

Gennaio 2018



Rapporto mensile sul Sistema Elettrico



Gennaio 2018

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Focus del mese

pag. 5

Il Focus di questo mese consiste in una breve ricognizione sulle prospettive future dei Veicoli Elettrici (VE) in Europa così come elaborate recentemente da alcune utilities, associazioni di categoria e TSO europei. Sempre più spesso le aspettative sulla diffusione dei VE assumono un ruolo centrale nel dibattito sugli scenari energetici data la possibilità che questi siano un fattore di crescita per la domanda elettrica ma anche per gli investimenti in reti di trasmissione e distribuzione.

02 Bilanci

pag. 12

Nel mese di gennaio 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (27,5 miliardi di kWh) ha fatto registrare una flessione pari al 2,8% rispetto ai volumi di gennaio 2017.

Per quanto riguarda il dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a gennaio 2018 ha fatto registrare una variazione negativa pari a -2,0% rispetto a dicembre. Il trend prosegue su un andamento stazionario. Nel mese di gennaio 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 83,4% da produzione nazionale (-15,1% della produzione netta rispetto a gennaio 2017) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +259,5%, rispetto a gennaio 2017).



03 Sistema Elettrico

pag. 18

A gennaio 2018 la produzione nazionale netta pari a 23.147GWh è composta per il 34% da fonti energetiche rinnovabili (7.787GWh) ed il restante 66% da fonte termica. Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+9,7%) e una flessione della produzione idrica (-2,0%) e fotovoltaica (-5,1%) rispetto all'anno precedente.



04 Mercato Elettrico

pag. 21

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a gennaio è pari a circa €1,3Mld, in riduzione del 23% rispetto al mese precedente e del 34% rispetto a gennaio 2017.

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e a scendere in MSD è pari a €87,3/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente del 13% e rispetto a gennaio 2017 del 35%. I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-9%).

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €110,1/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente (€116,6/MWh; -6%) e in aumento rispetto a gennaio 2017 (€102,4/MWh; 8%). I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-8%).



05 Regolazione

pag. 29

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



Gennaio 2018

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Prospettive future dei veicoli elettrici in Italia e in Europa

EXECUTIVE SUMMARY

Il Focus di questo mese consiste in una breve ricognizione sulle prospettive future dei Veicoli Elettrici (VE) in Europa così come elaborate recentemente da alcune utilities, associazioni di categoria e TSO europei. Sempre più spesso le aspettative sulla diffusione dei VE assumono un ruolo centrale nel dibattito sugli scenari energetici data la possibilità che questi siano un fattore di crescita per la domanda elettrica ma anche per gli investimenti in reti di trasmissione e distribuzione che generano nonché l'impatto che possono avere sul bilanciamento della rete.

Terna ha recentemente pubblicato il Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) che è parte integrante del Piano di Sviluppo (PdS) 2018 elaborando due scenari, il cd Terna-Base e Terna-Sviluppo (<http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisions.aspx>).

Lo scenario Base si caratterizza per un livello di crescita economica e demografica più basso e per un minor grado di sviluppo delle risorse rinnovabili. In questo contesto Terna ha ipotizzato un numero di VE pari a 1.6m al 2030. Nello scenario Sviluppo invece, in cui il driver economico e quello demografico sono più favorevoli e così la crescita delle rinnovabili, si è ipotizzato un numero di VE al 2030 pari a 4.5m.

Il confronto fatto in questo articolo con altri scenari sia per l'Italia che per altri paesi europei mostra come le assunzioni nei due scenari Terna non siano particolarmente 'aggressive'. Tuttavia, bisogna considerare che l'industria dei veicoli elettrici è ancora nelle sue fasi iniziali. Ad oggi la quota di mercato dei veicoli elettrici infatti è inferiore allo 0,1% nella maggior parte dei mercati europei e più specificamente nei mercati italiano, tedesco, francese e belga che vengono descritti in questo articolo.

Gli scenari analizzati per questi quattro paesi appaiono quanto meno sfidanti se si considera che dal basso livello di penetrazione di partenza i VE dovranno raggiungere una 'quota di mercato' considerevolmente più alta, fino al 27% nel caso più alto, implicando cioè una crescita esponenziale di VE in relazione alle nuove immatricolazioni. Peraltro, questo sviluppo potrebbe essere sostenuto da una nuova regolamentazione a livello UE come il "Clean Mobility Package", che prevede di ridurre al 2030 le emissioni delle automobili del 30% rispetto al 2021.

Nonostante il forte aumento ipotizzato di veicoli elettrici nei quattro mercati analizzati, l'impatto sulla domanda, seppur positivo, dovrebbe essere relativamente contenuto, fino ad un 5% della domanda complessiva nel caso più alto.

Per quanto riguarda l'impatto sulla domanda di punta, questo è funzione non solo della dimensione del parco circolante elettrico ma anche delle modalità temporali nella ricarica dei VE. Lo sviluppo di algoritmi di smart charging per esempio, potrebbe aiutare a contenere l'impatto sulla domanda di punta. Va inoltre tenuto conto che le auto elettriche dovrebbero avere anche una funzione di accumulo, fatto questo che consentirebbe di smussare alcuni picchi orari o giornalieri nella richiesta di potenza.

Aspettative di una forte crescita di veicoli elettrici

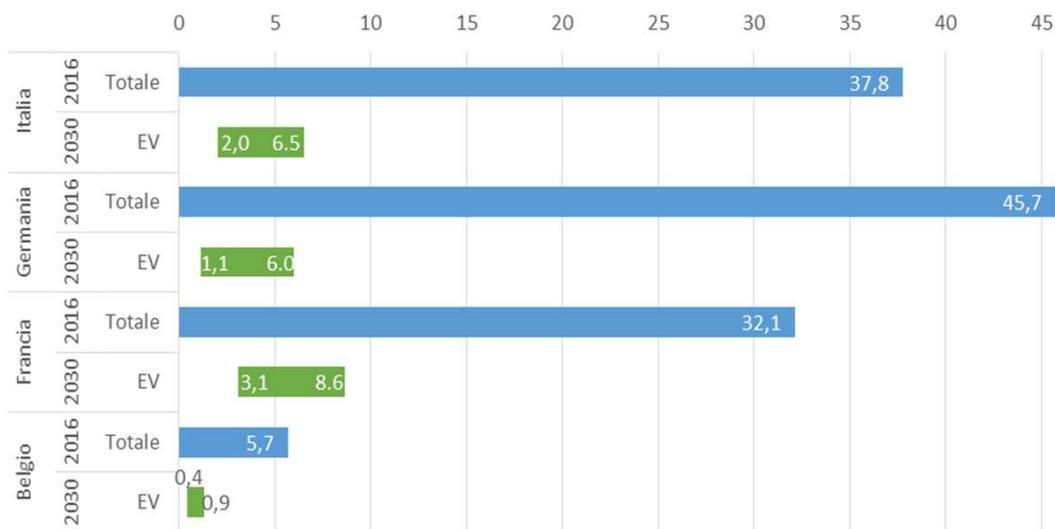
Italia, Germania, Francia e Belgio sono paesi con un significativo mercato di autovetture in termini di automobili pro capite. Nel 2017 sono stati presentati diversi scenari di crescita dei VE per questi paesi. Gli scenari proposti indicano che i veicoli elettrici potrebbero catturare fino al 27% del mercato delle autovetture entro il 2030. Il confronto di questi scenari è mostrato in Figura 1.

L'associazione europea degli operatori di trasmissione elettrica, ENTSO-E, nel suo piano decennale considera due scenari per il 2030: Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG). Il primo (ST) rappresenta una crescita delle rinnovabili in linea con gli obiettivi e una crescita moderata di tecnologie innovative come l'auto elettrica, mentre il secondo (DG) è più ambizioso in termini di rinnovabili ed elettrificazione. In questi scenari **per l'Italia** il numero di veicoli elettrici **nel 2030** è compreso in un range di **4,3-6,2m** (ENTSO-E, 2017).

A livello nazionale, un altro scenario da considerare è lo studio di Enel e Ambrosetti che quantifica l'impatto economico della crescita dei veicoli elettrici in Italia, sviluppando quattro scenari di crescita (Enel, 2017). Questi sono basati su diverse ipotesi, tra cui la potenziale parità di costo tra motori elettrici e motori a combustione interna. Secondo lo studio, la penetrazione di veicoli elettrici nel mercato italiano delle autovetture potrebbe variare **tra 2,0 e 9,0m** di auto elettriche entro il 2030.

La media tra gli scenari ENTSO-E e lo scenario alto di Enel è pari a circa **6,5m**. Ciò rappresenterebbe il 17% dell'attuale flotta di 38m di automobili (ACEA¹, 2017a). Come si accennava, tali obiettivi risultano senz'altro sfidanti, forse non tanto in termini assoluti, ma in termini relativi considerata la esigua base di partenza. Per esempio, nel 2016 in Italia i veicoli elettrici plug-in (plug-in Hybrid Electric Vehicles – **PHEV**) o i veicoli elettrici a batteria (Battery Electric Vehicles – **BEV**) avevano una quota di mercato di solo 0,03% (ACEA, 2017b).

Fig.1: Confronto tra scenari di sviluppo dei VE in Italia, Germania, Francia e Belgio (2030)



Fonte: Elaborazione Terna su dati ENTSO-E (2017), Enel (2017), BNetzA (2017), RTE (2017), Elia (2017)

Per la **Germania**, i quattro gestori dei sistemi di trasmissione hanno recentemente pubblicato tre scenari per lo sviluppo futuro del sistema elettrico con l'approvazione del regolatore Bundesnetzagentur. Secondo questi scenari, il numero di veicoli elettrici potrebbe variare tra **1,1 e 6,0m nel 2030**, rappresentando fino al 13% dell'attuale flotta, che ammontava a 45m nel 2015 (BNetzA, 2017). I veicoli elettrici di tipo BEV e PHEV detenevano una quota di mercato dello 0,02% anno (ACEA, 2017b).

Per la **Francia**, il gestore del sistema di trasmissione RTE ha sviluppato quattro possibili scenari al 2035 per i mutevoli trend della produzione e del consumo di elettricità. Lo studio include previsioni per il mercato dei VE, indicando tra **3,1 e 8,6m** di autovetture elettriche entro il 2030 (RTE, 2017). Quest'ultimo valore rappresenta il 27% dell'attuale parco autovetture, costituito da 32m di automobili nel 2015. I veicoli elettrici di tipo PHEV e BEV rappresentano invece solo lo 0,02% di parco circolante (ACEA, 2017b).

ACEA è l'associazione europea dell'industria dell'automobile ("association des constructeurs européens d'automobiles").

Per il **Belgio**, sono stati infine preparati tre scenari dal gestore del sistema di trasmissione Elia per valutare i potenziali sviluppi futuri nel settore dell'elettricità. Secondo lo studio, il numero di veicoli elettrici in Belgio crescerebbe gradualmente, raggiungendo tra i **400.000 e 900.000** veicoli nel 2030 (Elia, 2017). Ciò rappresenterebbe una quota del 16% dell'attuale flotta di autovetture del Belgio di 5,6m contro una quota di mercato ad oggi di solo 0,07% per i veicoli elettrici di tipo PHEV e BEV (ACEA, 2017b).

