottobre 2018 si registra un Import pari a 4.067GWh e un Export pari a 111GWh.

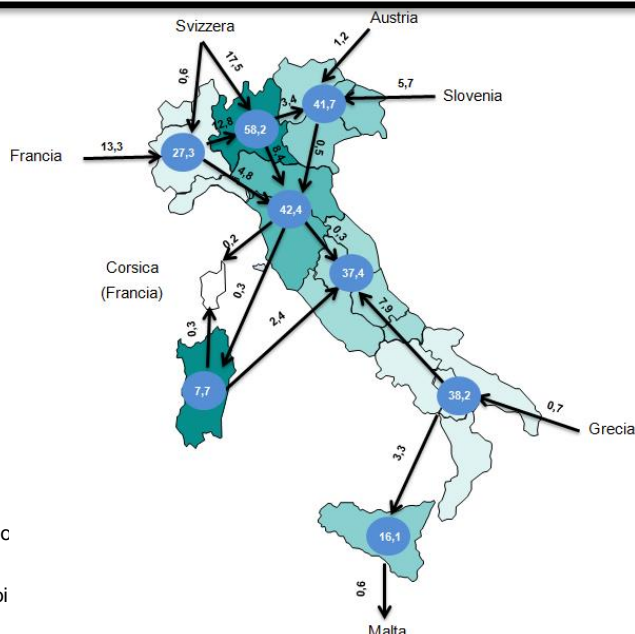
Fonte: Terna

Saldo Movimenti Fisici di Energia – Progressivo Annuo

Il saldo movimenti fisici di energia evidenzia essenzialmente i flussi di energia scambiati tra le varie aree individuate sul sistema elettrico italiano.

Il collegamento a 380kV tra Sicilia e Continente, assicura la gestione in sicurezza del sistema elettrico in Sicilia e in Calabria.

Mapa Saldo Movimenti Fisici di Energia



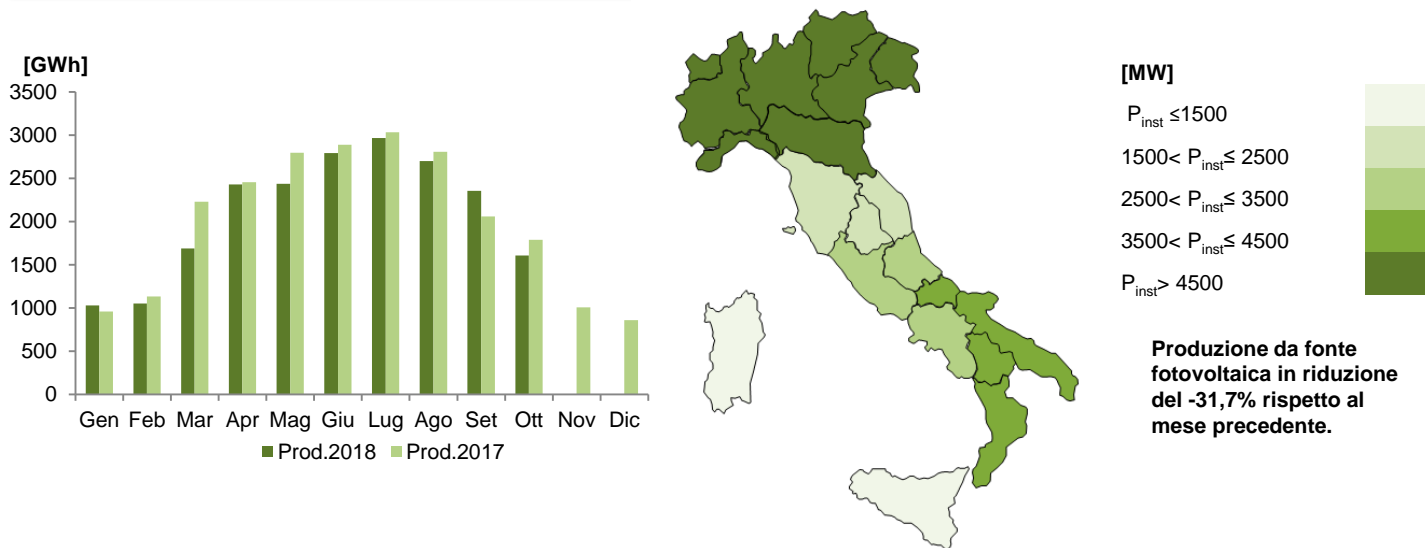
Nel 2018 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 13,7TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 3,3TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di ottobre 2018 si attesta a 1.608GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 746GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-4,9%).

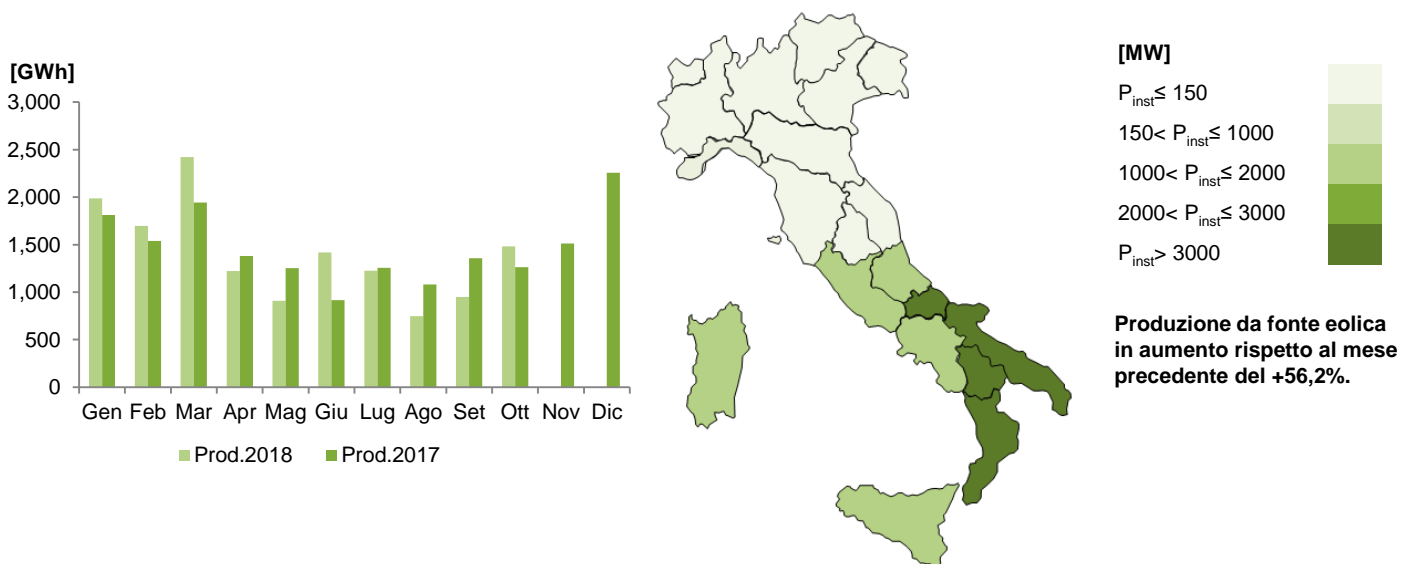
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di ottobre 2018 si attesta a 1.482GWh in aumento rispetto al mese precedente di 533GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+1,9%).

