

Giugno 2018

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Giugno 2018

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Focus del mese

pag. 5

Il Focus di questo mese illustra il report "Summer Outlook" di ENTSO-e, che analizza l'adeguatezza dei sistemi elettrici europei nei mesi estivi del 2018. Per l'Italia in caso di caldo intenso e basso apporto da fonti rinnovabili, a esclusione della zona Sud, i margini di riserva nel nostro Paese risultano sufficienti, grazie all'importazione strutturale di energia elettrica dai Paesi confinanti.

02 Bilanci

pag. 13

Nel mese di giugno 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (27,0 miliardi di kWh) ha fatto registrare una flessione del 3,3% rispetto ai volumi di giugno dell'anno scorso. Tale risultato è stato ottenuto a parità di giorni lavorativi ma con una temperatura media mensile inferiore di 1,2°C rispetto a giugno 2017. Nei primi sei mesi del 2018, la richiesta risulta variata di un +0,8% rispetto allo stesso periodo del 2017; in termini decalendari la variazione si porta a +0,6. Nel mese di giugno 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 87,6% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-5,8% della produzione netta rispetto a giugno 2017) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +18,1% rispetto a giugno 2017).



03 Sistema Elettrico

pag. 19

A giugno 2018 la produzione nazionale netta pari a 23.810GWh è composta per il 51% da fonti energetiche rinnovabili (12.258GWh) ed il restante 49% da fonte termica. Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+54,2%) e della produzione idrica (+29,4%) e una flessione della produzione fotovoltaica (-2,2%) rispetto all'anno precedente.



04 Mercato Elettrico

pag. 23

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a giugno è pari a circa €1,4Mld, in crescita del 10% rispetto al mese precedente e del 14% rispetto a giugno 2017. A giugno il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €117,8/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 15% e in aumento rispetto a giugno 2017 del 40%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-13%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 15% e quelle a scendere sono diminuite del 10%. Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 12% e quelle a scendere risultano aumentate del 46%.



05 Regolazione

pag. 31

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

Giugno 2018

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

ENTSO-E «Seasonal Outlook» Report

EXECUTIVE SUMMARY

Il 1° giugno l'associazione europea dei Gestori di Rete di Trasmissione (Entso-E) ha pubblicato il report sulle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico europeo attese per l'estate 2018 «Summer Outlook Report» (nel seguito: SOR).

Il SOR sintetizza le evidenze emerse dalle analisi di adeguatezza condotte a livello pan-europeo, con lo scopo di individuare potenziali rischi di mancata copertura della domanda di energia elettrica o eccesso di produzione da Fer (la cosiddetta “downward regulation”) durante il prossimo periodo estivo.

Le valutazioni deterministiche condotte mostrano un basso livello di rischio atteso per la sicurezza dell'approvvigionamento a livello europeo, e che la capacità di risposta del sistema elettrico italiano è migliorata rispetto alla scorsa estate, sebbene le importazioni resteranno determinanti per la copertura della domanda in caso di temperature superiori alla media.

In particolare, le simulazioni hanno evidenziato come in caso di caldo intenso e basso apporto da fonti rinnovabili, a esclusione della zona Sud, i margini di riserva nel nostro Paese risultino sufficienti, evidenziando tuttavia allo stesso tempo che questo avverrebbe solo grazie all'importazione strutturale di energia elettrica dai Paesi confinanti per svariate settimane da giugno fino alla fine di settembre (il momento più teso è previsto nel mese di luglio), con la sola eccezione del periodo intorno a Ferragosto.

Tale studio dimostra quindi come le interconnessioni elettriche assumano un ruolo sempre più rilevante non solo per garantire una migliore integrazione tra i mercati in situazioni normali, ma anche per assicurare il mutuo supporto tra Paesi in situazioni di crisi elettrica; nei periodi e negli scenari in cui le condizioni di scarsità sono limitate solo ad alcuni Paesi, questi riescono infatti a coprire la propria domanda di energia grazie all'importazione dalle aree limitrofe in surplus di generazione.

Il presente articolo descrive cosa è il SOR, le sue risultanze e i futuri passi da compiere al fine di garantire analisi di adeguatezza sempre più affidabili.



CHE COSA SONO I SEASONAL OUTLOOK?

I “Seasonal Outlook” (SO nel seguito) sono report pubblicati da Entso-E due volte l'anno, all'approssimarsi della stagione analizzata (il 1° dicembre per l'inverno e il 1° giugno per l'estate), in ottemperanza all'articolo 8 del Regolamento (UE) 714/2009 e all'articolo 106 del Regolamento (UE) 2017/1485 (anche noto come «System Operation Guideline»).

Le analisi di adeguatezza «stagionali» completano la fase di valutazione di lungo termine del Mid Term Adequacy Forecast che fornisce un quadro completo e imparziale sui necessari investimenti in nuovi elementi di rete, generazione/ domanda, stoccaggio, evoluzione dei mercati, etc.

Nei SO vengono analizzate le condizioni di adeguatezza attese per la stagione immediatamente successiva, indagando i principali fattori di rischio quali, ad esempio, le incertezze sulle condizioni meteo (ovvero la temperatura), la producibilità solare ed eolica, la disponibilità delle risorse idriche, e l'indisponibilità di impianti/ elementi di rete (parco di generazione termoelettrico, interconnessioni, HVDC, etc.).

Il report fornisce agli Stakeholder (Commissione Europea, ACER, Autorità nazionali e policy maker, market player, produttori, etc.) una visione d'insieme sulle condizioni di adeguatezza attese a livello europeo, analizzando in particolare la capacità del sistema interconnesso di far fronte a eventuali condizioni di scarsità locali tramite il mutuo supporto tra i Paesi.

Nel documento è anche riportato un consuntivo sulle condizioni di adeguatezza registrate nella stagione precedente (in questo caso la ‘Winter Review 2017-18’). La revisione, basata su informazioni qualitative fornite dai TSO, espone gli eventi più importanti verificatisi durante il semestre trascorso. Ciò consente di verificare la qualità delle previsioni del report precedente sulla base degli eventi effettivamente occorsi, e di individuare eventuali azioni di miglioramento.

OBIETTIVO DEL SEASONAL OUTLOOK

L'obiettivo del documento è duplice:

- raccogliere informazioni da ciascun TSO e condividerle all'interno della comunità, con lo scopo di consentire ai Gestori di rete confinanti di definire e preparare le contromisure necessarie a mitigare le eventuali criticità individuate.
- informare gli Stakeholder sui potenziali rischi per l'adeguatezza del sistema, con lo scopo di sensibilizzare e incentivare le parti interessate ad adottare comportamenti virtuosi volti al contenimento del rischio, quali ad esempio la revisione dei programmi di manutenzione degli impianti di generazione, la riduzione del prelievo dei consumatori nelle ore più critiche, la massima disponibilità di capacità sui mercati dell'energia e dei servizi..

Le analisi di adeguatezza svolte in ambito Entso-E, con il contributo di tutti i 43 TSO coinvolti, si possono classificare in base all'orizzonte temporale di riferimento. La seguente tabella riporta, per ciascun orizzonte, i rapporti prodotti da Entso-E, i principali parametri di incertezza e relativi obiettivi.

Tab 1: Studi previsionali in ambito ENTSO-E

ENTSO-E Report	Orizzonte temporale	Incetezza	Target
Ten Year Network Development Plan	Lungo termine (fino a 15÷20 anni)	Mix energetico & tecnologico, penetrazione elettrica, cambiamenti climatici	Verificare l'adeguatezza di possibili diversi scenari futuri – Individuazione delle infrastrutture necessarie (a prescindere dallo scenario che poi si realizzerà esattamente)
Midterm Adequacy Forecast	Medio termine (3-5 massimo 10 anni)	Quadro regolatorio & evoluzione parco di generazione	Supportare i diversi stakeholders nell'adozione delle decisioni – siano esse di carattere politico o industriale – necessarie al perseguimento del livello di rischio desiderato e nel modo più economico
Seasonal Outlooks	Semestrale	Condizioni climatiche e guasti	Ottimizzare, per quanto possibile, le manutenzioni programmate e informare gli stakeholder circa possibili periodi a maggior rischio di adeguatezza
Short Medium Term Adequacy	Settimanale	Errori previsione meteo e guasti accidentali	Preparare l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, coordinare e pianificare possibili contromisure al verificarsi di situazioni di scarsità

Fonte: ENTSO-E

In particolare, accorciando l'orizzonte temporale dell'analisi è possibile:

- migliorare l'accuratezza previsionale rispetto alle analisi di medio termine (a +3/5 anni, es. MAF), grazie alla maggiore disponibilità e precisione delle informazioni su indisponibilità, previsioni meteo, producibilità del rinnovabile, etc. per il periodo in esame;
- avere a disposizione un più ampio spettro di contromisure da attivare rispetto alle analisi stagionali per gestire eventuali criticità a ridosso del tempo reale.

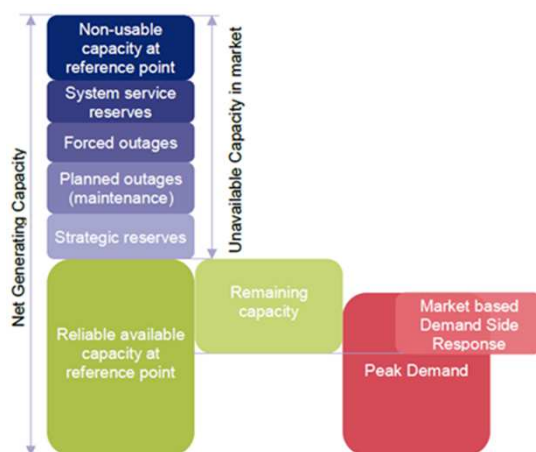
METODOLOGIA

Con il termine “adeguatezza” si intende la capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica atteso, rispettando i requisiti di sicurezza e qualità del servizio. Il sistema elettrico è ritenuto adeguato se dotato di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto in grado di seguire il profilo della domanda attesa, con i necessari margini di riserva, in ogni istante.

Nel SOR, le previsioni vengono eseguite utilizzando una metodologia comune che si basa su dati raccolti dai vari TSO, oltretutto sulla banca dati climatica di condivisa a livello europeo (Pan-European Climate Database, PECDB). Le analisi vengono eseguite prima a livello di singolo Paese, valutando la capacità delle risorse interne di soddisfare i requisiti di adeguatezza («margini a salire») senza il contributo delle interconnessioni, e poi a livello europeo, tenendo conto della possibilità di mitigare/ risolvere eventuali criticità locali tramite l'utilizzo delle interconnessioni.

Tali analisi vengono condotte tramite un approccio deterministico in cui, per ciascun istante analizzato(1), sono valutati due distinti scenari: «Normal condition» con condizioni meteo e disponibilità del parco di generazione in linea con le medie stagionali; «Severe condition» con condizioni meteo avverse (caldo intenso) e ridotta disponibilità del parco di generazione (bassa produzione da FER non programmabili e alta indisponibilità degli impianti convenzionali).