E' evidente che da queste previsioni ci si aspetta in Europa una forte crescita di veicoli elettrici, pur tuttavia con livelli di ambizione che variano da paese a paese, la cui fattibilità è legata, tra gli altri, ai processi di sostituzioni e di rinnovo del parco di autovetture.

Nuove immatricolazioni: un "boost" alla crescita

La realizzazione di questi scenari di crescita sarà chiaramente influenzata dall'evolversi del quadro normativo tuttavia anche la velocità con cui verrà sostituita l'attuale flotta di autovetture avrà un ruolo determinante. Le automobili tendono ad avere una durata tecnica relativamente lunga: l'età media della flotta italiana è attualmente di 10,7 anni, superiore a quella di Germania, Francia e Belgio, dove l'età media è di circa 9 anni (ACEA, 2017c). Pertanto, il processo di sostituzione non è istantaneo e plausibilmente varierà da paese a paese.

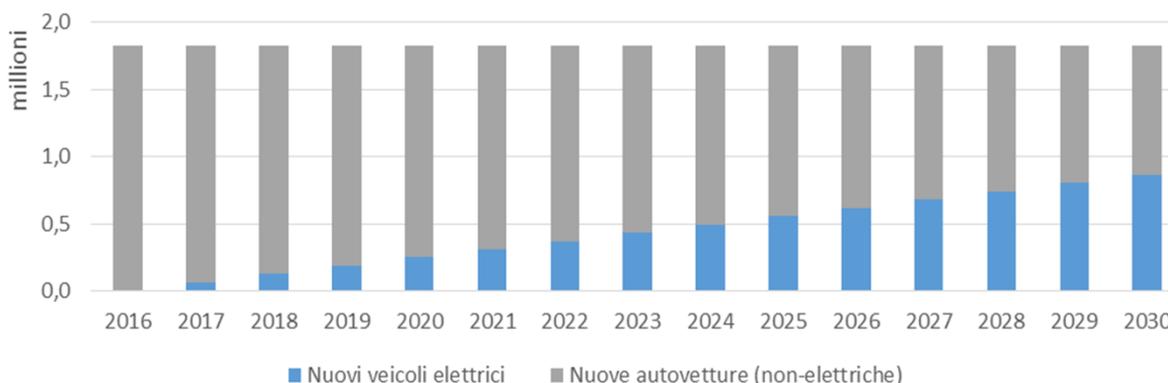
Nel 2016 i tassi di sostituzione di auto nuove con auto vecchie erano compresi tra il 5% in Italia e il 10% in Belgio. Ciò significa che una buona parte delle auto che sono state vendute negli ultimi anni saranno ancora in uso al 2025. Un altro fattore importante è la preferenza del consumatore: una quota sempre crescente di nuove immatricolazioni dovrà essere elettrica per realizzare gli scenari indicati.

A supporto degli scenari ipotizzati per i quattro paesi europei, va notato che gli obiettivi al 2030 di VE sottendono un tasso di sostituzione di auto vecchie con auto nuove sostanzialmente in linea con la media registrata negli ultimi dieci anni. In altri termini tali scenari non hanno bisogno di una forte crescita nel numero di nuove immatricolazioni che potrebbe apparire irrealistica. Quello che invece deve cambiare rispetto al passato per ottenere quegli obiettivi è senz'altro la scelta del consumatore: a parità di nuove immatricolazioni deve cioè variare il mix con un'enfasi crescente verso le auto elettriche a scapito di quelle tradizionali.

Ad esempio per l'Italia, la quota delle immatricolazioni di VE sulle immatricolazioni totali dovrà crescere dallo 0,1% nel 2016 al 48% nel 2030 affinché il target di 6,5m sia raggiunto. Ciò significa che un'auto su due vendute al 2030 dovrebbe essere elettrica. Già nel 2019, l'anno prossimo, un consumatore su dieci dovrebbe scegliere l'auto elettrica invece di quella a diesel, benzina o metano nell'acquisto di una nuova autovettura (vedi Figura 2).

Questa quota è superiore alla quota target in Germania e Belgio dove, anche negli scenari ottimistici, solo il 5% dei consumatori dovrebbe scegliere un veicolo elettrico al momento dell'acquisto di una nuova auto nel 2019 (vedi Figura 3). Si distingue invece la Francia, dove il 12% delle auto vendute dovrebbero essere elettriche nel 2019.

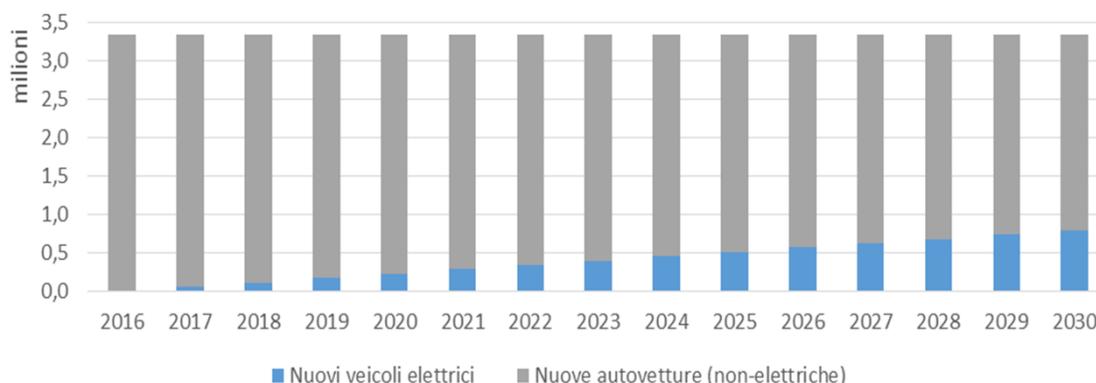
Fig.2 Immatricolazioni annuali: potenziale percorso verso i 6,5M di VE al 2030 in Italia



Fonte: Elaborazione Terna su dati ENTSO-E (2017), Enel (2017) e ACEA (2017)

Il lento processo di sostituzione delle autovetture in Italia fa apparire gli obiettivi di crescita dei VE come più ambiziosi rispetto ad altri paesi. Infatti, è necessario un ricambio più veloce per raggiungere il numero di veicoli elettrici indicato nello scenario più alto. Tuttavia ciò potrebbe essere almeno parzialmente compensato dal fatto che l'Italia presenta un parco circolante più vetusto rispetto agli altri paesi analizzati.

Fig.3: Immatricolazioni annuali: potenziale percorso verso i 6M di VE al 2030 in Germania



Fonte: Elaborazione Terna su dati BNetzA (2017), ACEA (2017)

Consumi fino al 5% della domanda elettrica

Stimare l'impatto sulla domanda dal consumo dei VE richiede necessariamente la formulazione di alcune assunzioni che possono differire tra i vari paesi per esempio in funzione del comportamento dei consumatori, densità abitative, distanze medie tra casa e luogo di lavoro, solo per citarne alcune.

Volendo operare una certa semplificazione, ai fine espositive si considerino dei veicoli di tipo BEV e che siano utilizzati principalmente per brevi distanze: gli scenari attuali indicano un chilometraggio annuo piuttosto limitato, ad es. 10.000 km all'anno (BNetzA, 2017). Assumendo che circa 25 kWh vengano consumati ogni 100 km percorsi, una flotta di 1 milione di veicoli elettrici consumerebbe circa 2,5 TWh di elettricità ogni anno.

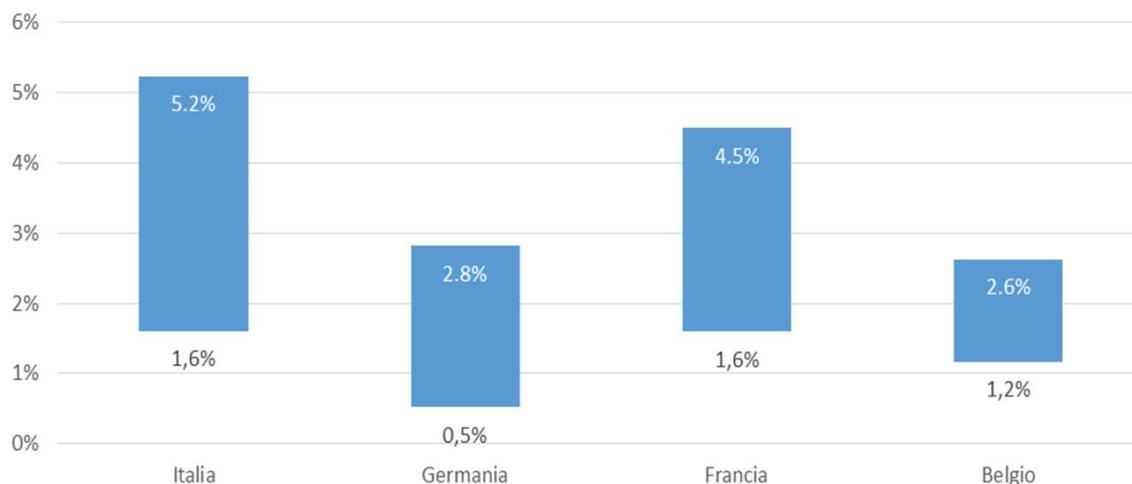
Con queste assunzioni si sono confrontati tra loro i quattro paesi oggetto di analisi di questo articolo e si è calcolata la quota di consumo dei VE sulla domanda totale di elettricità (vedi Figura 4). L'impatto maggiore si avrebbe in Italia, dove i veicoli elettrici raggiungerebbero fino al 5,2% della domanda di elettricità del 2016. In termini assoluti, il consumo di elettricità dei VE in Italia potrebbe oscillare tra 5 e 16 TWh nel 2030, a seconda dello scenario.

Considerando che si tratta di una crescita nell'arco di più di dieci anni, si tratta di un valore piuttosto modesto e da ritenersi gestibile. Tuttavia, è anche evidente che l'elettrificazione dei trasporti potrebbe diventare un ulteriore fattore chiave alla base della crescita della domanda di elettricità ridandole vigore dopo un periodo di stagnazione che ha caratterizzato la maggior parte dei paesi europei.

Per gli altri paesi (e nell'ambito degli scenari analizzati) ci si aspetta un impatto più basso. La Francia nello scenario alto potrebbe raggiungere una quota del 4,5% o 22 TWh in termini assoluti, mentre gli scenari tedeschi e belgi dovrebbero avere un impatto relativamente basso sul consumo totale.

Al di là delle singole stime, rimane chiaro che un certo sviluppo dei VE dovrebbe avere un impatto sul totale dei consumi elettrici dei paesi analizzati e che comunque detto impatto dovrebbe verificarsi maggiormente negli ultimi anni dell'orizzonte di previsione, cioè appunto legato al fenomeno di incremento di market share del vettore elettrico che, per quanto veloce, non può essere istantaneo. Tuttavia, vi sono anche altri elementi da considerare, come l'impatto del nuovo vettore rispetto alla domanda di punta nei sistemi elettrici.