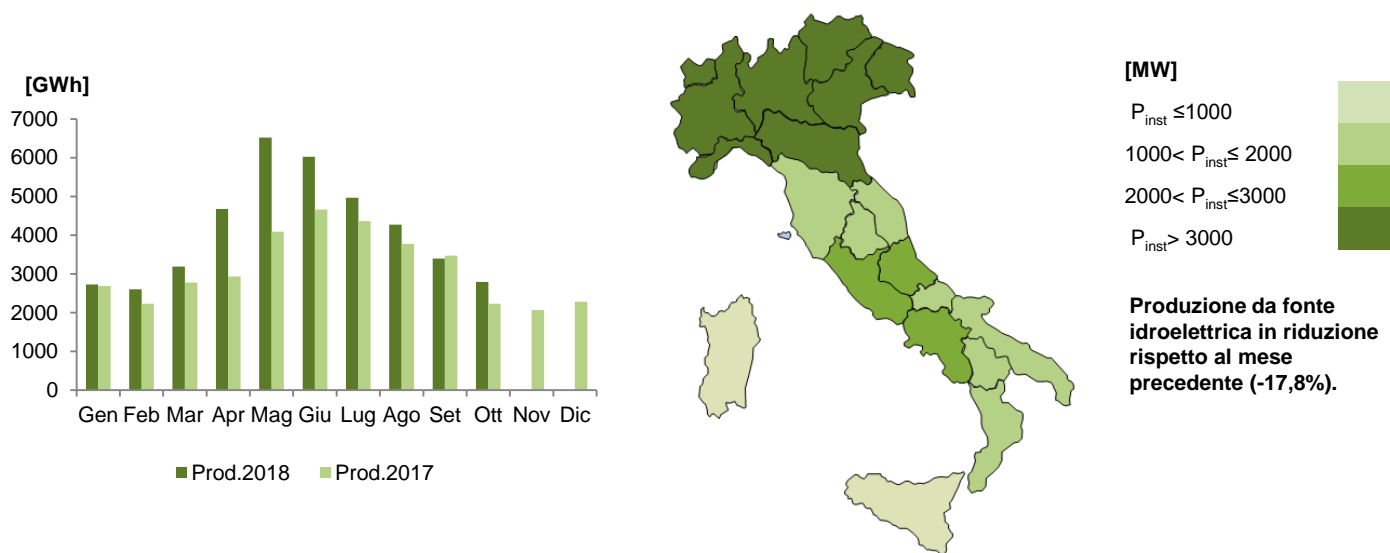
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di ottobre 2018 si attesta a 2.792GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 605GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+23,9%) rispetto all'anno precedente.

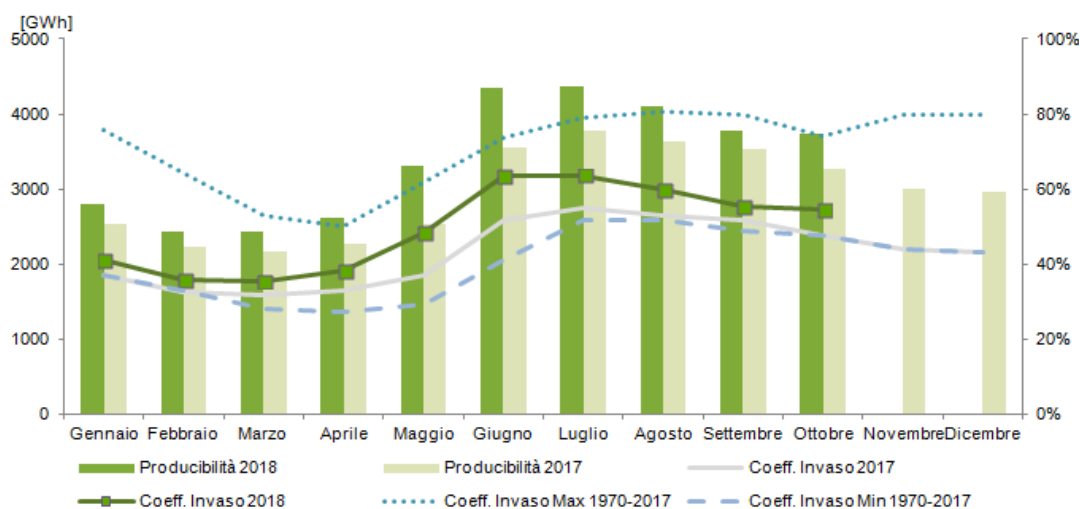
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di ottobre è in linea rispetto al mese precedente.

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



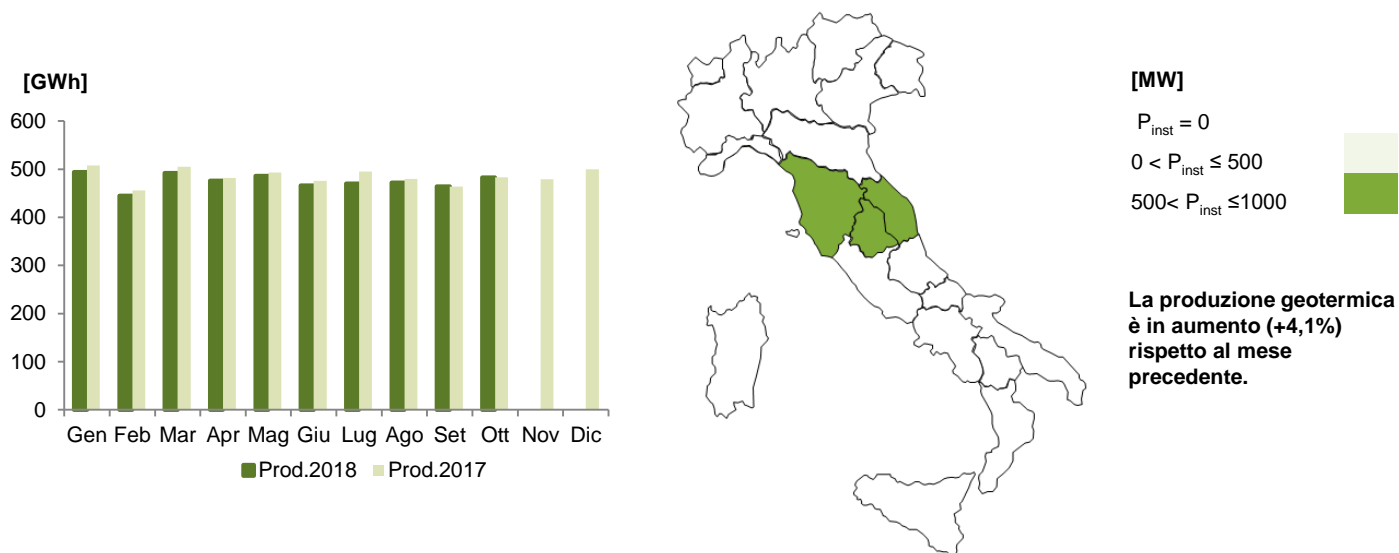
Nel mese di ottobre 2018, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +54,8% in aumento rispetto allo stesso mese del 2017.

	Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2018	[GWh]	2.719	860	167	3.746
	% (Invaso / Invaso Massimo)	58,5%	47,4%	43,9%	54,8%
2017	[GWh]	2.557	571	145	3.273
	% (Invaso / Invaso Massimo)	55,1%	31,5%	38,1%	47,9%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di ottobre 2018 si attesta a 483GWh in aumento rispetto al mese precedente di 19GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-1,9%) rispetto all'anno precedente.

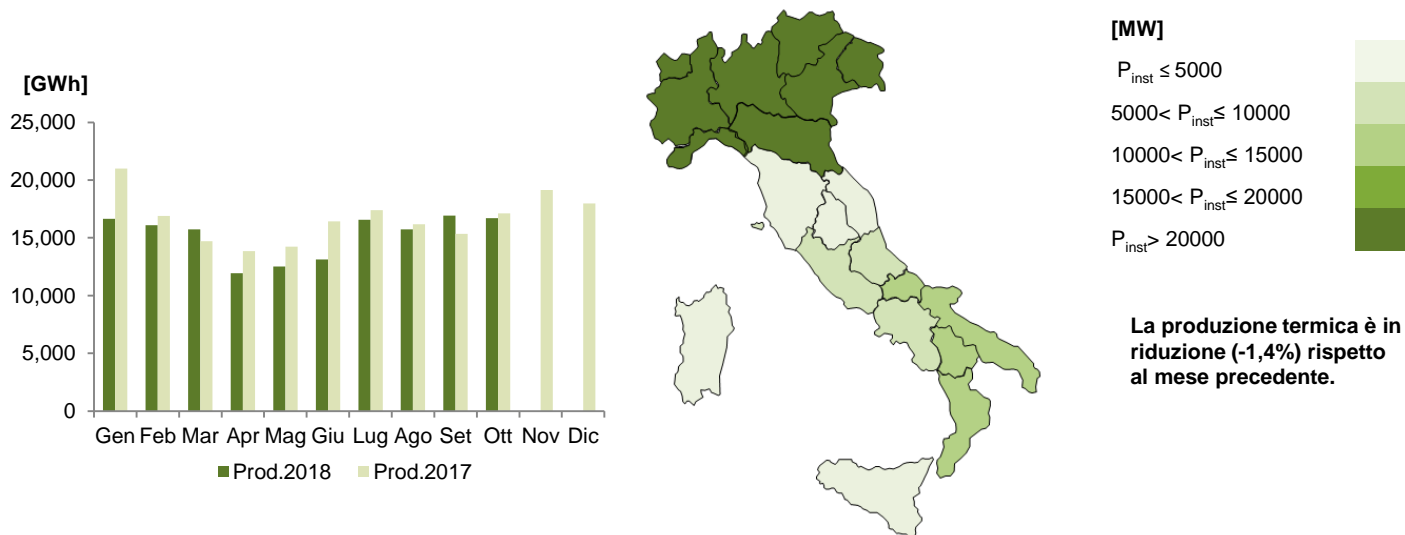
Produzione Geotermica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di ottobre 2018 si attesta a 16.700GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 227GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-6,9%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza

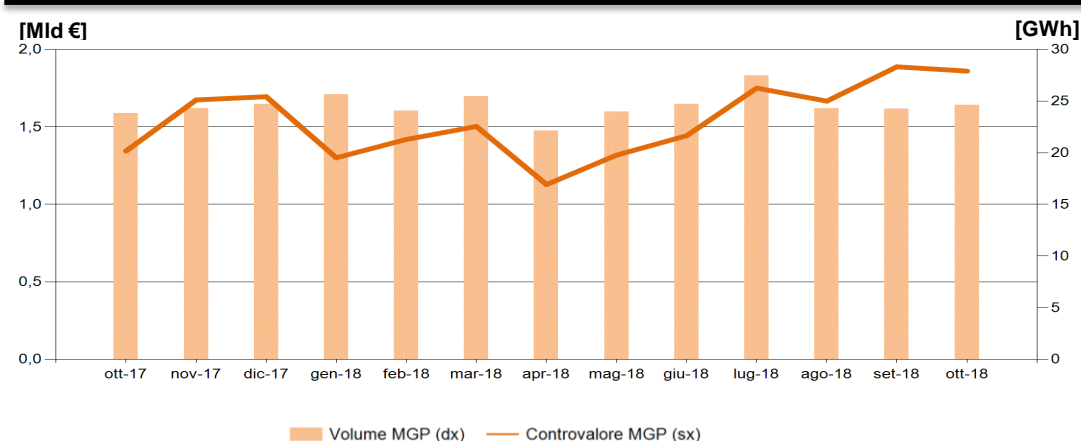


Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a ottobre è pari a circa €1,9Mld, in riduzione dell'1% rispetto al mese precedente ed in crescita del 38% rispetto ad ottobre 2017. La riduzione rispetto a settembre è dovuta ad una riduzione del PUN medio, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una crescita del PUN medio passato da €54,7/MWh (ottobre 2017) a €73,9/MWh (ottobre 2018).