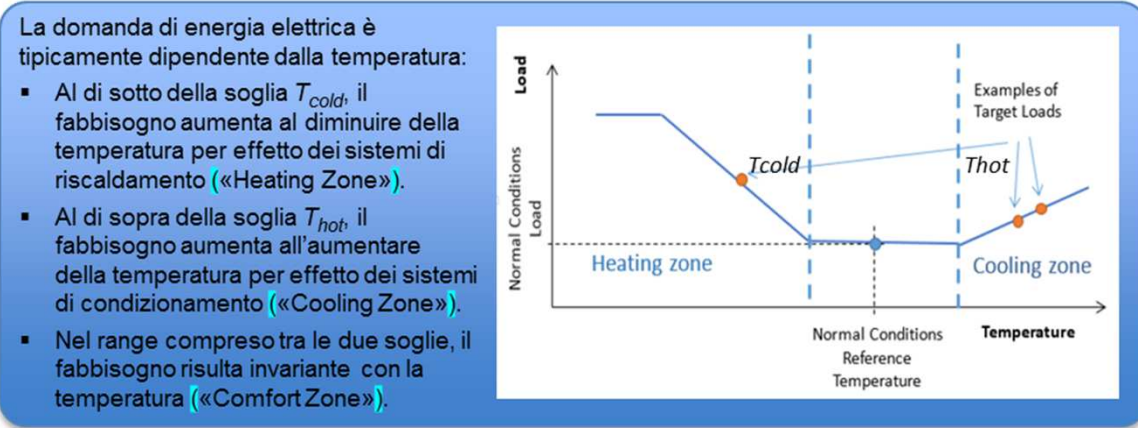
Fig 1: Net generation capacity and Remaining capacity



Fonte: ENTSO-E Summer Outlook 2018

Laddove le analisi deterministiche evidenziano un rischio di mancata copertura o comunque nella aree maggiormente stressate, la probabilità di accadimento di tale criticità viene quantificata mediante simulazioni probabilistiche che vanno a riprodurre le condizioni meteo registrate negli ultimi 34 anni a livello europeo in termini di temperature (e, quindi, fabbisogno – vedi fig.2) e producibilità rinnovabile attesa.

Fig 2: Dipendenza della domanda elettrica dalla temperatura ambientale



Fonte: ENTSO-E Summer Outlook 2018

(1) Per ciascuna settimana del periodo analizzato (28 maggio – 30 settembre 2018) è valutata la capacità del parco di generazione di soddisfare la domanda di energia elettrica, con gli opportuni margini di riserva, all'ora 19 del mercoledì.

Nei Seasonal Outlook vengono inoltre effettuate delle valutazioni per individuare eventuali problemi di «margini a scendere».

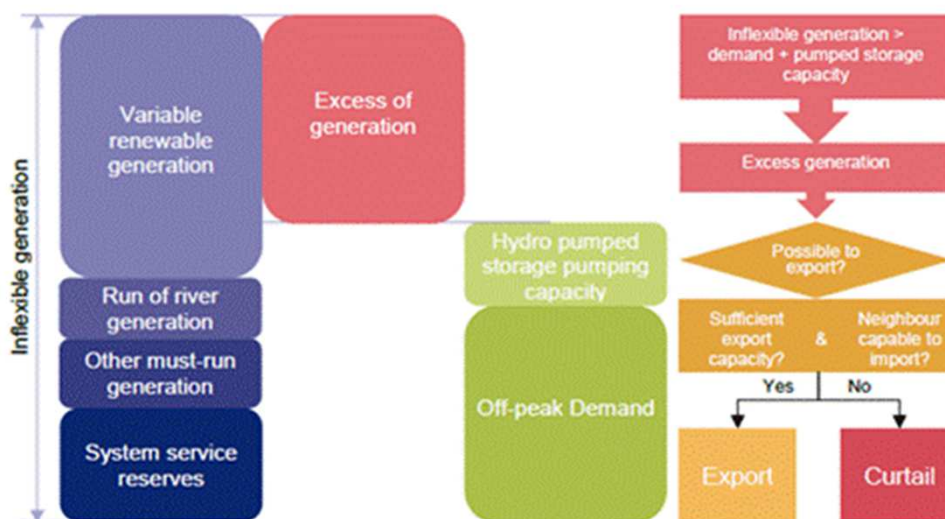
In particolare, queste valutazioni hanno lo scopo di individuare potenziali condizioni di «over generation» in cui, cioè, la quantità di generazione «incomprimibile» supera il fabbisogno di energia nell'area in esame.

Con il termine «incomprimibile» si fa riferimento alla somma delle immissioni da:

- Impianti non controllabili direttamente dal TSO;
- Fonti rinnovabili non programmabili (principalmente da fonte eolica e solare);
- Impianti la cui attivazione è indispensabile ad esercitare il sistema elettrico entro i prefissati limiti di sicurezza (impianti essenziali).

Qualora vi siano aree di mercato in cui la generazione «incomprimibile» superi il fabbisogno interno, viene verificata la possibilità di esportare tale eccesso di generazione verso le aree limitrofe. Qualora questo non sia possibile (per insufficiente capacità di trasporto o perché le aree limitrofe si trovano in condizioni analoghe), sarà quindi necessario ricorrere al taglio della produzione rinnovabile (vedi figura 3).

Fig 3: Metodologia utilizzata per l'analisi della regolazione 'downward'



Fonte: ENTSO-E Summer Outlook 2018

I periodi temporali analizzati sono:

- l'ora 5 della domenica dove si registra il minimo valore di fabbisogno settimanale che, sommato a un'elevata produzione eolica, potrebbe causare problemi di «margini a scendere»;
- l'ora 11 della domenica dove il ridotto fabbisogno (seppur superiore a quelli notturno), sommato a un'elevata produzione eolica e all'immissione fotovoltaica tipica delle ore centrali della giornata potrebbe causare problemi di «margini a scendere».

EVOLUZIONE DEL PARCO DI GENERAZIONE

Sulla base dei dati raccolti nei 43 Paesi che hanno contribuito al report, risulta una capacità totale di generazione complessivamente in linea con quella disponibile la scorsa estate.

Si evidenzia tuttavia un sostanziale cambiamento nel mix energetico, con una contrazione del parco convenzionale (-22GW) a favore di una maggiore capacità installata da impianti non programmabili (+24GW) rispetto ai dati del SOR2017 (Figura 4). Occorre però sottolineare come, a parità di capacità installata, nonostante gli 8,5 GW di impianti a gas in più negli ultimi due anni, il contributo all'adeguatezza degli impianti non programmabili (caratterizzati da una disponibilità altamente aleatoria) risulta essere significativamente inferiore a quello fornito da impianti convenzionali. In particolare, per quanto riguarda il nostro Paese, tra il 2012 e il 2017 sono stati chiusi 16 GW e la capacità totale disponibile è scesa da 77 a 61 GW, senza considerare ulteriori 3,1 GW convenzionali indisponibili a causa di impedimenti legali o fermati temporaneamente. Tuttavia, per la prima volta dal 2011, non si registra una riduzione della capacità rispetto all'anno precedente, grazie al riavvio di 1,2 GW termoelettrici.

Fig 4: Evoluzione del parco di produzione – SOR18 vs SOR17

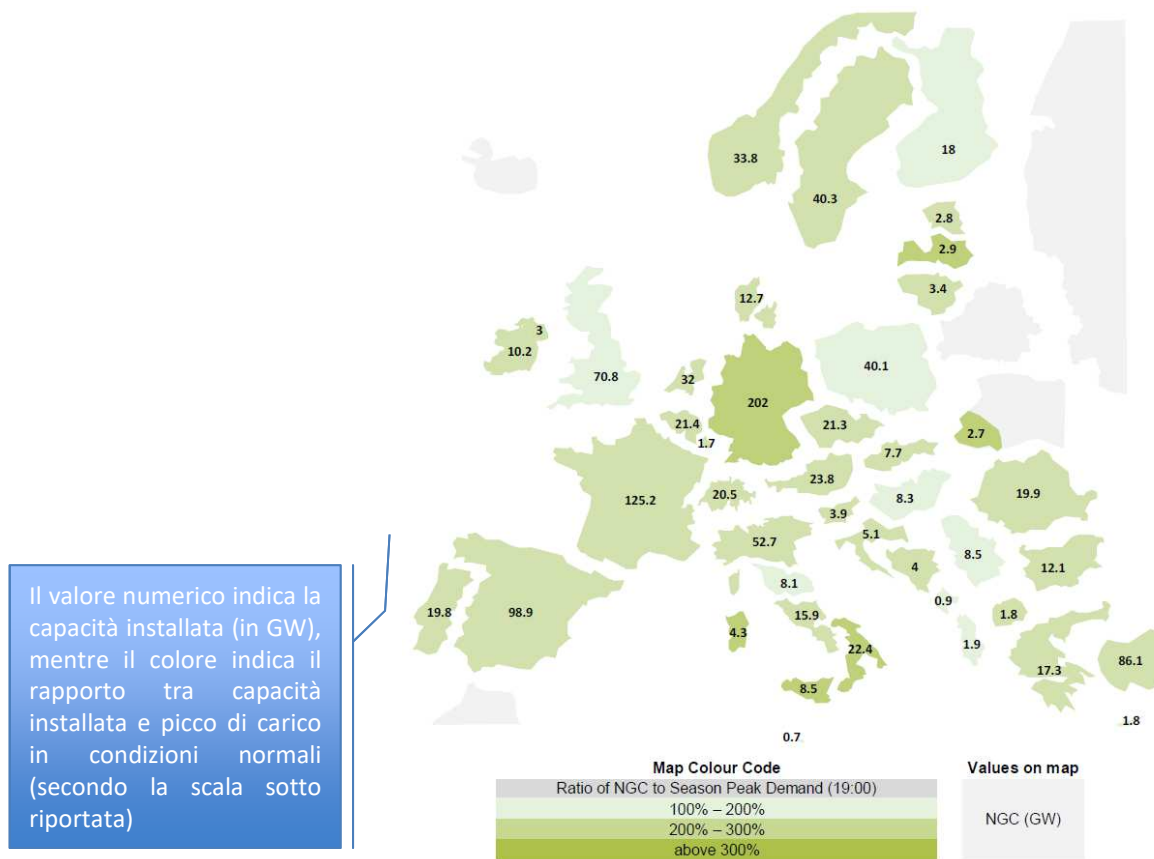


Fonte: ENTSO-E Summer Outlook 2018

L'edizione 2018 dell'Oulook dedica un grande spazio al nostro Paese, dati "alcuni importanti segnali di allarme in termini di adeguatezza a livello nazionale registrati nel passato: estate 2015 e inverno 2016-2017". Lo scenario di Entso-E propone infatti una nuova suddivisione più accurata del sistema elettrico italiano in 6 bidding zone: Nord (IT01), Centro-Nord (IT02), Centro-Sud (IT03), Sud (IT04), Sicilia (IT05) e Sardegna (IT06).

Un'analisi del livello di capacità installata rapportata al picco di fabbisogno atteso (vedi figura 5) per l'estate (in condizioni normali) evidenzia come in Europa, quanto in Italia, vi siano zone con un potenziale eccesso di capacità (es. zona Sud in Italia) e zone strutturalmente deficitarie (es. zona Centro Nord in Italia).