Fig.4: Quota di consumo di elettricità dei VE (2030) sulla domanda totale di elettricità (2016)



Fonte: Elaborazione Terna su dati Enel (2017), BNetzA (2017), RTE (2017), Elia (2017)

Impatto dei VE sulla domanda di punta

La diffusione dei veicoli elettrici potrebbe modificare la domanda di picco e, più in generale, modificare il profilo orario dei consumi fatto questo di particolare interesse dal punto di vista della rete elettrica. Il comportamento del consumatore (quando il proprietario di un VE effettua la ricarica) e l'infrastruttura di ricarica (come viene ricaricato un VE) sono i principali fattori che determinano l'impatto della ricarica dei VE sul profilo totale della domanda di elettricità.

Allo stato attuale sono disponibili vari tipi di ricarica in numerose modalità in grado di ospitare veicoli con batterie di diversa capacità. La Tabella 1 riepiloga i principali tipi di carica-batterie con le loro diverse potenze e tempi di ricarica.

Wall boxes sono generalmente utilizzati per la ricarica domestica e hanno una potenza nominale limitata (<10kW). Un veicolo elettrico con una portata di 200 km potrebbe richiedere 6-8 ore di ricarica con una potenza di 7,4 kW.

Charging piles sono installati negli edifici per uso privato o nelle stazioni di ricarica pubbliche. Possono variare da una carica lenta a una carica ultraveloce e possono avere più porte di ricarica per supportare diverse modalità di ricarica. Attualmente, in Europa sono previste una serie di stazioni di ricarica ultraveloce, come ad esempio:

E-VIA FLEX-E: una collaborazione tra Enel, EDF, Enedis e Verbund, Nissan e Renault. L'installazione delle stazioni di ricarica ultraveloci inizierà entro la fine del 2018 in 14 siti: 8 in Italia, 4 in Spagna e 2 in Francia. Le stazioni di ricarica saranno tutte di grande potenza, da 150 kW a 350 kW (Enel, 2017b).

IONITY: un'iniziativa paneuropea, finalizzata alla creazione di 400 stazioni di ricarica ultraveloce con pile di ricarica da 350 kW, al fine di creare una rete di ricarica ad alta potenza lungo le principali autostrade in Europa entro il 2020. Coinvolge giganti del settore come BMW, Daimler, Ford, Volkswagen e Porsche. (IONITY, 2017).

La ricarica di tipo wall box, si caratterizza per una potenza nominale inferiore o comunque limitata rispetto ad altre opzioni. Tuttavia è possibile che questa diventi particolarmente diffusa in considerazione dell'applicazione a livello residenziale di questa tecnologia. Perciò, nonostante la minore potenza nominale, l'impatto sulla sul profilo di carico orario potrebbe essere consistente.

Ad esempio, nello scenario alto per l'Italia si ipotizza l'installazione di 4,5m di wall box, il che implicherebbe un rapporto di 0,5 wall box per veicolo elettrico; RTE stima un carico fino a 1,5 GW per 1 milione di veicoli elettrici che moltiplicato per il numero di VE al 2030 nei vari paesi analizzati porterebbe portare la richiesta di potenza in ricarica per VE a livelli importanti rispetto alla domanda di picco. Una ricarica cd "naturale" (es. dopo lavoro) invece potrebbe aumentare il carico fino a 1,1 GW per 1 milione di veicoli elettrici nelle ore serali quando la domanda di elettricità è generalmente elevata (RTE, 2017).

Tale impatto comunque dovrebbe essere attutito dall'introduzione di sistemi di ricarica intelligenti che possano garantire una ricarica nelle ore notturne quando la domanda di elettricità è generalmente più bassa e quindi non aumentando il carico di punta.

Per quanto riguarda le stazioni di ricarica si stima che queste saranno meno numerose delle wall box, ma potrebbero anche avere un impatto significativo sul carico di picco, specialmente considerando che una singola stazione potrebbe avere pile di ricarica multiple. Una singola stazione di ricarica ad alta potenza potrebbe quindi richiedere un trasformatore da 5-10 MVA, rendendolo un nodo di consumo significativo.

Tabella 1: Caratteristiche dei diversi tipi di infrastrutture di ricarica

Tempo di ricarica per 200 km di raggio d'azione (50 kWh)	Potenza	Categoria	Figura
12-18 ore	monofase, 3.3 kW	Wall box (AC)	
6-8 ore	monofase, 7.4 kW		
4-6 ore	trifase, 11 kW	Charging piles (AC)	
2-4 ore	monofase, 22 kW		
40-60 min	trifase, 43 kW		
40-60 min	corrente continua, 50 kW	Charging piles (DC) <ul style="list-style-type: none"> • CHAdeMO: 63 kW (Nissan, Mitsubishi, Kia) • Tesla Supercharger: 145 kW • E-VIA FLEX-E: 150-350 kW (Enel, EDF, Enedis, Verbund, Nissan, Renault) • IONITY: 350 kW (BMW, Daimler, Ford, Volkswagen, Porsche) 	
20-30 min	corrente continua, 120 kW		
<10 min	corrente continua, 350 kW		

Fonte: Elaborazione Terna

Conclusioni

Vi sono dunque aspettative di una forte crescita dei VE in Europa e in particolare per i quattro paesi analizzati in questo articolo. La loro diffusione effettiva dipenderà però dall'operare di numerose forze e fattori abilitanti che dovranno garantire sia la fattibilità economica che tecnica affinché al 2030 in Europa ci siano milioni di VE presenti sulle strade. Una serie di operatori di settore, con in testa le utilities, hanno lanciato programmi di investimento tesi ad in introduzione capillare delle colonnine di ricarica, condizione necessaria questa all'effettivo sviluppo dei veicoli elettrici, oltre che alla diffusione di una serie di applicazioni che permetteranno una ricarica 'intelligente' di detti veicoli.

Anche gli operatori delle reti sia in alta che bassa tensione hanno e avranno sempre più un ruolo fondamentale in questo processo, costruendo e mettendo a disposizione le infrastrutture necessarie. Peraltro, la diffusione dei VE, come appena descritto, dovrebbe avere un impatto positivo in termini di crescita della domanda elettrica offrendo al contempo servizi di accumulo alla rete che almeno in parte dovrebbero smussare l'impatto (al rialzo) sui carichi orari.

Infatti, una volta garantita una gestione di ricarica intelligente (non solo a livello locale ma dal punto di vista del sistema), le auto elettriche potrebbero anche diventare una fonte di flessibilità importante considerando che un milione di veicoli elettrici equivale a circa 40-60 GWh di volume di accumulo.

Riferimenti

ACEA (2017a). New registrations in European Union and EFTA:
<http://www.acea.be/statistics/tag/category/by-country-registrations>

ACEA (2017b). Alternative fuel vehicle registrations.:
<http://www.acea.be/statistics/tag/category/electric-and-alternative-vehicle-registrations>

ACEA (2017c). Vehicles in use – Europe 2017:
http://www.acea.be/uploads/statistic_documents/ACEA_Report_Vehicles_in_use-Europe_2017.pdf

BNetzA (2016). Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030

Elia (2017). Electricity Scenarios for Belgium towards 2050: Elia's Quantified Study on the Energy Transition in 2030 and 2040

Enel and Ambrosetti (2017). E-mobility Revolution-Impacts on Italy and its industrial value chain: Italy's Agenda.

Enel (2017b). Enel kicks off the "E-VIA FLEX-E" project for the installation of ultra-fast charging stations in Italy, France and Spain: <https://www.enel.com/media/press/d/2017/12/e-via-flex-e-eng>

ENTSO-E (2017). TYNDP 2018 Scenario Report: <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>

European Commission (2017). Energy Union: Commission takes action to reinforce EU's global leadership in clean vehicles: https://ec.europa.eu/transport/modes/road/news/2017-11-08-driving-clean-mobility_en

Eurostat (2017). New registrations of passenger cars by type of motor energy:
http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=road_eqr_carpda&lang=en

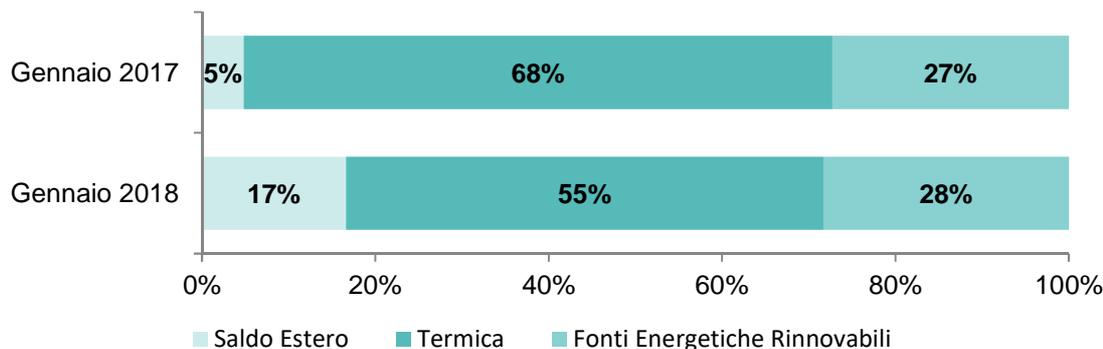
IONITY (2017). Fast charging station network starts to take shape: Site partners for 18 European countries secured: <http://www.ionity.eu/assets/20171127-ionity-en.pdf>

RTE (2017). Bilan Prévisionnelle de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2017.

Sintesi mensile

Nel mese di gennaio 2018, la richiesta di energia elettrica è stata di 27.490GWh, in riduzione rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-2,8%). In particolare si registra un aumento del saldo estero (+259,5%), in linea la produzione da fonti energetiche rinnovabili (+0,6%) e in flessione la produzione termoelettrica (-19,8%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di gennaio l'energia richiesta sulla rete è in riduzione -2,8% rispetto allo stesso mese del 2017.

