



Sottoscrittori

A2A SpA, Acea Energia SpA, Acegas
Aps Amga, AET Azienda Elettrica
Ticinese, Axpo Italia SpA, CSEA Cassa
per i Servizi Energetici e Ambientali,
CdP Cassa Depositi e Prestiti, CVA
Trading Srl, Dolomiti Energia SpA, E.ON
Italia SpA, Edison SpA, Engie Italia, EP
Produzione SpA, Erg Power Generation,
HB Trading, Hera Trading Srl, Innogy
Italia SpA, Iren SpA, Repower Italia
SpA, Shell Energy Europe, Siram SpA,
Sorgenia SpA, Tenaris Dalmine, Terna
SpA, Tirreno Power SpA, Utilitalia

Le posizioni espresse nella Newsletter,
salvo quanto diversamente specificato,
sono da attribuirsi esclusivamente
ai ricercatori REF-E

Responsabile della Newsletter
Claudia Checchi
Tel. 02 43441044
e-mail: claudia.checchi@ref-e.com

MERCATO ELETTRICO

- **Target model europeo: verso mercati del bilanciamento e infragiornalieri unificati**

Gli ambiziosi progetti europei per l'integrazione dei mercati più vicini al tempo reale continuano a scontrarsi con le complessità e le peculiarità nazionali. Per l'Italia l'adesione ai diversi progetti di creazione delle piattaforme per il bilanciamento - quattro al momento relativi a diverse forme di riserva - si scontra con l'utilizzo del pay-as-bid, e con l'assenza di aggregatori, per ora attivi solo attraverso progetti pilota. Sul mercato infragiornaliero invece, l'adesione al progetto XBID, inizialmente prevista per il 2019, è stata nuovamente rimandata: l'orario di gate closure la principale questione da risolvere per l'Italia; la modalità di valutazione delle capacità di interconnessione, difficilmente compatibile con la negoziazione continua prevista dalle regole, la questione irrisolta a livello europeo.

pag. 3

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

- **Obiettivi UE 2030 e politiche per l'efficienza energetica nella proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima**

La definizione dei principali provvedimenti previsti dal Clean Energy Package della UE, avvenuta alla fine del 2018, consente di delineare il ruolo delle politiche per l'efficienza energetica nel nuovo ciclo 2020-2030 di politiche energetico ambientali europee. Le novità principali sono le modifiche alle direttive per l'efficienza energetica e per la prestazione energetica degli edifici che devono essere inquadrare nelle indicazioni del Regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima. Nella proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima inviato a Bruxelles nei primi giorni di gennaio dal governo italiano emerge l'importanza delle politiche di efficienza energetica per gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione, la criticità del rapporto tra obiettivi e scenari, e il ruolo di strumenti come il meccanismo dei certificati bianchi.

pag. 7

PIANI NAZIONALI PER L'ENERGIA E IL CLIMA

- **La strategia francese e il futuro del nucleare**

Il 2019 sarà dedicato alla verifica della coerenza dei Piani energia e clima nazionali con gli obiettivi definiti solo a livello europeo e al loro coordinamento. Avviamo dunque un appuntamento dedicato al confronto dei Piani dei paesi più rilevanti e che potrebbero avere impatto sull'Italia. Per la Francia l'elemento più rilevante, quantomeno nella prospettiva dell'impatto sul mercato italiano, è il rilassamento delle ipotesi di dismissione del nucleare, che potrebbe comportare livelli di export verso l'Italia sostenuti anche per i prossimi anni.

pag. 15

GARE GAS

- **Monitoraggio gare gas**

Il 2018 si chiude con l'apertura di un nuovo bando di gara, quello per l'ATEM Vicenza 3. Salgono così a 8 le manifestazioni di interesse in scadenza nei prossimi mesi. Una sola gara, quella per Udine 2, è però prevista per l'assegnazione definitiva, mentre rimangono 4 quelle chiuse e in attesa di assegnazione, con procedure rallentate, nella maggior parte dei casi, dalle richieste di verifica alla giustizia amministrativa da parte dei partecipanti.

pag. 18

INDICATORI

- **Dati di mercato**
- **Dati settori incentivati e regolati**

pag. 21

pag. 22

INDICI

- **ITEC e Magi**

pag. 23

Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Sergio Ascari, Domenico Biasi,
Virginia Canazza, Giacomo
Ciapponi, Paolo Cilento, Federico
Clementi, Federica Davò, Tommaso
Franci, Ana Georgieva, Paolo
Marino, Melania Mercadante,
Marco Pellegrino, Giorgio Perico,
Clio Scandola

Editore

REF-E srl
Via Gioberti 5 - 20123 Milano
www.ref-e.com - info@ref-e.com

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori
Tel. +39 02 43441022
Fax +39 02 43441027
E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

La presente pubblicazione è riservata ai soli abbonati per uso personale e non commerciale.

Non è, pertanto, consentito modificare, duplicare, distribuire, divulgare, vendere, trasmettere, riprodurre, pubblicare su qualsiasi mezzo, sotto qualsiasi forma o per qualsivoglia ragione, in tutto o in parte, i contenuti della pubblicazione senza l'autorizzazione scritta di REF-E. Agli abbonati è consentita la stampa di una copia della pubblicazione per uso esclusivamente personale e non commerciale senza, tuttavia, apportarne alcuna modifica.

Ogni violazione verrà perseguita a norma di legge e autorizzerà REF-E a sospendere l'invio della pubblicazione senza alcun avviso.

Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti. Il titolare del sito e relativo webmaster declinano ogni responsabilità per url non trovate a causa di modifiche effettuate dai relativi gestori di siti internet e invitano i navigatori ad approfondire le tematiche cercando sui motori di ricerca disponibili.

REF-E opera nel mercato energetico con ricerche e consulenze personalizzate, osservatori indipendenti, attività di formazione e affianca aziende, istituzioni, organismi governativi nei processi decisionali.

L'autorevolezza e l'indipendenza di **REF-E** costruite nel tempo sul mercato dell'energia sono oggi riconosciute da aziende e istituzioni.