Fig 5: Capacità installata (GW) per Paese



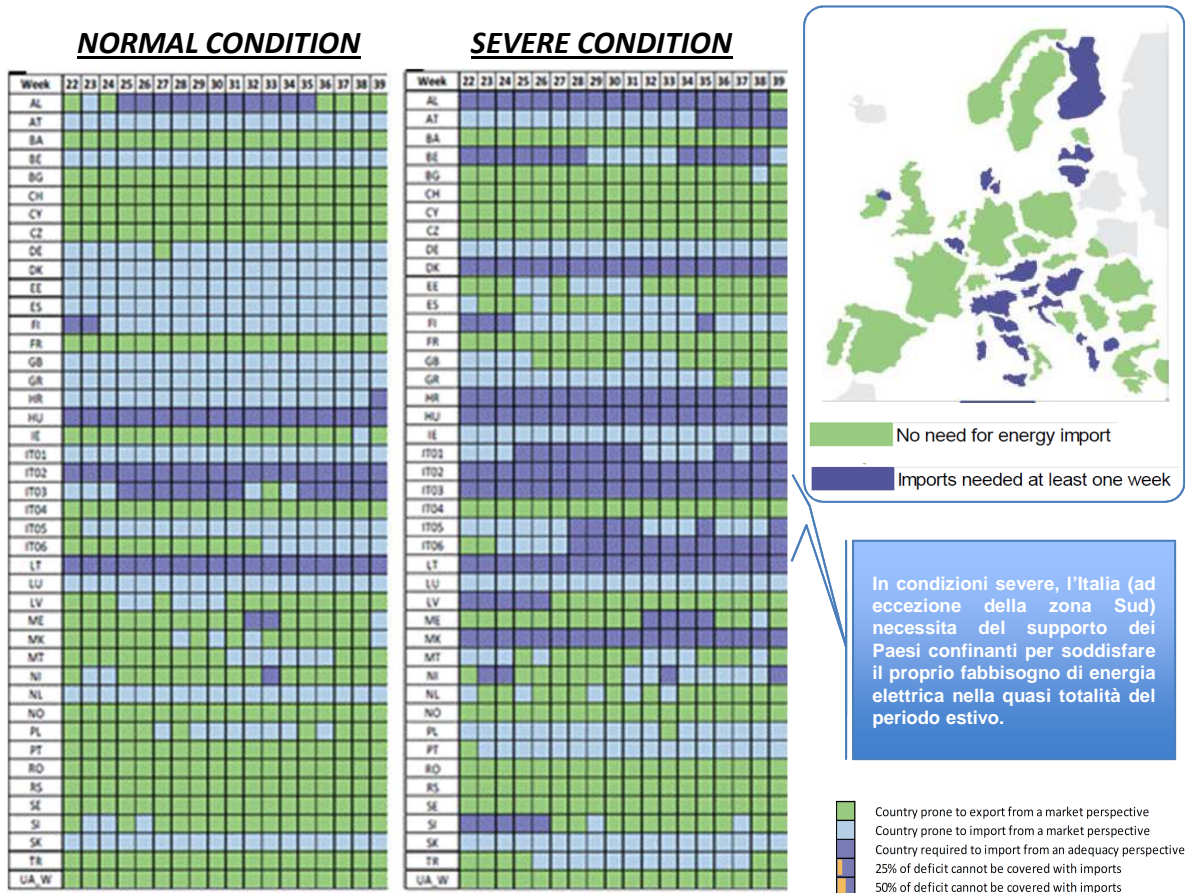
Fonte: ENTSO-E Summer Outlook 2018

(2) Un piccola parte dell'incremento (3GW) è riconducibile anche a risorse idroelettriche o altre fonti rinnovabili-

RISULTATI

Le analisi deterministiche circa i margini di adeguatezza hanno evidenziato come (vedi Figura 6) sia in condizioni normali che in condizioni severe, il sistema europeo sia in grado di soddisfare la domanda di energia elettrica in ciascuna zona grazie anche al mutuo soccorso tra le aree. Facendo un focus sul nostro Paese, le simulazioni mostrano come, in caso di caldo intenso e basso apporto da fonti rinnovabili, i margini possano risultare sufficienti solo grazie all'import dai Paesi confinanti. Per tale motivo, Entso-E e Terna hanno ritenuto opportuno condurre ulteriori approfondimenti con metodologia probabilistica (Monte Carlo).

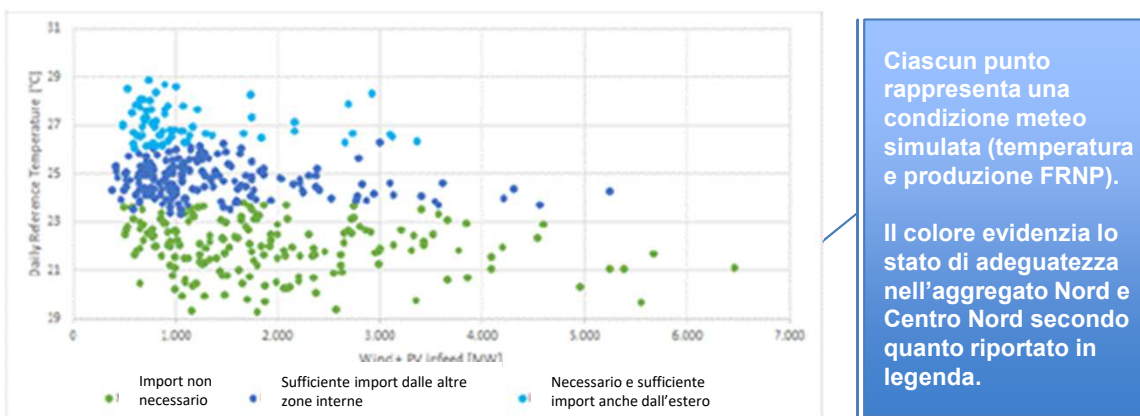
Fig 6: Risultati analisi sui margini di adeguatezza in condizioni normali e severe



Fonte: ENTSO-E Summer Outlook 2018

Le simulazioni probabilistiche condotte sulla settimana 30 (settimana potenzialmente più critica, ovvero quella dal 23 al 29 luglio) hanno individuato, per l'aggregato Nord e Centro Nord, una soglia critica di temperatura media giornaliera pari a 26°C: oltre questa temperatura, l'import dall'estero diviene indispensabile a garantire margini di adeguatezza positivi (Figura 7).

Fig 7: Esiti simulazioni probabilistiche - aggregato Nord e Centro Nord

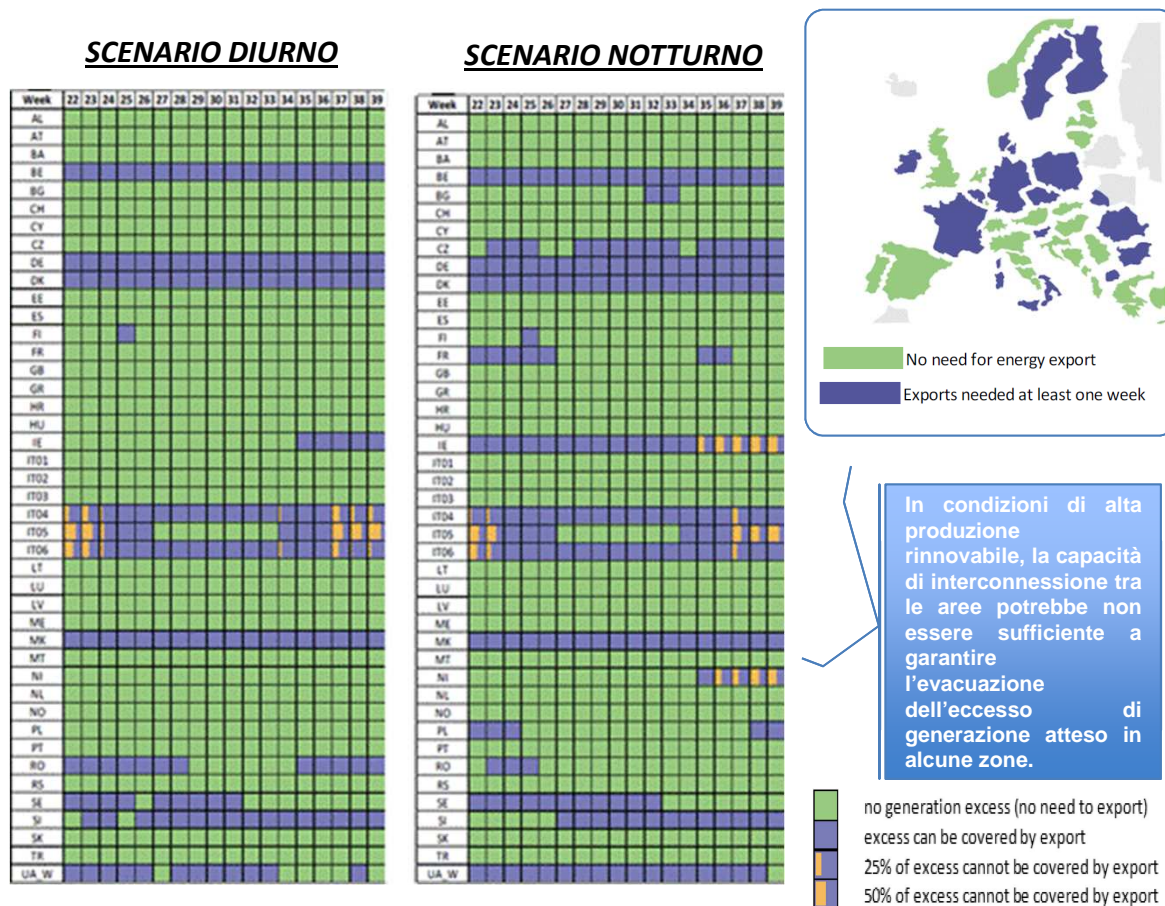


Fonte: ENTSO-E Summer Outlook 2018

Le analisi deterministiche circa i margini «a scendere» hanno evidenziato (Figura 8) come:

- Nelle prime settimane di giugno, in quella centrale di agosto e nelle ultime settimane di settembre, sia nello scenario notturno che nello scenario diurno, potrebbe essere necessario ridurre la produzione eolica nella zona Sud e nelle isole (Sicilia e Sardegna) per garantire la sicurezza del sistema elettrico.
- limitatamente ad alcuni scenari, tali criticità potrebbero emergere anche in Irlanda alla fine della stagione.

Fig 8: Risultati analisi sui margini a scendere nello scenario diurno e notturno



Fonte: ENTSO-E Summer 2018

Venendo infine alle riserve idroelettriche, Entso-E nota per l'Italia un inizio d'anno ai minimi storici, ma in marzo è aprile si è assistito a una continua crescita a seguito dello scioglimento delle nevi. Proprio calcolando il potenziale ancora contenuto nella neve ("Snow Water Equivalent index"), si prevede che la disponibilità idroelettrica sul lato italiano delle Alpi sia "ai valori massimi storici".

Il Summer Outlook 2018 di Entso-E è disponibile in allegato sul sito Entso-E [Summer Outlook 2018](#).

MIGLIORAMENTI FUTURI

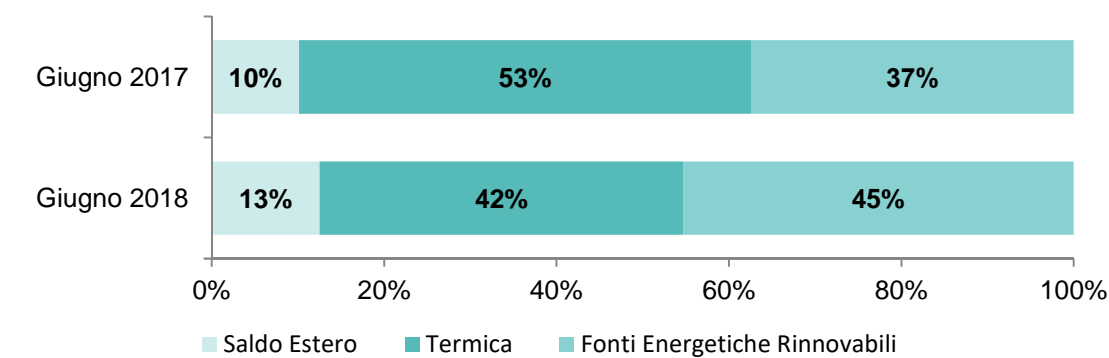
Nell'ambito del processo di continuo miglioramento avviato da ENTSO-E negli scorsi anni, i seguenti sviluppi sono attesi per i prossimi seasonal outlook:

- Evoluzione verso un'analisi probabilistica con granularità oraria, in linea con l'approccio MAF, con l'obiettivo di introdurre un nuovo strumento di simulazione di mercato per il WOR 2019/2020
- Adeguamento metodologico e di processo richiesto dal Regolamento sulla «Risk Preparedness» del Clean Energy Package, con particolare attenzione alla prevenzione, preparazione e gestione di situazioni di simultanee crisi elettriche.