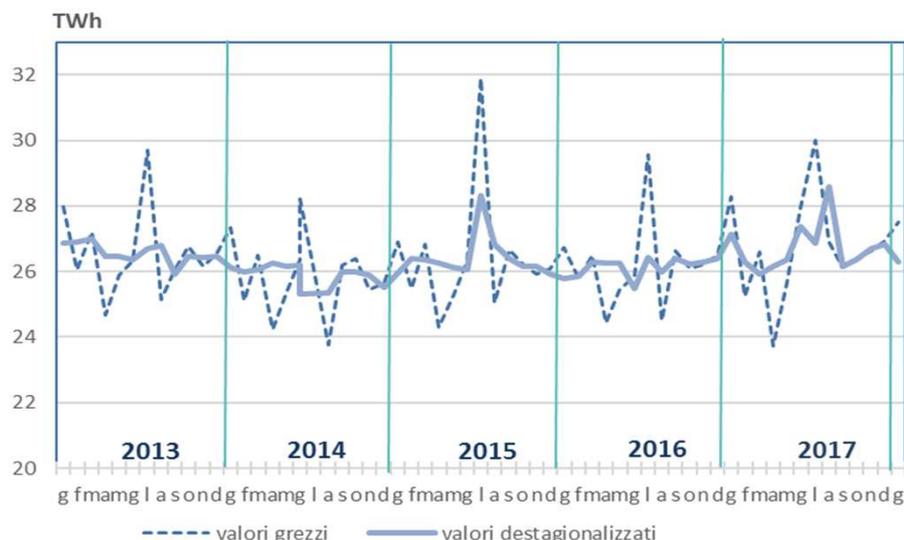
Fonte: Terna

Analisi congiunturale

Nel mese di gennaio 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (27,5 miliardi di kWh) ha fatto registrare una flessione pari al 2,8% rispetto ai volumi di gennaio 2017. Il risultato deriva dalla presenza di un giorno lavorativo in più rispetto allo stesso mese dello scorso anno ma con una temperatura media mensile superiore di quattro gradi. A livello territoriale, la variazione tendenziale di gennaio 2018, pur essendo ovunque negativa, è risultata disomogenea: al Nord -0,8%, al Centro -4,2% e al Sud -6,0%.

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a gennaio 2018 ha fatto registrare una variazione negativa pari a -2,0% rispetto a dicembre. Il trend prosegue su un andamento stazionario. Nel mese di gennaio 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per il 83,4% da produzione nazionale (-15,1% della produzione netta rispetto a gennaio 2017) e per la quota restante da importazioni (saldo estero +259,5%, rispetto a gennaio 2017).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



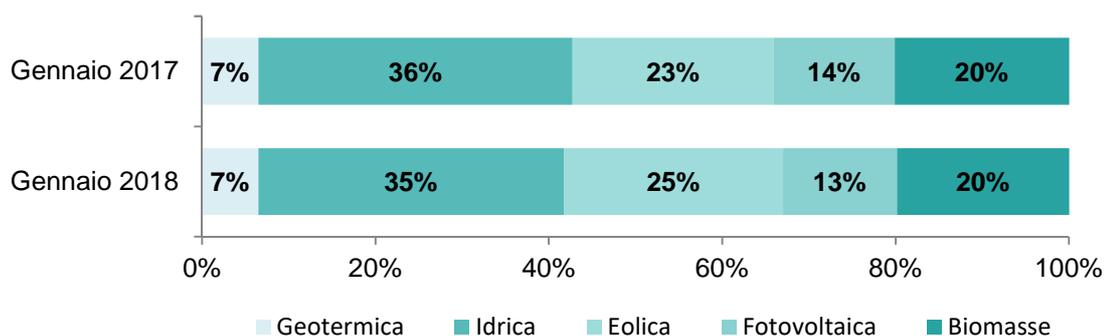
il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a gennaio 2018 ha fatto registrare una variazione negativa pari a -2,0% rispetto a dicembre

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+9,7%) e una flessione della produzione idrica (-2,0%) e fotovoltaica (-5,1%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A gennaio del 2018 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento mom (+4,1%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2018 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (27.490GWh) risulta in riduzione (-2,8%) rispetto al 2017.

A gennaio 2018 la produzione nazionale netta pari a 23.147GWh è composta per il 34% da fonti energetiche rinnovabili (7.787GWh) ed il restante 66% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Gennaio 2018	Gennaio 2017	%18/17	Gen 18	Gen 17	%18/17
Idrica	2.747	2.804	-2,0%	2.747	2.804	-2,0%
Termica	16.907	21.089	-19,8%	16.907	21.089	-19,8%
di cui Biomasse	1.547	1.557	-0,6%	1.547	1.557	-0,6%
Geotermica	495	504	-1,8%	495	504	-1,8%
Eolica	1.972	1.797	9,7%	1.972	1.797	9,7%
Fotovoltaica	1.026	1.081	-5,1%	1.026	1.081	-5,1%
Totale produzione netta	23.147	27.275	-15,1%	23.147	27.275	-15,1%
Importazione	4.891	2.073	135,9%	4.891	2.073	135,9%
Esportazione	325	803	-59,5%	325	803	-59,5%
Saldo estero	4.566	1.270	259,5%	4.566	1.270	259,5%
Pompaggi	223	265	-15,8%	223	265	-15,8%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	27.490	28.280	-2,8%	27.490	28.280	-2,8%

Nel 2017, si registra una variazione dell'export (-59,5%) rispetto all'anno precedente. A gennaio 2018 si registra un riduzione della produzione da fonte termica (-19,8%), della produzione idrica (-2,0%) e un aumento della produzione eolica (+9,7%) rispetto all'anno precedente.

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

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2018 la produzione totale netta (23.147GWh) ha soddisfatto per +84% della richiesta di energia elettrica nazionale (27.490GWh).

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												2.747
Termica	16.907												16.907
Geotermica	495												495
Eolica	1.972												1.972
Fotovoltaica	1.026												1.026
Produzione Totale Netta	23.147												23.147
Import	4.891												4.891
Export	325												325
Saldo Estero	4.566												4.566
Pompaggi	223												223
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.490												27.490

A gennaio la produzione totale netta risulta in riduzione (-15,1%) rispetto al 2017.

Nel 2018 la massima richiesta di energia elettrica è stata nelle mese di Gennaio con 27.490GWh.

(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	2.804	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

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

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

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di gennaio 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
Gennaio 2018	2.846	6.059	4.138	4.309	3.710	4.027	1.627	774
Gennaio 2017	2.949	6.022	4.206	4.318	3.952	4.288	1.748	797
% Gennaio 18/17	-3,5%	0,6%	-1,6%	-0,2%	-6,1%	-6,1%	-6,9%	-2,9%
Progressivo 2018	2.846	6.059	4.138	4.309	3.710	4.027	1.627	774
Progressivo 2017	2.949	6.022	4.206	4.318	3.952	4.288	1.748	797
% Progressivo 18/17	-3,5%	0,6%	-1,6%	-0,2%	-6,1%	-6,1%	-6,9%	-2,9%

Nel 2018 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al -1,0% in zona Nord, al -3% al Centro, -6,1% al Sud e -5,7% nelle Isole.

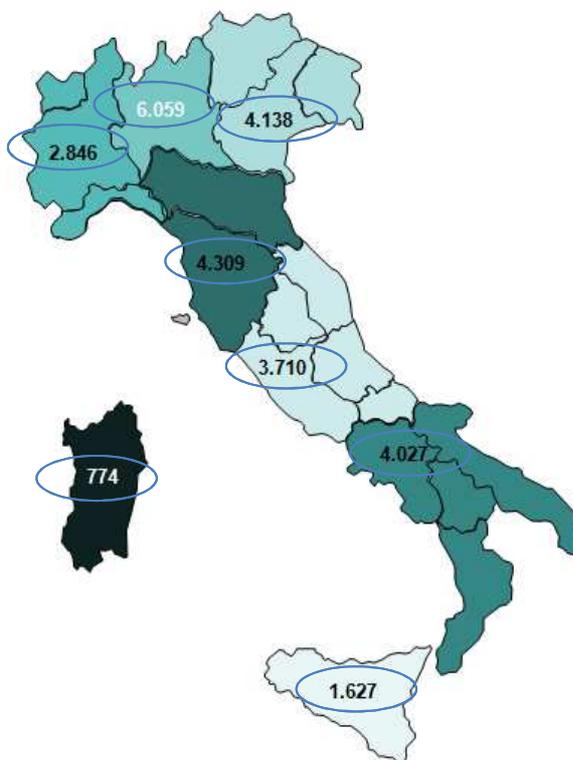
Fonte: Terna

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



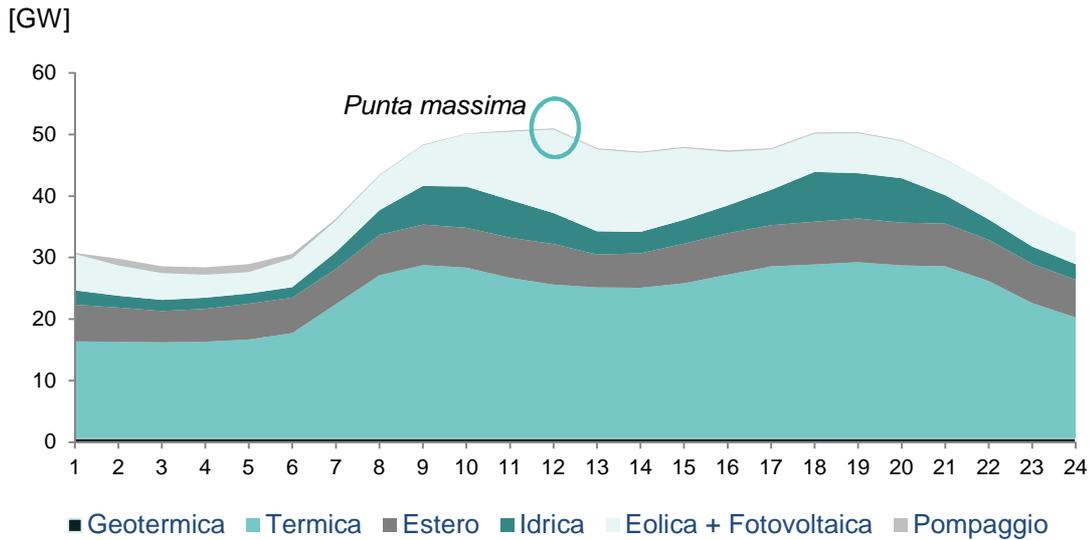
Fonte: Terna

(*) 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 gennaio 2018 la punta in potenza è stata registrata il giorno **mercoledì 17 alle ore 12** ed è risultato pari a 50.808 MW (-6,9% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

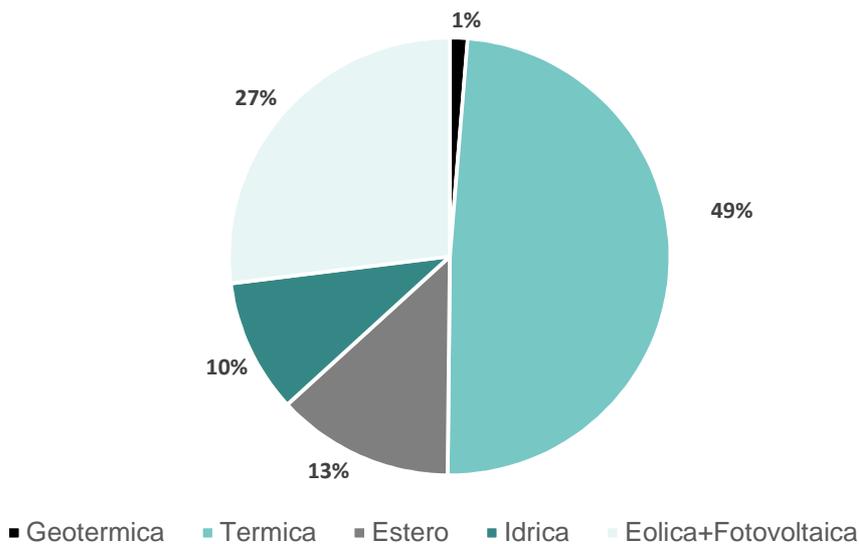
Punta in Potenza



Alla punta, il contributo da produzione termica è pari a 24.936MW.

Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 17 gennaio 2018 ore 12



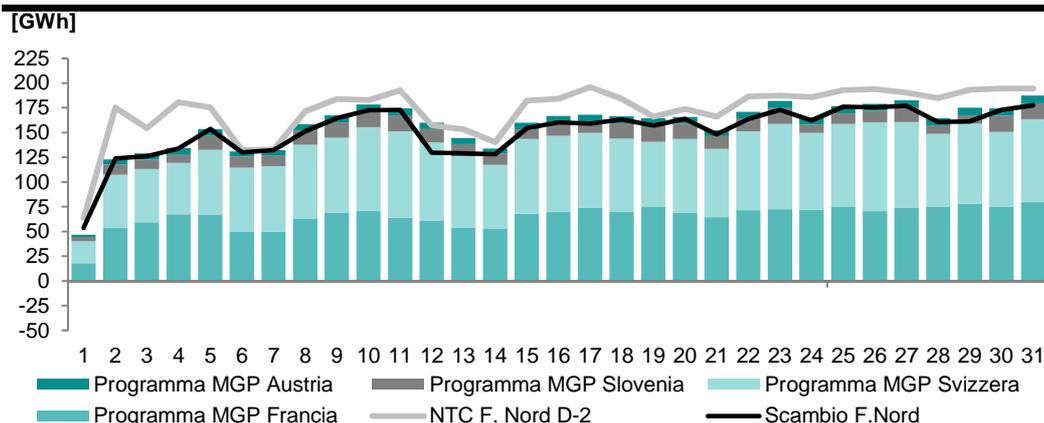
Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 38%, la produzione termica per il 49% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Gennaio 2018

Nel mese di gennaio si evidenzia una scarsa 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 gennaio 2017 si registra un Import pari a 4.892GWh e un Export pari a 325GWh.

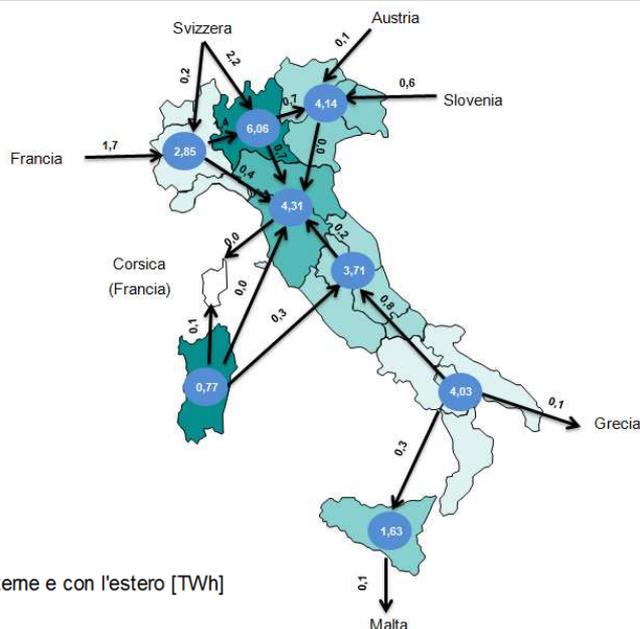
Fonte: Terna

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.

Mappa Saldo Movimenti Fisici di Energia



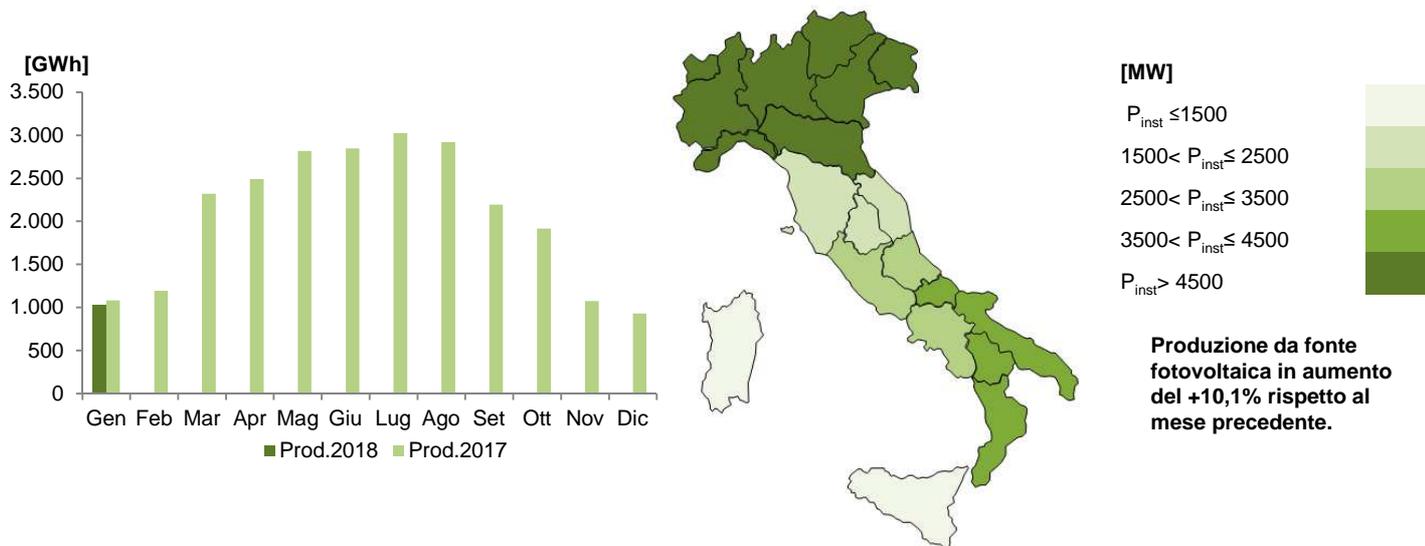
Nel 2018 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 1,1TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 0,3TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

L'energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di gennaio 2018 si attesta a 1.026GWh in aumento rispetto al mese precedente di 94GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-5,1%).

Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte eolica nel mese di gennaio 2018 si attesta a 1.972GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 256GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+9,7%).

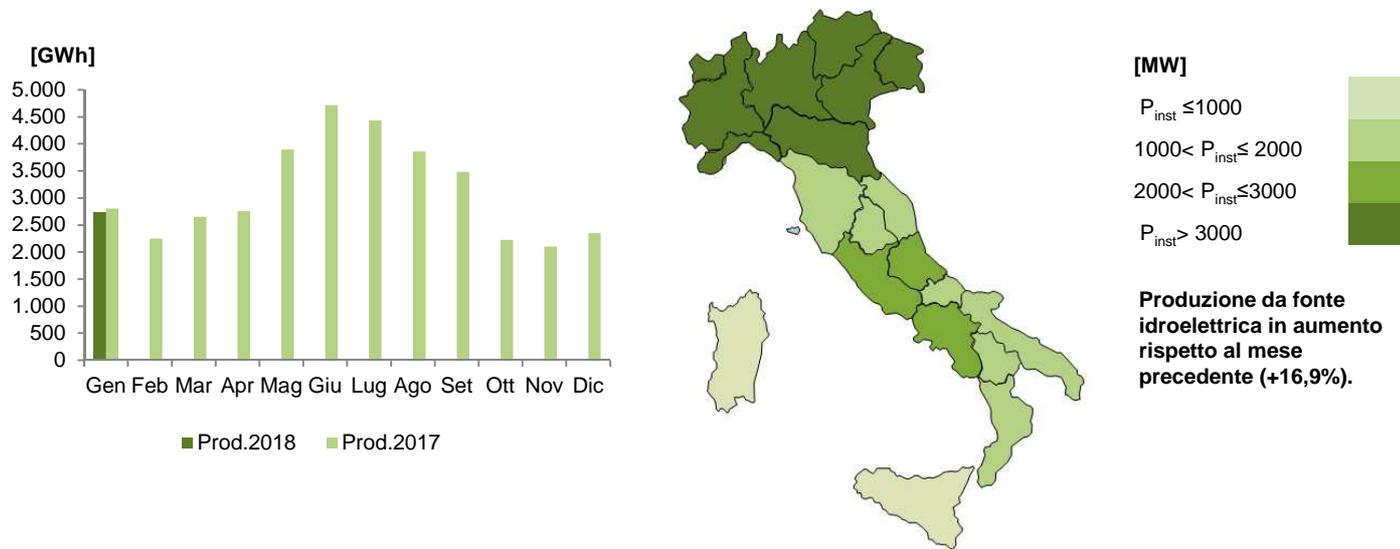
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di gennaio 2018 si attesta a 2.747GWh in aumento rispetto al mese precedente di 397GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-2,0%) rispetto all'anno precedente.

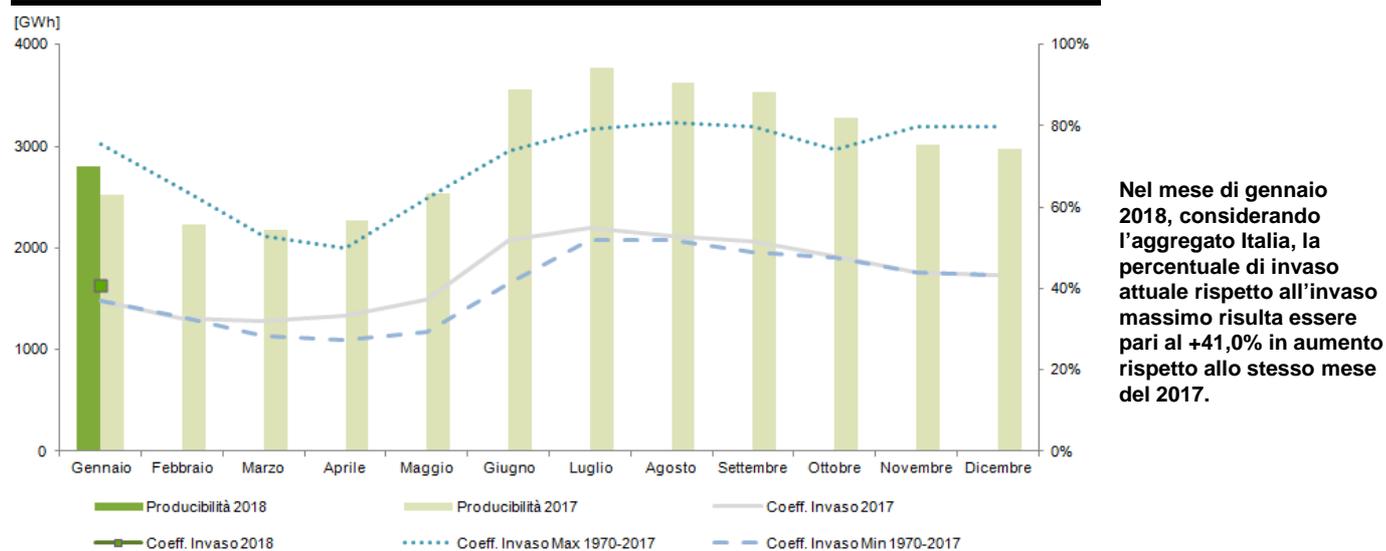
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di gennaio è in riduzione rispetto al mese precedente.