REF-E mette a disposizione dei suoi clienti analisi della concorrenza e della regolazione, scenari di previsione sui prezzi, supporto nella scelta degli investimenti e delle più importanti decisioni strategiche, garantendo indipendenza, professionalità e competenza, favorendo il dialogo tra aziende e istituzioni in Italia e nel mondo.

Periodici

- [Newsletter Osservatorio Energia](#) è il mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Propone approfondimenti sull'evoluzione normativa, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di mercati regolamentati, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica e del gas. Fornisce le previsioni dell'andamento dei principali indicatori di mercato.
- [Energy Outlook](#) è il quadrimestrale di previsione dello sviluppo a medio termine del mercato elettrico e del gas sulla base del modello di simulazione Elfo++. Delinea l'evoluzione della domanda e dell'offerta, fornendo previsioni su: costi di produzione, prezzi concorrenziali (nazionali e zonali), possibili effetti delle strategie degli operatori alla luce delle condizioni strutturali e della normativa.

Pubblicazioni

- Il [Rapporto Energia](#) è una pubblicazione annuale sull'evoluzione e le prospettive dei settori elettrico, gas e delle fonti rinnovabili. Presenta i mercati attraverso un'analisi della regolamentazione e della struttura in Italia e in Europa. Elabora scenari a medio termine.
- Il [Rapporto Settimanale sulla borse energetiche](#) aggiorna costantemente i prezzi e i volumi nei mercati italiani ed europei.
- I [Working paper](#) sono studi dettagliati che trattano temi di attualità, a partire dalla letteratura teorica. Approfondiscono tematiche rilevanti per il dibattito sulle politiche in atto, così come aspetti metodologici e analitici riguardanti l'analisi dei mercati, le problematiche autorizzative e istituzionali, la costruzione di scenari.

Servizi

- I [Database](#) garantiscono l'accesso privilegiato a numerose e complesse informazioni organizzate, raccolte in anni di esperienza e costantemente aggiornate.
- I [Seminari](#) di discussione sono lo strumento dedicato all'approfondimento degli scenari dei mercati energetici, consentono confronti e dibattiti alla luce delle innovazioni legislative e normative.
- Le consulenze telefoniche permettono di essere sempre in contatto con i ricercatori **REF-E**.

MERCATO ELETTRICO

TARGET MODEL EUROPEO: VERSO MERCATI DEL BILANCIAMENTO E INFRAGIORNALIERO UNIFICATI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Delibera 8/2019/R/eel](#)
- [Delibera 535/2018/R/eel](#)
- [Delibera 409/2018/R/eel](#)
- [ACER: public consultation on the methodology for pricing intraday cross-zonal capacity](#)

ARTICOLI CORRELATI

- [Il mercato infragiornaliero europeo: il progetto XBID e la sua implementazione in Italia](#) (Newsletter 222)

Gli ambiziosi progetti europei per l'integrazione dei mercati più vicini al tempo reale continuano a scontrarsi con le complessità e le peculiarità nazionali. Per l'Italia l'adesione ai diversi progetti di creazione delle piattaforme per il bilanciamento - quattro al momento relativi a diverse forme di riserva - si scontra con l'utilizzo del pay-as-bid, e con l'assenza di aggregatori, per ora attivi solo attraverso progetti pilota. Sul mercato infragiornaliero invece, l'adesione al progetto XBID, inizialmente prevista per il 2019, è stata nuovamente rimandata: l'orario di gate closure la principale questione da risolvere per l'Italia; la modalità di valutazione delle capacità di interconnessione, difficilmente compatibile con la negoziazione continua prevista dalle regole, la questione irrisolta a livello europeo.

Da un anno tutti i Regolamenti europei riguardanti il mercato elettrico sono entrati in vigore, l'ultimo in ordine di tempo è stato il Regolamento sul bilanciamento europeo¹ (*Balancing code*) il 18 dicembre 2017 che riporta le norme per la creazione di un mercato unico europeo del bilanciamento. Precedentemente erano state approvate le linee guida sull'allocazione della capacità e gestione delle congestioni² (CACM) riguardante il mercato del giorno prima e infragiornaliero, e le linee guida sull'allocazione della capacità a termine³ (FCA) che stabiliscono norme sull'allocazione della capacità interzonale nei mercati a termine.

L'approvazione delle linee guida europee ha definito le fondamenta del mercato elettrico europeo. La costruzione, ossia la loro implementazione, è tuttavia un percorso lungo e complesso di cui a volte è difficile tenere traccia anche a causa delle tempistiche e dei possibili passaggi previsti dalla normativa. Gli stessi operatori hanno richiesto la creazione di uno *stakeholder group* nazionale, approvato dall'Autorità che ha dato a Terna il compito di istituirlo, con lo scopo di garantire un adeguato livello di coinvolgimento di tutti gli operatori del mercato elettrico.

Al momento, gli aspetti di principale interesse che sono in corso di discussione e approvazione sia a livello europeo sia nazionale riguardano il *Balancing code* e il mercato unico infragiornaliero.

CODICE DEL BILANCIAMENTO: LE PIATTAFORME EUROPEE E IL RUOLO DEGLI OPERATORI

Il codice del Bilanciamento "stabilisce una serie di norme tecniche, operative e di mercato, valide in tutta l'UE, per disciplinare il funzionamento dei mercati del bilanciamento del sistema elettrico. Esso stabilisce le norme per l'acquisizione di capacità di bilanciamento, l'attivazione dell'energia di bilanciamento e il regolamento finanziario dei responsabili del bilanciamento". Per agevolare l'integrazione dei mercati del bilanciamento, il regolamento prevede la creazione di quattro piattaforme europee comuni che gestiscano il processo di compensazione dello sbilanciamento e consentano lo scambio di energia di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza, attivate in modo automatico o manuale, e riserve di sostituzione (**Tabella 1**).