Sintesi mensile

Nel mese di giugno 2018, la richiesta di energia elettrica è stata di 27.013GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-3,3%). In particolare si registra un aumento della produzione da fonti energetiche rinnovabili (+17,4%), saldo estero (+18,1%) e una flessione della produzione termoelettrica (-20,1%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



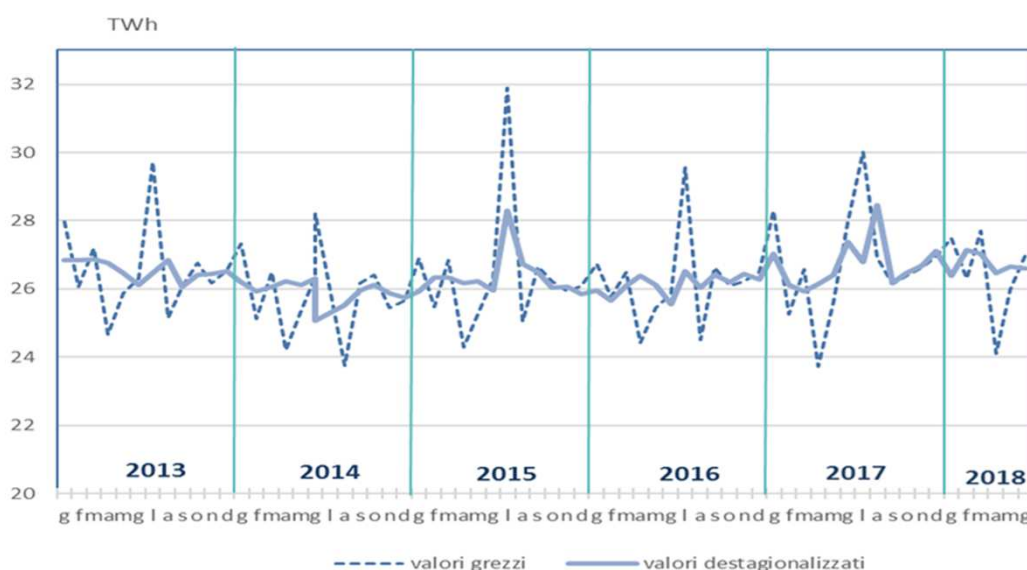
Nel mese di giugno l'energia richiesta sulla rete è in riduzione del -3,3% rispetto allo stesso mese del 2017.

Fonte: Terna

Analisi congiunturale

Nel mese di giugno 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (27,0 miliardi di kWh) ha fatto registrare una flessione del 3,3% rispetto ai volumi di giugno dell'anno scorso. Tale risultato è stato ottenuto a parità di giorni lavorativi ma con una temperatura media mensile inferiore di 1,2°C rispetto a giugno 2017. Nei primi sei mesi del 2018, la richiesta risulta variata di un +0,8% rispetto allo stesso periodo del 2017; in termini decalendarizzati la variazione si porta a +0,6%. A livello territoriale, la variazione tendenziale di giugno 2018 è risultata ovunque negativa: al Nord pari a -2,5%, al Centro pari a -4,3% e al Sud pari a -4,5%. Per quanto riguarda la variazione congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a giugno 2018 risulta pressoché stazionario rispetto a maggio: -0,2%. Il trend continua nel suo andamento stazionario. Nel mese di giugno 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 87,6% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (-5,8% della produzione netta rispetto a giugno 2017) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +18,1% rispetto a giugno 2017).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



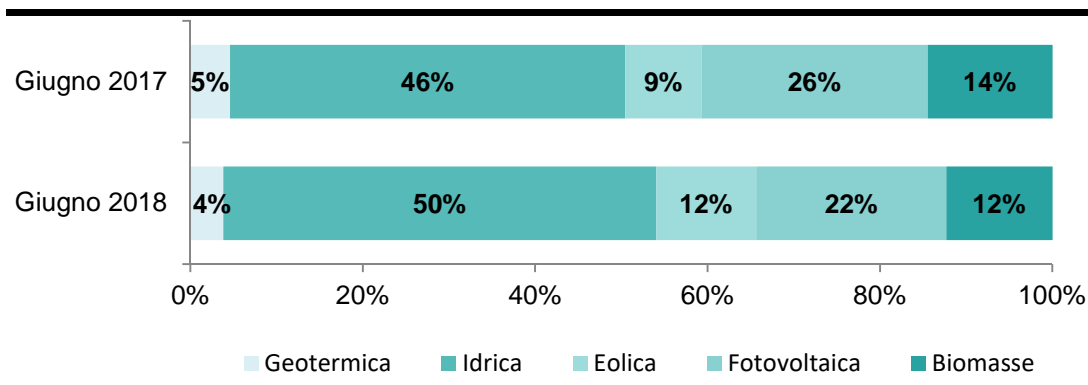
Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a giugno 2018 risulta pressoché stazionario rispetto a maggio: -0,2%.

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+54,2%) e della produzione idrica (+29,4%) e una flessione della produzione fotovoltaica (-2,2%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A giugno del 2018 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento mom (+3,0%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nei primi sei mesi del 2018 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (158.622GWh) risulta in aumento (+0,8%) rispetto al 2017.

A giugno 2018 la produzione nazionale netta pari a 23.810GWh è composta per il 51% da fonti energetiche rinnovabili (12.258GWh) ed il restante 49% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Giugno 2018	Giugno 2017	%18/17	Gen-Giu 18	Gen-Giu17	%18/17
Idrica	6.104	4.718	29,4%	26.045	19.074	36,5%
Termica	13.047	16.333	-20,1%	86.181	96.879	-11,0%
di cui Biomasse	1.495	1.489	0,4%	8.821	8.876	-0,6%
Geotermica	466	473	-1,5%	2.861	2.899	-1,3%
Eolica	1.411	915	54,2%	9.615	8.803	9,2%
Fotovoltaica	2.782	2.845	-2,2%	11.413	12.749	-10,5%
Totale produzione netta	23.810	25.284	-5,8%	136.115	140.404	-3,1%
Importazione	3.607	3.290	9,6%	25.523	21.400	19,3%
Esportazione	265	461	-42,5%	1.676	3.086	-45,7%
Saldo estero	3.342	2.829	18,1%	23.847	18.314	30,2%
Pompaggi	139	172	-19,2%	1.340	1.290	3,9%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	27.013	27.941	-3,3%	158.622	157.428	0,8%

Nel 2018, si registra una variazione dell'export (-45,7%) rispetto all'anno precedente. A giugno 2018 si registra un riduzione della produzione da fonte termica (-20,1%), della produzione fotovoltaica (-2,2%) e un aumento della produzione idroelettrica (+29,4%) e della produzione eolica (+54,2%) rispetto all'anno precedente.

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

Fonte: Terna

Bilanci Energetici Mensili

Nei primi sei mesi del 2018 la produzione totale netta (136.115GWh) ha soddisfatto per 86% della richiesta di energia elettrica nazionale (158.622GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2018

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.747	2.606	3.231	4.746	6.611	6.104							26.045
Termica	16.907	16.287	15.623	11.872	12.445	13.047							86.181
Geotermica	495	446	492	476	486	466							2.861
Eolica	1.972	1.708	2.409	1.214	901	1.411							9.615
Fotovoltaica	1.026	1.052	1.693	2.428	2.432	2.782							11.413
Produzione Totale Netta	23.147	22.099	23.448	20.736	22.875	23.810							136.115
Import	4.899	4.610	4.732	4.004	3.671	3.607							25.523
Export	326	199	179	337	370	265							1.676
Saldo Estero	4.573	4.411	4.553	3.667	3.301	3.342							23.847
Pompaggi	223	192	286	299	201	139							1.340
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.497	26.318	27.715	24.104	25.975	27.013							158.622

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

Fonte: Terna

A giugno la produzione totale netta risulta in riduzione (-5,8%) rispetto al 2017.

Nel 2018 la massima richiesta di energia elettrica è stata nelle mese di Marzo con 27.715GWh.

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	2.804	2.249	2.648	2.759	3.896	4.718	4.434	3.860	3.485	2.226	2.101	2.350	37.530
Termica	21.089	16.850	14.618	13.803	14.186	16.333	17.292	16.079	15.243	17.081	19.032	17.894	199.500
Geotermica	504	454	501	479	488	473	492	478	462	480	476	498	5.785
Eolica	1.797	1.536	1.935	1.369	1.251	915	1.255	1.079	1.353	1.265	1.509	2.228	17.492
Fotovoltaica	1.081	1.193	2.322	2.492	2.816	2.845	3.023	2.920	2.195	1.918	1.074	932	24.811
Produzione Totale Netta	27.275	22.282	22.024	20.902	22.637	25.284	26.496	24.416	22.738	22.970	24.192	23.902	285.118
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	265	211	190	248	204	172	130	144	140	172	250	315	2.441
Richiesta di Energia elettrica (1)	28.280	25.256	26.585	23.730	25.636	27.941	30.019	26.912	26.138	26.377	26.625	26.939	320.438

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

Fonte: Terna

Nel 2017, il mese con la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 30.019GWh.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di giugno 2018 si evidenzia un fabbisogno in riduzione 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
Giugno 2018	2.818	5.910	4.208	4.323	3.762	3.721	1.554	717
Giugno 2017	2.936	6.074	4.221	4.468	3.922	3.985	1.588	747
% Giugno 18/17	-4,0%	-2,7%	-0,3%	-3,2%	-4,1%	-6,6%	-2,1%	-4,0%
Progressivo 2018	16.427	34.973	24.457	25.024	21.826	22.374	9.129	4.412
Progressivo 2017	16.355	34.610	23.930	24.507	21.931	22.625	9.153	4.317
% Progressivo 18/17	0,4%	1,0%	2,2%	2,1%	-0,5%	-1,1%	-0,3%	2,2%

Nel 2018 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +1,3% in zona Nord, al +0,9% al Centro, -1,1% al Sud e +0,5% nelle Isole.

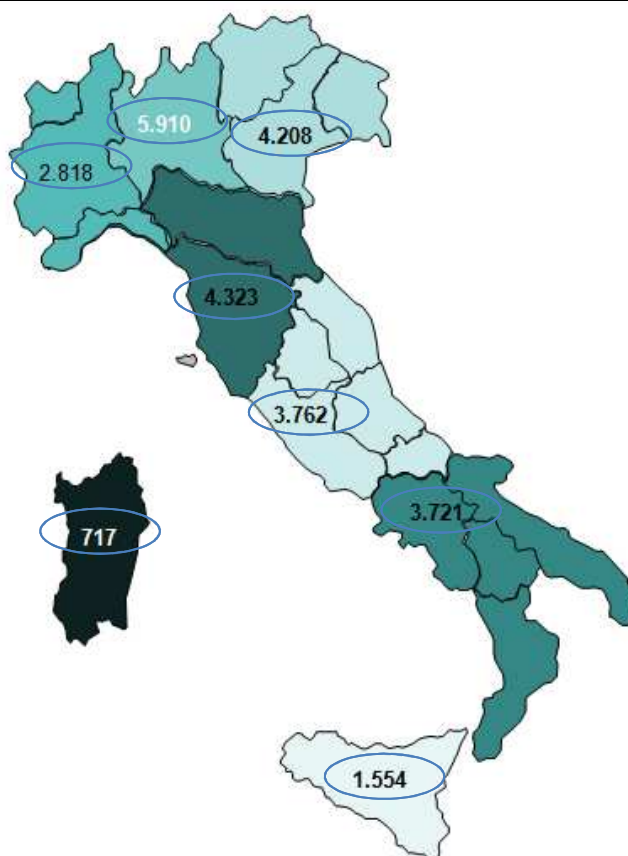
Fonte: Terna

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

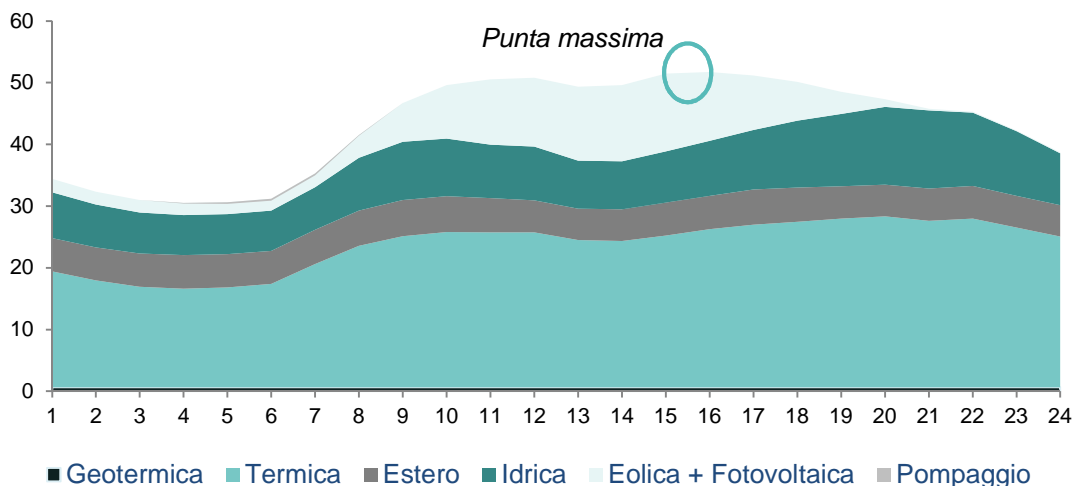
(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