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



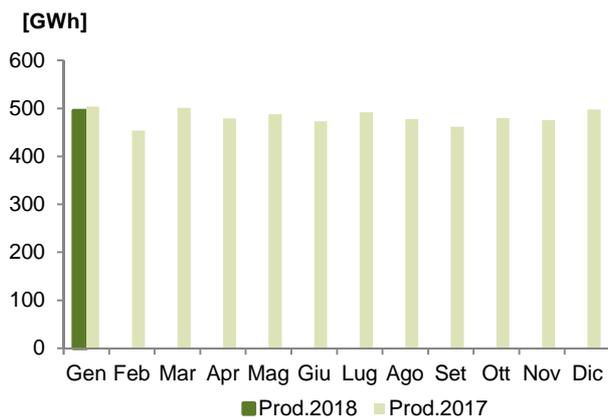
Nel mese di gennaio 2018, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +41,0% in aumento rispetto allo stesso mese del 2017.

		INVASI DEI SERBATOI	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2018	[GWh]		1.887	762	156	2.805
	% (Invaso / Invaso Massimo)		40,6%	42,0%	40,8%	41,0%
	[GWh]		1.535	754	239	2.528
	% (Invaso / Invaso Massimo)		33,0%	41,6%	62,8%	36,9%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di gennaio 2018 si attesta a 495GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 3GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-1,8%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

$500 < P_{inst} \leq 1000$

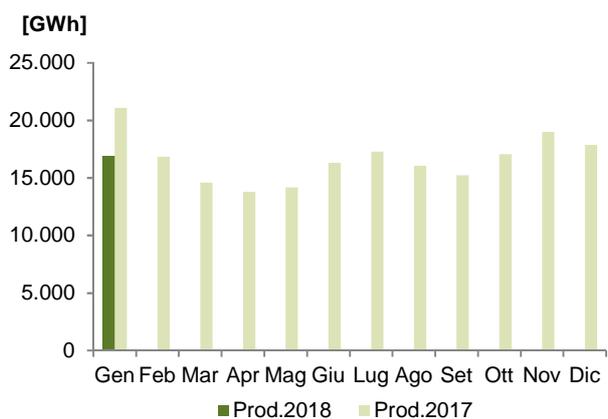


La produzione geotermica è in riduzione (-0,6%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di gennaio 2018 si attesta a 16.907GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 987GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-19,8%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} \leq 5000$

$5000 < P_{inst} \leq 10000$

$10000 < P_{inst} \leq 15000$

$15000 < P_{inst} \leq 20000$

$P_{inst} > 20000$



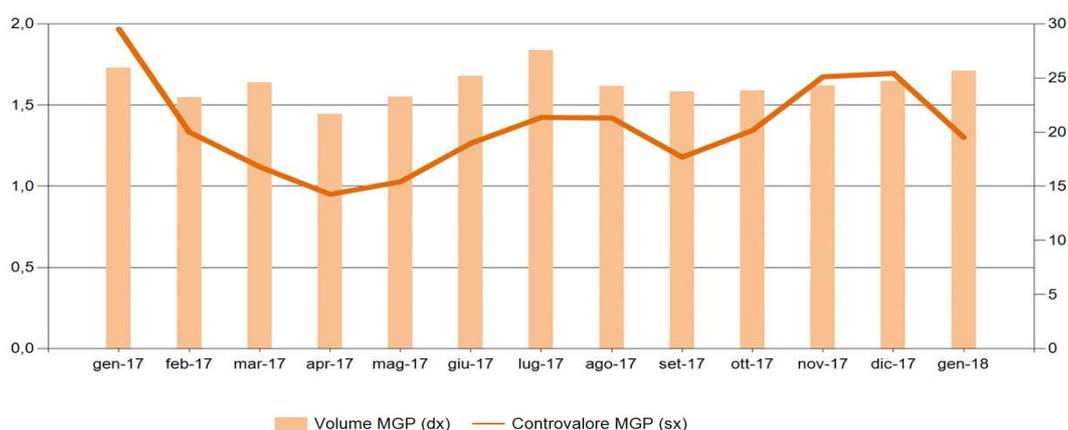
La produzione termica è in riduzione (-5,5%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a gennaio è pari a circa €1,3Mld, in riduzione del 23% rispetto al mese precedente e del 34% rispetto a gennaio 2017. Il calo rispetto ad entrambi i periodi è dovuto ad una riduzione del PUN medio. Infatti, il PUN medio è passato da €72,2/MWh (gennaio 2017) a €49/MWh (gennaio 2018).

Controvalore e volumi MGP

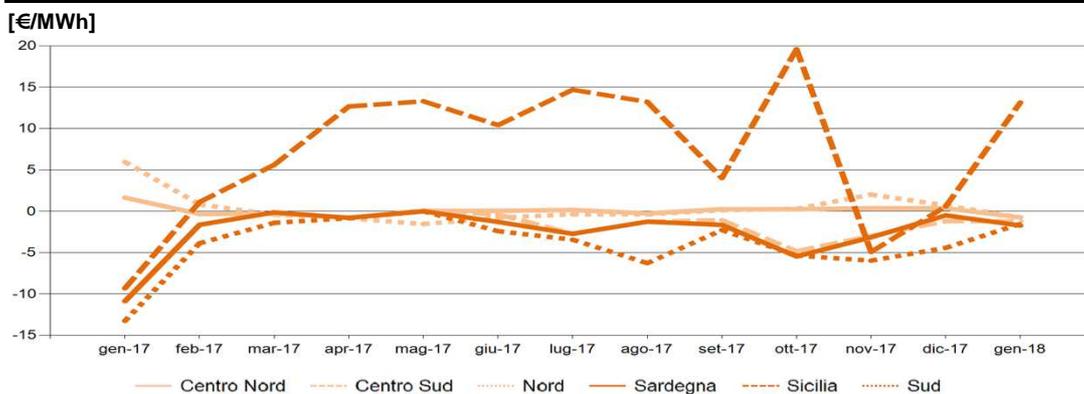


Controvalore gennaio 2018 in riduzione del 34% rispetto a gennaio 2017

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di gennaio i prezzi zonal sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione della zona Sicilia che registra un differenziale pari a +€13,1/MWh. Rispetto a gennaio 2017 il prezzo della zona Sicilia è rimasto costante, mentre per le altre zone si registra una riduzione media pari a €18,9/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonal gennaio 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 gennaio è pari a 15,9 per la zona Sicilia e mediamente pari a €10,9/MWh per le altre zone.

A dicembre è stato mediamente pari a €25,9/MWh per le zone Nord, Centro-Nord, Centro-Sud e Sardegna, a €14,3/MWh per la zona Sud e a €106/MWh per la zona Sicilia.

PUN e prezzi zonal MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	49,0	48,3	48,2	47,8	47,5	62,1	47,3
YoY	-23,2	-29,9	-25,6	-13,6	-11,5	-0,8	-14,1
Δ vs PUN	-	-0,7	-0,8	-1,2	-1,5	13,1	-1,7
Δ vs PUN 2017	-	6,0	1,6	-10,9	-13,3	-9,3	-10,9
Picco	56,4	55,8	55,7	54,7	54,0	72,4	53,8
Fuori picco	44,9	44,1	44,1	43,9	43,9	56,5	43,7
Δ Picco vs Fuori Picco	11,5	11,7	11,6	10,8	10,1	15,9	10,1
Minimo	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	5,0
Massimo	78,9	74,4	74,4	74,4	74,4	196	74,4

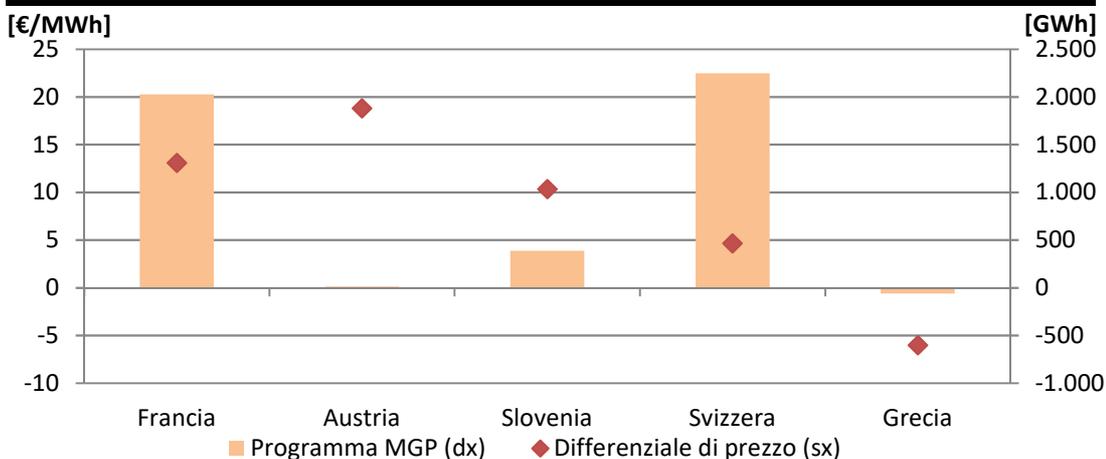
Differenziale picco-fuori picco rispetto al mese precedente in calo per tutte le zone tranne la Sicilia

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di gennaio si registra una riduzione, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo sulle frontiere con Austria, Slovenia e Grecia, e un aumento del differenziale di prezzo sulle altre frontiere.

Nel mese di gennaio si è registrato un import complessivo di 4,9TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano rispettivamente il 41% e il 47% del totale. L'export complessivo è stato di 0,3TWh, di cui la Grecia rappresenta il 74%, e la Svizzera il 25%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera nord pari a 4,7 TWh

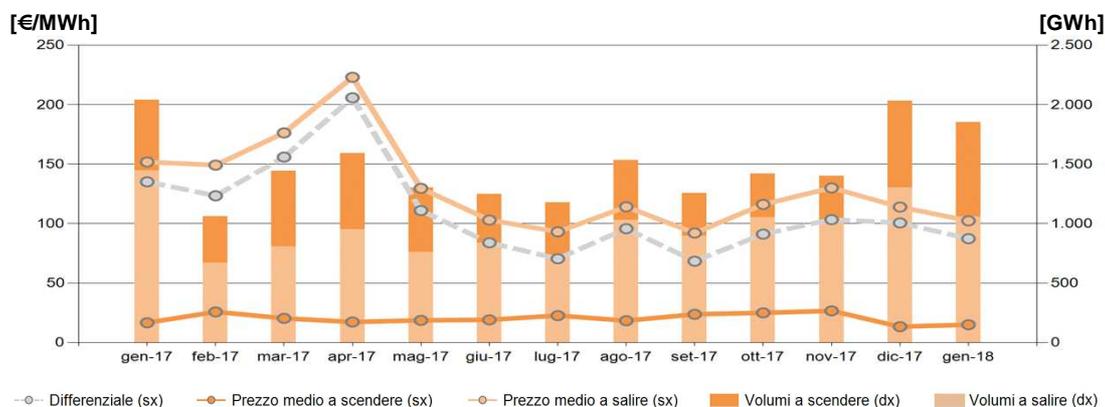
Fonte: Elaborazioni Terna

Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e a scendere è pari a €87,3/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente del 13% e rispetto a gennaio 2017 del 35%.