La realizzazione di queste quattro piattaforme è già prevista all'interno di altrettanti progetti proposti dai TSO europei⁴. I tempi di realizzazione e attivazione variano da uno a tre anni. Queste piattaforme saranno organizzate secondo il modello "TSO-TSO": la partecipazione e l'utilizzo sarà riservata ai gestori delle reti di trasmissione, ognuno

¹ Regolamento (UE) 2017/2195 del 23 novembre 2017 "che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico".

² Regolamento (UE) 2015/1222 del 24 luglio 2015 "che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione".

³ Regolamento (UE) 2016/1719 del 26 settembre 2016 "che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine".

⁴ Per le piattaforme di *Replacement Reserves* e *Imbalance netting*, gli *implementation framework* sono stati inviati dai TSO alle Autorità competenti a giugno 2018 mentre per le altre due piattaforme a dicembre 2018. Le Autorità hanno a disposizione 6 mesi per approvarli o chiedere degli emendamenti. Nel caso della *Replacement Reserves* la proposta di *implementation framework* è stata approvata con la delibera 8/2019/R/eel mentre per *Imbalance netting* sono stati richiesti degli emendamenti alla proposta (delibera 7/2019/R/eel).

TAG

auction design, dispatching, electricity, market design,

TABELLA 1. PROGETTI PER LA REALIZZAZIONE DELLE PIATTAFORME EUROPEE PREVISTE DAL *BALANCING CODE*

Piattaforma	Articolo	Progetto	Prodotto scambiato	Prodotto coerente italiano	Avvio della piattaforma
Piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve di sostituzione	art. 19	TERRE (<i>Trans European Replacement Reserve Exchange</i>)	<i>Replacement Reserve</i>	Riserva terziaria di sostituzione	Dic 2019
Piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale	art. 20	MARI (<i>Manual Activation Reserve Initiative</i>)	<i>Frequency restoration reserves with manual activation</i>	Riserva terziaria rotante	Dic 2021
Piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica	art. 21	PICASSO (<i>Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation</i>)	<i>Frequency restoration reserves with automatic activation</i>	Riserva secondaria	Dic 2021
Piattaforma per il processo di compensazione dello sbilanciamento	art. 22	IGCC (<i>International Grid Control Cooperation</i>)	<i>Imbalance netting process</i>	Ottimizzazione delle attivazioni di riserva secondaria da parte di TSO distinti	Dic 2019

Fonte: ENTSO-E e *Balancing Code*

dei quali raccoglierà le offerte di energia di bilanciamento presentate dagli operatori della propria area di riferimento inviandole alla piattaforma comune che selezionerà le offerte in base al loro *merit order*, tenuto conto dei fabbisogni dei TSO e della capacità interzonale disponibile. L'esito dell'ottimizzazione sarà comunicato ai TSO i quali invieranno l'ordine di dispacciamento all'operatore interessato.

La prima piattaforma a diventare operativa sarà quella relativa allo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve di sostituzione (*Replacement Reserves*, da cui il nome piattaforma RR). L'avvio di questa piattaforma, sviluppata con il progetto TERRE, introdurrà una serie di nuovi elementi all'interno del mercato di bilanciamento italiano, di conseguenza Terna ha posto in consultazione⁵ una serie di modifiche al Codice di Rete italiano (CdR) con lo scopo di coordinare il funzionamento di MSD con la piattaforma RR.

Uno degli elementi principali introdotto con l'implementazione delle piattaforme previste dal *Balancing Code* riguarda la separazione del processo di attivazione dell'energia di bilanciamento, che dovrà essere svolto principalmente attraverso le piattaforme comuni, dal processo co-ottimizzato che Terna svolge sul MSD italiano per il reperimento di risorse per il bilanciamento, per la risoluzione delle congestioni intrazonali e per la formazione delle riserve. Inoltre, la piattaforma RR utilizzerà una rappresentazione zonale della rete al contrario di MSD che utilizza un modello zonale. Infine, il fatto che le offerte accettate sulle piattaforme RR vengono valorizzate al *system marginal price* e non con il *pay-as-bid* utilizzato nel MSD, di conseguenza gli operatori italiani potranno presentare delle offerte di prezzo specifiche per lo scambio di energia di bilanciamento in modo da tenere conto della diversa modalità di remunerazione. I volumi offerti verranno invece calcolati direttamente da Terna, nel cosiddetto "processo di conversione", sulla base delle offerte presentate dagli operatori su MSD, delle caratteristiche del prodotto standard scambiato sulla piattaforma RR, dei dati tecnici dell'UP (ad esempio rampa di aumento/riduzione della potenza erogata, tempo di permanenza in assetto etc.) e delle limitazioni per il rispetto dei vincoli di sicurezza della rete.

L'utilizzo della piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento allargherà la platea di offerte che potranno contribuire a soddisfare il fabbisogno di bilanciamento di Terna, incrementando la concorrenza e potenzialmente riducendo i costi di bilanciamento. D'altra parte la segmentazione delle attività di Terna per il reperimento dei servizi di dispacciamento, dovuta alla necessità di utilizzare le piattaforme europee introduce una possibile inefficienza nel processo co-ottimizzato di Terna che potrebbe portare a soluzioni sub-ottime e all'aumento dei costi⁶.

⁵ Terna: consultazione ai sensi dell'art. 18 del Regolamento (UE) 2017/2195 (consultazione 35).

⁶ Un esempio potrebbe essere la necessità da parte di Terna di richiedere l'attivazione su MB di un'offerta che ne compensi un'altra attivata, al solo scopo di bilanciamento, sulla piattaforma RR ma che non possa più essere attivata a causa di nuovi vincoli di rete emersi tra la selezione dell'offerta sulla piattaforma RR e il tempo reale.

Di ciò ne è consapevole anche l'Autorità che nell'approvare le modifiche al CdR⁷ ha richiesto a Terna di monitorare l'efficienza del processo di MSD ed eventualmente sviluppare delle modalità di utilizzo della Piattaforma RR che minimizzino il rischio di inefficienza dovuto alla segmentazione del mercato di bilanciamento.