Punta in Potenza

Nel mese di giugno 2018 la punta in potenza è stata registrata il giorno **mercoledì 20 ore 16** ed è risultato pari a 51.748 MW (-6,7% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

Punta in Potenza

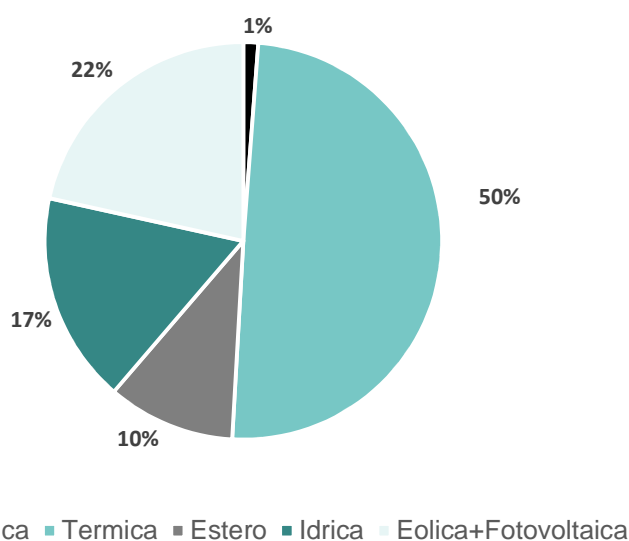
[GW]



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 25.650 MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 20 giugno 2018 ore 16



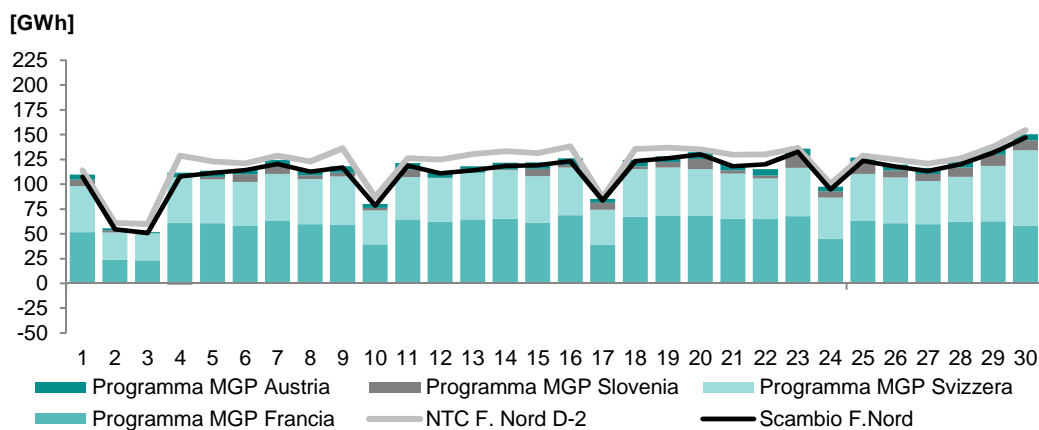
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 40%, la produzione termica per il 50% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Giugno 2018

Nel mese di giugno 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 giugno 2018 si registra un Import pari a 3.607GWh e un Export pari a 265GWh.

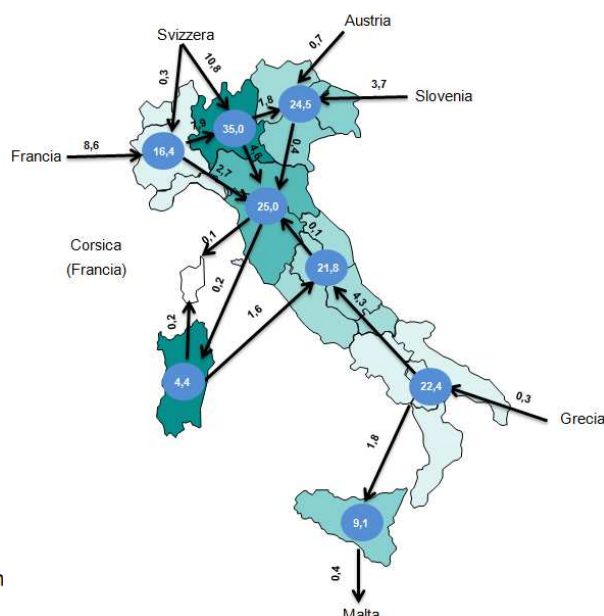
Fonte: Terna

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



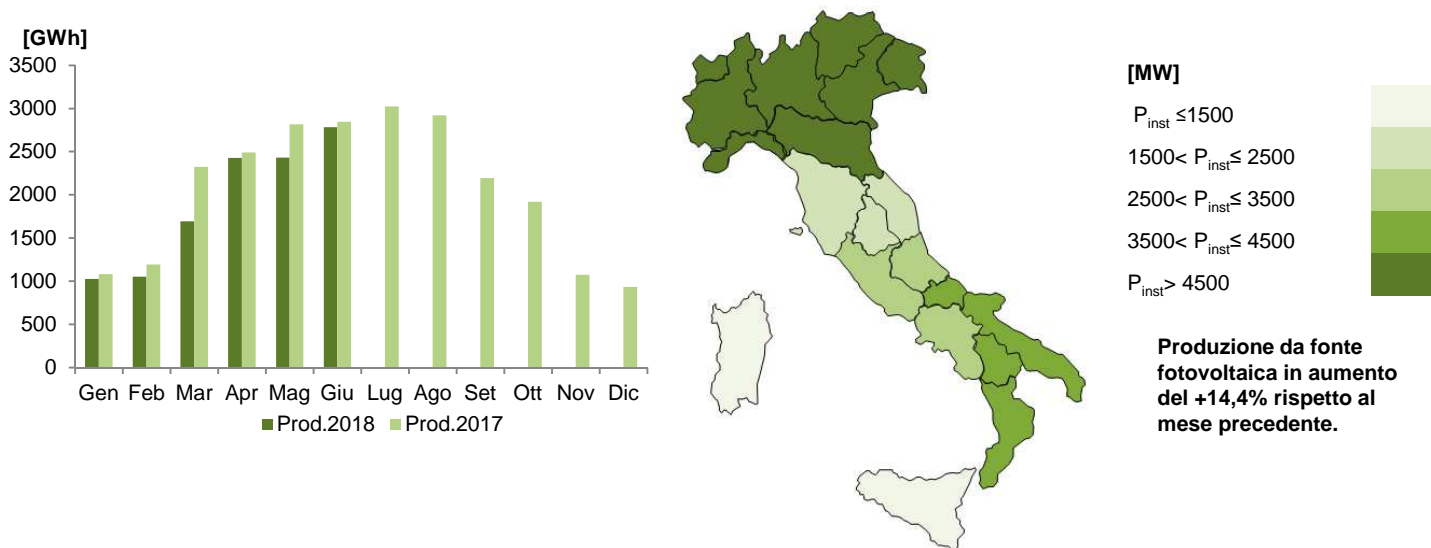
Nel 2018 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 7,7TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 1,8TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di giugno 2018 si attesta a 2.782GWh in aumento rispetto al mese precedente di 350GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-10,5%).

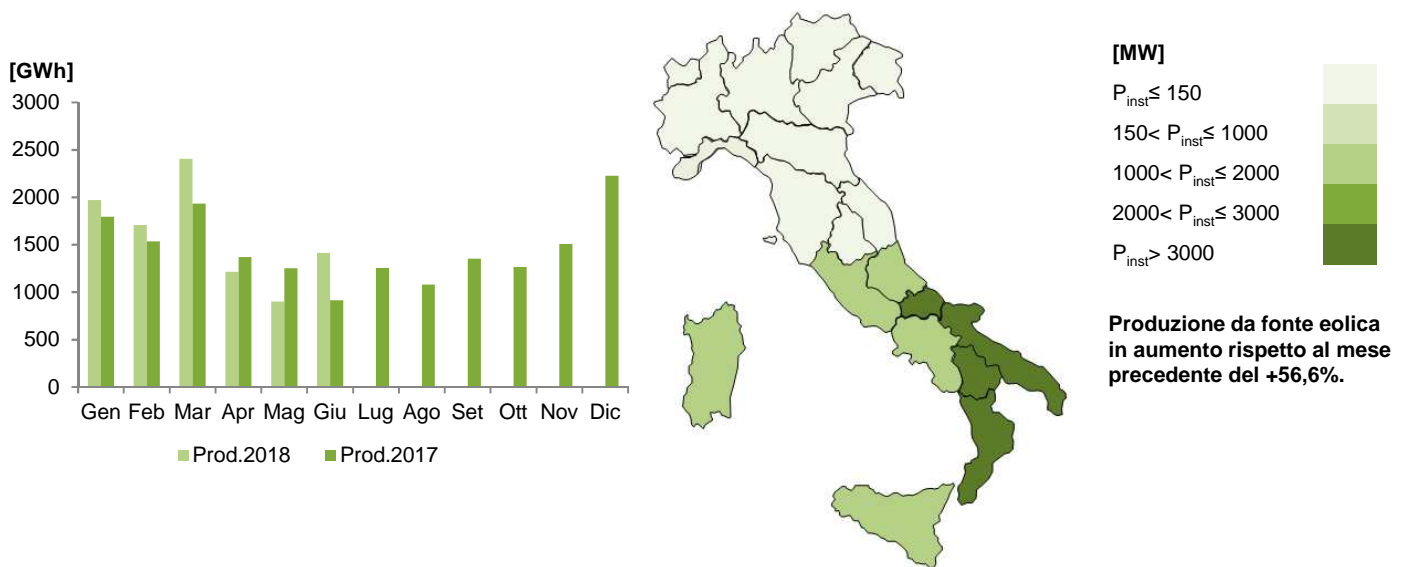
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di giugno 2018 si attesta a 1.411GWh in aumento rispetto al mese precedente di 510GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+9,2%).

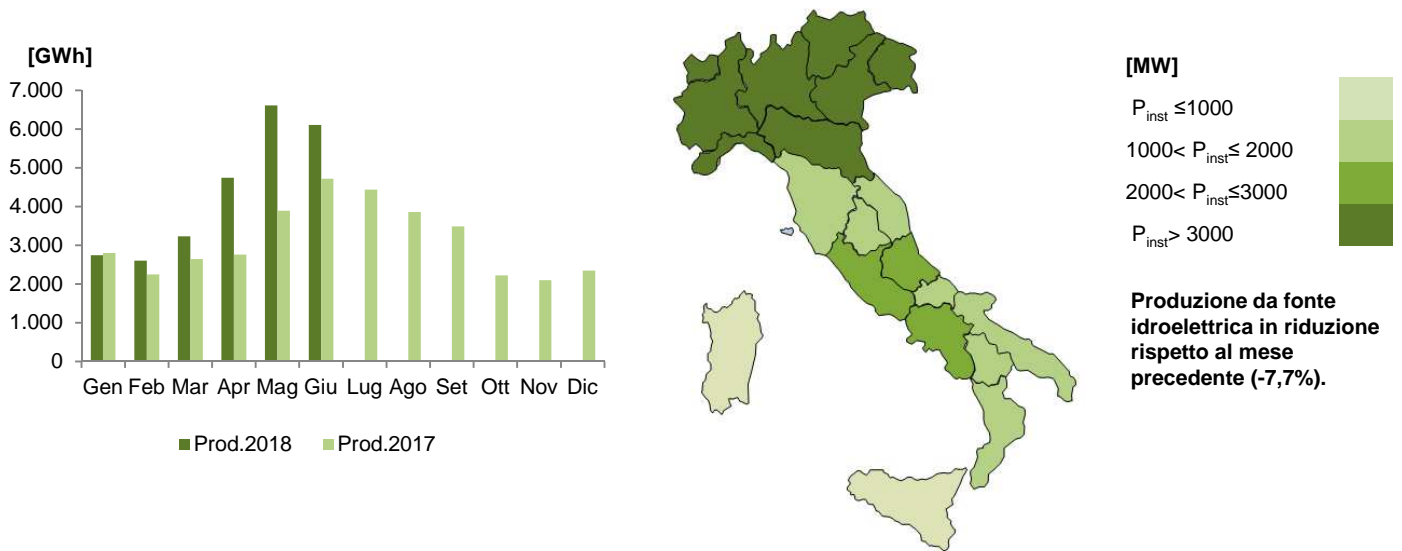
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di giugno 2018 si attesta a 6.104GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 507GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+36,5%) rispetto all'anno precedente.