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-9%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 19% e quelle a scendere sono aumentate del 9%. Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano ridotte del 27% e quelle a scendere risultano aumentate del 35%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



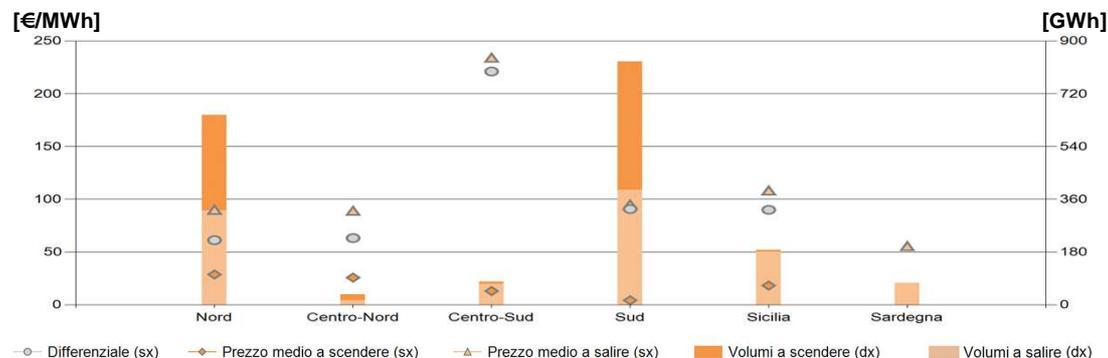
Prezzo medio a salire a gennaio 2018 pari a €102,3/MWh
Prezzo medio a scendere a gennaio 2018 pari a €15,0/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€221,1/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente.

Tale differenziale ha registrato un aumento rispetto al mese precedente del 37% dovuto ad un aumento del prezzo medio a salire del 29% (da €182/MWh di dicembre a €234,1/MWh di gennaio) e ad una riduzione del prezzo medio a scendere del 36% (da €20,4/MWh di dicembre a €13/MWh di gennaio).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



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

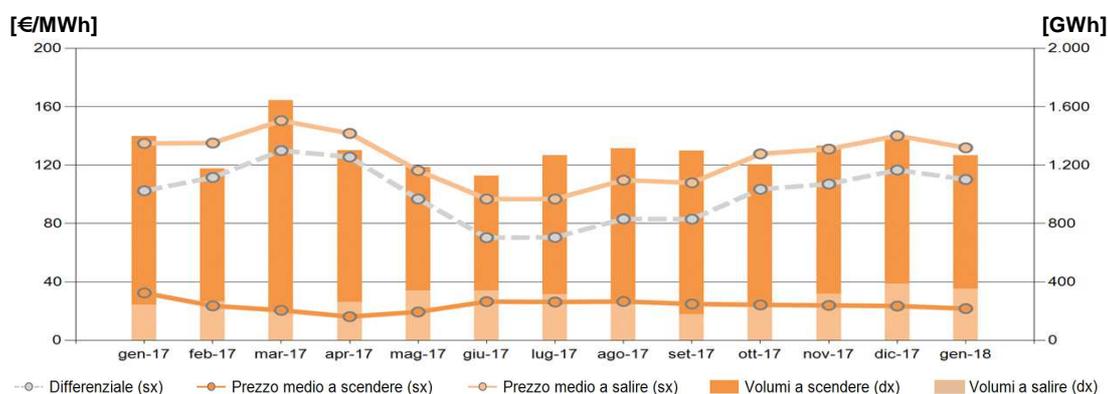
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A gennaio il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €110,1/MWh, in riduzione rispetto al mese precedente (€116,6/MWh; -6%) e in aumento rispetto a gennaio 2017 (€102,4/MWh; 8%).

I volumi complessivi sono in riduzione rispetto al mese precedente (-8%), in particolare le movimentazioni a salire sono diminuite del 9% e quelle a scendere sono diminuite del 7%. Rispetto a gennaio 2017, le movimentazioni a salire sono aumentate del 45% e le movimentazioni a scendere si sono ridotte del 21%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a gennaio 2018 pari a €131,9/MWh
 Prezzo medio a scendere a gennaio 2018 pari a €21,7/MWh

Fonte: Terna

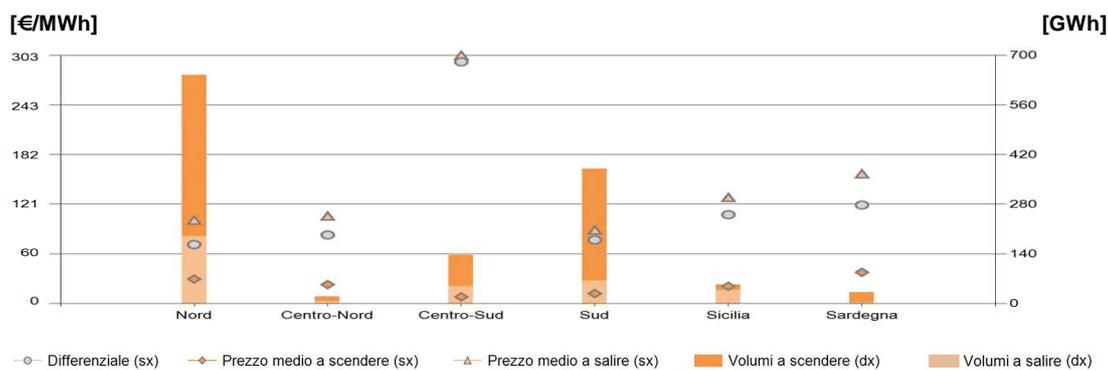
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (296 €/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a 326 €/MWh).

A gennaio la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere, analogamente al mese precedente. A gennaio la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (455GWh), seguita dalla zona Sud (316GWh).

Il differenziale di prezzo si è ridotto nelle zone Nord, Sud e Centro-Sud, mentre è aumentato nelle altre.

La zona che registra il maggior aumento rispetto al mese precedente è la Sardegna (+64%)

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

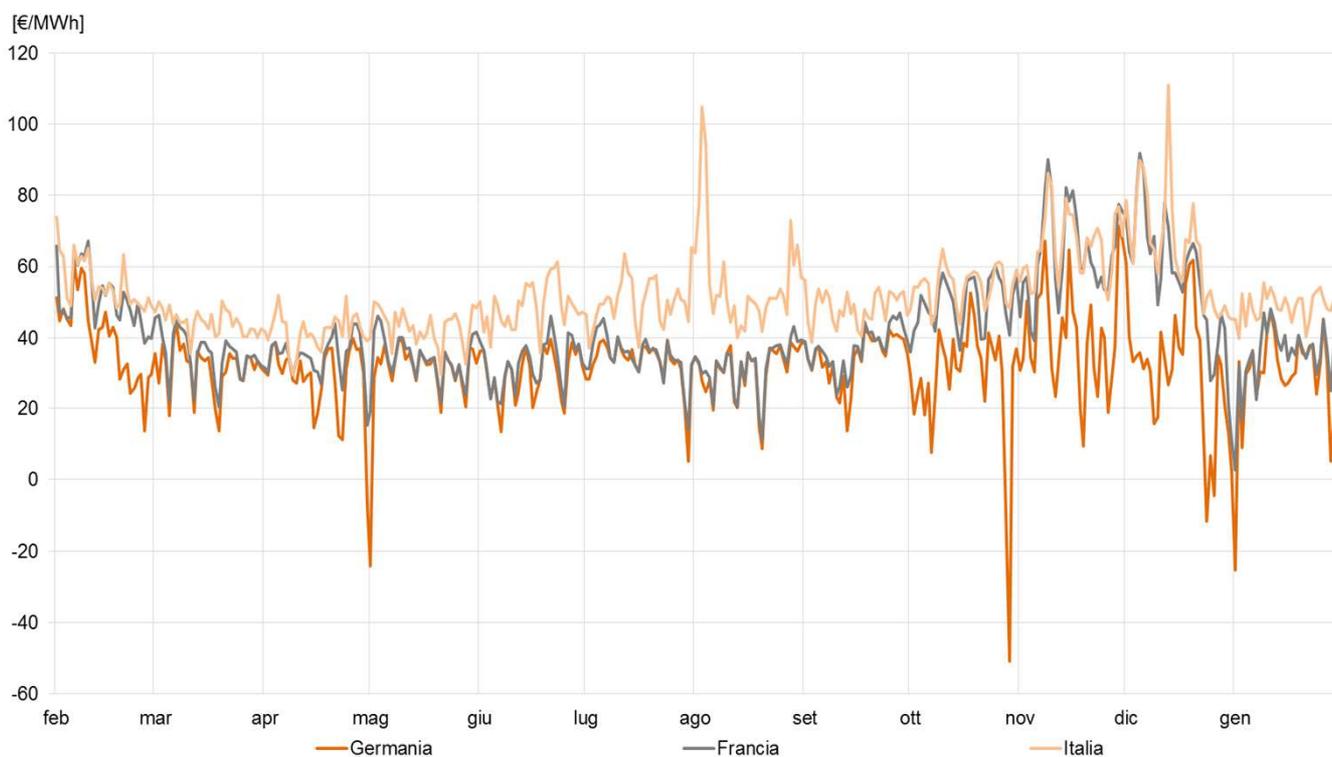
Nel mese di gennaio i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$69/bbl, in aumento rispetto ai \$64/bbl di dicembre (+7%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati intorno ai \$95/t in linea rispetto a quelli di dicembre che si erano stabilizzati intorno ai \$95/t (+0%).

I prezzi del gas in Europa sono diminuiti a gennaio attestandosi a €19/MWh rispetto al mese precedente; il PSV ha registrato una media di €20/MWh in diminuzione rispetto ai €27/MWh di dicembre.