Se lo sviluppo e l'utilizzo delle piattaforme è affidato esclusivamente ai gestori delle reti di trasmissione, gli operatori di mercato svolgono due ruoli fondamentali che definiscono le loro attività nel mercato del bilanciamento: forniscono i servizi di bilanciamento ai TSO (*Balancing Service Provider*, BSP) e sono responsabili degli sbilanciamenti (*Balance Responsible Party*, BRP), ossia sono coloro sui quali ricadono gli oneri di sbilanciamento.

Uno dei primi adempimenti richiesti ai TSO dal *Balancing Code* (art. 18) è stato l'elaborazione di una proposta riguardante i termini e le condizioni per BSP e BRP. Nella proposta presentata da Terna si identificano i ruoli dei BSP e BRP che coincidono con quelli dell'Utente del Dispacciamento (UdD) e ai quali si applicano tutte le disposizioni del Codice di Rete italiano. Infatti, nel caso di UP abilitate l'UdD è sia fornitore di servizi sia responsabile degli sbilanciamenti i quali vengono regolati per unità, nel caso di UP non abilitate o di unità di consumo, l'UdD è solo responsabile degli sbilanciamenti in quanto nel codice di rete attuale non è previsto che queste unità possano partecipare a MSD. Per quanto riguarda il tema delle condizioni relative alla fornitura di servizi di bilanciamento da parte degli aggregatori di unità di consumo e/o di produzione⁸, Terna ha rimandato la definizione dei termini e delle condizioni in esito ai risultati dei progetti pilota che da qualche anno sta portando avanti.

MERCATO UNICO INTRADAY: TANTI RINVII E ANCORA NESSUNA DECISIONE FINALE

Per quanto riguarda il mercato intraday, i temi in fase di discussione riguardano sia l'ambito italiano sia quello europeo (*Newsletter* 222). L'Italia sembrava destinata a far parte della "second wave" di paesi aderenti al progetto *Cross Border IntraDay* (XBID) avviato a giugno 2018 in buona parte dei paesi europei (di fatto lungo l'asse sud-ovest – nord-est che va dalla penisola iberica alla penisola scandinava). Il progetto XBID implementa le caratteristiche richieste del CACM per il mercato unico *intraday*: contrattazione continua e chiusura di MI in H-1. Come detto, l'Italia sembrava destinata ad adottare XBID a partire da giugno 2019 nella cosiddetta "second wave" ma le ultime comunicazioni ufficiali⁹ lo escludono e prevedono l'allargamento solo ai paesi dell'Europa orientale. D'altra parte, non è ancora chiaro quale soluzione verrà adottata per il coordinamento di MI e MSD nel momento in cui l'orario di chiusura del primo verrà spostata in H-1. La soluzione proposta da Terna è stata bocciata dall'Autorità (sempre con la delibera 535/2018) che si è presa l'incarico di trattare l'argomento nell'ambito più generale della riforma del dispacciamento.

Infine, il GME ha annunciato l'avvio nei prossimi mesi del *coupling intraday* con la Svizzera la quale, non essendo membro dell'Unione Europea, non rientra nei processi di implementazione dei regolamenti europei e ogni possibile coordinamento nella gestione delle interconnessioni deve essere svolto bilateralmente. Il GME, in accordo con EPEX, Terna e Swissgrid, attiverà l'allocatione implicita della capacità infragiornaliera per le sessioni MI2 e MI6 dell'attuale disegno del mercato italiano, come già avviene per la capacità disponibile tra Italia e Slovenia.

A livello europeo invece la discussione riguarda la proposta¹⁰ dei TSO per la metodologia da utilizzare per la valorizzazione della capacità di interconnessione *intraday* (*capacity pricing*) prevista dal CACM (art. 55) e che XBID non può soddisfare in quanto la contrattazione continua che lo caratterizza prevede un'allocatione della capacità di tipo "first come first served" quindi senza una valorizzazione della capacità utilizzata. La proposta presentata dai TSO ad agosto 2017 prevede lo svolgimento di almeno un'asta a livello europeo da svolgersi alle 22 del D-1 e valida per tutte le 24 ore del giorno D. La decisione finale sulla proposta è stata richiesta all'ACER da parte delle Autorità che non sono riuscite a trovare una posizione unanime. L'ACER ha quindi indetto a ottobre una nuova consultazione e la decisione finale è attesa a breve. Oltre all'asta

⁷ Delibera 535/2018/R/eel.

⁸ Disposizioni e condizioni previste dall'articolo 18 comma 5 lettera b).

⁹ https://www.epexspot.com/en/press-media/press/details/press/RE_XBID_2nd_Wave_Go-Live_and_Changes_in_Gate_Opening_Time_from_1st_January_2019.

¹⁰ https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/cacm/170810_CZIDCP_Methodology_AllTSOs.pdf.

prevista dalla proposta dei TSO, ACER ha suggerito la possibilità che se ne possano tenere delle altre da svolgersi alla mattina del giorno D di *delivery* e immediatamente dopo la conclusione del Mercato del Giorno Prima, alle 15 del D-1; questa prospettiva non sembra però ricevere molto apprezzamento da parte degli operatori europei: dalle risposte alla consultazione pubblicate da ACER emerge di fatto un appoggio a un numero maggiore di aste solo da parte degli operatori di Italia (con qualche distinguo di Enel), Gran Bretagna, Spagna e Svezia.

Collegato al tema delle aste per il *capacity pricing* c'è la proposta di aste complementari che coinvolgerebbero solo l'Italia e i suoi paesi confinanti: Francia, Austria, Slovenia e Grecia. In questo caso il processo di approvazione delle aste è iniziato due anni fa e a dicembre ha visto due ulteriori richieste di modifiche¹¹ da parte delle Autorità dei paesi coinvolti. Dalle ultime richieste di emendamenti fatte dalle Autorità, il disegno che sembra apparire è quello di aste differenziate sui diversi confini. Infatti ai TSO e ai NEMO è stato richiesto di presentare due proposte separate per *Capacity Calculation Region*¹² (CCR) e, addirittura, nel caso della CCR Italy North differenziare la proposta tra quella applicabile al confine Italia-Slovenia e quella relativa ai confini Italia-Francia e Italia-Austria. Sembra quindi probabile che il numero di aste complementari sarà diverso a seconda dei confini considerati, con le zone del mercato italiano, Grecia e possibilmente Slovenia che implementeranno una o due aste complementari oltre a quella prevista a livello europeo, mentre sui confini con Francia e Austria le aste complementari coincideranno con quelle previste a livello europeo.