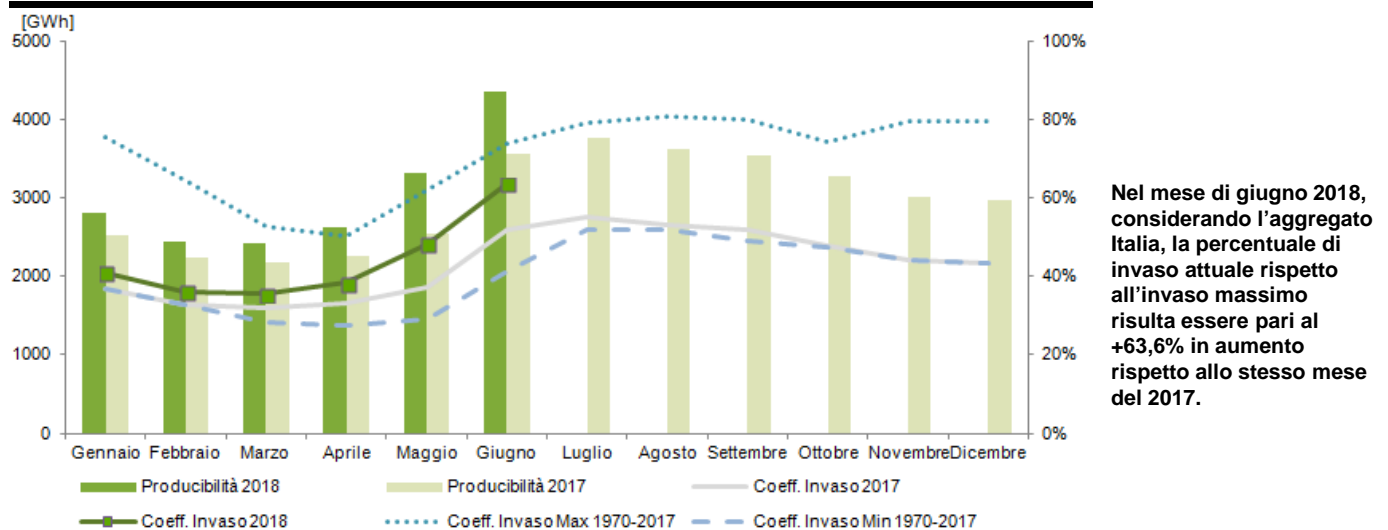
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di giugno è in aumento rispetto al mese precedente.

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso

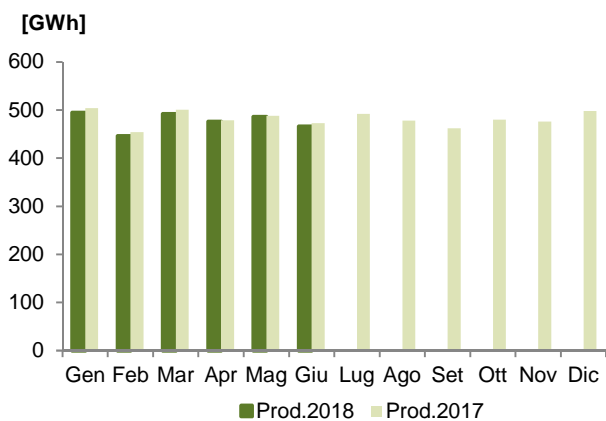


		Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2018	[GWh]		2.856	1.231	266	4.352
	% (Invaso / Invaso Massimo)		61,5%	67,8%	69,9%	63,6%
2017	[GWh]		2.348	967	237	3.553
	% (Invaso / Invaso Massimo)		50,6%	53,3%	62,2%	51,9%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di giugno 2018 si attesta a 466GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 20GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-1,3%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

$500 < P_{inst} \leq 1000$

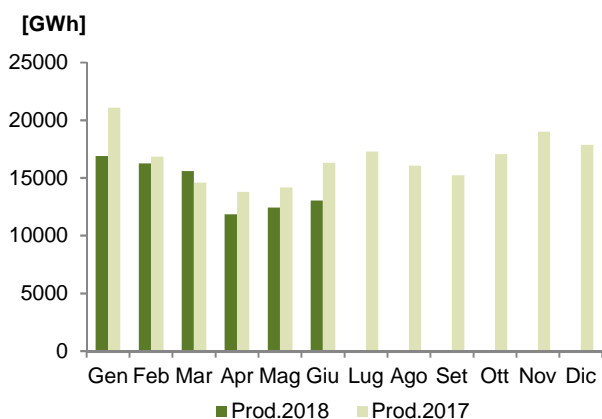


La produzione geotermica è in riduzione (-4,1%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di giugno 2018 si attesta a 13.047GWh in aumento rispetto al mese precedente di 602GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-11,0%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} \leq 5000$

$5000 < P_{inst} \leq 10000$

$10000 < P_{inst} \leq 15000$

$15000 < P_{inst} \leq 20000$

$P_{inst} > 20000$



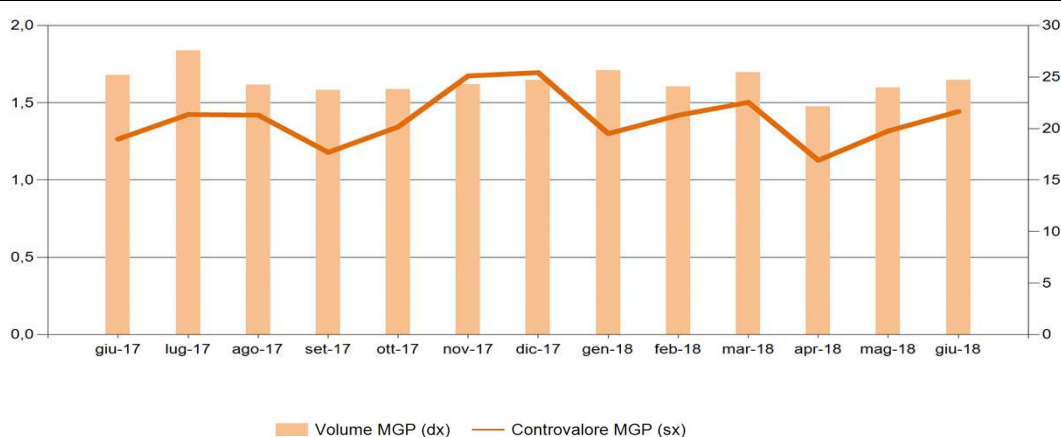
La produzione termica è in riduzione (+4,6%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a giugno è pari a circa €1,4Mld, in crescita del 10% rispetto al mese precedente e del 14% rispetto a giugno 2017. L'aumento rispetto a maggio è dovuto ad una crescita sia del PUN medio che della domanda, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una crescita del PUN medio passato da €48,9/MWh (giugno 2017) a €573/MWh (giugno 2018).

Controvalore e volumi MGP

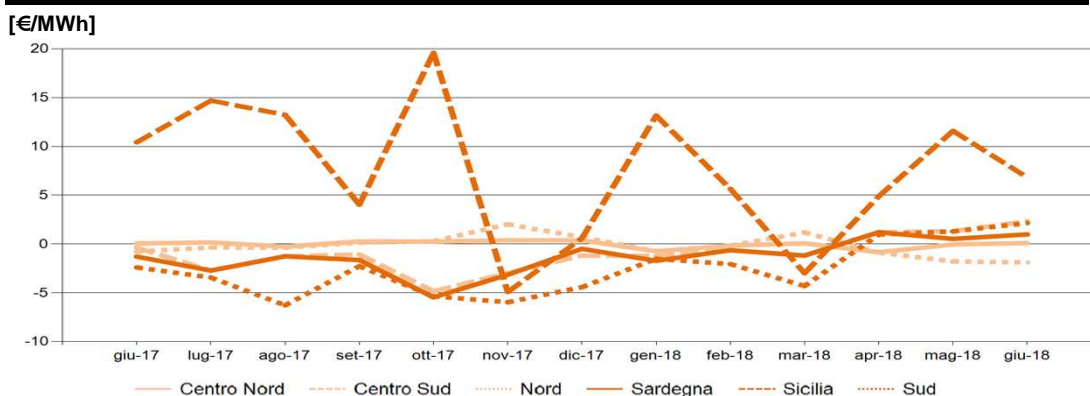


Controvalore giugno 2018 in crescita del 14% rispetto a giugno 2017

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di giugno i prezzi zonali sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€6,8/MWh. Rispetto a giugno 2017 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €4,8/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €10,1/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonali giugno 2018 allineati al PUN per tutte le zone ad eccezione della Sicilia

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a giugno è pari a €11,7/MWh per la zona Nord, è mediamente pari a €5,6/MWh per le zone Centro-Nord, Centro-Sud e Sud ed è mediamente pari a €1,8/MWh per le zone Sicilia e Sardegna.

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a maggio era pari a €10,4/MWh per le zone Nord e Centro-Nord ed è pari a €6,7/MWh per le altre zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	57,3	55,4	57,3	59,6	59,4	64,1	58,2
YoY	8,4	7,3	8,4	11,1	12,9	4,8	10,7
Δ vs PUN	-	-1,9	0,1	2,3	2,1	6,8	1,0
Δ vs PUN 2017	-	-0,8	0,0	-0,4	-2,4	10,4	-1,3
Picco	62,8	62,9	63,0	62,4	61,8	64,4	60,2
Fuori picco	54,3	51,3	54,3	58,1	58,1	63,9	57,2
Δ Picco vs Fuori Picco	8,5	11,7	8,7	4,3	3,7	0,5	3,1
Minimo	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	10,0
Massimo	84,8	84,8	84,8	84,8	84,8	118,0	107,8

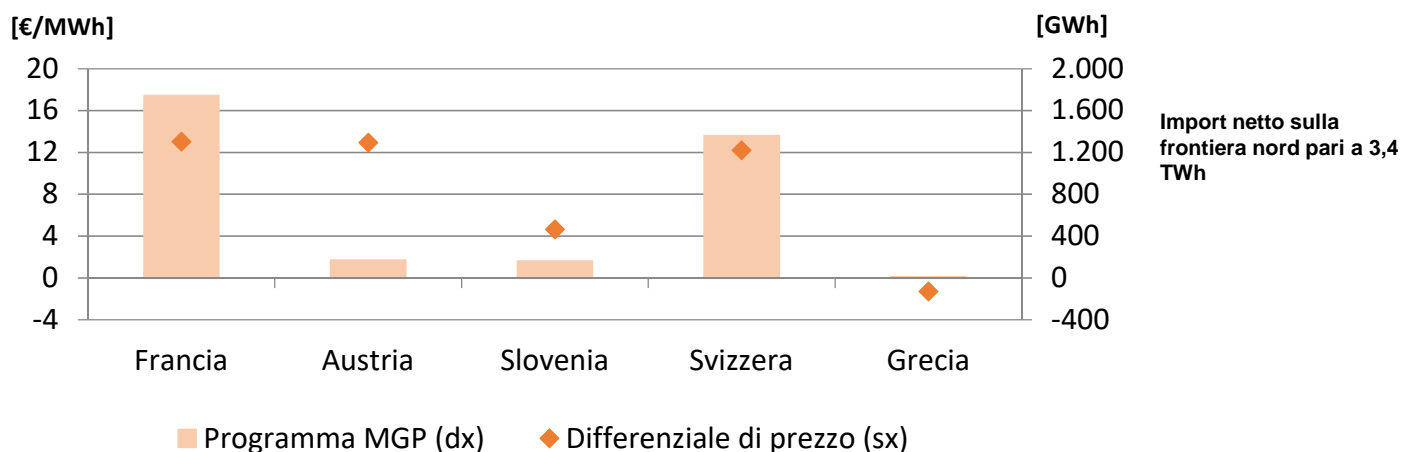
Differenziale picco-fuori picco rispetto al mese precedente è diminuito in tutte le zone tranne per il Nord dove è rimasto invariato

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di giugno si registra una diminuzione, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere tranne la Grecia.