Controvalore e volumi MGP

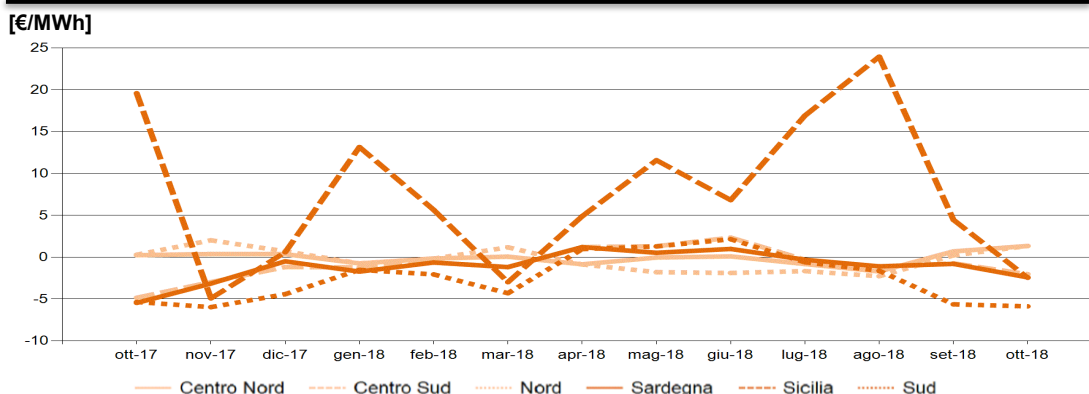


**Controvalore ottobre 2018
in crescita del 38%
rispetto ad ottobre 2017**

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di ottobre i prezzi zonalı sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sud che registra un differenziale pari a -€5,9/MWh. Rispetto ad ottobre 2017 il prezzo della zona Sicilia è rimasto costante, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €20,8/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



**Prezzi zonalı ottobre 2018
allineati al PUN per tutte le
zone ad eccezione della
zona Sud**

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco ad ottobre è pari a €15,5/MWh per le zone Nord e Centro-Nord ed è mediamente pari a €6,5/MWh per le altre zone.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a settembre era pari a -€0,3/MWh per la zona Sud, è pari a €0,4/MWh per la Sicilia ed è mediamente pari a €12,3/MWh per le altre zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	73,9	75,3	75,3	71,9	68,1	71,5	71,5
yoy	19,3	20,3	20,4	22,1	18,8	-2,8	22,3
Δ vs PUN	-	1,3	1,3	-2,0	-5,9	-2,5	-2,4
Δ vs PUN 2017	-	0,3	0,2	-4,9	-5,4	19,6	-5,5
Picco	82,1	85,0	85,0	76,6	70,8	76,0	75,9
Fuori picco	69,1	69,5	69,5	69,1	66,4	68,8	68,9
Δ Picco vs Fuori Picco	12,9	15,5	15,5	7,5	4,3	7,2	7,0
Minimo	36,3	36,3	36,3	36,3	2,4	2,4	5,0
Massimo	120,0	139,2	139,2	120,1	110,3	110,3	120,1

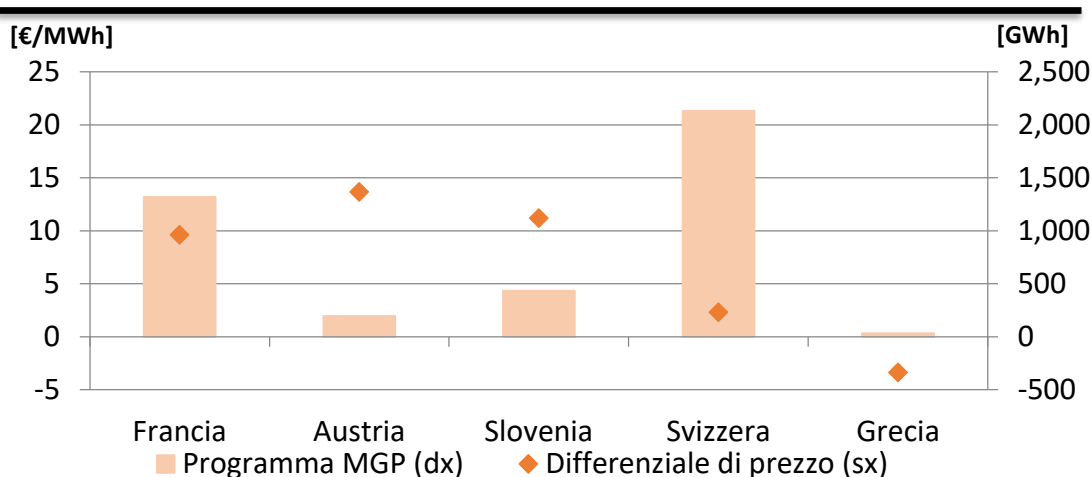
Differenziale picco-fuori picco rispetto al mese precedente è aumentato in tutte le zone, ad eccezione del Centro-Sud e della Sardegna

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di ottobre si registra una riduzione, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere.

Nel mese di ottobre si registra un import complessivo di 4,3TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 31% e il 53% del totale. L'export complessivo è pari a 145GWh, di cui la Svizzera rappresenta il 76%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera nord pari a 4,1 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

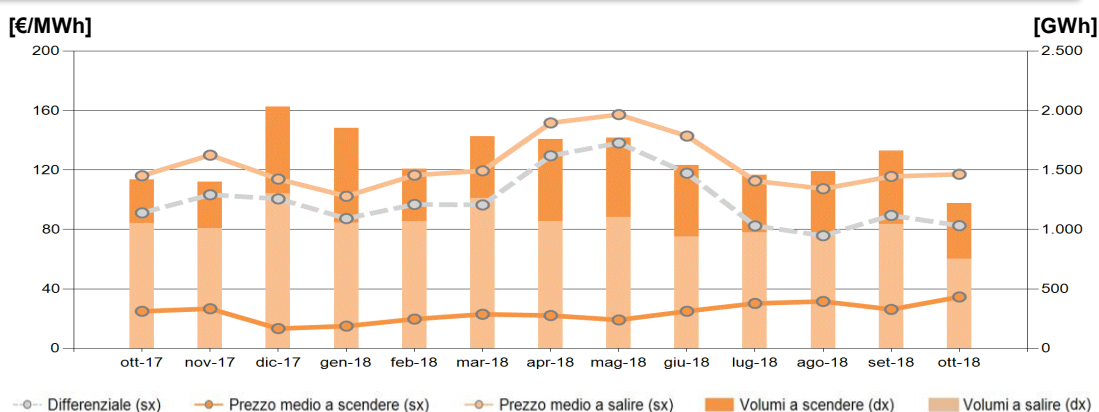
Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A ottobre il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €82,5/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente dell'8% e rispetto ad ottobre 2017 del 9%.