¹¹ Delibere 409/2018/R/eel, 656/2018/R/eel e 657/2018/R/eel.

¹² Le *Capacity Calculation Regions* sono le aree geografiche in cui sono suddivisi i paesi dell'Unione Europea in cui si applica il calcolo coordinato della capacità. Le CCR che riguardano l'Italia sono due: Italy North che comprende i confini tra zona Nord e Francia, Austria e Slovenia e Greece Italy che comprende i confini tra le zone di mercato italiane e il confine Sud-Grecia.

ENERGIE RINNOVABILI ED EFFICIENZA

OBIETTIVI UE 2030 E POLITICHE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NELLA PROPOSTA DI PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA

RIFERIMENTI NORMATIVI

- [Regolamento \(UE\) 2018/1999](#)
- [Direttiva \(UE\) 2018/2002](#)
- [Direttiva \(UE\) 2018/2001](#)
- [Direttiva \(UE\) 2012/27](#)

La definizione dei principali provvedimenti previsti dal Clean Energy Package della UE, avvenuta alla fine del 2018, consente di delineare il ruolo dell'efficienza energetica nel nuovo ciclo 2020-2030 di politiche energetico ambientali europee. Le novità principali sono le modifiche alle direttive per l'efficienza energetica e per la prestazione energetica degli edifici che devono essere inquadrare nelle indicazioni del Regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima. Nella proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima inviato a Bruxelles nei primi giorni di gennaio dal governo italiano emerge l'importanza delle politiche di efficienza energetica per gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione, la criticità del rapporto tra obiettivi e scenari, e il ruolo di strumenti come il meccanismo dei certificati bianchi.

CLEAN ENERGY PACKAGE E OBIETTIVI UE 2030 PER L'EFFICIENZA ENERGETICA

I NUOVI OBIETTIVI UE 2030

Il quadro degli obiettivi e degli strumenti delle nuove politiche energetiche ambientali UE per il 2030, il cosiddetto “Clean Energy Package”, ha preso forma nei suoi riferimenti principali. La triade dei nuovi obiettivi 2030 è stata definita e stabilisce: riduzione del 40% delle emissioni di gas serra rispetto alle emissioni del 1990; 32% di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi di energia e riduzione del 32.5% dei consumi di energia rispetto allo scenario di riferimento del 2008¹, come obiettivo per l'efficienza energetica. L'ormai famoso “20-20-20” al 2020 viene sostituito da un “40-32-32,5” al 2030.

Per raggiungere questi nuovi obiettivi 2030, il “Clean Energy Package” prevede, per molti aspetti, un nuovo approccio rispetto a quello del quadro normativo comunitario per il 2020.

Si riduce il ruolo di obiettivi obbligatori fissati a livello UE per i singoli paesi come era avvenuto nel caso delle fonti rinnovabili con la direttiva 2009/28/UE che stabiliva obiettivi diversi per ogni paese con una metodologia di “burden sharing”, in modo da conseguire l'obiettivo UE del 20%. L'obiettivo obbligatorio per il 2020 assegnato dalla UE all'Italia era (ed è tuttora) del 17%.

IL REGOLAMENTO GOVERNANCE E I PIANI NAZIONALI INTEGRATI ENERGIA E CLIMA

La nuova impostazione unifica le attuali tre distinte programmazioni separate e non coordinate, per la riduzione dell'emissione di gas serra, la penetrazione delle fonti rinnovabili e il miglioramento dell'efficienza energetica, in un solo nuovo documento di programmazione per il 2030, costituito dal “Piano Nazionale Integrato Energia e Clima” (PNEC). In questo documento ogni paese UE dovrà definire in modo coordinato e integrato i propri obiettivi nazionali 2030 e gli strumenti per il loro conseguimento nei tre diversi ambiti di intervento. La coerenza delle politiche energetico-ambientali dei diversi paesi, con gli obiettivi generali a livello UE, sarà assicurata dalle indicazioni e dalle procedure del processo di coordinamento codificate nel Regolamento² (UE) 2018/1999 denominato “Governance”. Il regolamento “Governance” prevedeva che una prima proposta di PNEC venisse predisposta, sottoposta a consultazione pubblica e inviata alla Commissione entro la fine del 2018. Successivamente, in base anche alle osservazioni e indicazioni della Commissione, ogni paese dovrà approvare in via definitiva il proprio piano per il 2030 entro la fine del 2019.

Nell'ambito di questa procedura è compito della Commissione Europea di valutare la coerenza complessiva dei piani predisposti dai diversi paesi, sia in termini di

TAG

climate environment, energy
efficiency, public policy

¹ “European Energy and Transport – Trends to 2030 - Update 2007”, European Commission 2008.

² Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima, Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 21 dicembre 2018.

obiettivi nazionali sia di strumenti, in modo che possano effettivamente consentire, nel loro insieme, di raggiungere nel 2030 quelli fissati a livello UE. Il regolamento “Governance” prevede un processo di verifica di conseguimento degli obiettivi e aggiornamento continuo dei piani nazionali, da oggi al 2030, con la possibilità della Commissione di intervenire, nei confronti dei singoli Stati per sollecitare le modifiche atte a garantire la responsabilizzazione e il contributo necessario da parte di tutti i paesi membri della UE. Il regolamento “Governance”, le nuove direttive e gli altri regolamenti definiti col “Clean Energy Package” forniscono molteplici indicazioni per la definizione delle nuove politiche per l’efficienza energetica nell’ambito dei PNEC per il 2030. Tra queste alcune possono essere considerate particolarmente rilevanti, sia in termini di opportunità sia di vincoli: a) l’affermazione della priorità dell’efficienza energetica; b) gli obiettivi per l’efficienza energetica; c) obiettivi per le fonti rinnovabili termiche; d) la programmazione per la riqualificazione energetica degli edifici; e) gli obiettivi per la riduzione delle emissioni di gas serra nei settori non ETS come il residenziale e i trasporti.