Nel mese di giugno si registra un import complessivo di 3,5 TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 50% e il 39% del totale. L'export complessivo è pari a 0,1TWh, di cui la Slovenia rappresenta l'84%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera nord pari a 3,4 TWh

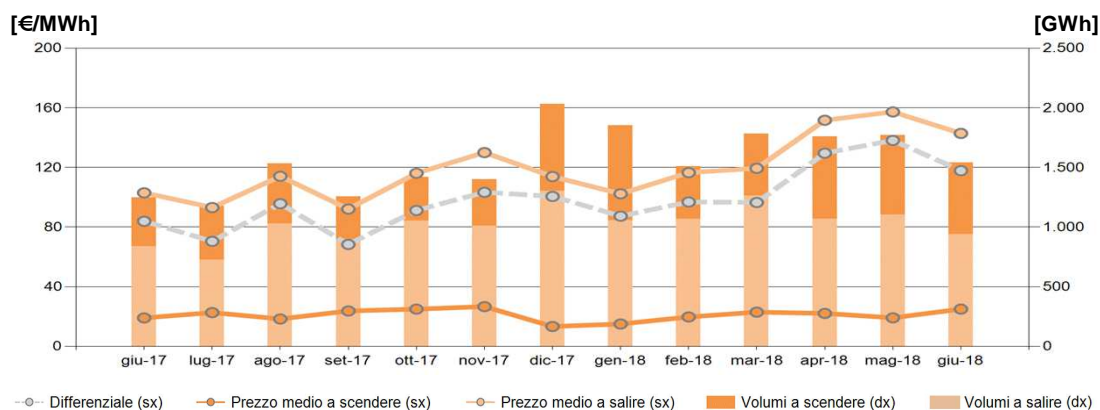
Fonte: Elaborazioni Terna

Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A giugno il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €117,8/MWh in riduzione rispetto al mese precedente del 15% e in aumento rispetto a giugno 2017 del 40%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-13%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 15% e quelle a scendere sono diminuite del 10%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 12% e quelle a scendere risultano aumentate del 46%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



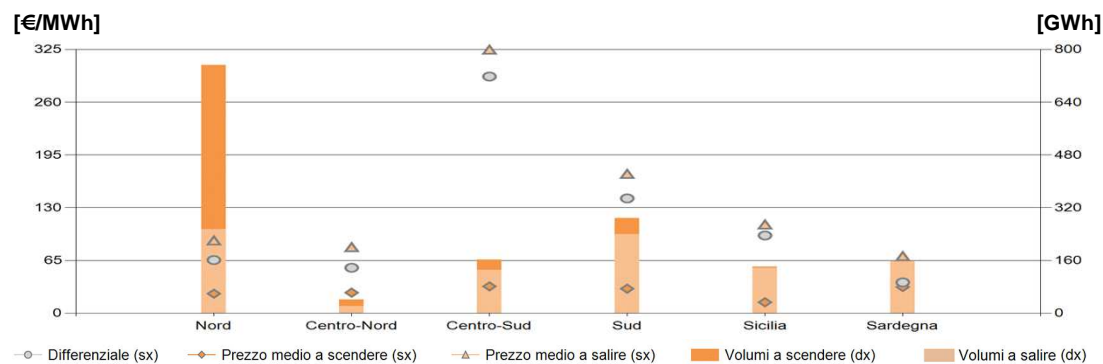
Prezzo medio a salire a giugno 2018 pari a €142,8/MWh
Prezzo medio a scendere a giugno 2018 pari a €25,0/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€291,6/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

Tale differenziale ha registrato una riduzione rispetto al mese precedente del 15% dovuta ad una riduzione del prezzo medio a salire del 9% (da €357,7/MWh di maggio a €324,7/MWh di giugno) e ad un aumento del prezzo medio a scendere del 127% (da €14,6/MWh di maggio a €33,1/MWh di giugno).

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

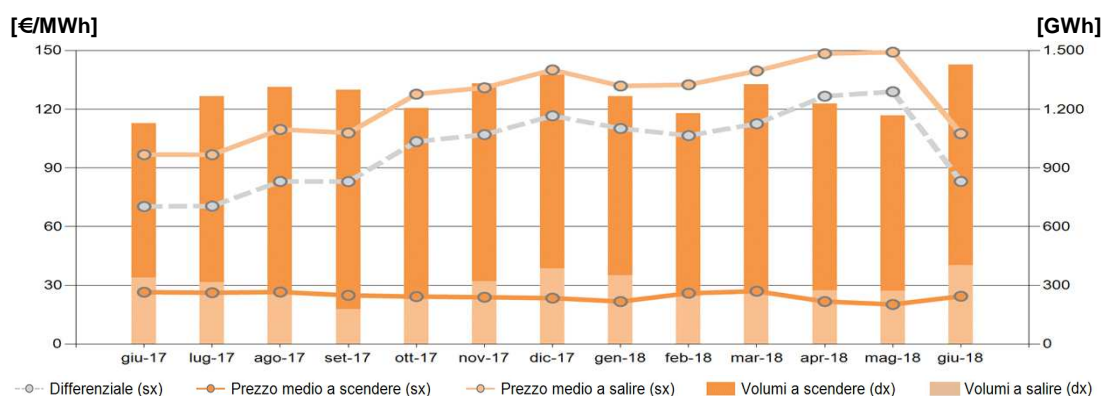
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A giugno il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €83,1/MWh, in diminuzione rispetto al mese precedente (€128,9/MWh) e in aumento rispetto a giugno 2017 (€70,3/MWh; 18%).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+22%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 49% e quelle a scendere sono aumentate del 14%. Rispetto a giugno 2017, le movimentazioni a salire sono aumentate del 19% e le movimentazioni a scendere del 30%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a giugno 2018 pari a €107,5/MWh
Prezzo medio a scendere a giugno 2018 pari a €24,4/MWh

Fonte: Terna

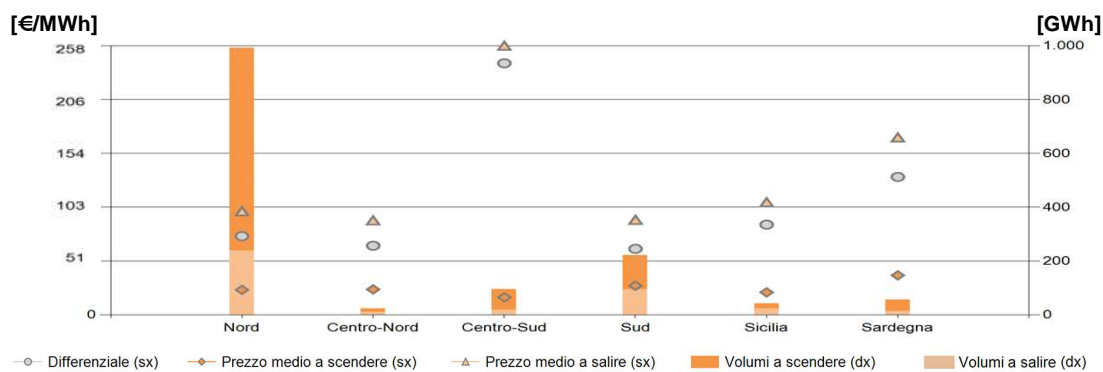
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€241,3/MWh) è il Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 408,7 €/MWh).

A giugno la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (753 GWh), analogamente al mese precedente, seguita dalla zona Sud (125 GWh)

Il differenziale di prezzo è diminuito in tutte le zone, ad eccezione della Sardegna.

La zona che registra la maggior riduzione rispetto al mese precedente è il Centro-Sud (€167,3/MWh, -41%).

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 giugno i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$75/bbl, in diminuzione rispetto ai \$77/bbl di maggio (-2%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a circa \$96/t in aumento rispetto a quelli di maggio che si erano stabilizzati intorno ai \$89/t (+8%).

I prezzi del gas in Europa sono aumentati a giugno attestandosi a €22/MWh rispetto al mese precedente; il PSV ha registrato una media di €24/MWh in aumento rispetto al mese di maggio.

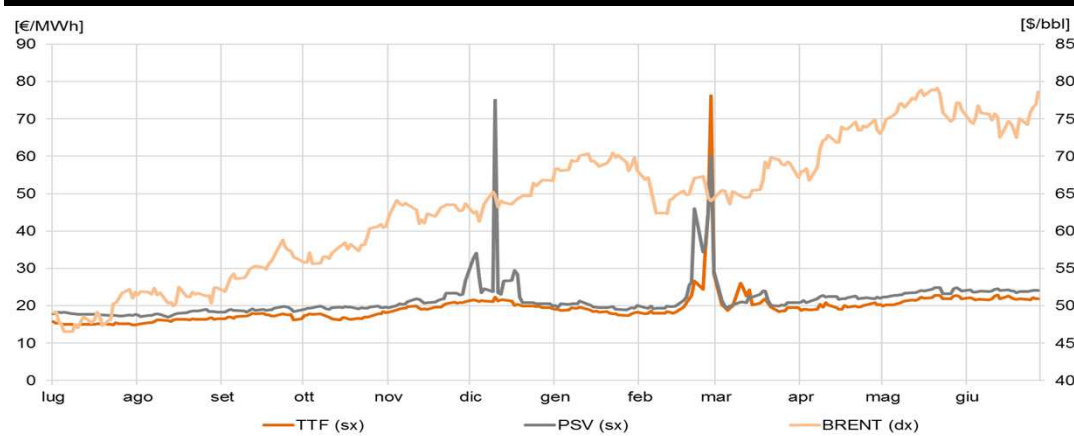
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di giugno sono in aumento rispetto al mese di maggio con una media mensile di €60/MWh (+8%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

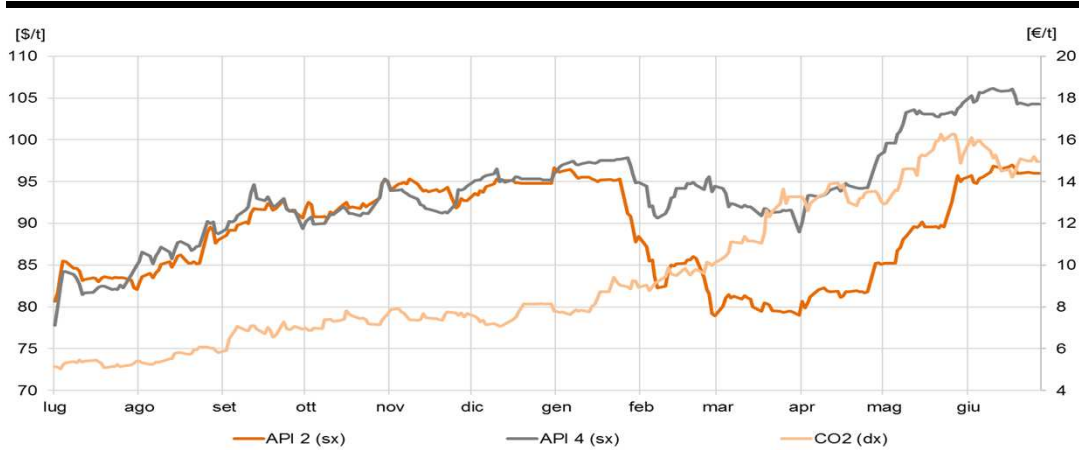
Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = €2,0/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