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-27%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 28% e quelle a scendere sono diminuite del 24%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano ridotte del 29% e quelle a scendere risultano aumentate del 27%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



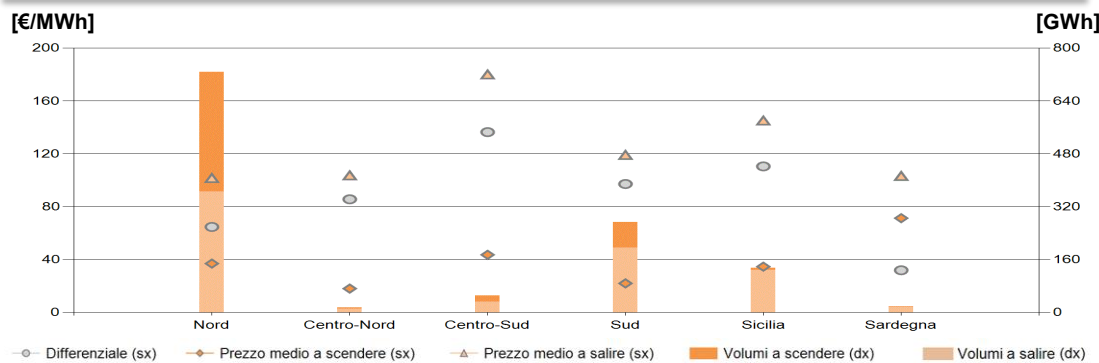
Prezzo medio a salire a ottobre 2018 pari a €117,1/MWh
 Prezzo medio a scendere a ottobre 2018 pari a €34,6/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€136,4/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente dell'11% dovuta ad una riduzione del prezzo medio a salire dell'11% (da €202,2/MWh di settembre a €180/MWh di ottobre).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



Centro-Sud: zona con il differenziale di prezzo più elevato
 Nord: zona con i maggiori volumi movimentati

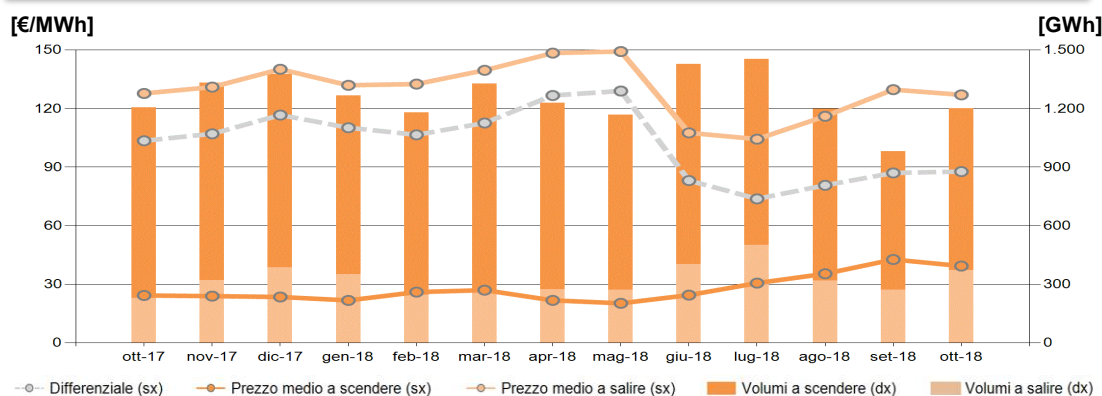
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

Ad ottobre il differenziale tra prezzi a salire e a scendere è pari a €87,7/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (€87,0/MWh) e in riduzione rispetto ad ottobre 2017 (€103,5/MWh; -15%).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+22%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 37% e quelle a scendere sono aumentate del 17%. Rispetto ad ottobre 2017, le movimentazioni a salire sono aumentate del 62% e le movimentazioni a scendere si sono ridotte del 15%.

Prezzi e volumi MB

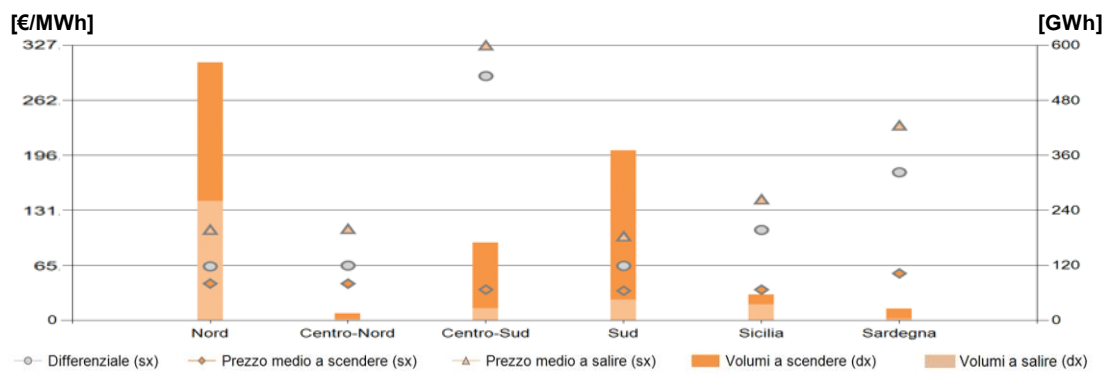


Prezzo medio a salire a ottobre 2018 pari a €127,0/MWh
Prezzo medio a scendere a ottobre 2018 pari a €39,3/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€291,3/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a €254,3/MWh). Ad ottobre la zona caratterizzata dai più elevati volumi a scendere (326GWh) è la zona Sud, seguita dalla zona Nord (302GWh). Il differenziale di prezzo è aumentato in tutte le zone, ad eccezione del Centro-Nord. La zona che registra il maggior aumento in termini percentuali rispetto al mese precedente è la zona Sud (+29%), mentre la zona che ha il maggior aumento in termini assoluti è la zona Centro-Sud (+€36,9/MWh).

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



Centro-Sud: zona caratterizzata dal differenziale di prezzo più elevato
Nord: zona con i maggiori volumi movimentati

Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

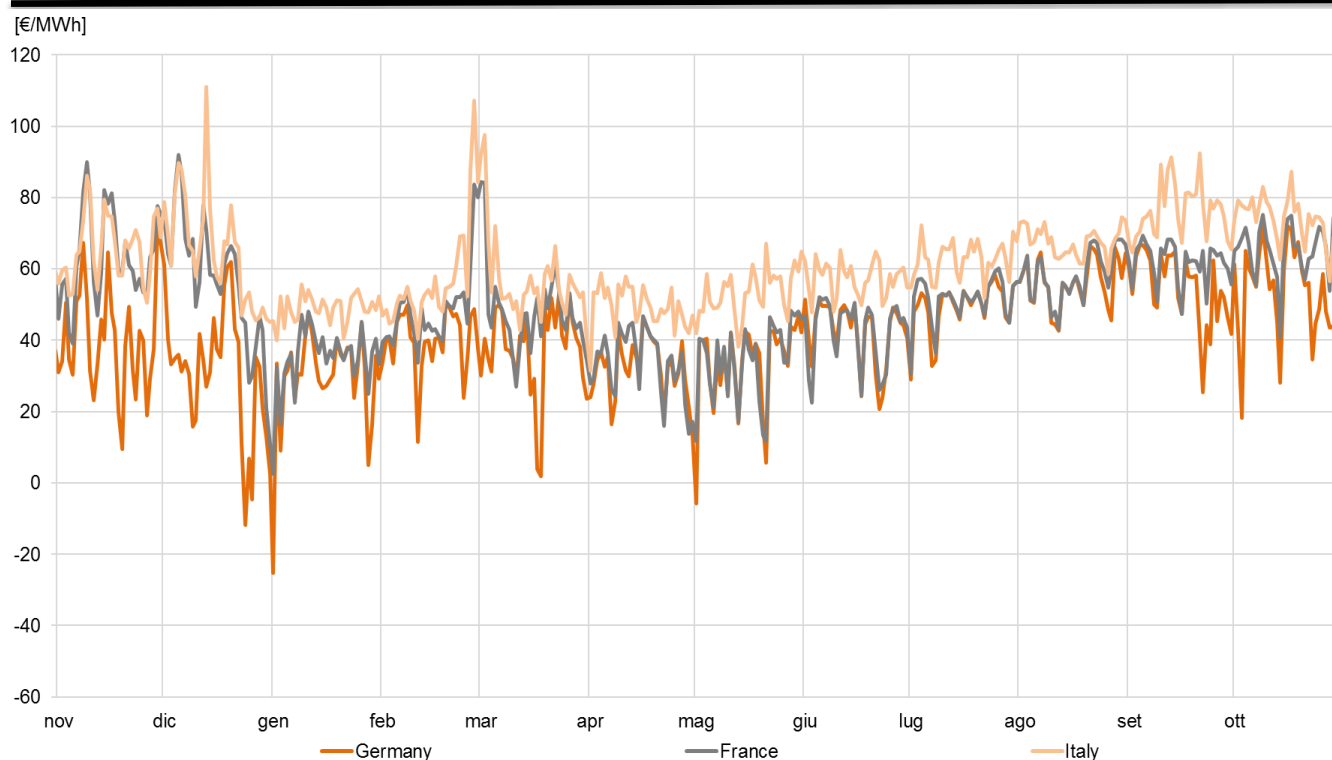
Nel mese di ottobre i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$80,6/bbl, in aumento rispetto ai \$78,9/bbl di settembre (+2,2%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a circa \$100,1/t, circa stabili rispetto ai \$100,2/t di settembre (-0,1%).

I prezzi del gas in Europa sono aumentati ad ottobre attestandosi a €25,6/MWh (-8,24% rispetto al mese precedente); il PSV ha registrato una media di €27,1/MWh in discesa rispetto al mese di settembre (-8,8%).

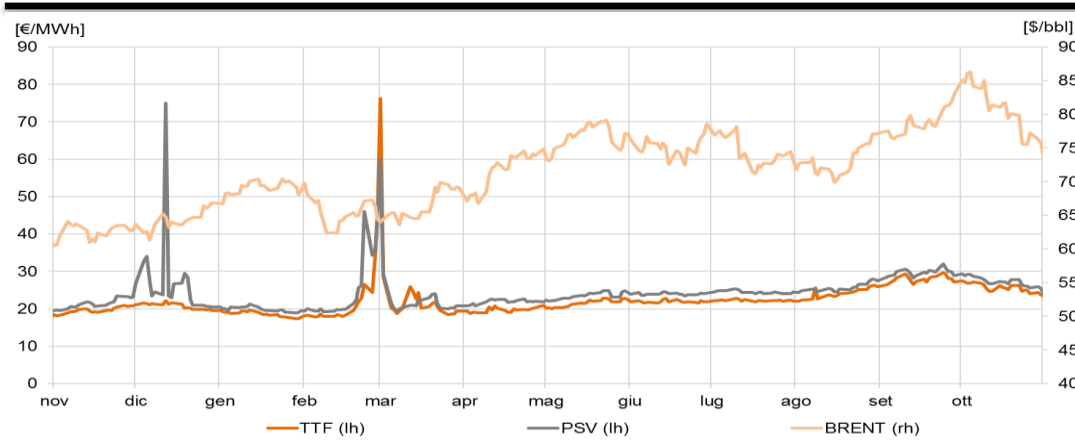
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di ottobre sono in discesa rispetto al mese di settembre con una media mensile di €75,5/MWh (-5,5%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

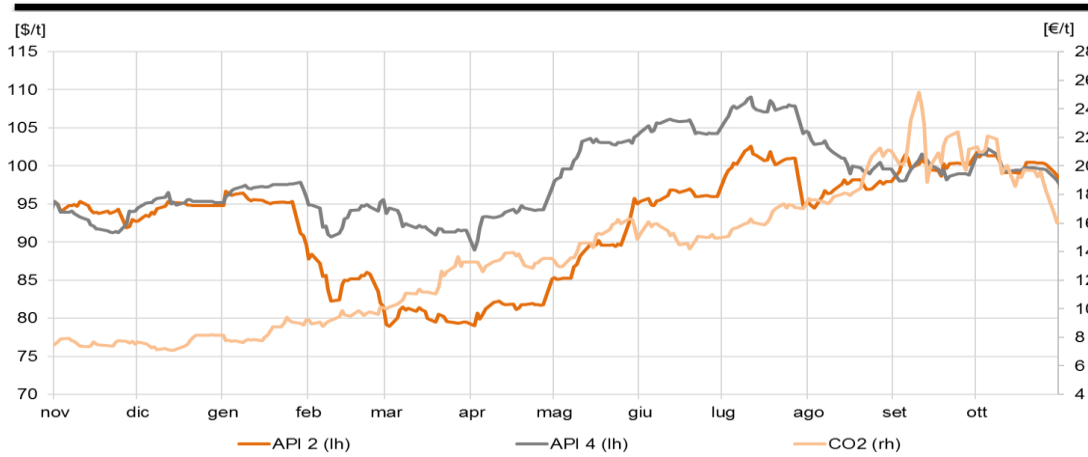
Prezzi spot Gas & Oil



Variatione media mensile PSV-TTF = +€1,6/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