IL PRINCIPIO “EFFICIENZA ENERGETICA AL PRIMO POSTO”

Il principio della priorità dell’efficienza energetica nell’impostazione delle politiche energetico-ambientali è stato riconosciuto dalla UE nel Regolamento *Governance*. In particolare nelle considerazioni³ del Regolamento viene affermato che: *“Gli Stati membri dovrebbero applicare il principio dell’efficienza energetica al primo posto, che implica di considerare, prima di adottare decisioni di pianificazione, politica e investimento in ambito energetico, se esistono misure di efficienza energetica alternative solide dal punto di vista tecnico, economico, ambientale e dell’efficienza in termini di costi che possano sostituire in tutto o in parte le misure di pianificazione, politica e investimento previste e che consentano comunque di conseguire gli obiettivi delle rispettive decisioni. Ciò implica, in particolare, che l’efficienza energetica sia trattata come un elemento fondamentale e abbia una considerazione centrale nelle future decisioni di investimento sull’infrastruttura energetica nell’Unione. Tali alternative efficienti in termini di costi includono misure volte a rendere più efficienti la domanda e la fornitura di energia, in particolare per mezzo di risparmi negli usi finali dell’energia efficienti in termini di costi, iniziative di gestione sul versante della domanda e una maggiore efficienza nella conversione, trasmissione e distribuzione di energia. Gli Stati membri dovrebbero inoltre promuovere la diffusione di tale principio nell’amministrazione regionale e locale, così come nel settore privato”*.

“L’Efficienza Energetica al primo posto” come principio viene specificato all’articolo 2 del Regolamento *Governance*, tra le definizioni⁴: *“un principio che prevede di tenere nella massima considerazione, nelle decisioni di pianificazione energetica, di politica e di investimento, misure alternative di efficienza energetica, efficienti in termini di costi, volte a rendere più efficienti la domanda e la fornitura di energia, in particolare per mezzo di risparmi negli usi finali dell’energia, iniziative di gestione sul versante della domanda e una maggiore efficienza nella conversione, trasmissione e distribuzione di energia, che consentano comunque di conseguire gli obiettivi di tali decisioni”*.

Coerentemente a tali considerazioni e definizioni, nell’articolo 3 del Regolamento *Governance*, dedicato ai contenuti dei PNEC, viene sancito che i Piani nella loro impostazione debbano rispondere al principio “l’efficienza energetica al primo posto”.

LA RIDUZIONE DEI CONSUMI COME OBIETTIVO PRINCIPALE UE 2030 PER L’EFFICIENZA ENERGETICA

Le modifiche⁵ introdotte agli articoli 1 e 3 della direttiva 2012/27/UE, in linea con la precedente impostazione per la formulazione utilizzata per l’obiettivo del 20% al 2020, stabiliscono il nuovo obiettivo principale per la promozione dell’efficienza energetica della UE che viene fissato al 32.5% per il 2030. Con questa scelta normativa, l’obiettivo 2030 di efficienza energetica in termini di riduzione dei consumi continua ad avere come riferimento i dati di evoluzione del consumo di energia da qui al 2030 di uno scenario formulato nel 2007⁶. Inoltre, mentre gli obiettivi di riduzione dei gas serra sono riferiti al livello storico del 1990, per la riduzione dei consumi di energia,

³ Considerazione 64.

⁴ Punto 18 dell’articolo 3.

⁵ Direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell’11 dicembre 2018 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica, Gazzetta ufficiale dell’Unione europea del 21 dicembre 2018.

⁶ “European Energy and Transport – Trends to 2030 - Update 2007”, European Commission 2008.

la direttiva 2012/27/UE si riferisce a uno scenario di riferimento (assenza di nuove politiche) formulato prima della crisi economica. La direttiva 2012/27/UE⁷ stabilisce che i paesi membri fissino i propri obiettivi 2030 nazionali, indicativi di efficienza energetica in termini di riduzione dei consumi, tenendo conto del fatto che nel 2030 il consumo energetico della UE non deve superare, per quell'anno, i 1,273 Mtep di energia primaria e/o i 956 Mtep di energia finale. Inoltre, va ricordato che il comma 1 dell'articolo 3 stabilisce anche che gli obiettivi indicativi nazionali di efficienza energetica possono essere formulati, oltre che in termini di consumi di energia primaria o finale, anche come obiettivi di risparmio di energia o intensità energetica.

L'OBIETTIVO OBBLIGATORIO 2030 DI RISPARMIO ENERGETICO

Accanto all'obiettivo indicativo 2020 di riduzione dei consumi, la direttiva 2012/27/UE, in base all'articolo 7, prevedeva che gli Stati membri fissassero un obiettivo 2020, vincolante, di risparmio energetico finale cumulato da conseguire tra il 2014 e il 2020. Nel periodo 2014-2020 l'obiettivo obbligatorio di incremento annuo di risparmio energetico è fissato a un valore pari allo 0.8% del volume delle vendite medie annue di energia ai clienti finali, che potevano essere decurtate dei consumi di carburanti per trasporti. Tale obiettivo può essere conseguito tramite i risultati ottenuti in termini di risparmio energetico dai regimi obbligatori di efficienza energetica, come i Certificati Bianchi, o attraverso altre misure o incentivi di promozione dell'efficienza energetica. L'Allegato V della direttiva infine specificava metodi e principi comuni per contabilizzare gli impatti dei regimi obbligatori di efficienza energetica o di misure alternative di promozione dell'efficienza energetica.