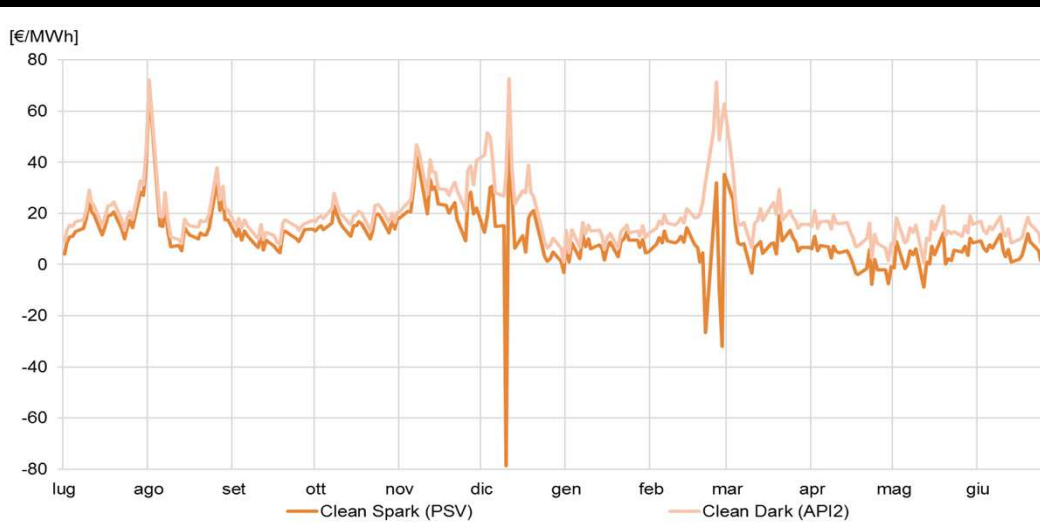
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$9,0/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €6,1/MWh (120% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €13,3/MWh (11% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

Nel mese di giugno i prezzi forward dell'anno 2019 del Brent sono stati intorno ai \$72/bbl in linea rispetto ai \$72/bbl di maggio.

I prezzi medi forward 2019 del carbone (API2) sono in aumento attestandosi a circa \$88/t (+1%) rispetto al valore di maggio che si era attestato a \$87/t.

I prezzi medi forward 2019 del gas in Italia (PSV) sono in linea tra giugno e il mese precedente attestandosi intorno ai €22/MWh.

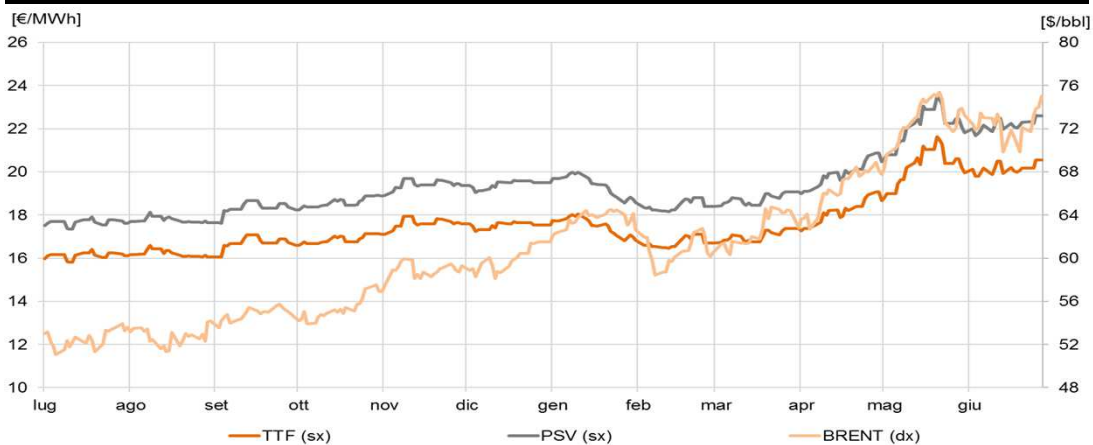
I prezzi medi forward 2019 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €53/MWh in linea rispetto al mese precedente (+0%). Trend in leggero aumento si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €46/MWh così come in Germania attestandosi a circa €42/MWh.

Prezzi elettricità Forward 2019



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

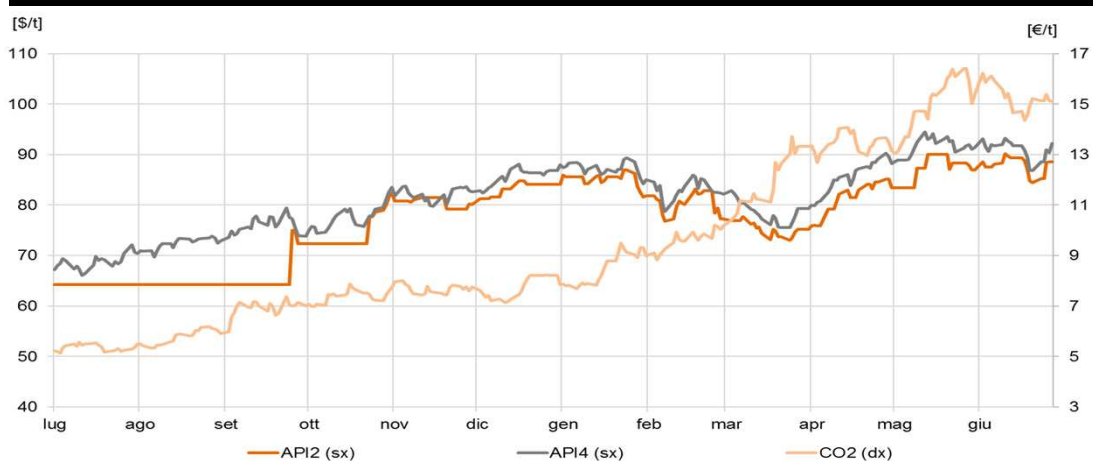
Prezzi Forward 2019 Gas & Oil



**Variazione media mensile
PSV-TTF = +€2,0/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

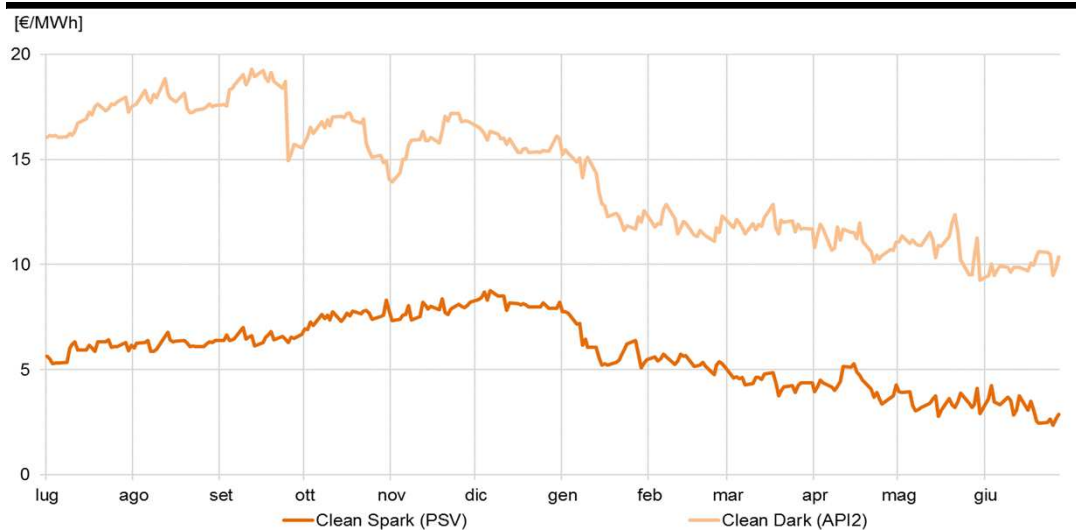
Prezzi Forward 2019 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$3,1/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2019 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€3,1/MWh (+2% MoM)**

**Clean dark spread API2
medio mensile =
€9,9/MWh (-10% 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 Giugno 2018. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

[Delibera 319/2018/R/eel](#)

Disposizioni per la riduzione del costo variabile riconosciuto dell'impianto essenziale Brindisi Sud di Enel Produzione S.p.a.

L'Autorità ha accolto l'istanza di modifica, in riduzione, dei valori di uno dei parametri rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto (valori standard) avanzata da Enel Produzione S.p.a. con riferimento alle unità di produzione dell'impianto essenziale di Brindisi Sud. L'Autorità ha inoltre previsto che Enel Produzione S.p.a. aggiorni tempestivamente l'Autorità e Terna nel caso in cui vengano meno o si modifichino le condizioni che hanno giustificato la variazione dei valori standard nei termini rappresentati nella relativa istanza.

[Delibera 332/2018/R/eel](#)
[Delibera 333/2018/R/eel](#)
[Delibera 334/2018/R/eel](#)
[Delibera 335/2018/R/eel](#)
[Delibera 348/2018/R/eel](#)

Determinazioni in merito all'impianto di produzione essenziale Augusta, di Enel Produzione S.p.a., per l'anno 2015

Determinazioni in merito all'impianto di produzione essenziale Milazzo, di Edison Trading S.p.a., per l'anno 2015

Determinazioni in merito agli impianti di produzione essenziali nella disponibilità di A2A Energiefuture S.p.a.

Determinazioni in merito agli impianti di produzione Assemini, Portoferraio e Sulcis, essenziali per l'anno 2015 ex deliberazione dell'Autorità 111/06

Determinazioni in merito agli impianti di produzione essenziali nella disponibilità di Isab S.r.l., per l'anno 2015

Con tali delibere l'Autorità ha stabilito che Terna riconosca a Enel Produzione S.p.a., Edison Trading S.p.a., A2A Energiefuture S.p.a. e Isab S.r.l. il saldo dei corrispettivi, relativi all'anno 2015, a reintegrazione dei costi per gli impianti essenziali, rispettivamente, di Augusta, Assemini, Portoferraio, Sulcis, Milazzo, San Filippo del Mela, Impsud e Isab Energy.

[Delibera 338/2018/I/eel](#)

Aggiornamento del parere dell'Autorità 701/2016/I/eel rilasciato al Ministro dello Sviluppo Economico per la concessione di un'esenzione ad una quota dell'interconnessione in corrente continua "Italia-Montenegro"

L'Autorità ha confermato il parere positivo al rilascio alla società Monita Interconnector S.r.l. di una esenzione della durata di 10 anni dalla disciplina sull'accesso dei terzi per una capacità di importazione e esportazione pari a 150 MW sull'interconnessione Italia-Montenegro. Tale interconnessione contribuisce per quota parte alla realizzazione di infrastrutture di interconnessione con l'estero nella forma di "interconnector" ai sensi della legge 99/09.

[Delibera 363/2018/R/eel](#)

Aggiornamento, in riduzione, del corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico e del corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia, a decorrere dal 1 luglio 2018

L'Autorità ha disposto l'aggiornamento in riduzione, a partire dal 1 luglio 2018, di due corrispettivi versati dagli utenti del dispacciamento in prelievo:

- il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti da Terna per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico (art. 73 della delibera 111/06)
- il corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia a copertura degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia per la morosità dei clienti finali non disalimentabili (art. 25-bis del Testo Integrato delle partite fisiche ed economiche del Servizio di dispacciamento - TIS).

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 e 2017 sono provvisori.
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.