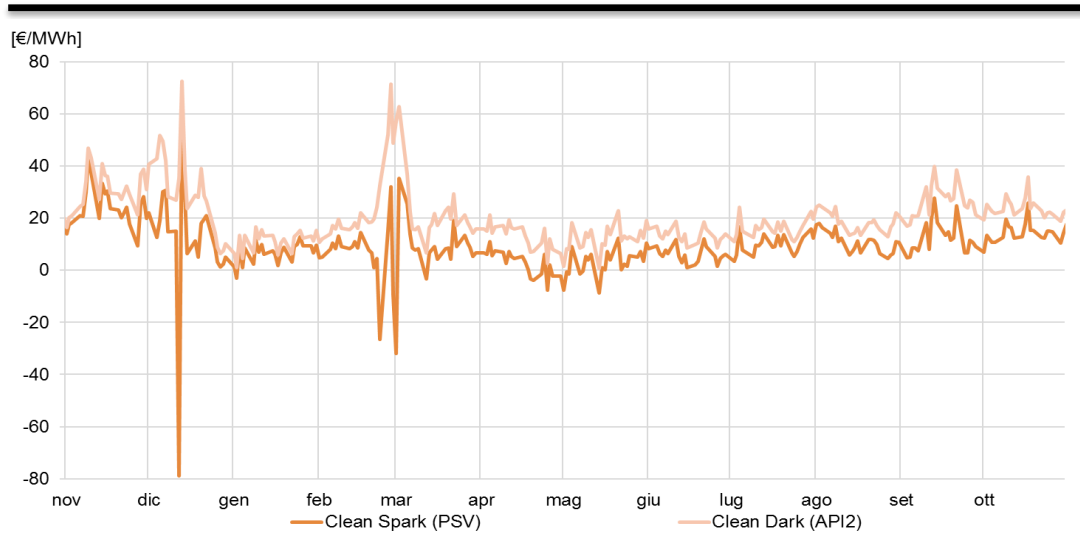
Prezzi spot Coal & Carbon



Variatione media mensile API2-API4 = +\$0,13/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €14,3/MWh (+15,3% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €23,7/MWh (-9,8% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

Nel mese di ottobre i prezzi forward dell'anno 2019 del Brent sono stati intorno ai \$79,4/bbl in aumento rispetto ai \$76,5/bbl di settembre (+3,8%).

I prezzi medi forward 2019 del carbone (API2) sono in aumento, attestandosi a circa \$97,1/t (+0,8%) rispetto al valore di settembre che si era attestato a \$96,3/t.

I prezzi medi forward 2019 del gas in Italia (PSV) sono in diminuzione tra ottobre e il mese precedente attestandosi intorno ai €26,7/MWh (-1,1%).

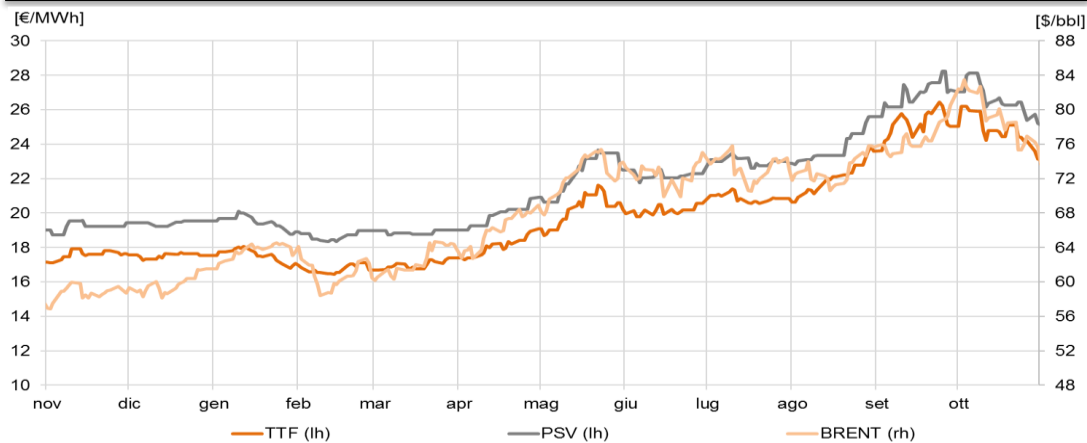
I prezzi medi forward 2019 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €69,6/MWh, stabili rispetto al mese precedente (-0,4%) in cui sono stati €69,9/MWh. Trend in discesa si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €57,5/MWh (-3,4%), così come in Germania in cui si attesta a circa €52,7/MWh (-1,7%).

Prezzi elettricità Forward 2019



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Prezzi Forward 2019 Gas & Oil



Variazione media mensile
PSV-TTF = +€1,8/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

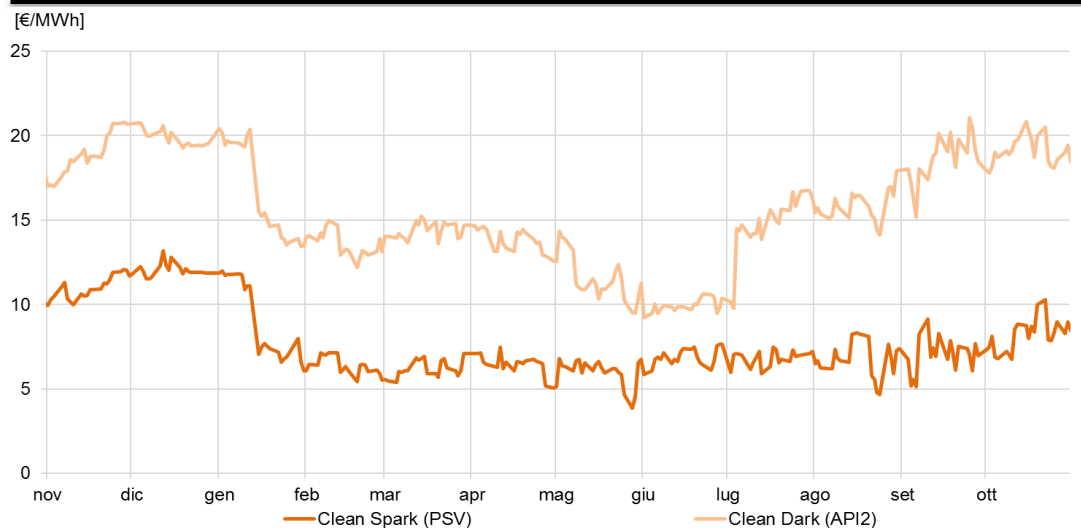
Prezzi Forward 2019 Coal & Carbon



Variazione media mensile
API2-API4 = -\$2,3/t

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2019 Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV
medio mensile =
€8,6/MWh (+11,7% MoM)

Clean dark spread API2
medio mensile =
€19,0/MWh (+8,7% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Nel seguito una selezione dei provvedimenti di ARERA di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione del mese di Ottobre 2018. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Determinazione delle aliquote del contributo per il funzionamento dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, dovute per l'anno 2018 dai soggetti operanti nei settori di competenza

[Delibera 236/2018/A](#)

L'Autorità ha determinato le aliquote del contributo per gli oneri di funzionamento dell'Autorità medesima, dovuto - per l'anno 2018 - dai soggetti regolati operanti nei settori di propria competenza. Per il settore elettrico tale contributo è pari allo 0,33 per mille dei ricavi 2017 risultanti dall'ultimo bilancio approvato. Per i soggetti che - come Terna - esercitano una o più attività infrastrutturali sottoposte a tariffa, è previsto un contributo aggiuntivo dello 0,02 per mille degli stessi ricavi 2017.

Avvio di procedimento per l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, per il periodo 2019-2021

[Delibera 498/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha avviato il procedimento per l'aggiornamento infra-periodo del WACC riconosciuto per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ivi incluso il WACC riconosciuto per il servizio di trasmissione di energia elettrica, per il periodo 2019-2021.