L'originario articolo 7 è stato sostituito da tre nuovi articoli (7, 7 bis e 7 ter) che disciplinano separatamente gli obiettivi obbligatori di risparmio, i regimi obbligatori di efficienza energetica e le misure alternative per l'efficienza energetica. In particolare, il nuovo articolo 7 conferma gli obiettivi per il 2020 ed estende, dal 2021 al 2030, l'obiettivo obbligatorio di incremento annuo di risparmio energetico fissato questa volta ad un valore pari allo 0.8% dei consumi finali di energia. È stato inoltre sostituito anche l'originario Allegato V con nuove specifiche dei metodi e principi comuni per contabilizzare i risparmi energetici conseguiti, ai fini degli obiettivi obbligatori, tramite regimi obbligatori o misure alternative.

Il grosso delle restanti modifiche apportate alla direttiva 2012/27/UE riguardano aspetti inerenti la misurazione, la contabilizzazione, la fatturazione e l'accesso alle relative informazioni per i consumatori di gas, elettricità e calore da reti di teleriscaldamento.

Molto rilevante la modifica dell'Allegato IV che con la sostituzione della nota 3 porta il coefficiente di base di trasformazione in energia primaria dei risparmi di energia elettrica da 2.5 a 2.1; mantenendo la possibilità per gli stati membri di modificare in modo motivato tale valore e introducendo una procedura semplificata di aggiornamento del valore base da parte della Commissione.

LA STRATEGIA DI LUNGO PERIODO PER LA RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA DEGLI EDIFICI

Uno dei principali provvedimenti del *Clean Energy Package*, già definito da metà del 2018, è stato quello con cui è stata modificata e integrata⁸ la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia. La principale novità è costituita dalla introduzione della strategia di ristrutturazione a lungo termine per la riqualificazione energetica del parco nazionale degli edifici.

Ogni Stato membro dovrà stabilire una strategia a lungo termine per sostenere la ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, sia pubblici sia privati, al fine di ottenere un parco immobiliare decarbonizzato e ad alta efficienza energetica entro il 2050, facilitando la trasformazione efficace in termini di costi degli edifici esistenti in edifici a energia quasi zero.

Nella strategia di riqualificazione degli edifici di lungo periodo, ogni Stato membro dovrà fissare una tabella di marcia con misure e indicatori di progresso misurabili stabiliti a livello nazionale, in vista dell'obiettivo di lungo periodo per il 2050 di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nell'Unione dell'80-95 % rispetto al

⁷ Nuovo comma 5 dell'articolo 3.

⁸ Direttiva 2018/844/UE del 30 maggio 2018 che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

1990; ciò al fine di garantire un parco immobiliare nazionale ad alta efficienza energetica e decarbonizzato e di facilitare la trasformazione efficace in termini di costi degli edifici esistenti in edifici a energia quasi zero. La tabella di marcia dovrà prevedere tappe indicative per il 2030, il 2040 e il 2050 e specificare il modo in cui esse contribuiscono al conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica dell'Unione conformemente alla direttiva 2012/27/UE.

Per mobilitare le risorse necessarie agli investimenti nella riqualificazione energetica degli edifici in ristrutturazione e per conseguire gli obiettivi di politica energetico ambientale, gli Stati membri facilitano l'accesso a meccanismi appropriati per:

- aggregare i progetti, anche mediante piattaforme o gruppi di investimento e mediante consorzi di piccole e medie imprese, per consentire l'accesso degli investitori, nonché pacchetti di soluzioni per potenziali clienti
- ridurre il rischio percepito delle operazioni di efficienza energetica per gli investitori e il settore privato
- usare i fondi pubblici per stimolare investimenti privati supplementari o reagire a specifici fallimenti del mercato
- orientare gli investimenti verso un parco immobiliare pubblico efficiente sotto il profilo energetico, in linea con la nota di un orientamento di Eurostat
- fornire strumenti di consulenza accessibili e trasparenti, come sportelli unici per i consumatori, e servizi di consulenza in materia di ristrutturazioni e di strumenti finanziari per l'efficienza energetica.

Per definire la propria strategia nazionale di lungo periodo per la riqualificazione energetica degli edifici ogni Stato membro dovrà effettuare una consultazione pubblica prima della presentazione della stessa alla Commissione.

Infine, ogni Stato membro potrà ricorrere alla propria strategia anche per far fronte, in modo integrato, ai rischi connessi all'attività sismica e agli incendi che interessano le ristrutturazioni destinate a migliorare l'efficienza energetica e la durata degli edifici.

OBIETTIVO UE PER LE RINNOVABILI TERMICHE E PROMOZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA

Anche in assenza di un obiettivo nazionale 2030 per la penetrazione delle rinnovabili fissato direttamente a livello europeo, il Regolamento “*Governance*” stabilisce comunque una traiettoria vincolante per l'obiettivo nazionale per le fonti rinnovabili adottato autonomamente da ogni paese nel proprio PNEC e degli obiettivi minimi di crescita annua per la penetrazione nel settore dei consumi termici.

La nuova direttiva sulla promozione delle fonti rinnovabili⁹, che ha sostituito la 2009/28/UE, pone maggiore attenzione ai consumi termici di fonti rinnovabili e introduce uno specifico articolo volto a rafforzare l'intervento in questo settore. La principale novità è costituita dalla fissazione di un obiettivo indicativo di aumento annuo della penetrazione di rinnovabili nei consumi per riscaldamento e raffrescamento dell'1.3% dal 2021 al 2030, rispetto al livello raggiunto dal paese nel 2020. Nella realtà italiana tale obiettivo, indicativo di crescita delle fonti rinnovabili può essere considerato particolarmente significativo. Nel caso dell'Italia, ipotizzando un livello di penetrazione delle rinnovabili termiche del 20% nel 2020, il rispetto dell'obiettivo indicativo di crescita porterebbe a un valore del 33% per il 2030. L'articolo prevede inoltre la possibilità per gli Stati membri di introdurre misure di promozione della diffusione delle fonti rinnovabili nei consumi termici, sia per le esigenze di climatizzazione degli edifici sia per quelle dei processi delle attività produttive con meccanismi analoghi a quelli previsti rispetto agli obiettivi obbligatori di efficienza energetica, che nel caso dell'Italia potrebbe portare a un'integrazione degli obiettivi di penetrazione delle rinnovabili termiche e di quelli di efficienza energetica nel meccanismo dei certificati bianchi.