I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di gennaio sono sensibilmente diminuiti rispetto al mese di dicembre con una media mensile di €50/MWh (-29%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = +€1,3/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

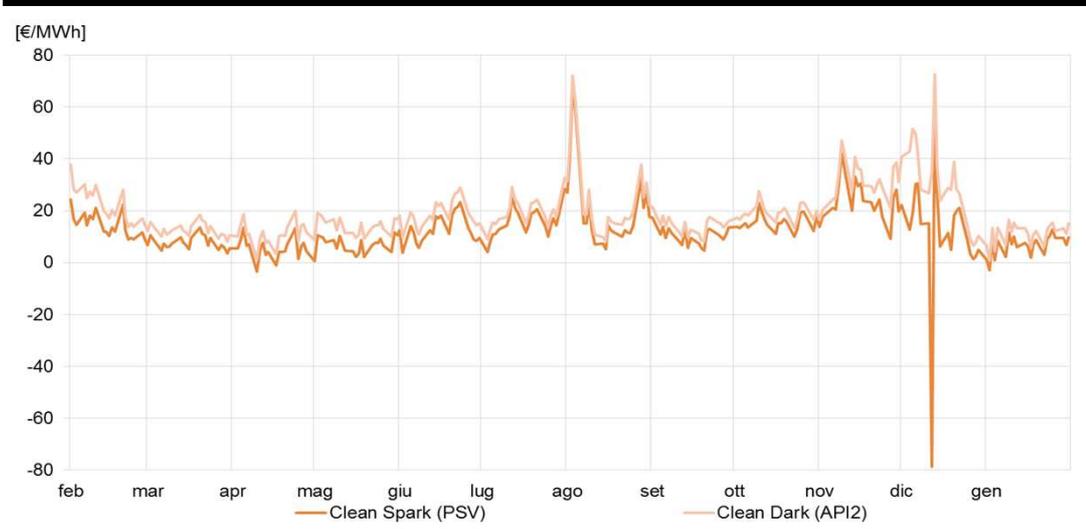
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$2,1/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €7/MWh (-45% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €11/MWh (-64% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

Nel mese di gennaio i prezzi forward dell'anno 2019 del Brent sono stati intorno ai \$63/bbl, rispetto ai \$60/bbl di dicembre con un aumento del 6%.

I prezzi medi forward 2019 del carbone (API2) sono in aumento attestandosi a circa \$85/t (+3%) rispetto al valore di dicembre che si era attestato a \$83/t.

I prezzi medi forward 2019 del gas in Italia (PSV) sono in linea tra gennaio e il mese precedente attestandosi intorno ai €19/MWh.

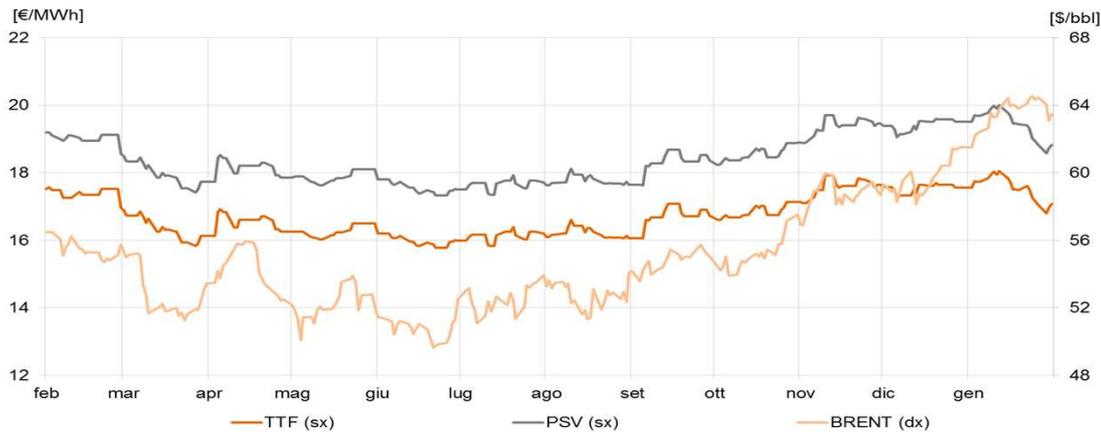
I prezzi medi forward 2019 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €48/MWh in diminuzione rispetto al mese precedente (-3%). Trend in diminuzione si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €41/MWh così come in Germania attestandosi a circa €36/MWh.

Prezzi elettricità Forward 2019



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

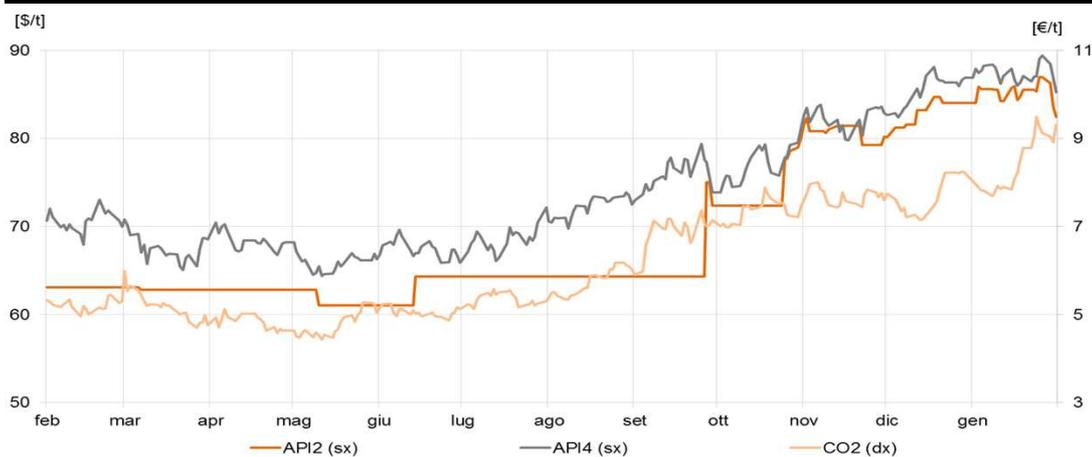
Prezzi Forward 2019 Gas & Oil



**Variazione media mensile
PSV-TTF = +€1,9/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

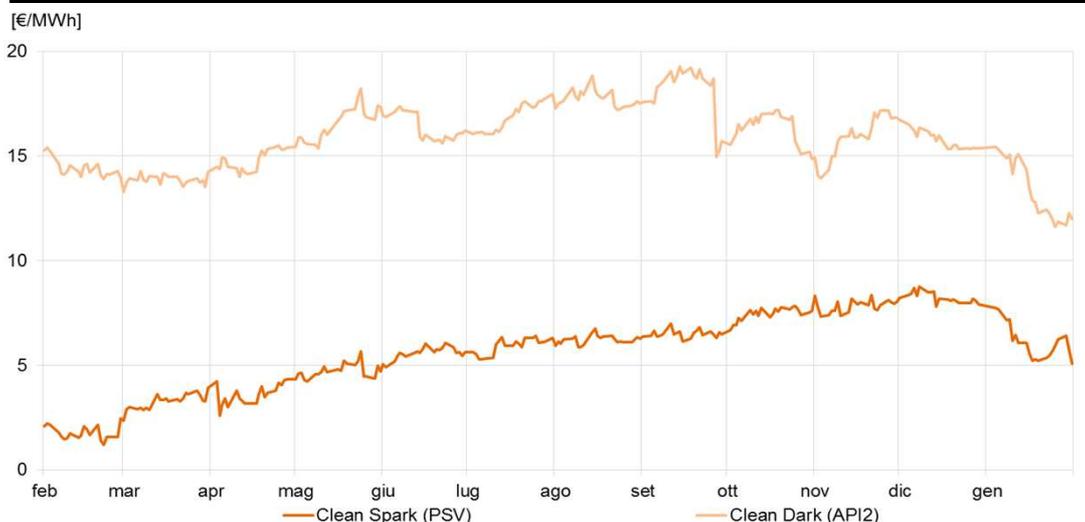
Prezzi Forward 2019 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$2,0/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2019 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€6,3/MWh (-24% MoM)**

**Clean dark spread API2
medio mensile =
€13,6/MWh (-15% 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 Gennaio 2018. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Provvedimenti prescrittivi di cui alla del. 342/2016/E/eel – conferme e revisioni

Nell'ambito dei procedimenti avviati con delibera 342/2016/E/eel per strategie di programmazione non diligenti poste in essere nell'ambito del servizio di dispacciamento, l'Autorità ha disposto la conferma di 10 provvedimenti prescrittivi con revisione dell'Allegato B ai provvedimenti medesimi (recante criteri per la quantificazione degli importi corrispondenti al beneficio indebito conseguito dagli utenti del dispacciamento per effetto delle loro condotte non diligenti).

[Delibere 3-7/2018/E/eel e 16-20/2018/E/eel](#)

Approvazione della proposta di procedure di fallback per la regione per il calcolo della capacità (CCR) Italy North, ai sensi dell'articolo 44 del regolamento (UE) 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le autorità di regolazione della regione Italy North all'interno dell'Energy Regulators' Regional Forum

[Delibera 21/2018/R/eel](#)

L'Autorità, in coordinamento con le altre Autorità di regolazione della regione Italy North, ha approvato la proposta dei TSO della regione per il calcolo della capacità Italy North in materia di procedure di fallback predisposte ai sensi del Regolamento CACM. Si tratta delle procedure di allocazione della capacità giornaliera da mettere in atto in via eccezionale ove non sia possibile utilizzare il market coupling del Mercato del Giorno Prima – MGP). In particolare, la proposta dei TSO prevede l'esecuzione:

- sui confini Italia zona Nord – Francia e Italia zona Nord – Austria, di aste esplicite, c.d. shadow auctions, e l'allocazione della capacità sul mercato infragiornaliero, nel caso in cui le shadow auctions dovessero essere cancellate;
- sul confine Italia zona Nord – Slovenia, di una sessione del MGP con allocazione congiunta di capacità ed energia su tale confine (regional coupling); nel caso di fallimento del regional coupling, si prevede l'utilizzo delle shadow auctions già previste per gli altri confini della regione.

Disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone e avvio della revisione della stessa ai sensi del Regolamento 2015/1222 (CACM)

[Delibera 22/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha:

- avviato la revisione della configurazione zonale relativa alla rete elettrica rilevante del territorio nazionale ai sensi del Regolamento CACM, prevedendo che Terna:
 - ✓ consulti le configurazioni zonali alternative a quella attuale con indicazione dei relativi tempi di implementazione, la metodologia utilizzata per l'analisi e gli indicatori sintetici coerenti con i criteri del Regolamento CACM;
 - ✓ trasmetta all'Autorità e pubblichi sul proprio sito, la proposta della nuova configurazione zonale (o la conferma del mantenimento della configurazione zonale attuale). L'Autorità si esprime entro 45 giorni dal ricevimento della proposta;
- definito le modalità di esecuzione delle future revisioni della configurazione zonale.

L'Autorità ha, infine, modificato la delibera n. 111/06 relativamente ai criteri di suddivisione della rete rilevante in zone, al fine di tener conto di quanto previsto dal Regolamento CACM.

Direttive per l'integrazione di sezioni relative alla resilienza del sistema elettrico nei piani di sviluppo delle imprese distributrici

[Delibera 31/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha introdotto obblighi di predisposizione dei piani per la resilienza per tutte le imprese distributrici, e di integrazione dei piani di sviluppo con sezioni dedicate all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica per le principali imprese distributrici.

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.