Rendite di congestione alle frontiere: relazione ai sensi dell'articolo 6, comma 6.5 dell'Allegato I al Regolamento (CE) 714/2009

[Delibera 517/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha pubblicato, in attuazione del Regolamento (CE) 714/2009, la relazione annuale sulle rendite da congestione derivanti dall'allocazione della capacità di interconnessione con l'estero e sull'impiego di tali rendite. In particolare, tale relazione dà evidenza della quota parte delle rendite da congestione spettante al sistema italiano, riportando:

- i dati definitivi delle rendite per il periodo gennaio 2017 - giugno 2017;
- i dati provvisori delle rendite per il periodo luglio 2017 - giugno 2018.

L'Autorità ha inoltre confermato che tali proventi sono utilizzati da Terna in conformità a quanto previsto dal Regolamento (CE) 714/09 (riduzione del corrispettivo uplift).

Registro degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC)

[Delibera 530/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha definito un primo elenco delle reti private classificate come Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC), in vista dell'applicazione a tali reti, dal 1° gennaio 2019, della regolazione prevista nel Testo integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC), analogamente a quanto effettuato per le RIU. Con riferimento alle 55 richieste pervenute di classificazione come ASDC, l'Autorità ha:

- incluso 9 reti private nell'elenco degli ASDC in quanto tali reti soddisfano i requisiti previsti dalla normativa per gli ASDC (reti che distribuiscono energia all'interno di siti industriali, commerciali o di servizi condivisi geograficamente limitati e che salvo casi eccezionali non riforniscono clienti civili);
- escluso 6 reti essendo venuti meno i requisiti per la classificazione come ASDC;
- rinviato a successivi approfondimenti la decisione in merito alla classificazione come ASDC delle restanti reti .

Determinazioni in materia di impianti essenziali. Modifiche e integrazioni alla disciplina di riferimento

[Delibera 534/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha modificato la disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema contenuta nella delibera 111/06. In particolare, l'Autorità ha determinato, per l'anno solare 2019, i valori dei premi ai fini dell'applicazione della disciplina di remunerazione alternativa ai regimi tipici ed ha inoltre aggiornato i criteri di calcolo dei corrispettivi per il medesimo anno nell'ambito dei regimi tipici.

Approvazione della proposta di termini e condizioni relativi al bilanciamento, presentata ai sensi del regolamento UE 2017/2195 (Regolamento Balancing) e verifica di conformità di relative proposte di modifica del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete

[Delibera 535/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato le proposte formulate da Terna per l'implementazione del Regolamento UE 2017/2195. In particolare, l'Autorità ha approvato:

- la proposta di termini e condizioni per il bilanciamento contenente una ricognizione dei principali aspetti del rapporto contrattuale tra Terna e gli utenti del dispacciamento;
- le modifiche al Codice di rete in materia di coordinamento tra il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) e la Piattaforma Replacement Reserve per lo scambio su tale piattaforma di energia di bilanciamento da Replacement Reserve;
- le modifiche al Codice di rete riguardanti l'introduzione della possibilità di presentare offerte sul mercato di bilanciamento fino all'ora H-1, per consentirne l'aggiornamento più vicino al tempo reale.

Legenda

API2 – CIF ARA: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) importato nel nord ovest Europa. Viene determinato sulla base di un assessment sui prezzi CIF (Cost, Insurance and Freight) dei contratti di carbone, comprensivi di costi di trasporto, assicurazione e nolo, con sbarco nei porti Amsterdam – Rotterdam - Anversa (ARA).

API4 – FOB Richard Bay: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) esportato dal nolo Richards Bay in Sud Africa. E' determinato sulla base di un assessment sui prezzi FOB (Free On Board) dei contratti «franco a bordo» (escluso il trasporto), con partenza dal porto di Richard Bay.

Aree territoriali: sono costituite da una o più regioni limitrofe e sono aggregate come di seguito:

TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta

MILANO: Lombardia ()*

VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige

FIRENZE: Emilia Romagna () - Toscana*

ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche

NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria

PALERMO: Sicilia

CAGLIARI: Sardegna

(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

I dati relativi alla tabella invasi dei serbatoi sono **aggregati per ZONA** come segue:

NORD - include le Aree Territoriali TORINO, MILANO e VENEZIA

CENTRO e SUD – include le Aree Territoriali FIRENZE, ROMA e NAPOLI

SOLE- include le Aree Territoriali PALERMO e CAGLIARI.

Brent: è il prezzo del petrolio come riferimento mondiale per il mercato del greggio. Il Petrolio Brent è il risultato di una miscela derivata dall'unione di diversi tipi di petrolio estratti dal Mare del Nord.

Clean Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Clean Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Dirty Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone.

Dirty Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas.

Mercato del giorno prima (MGP): è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

Mercato di bilanciamento (MB): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.

Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD): è la sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Mercato per il servizio di dispacciamento - fase di programmazione (MSD ex ante): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte in anticipo rispetto al tempo reale.

MoM - Month on Month: variazione percentuale dello scostamento tra il mese di riferimento rispetto al mese precedente

NET TRANSFER CAPACITY - NTC: è la massima capacità di trasporto della rete di interconnessione con l'estero. NTC D-2 indica la medesima capacità definita nel giorno D-2.

Ore di picco: si intendono, secondo la convenzione del Gestore del Mercato Elettrico (GME), le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00 dei soli giorni lavorativi. Per **ore fuori picco** si intendono le ore non di picco.

Prezzo CO₂: è determinato dall' European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS), sistema per lo scambio di quote di emissione di gas serra in Europa finalizzato alla riduzione delle emissioni.

PUN - Prezzo Unico Nazionale: rappresenta il Prezzo Unico Nazionale calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

Prezzo Zonale MGP: è il prezzo di equilibrio di ciascuna zona calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

PSV - Punto di Scambio Virtuale: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale in Italia.

TTF - Title Transfer Facility: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale nei Paesi Bassi.

YoY – Year on Year: variazione percentuale dello scostamento tra il periodo dell'anno corrente rispetto al allo stesso periodo dell'anno precedente



Disclaimer

1. I bilanci elettrici mensili dell'anno 2018 sono provvisori, mentre quelli del 2017 sono definitivi, pubblicati sul sito www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisioni/dati/statistici.aspx
2. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2018 – elaborati alla fine di ogni mese utilizzando gli archivi di esercizio – sono soggetti ad ulteriore e puntuale verifica o ricalcolo nei mesi seguenti sulla base di informazioni aggiuntive. Questa operazione di affinamento del valore mensile si traduce, per i dati di bilancio, in un grado di precisione superiore rispetto alla somma dei dati elaborati nei singoli Rapporti Mensili pubblicati sul sito www.terna.it.