GLI OBIETTIVI 2030 DI RIDUZIONE DEI GAS SERRA NEI SETTORI NON ETS

Nell'ambito del “*Clean Energy Package*”, per rafforzare il conseguimento del proprio obiettivo complessivo 2030 di riduzione delle emissioni di gas serra (riduzione del

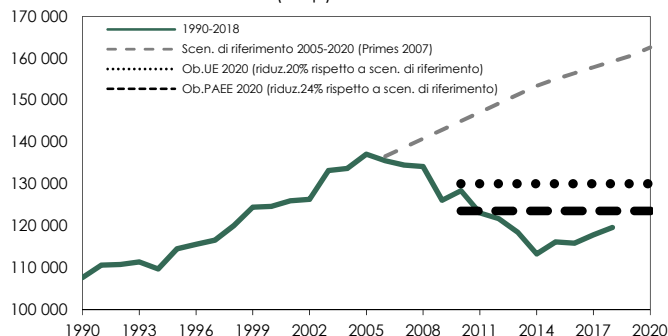
⁹ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione), Gazzetta ufficiale dell'Unione europea del 21 dicembre 2018.

40% rispetto al livello del 1990), l'UE ha varato anche un apposito regolamento¹⁰ per le emissioni dei settori non coperti dal meccanismo ETS. Il regolamento fissa l'obiettivo UE 2030 di riduzione del 30% per le emissioni di gas serra dei settori non ETS, rispetto al livello del 2005. Vengono inoltre fissati specifici obiettivi vincolanti nazionali 2030 dall'articolo 4 e dall'allegato I del regolamento 2018/842/UE. Il regolamento¹¹ stabilisce che ciascuno Stato membro assicuri che le emissioni di gas a effetto serra per ogni anno compreso tra il 2021 e il 2029, non superino il limite definito da una traiettoria lineare che inizia con un livello pari alla media delle emissioni di gas serra degli anni 2016, 2017 e 2018, e termina, nel 2030, con il limite fissato per ogni Stato membro nell'allegato I del regolamento, che per l'Italia è del 33%. I settori non ETS, che includono anche quelli del residenziale, dei servizi e dei trasporti, sono responsabili in Italia del 64% del totale delle emissioni gas serra nel 2016, e sono quelli in cui sarà determinante il ruolo dei miglioramenti di efficienza energetica per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

OBIETTIVI 2020 DELL'ITALIA PER L'EFFICIENZA ENERGETICA E STATO DI ATTUAZIONE

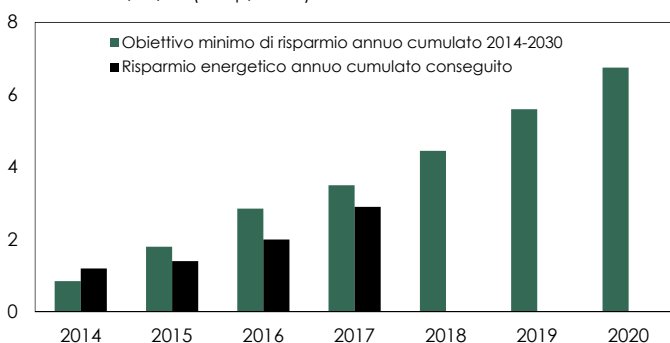
OBIETTIVO NAZIONALE 2020 DI RIDUZIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA E STATO DI ATTUAZIONE AL 2018

FIGURA 1. ITALIA: CONSUMI FINALI DI ENERGIA 1990-2018 E OBIETTIVO "EFFICIENZA ENERGETICA" 2020 (ktep)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2 ITALIA: OBIETTIVI 2014-2020 DI RISPARMIO ENERGETICO EX ART. 7 DIRETTIVA 2012/27/UE (Mtep/anno)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati PAEE e GSE

L'obiettivo nazionale indicativo 2020 di efficienza energetica in termini di riduzione dei consumi ha come termine di paragone i dati di evoluzione dei consumi dello scenario di riferimento per l'Italia formulato nel 2007, prima della crisi economica. Questo scenario prevedeva per l'Italia, dal 2005 in poi, una crescita del 20% nei consumi finali di energia in quindici anni che sarebbero dovuti arrivare fino a circa 163 Mtep. L'Italia con il proprio Piano di Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE) e con la Strategia Energetica Nazionale del 2013 (SEN 2013) fissò un obiettivo 2020 di riduzione dei consumi del 24% rispetto allo scenario riferimento, equivalente a circa 123.6 Mtep. Nella realtà i consumi finali di energia dell'Italia hanno poi avuto un crollo toccando un minimo di 113 Mtep nel 2014, che corrispondeva a una riduzione del 26% rispetto al valore previsto per quell'anno dallo scenario di riferimento. Successivamente si è registrata un'inversione di trend con una moderata crescita che ha riportato i consumi finali di energia del 2018 a circa 120 Mtep, equivalenti comunque a una riduzione del 25 % rispetto allo scenario di riferimento e quindi ancora al di sotto sia del target UE che di quello fissato a livello nazionale come si può vedere nella **Figura 1** che segue. Risulta evidente come l'obiettivo principale UE per l'efficienza energetica così formulato è di scarso significato in quanto il consumo di energia nell'ultimo decennio si è ridotto in modo quasi equivalente sia per via della crisi economica sia per i miglioramenti di efficienza negli usi dell'energia.

STATO DI ATTUAZIONE AL 2017 DELL'OBIETTIVO DI RISPARMIO ENERGETICO PER L'ITALIA AL 2020

L'Italia ha definito il proprio obiettivo obbligatorio di risparmio energetico da conseguire tra il 2014 e il 2020¹² e ha scelto di utilizzare come strumenti il meccanismo dei certificati bianchi, le detrazioni fiscali e il conto termico. Per conseguire tale obiettivo, il Piano di Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE) dell'Italia prevede che dal 2014 venga conseguito ogni anno un incremento di circa 1 Mtep/anno di risparmio nei consumi finali di energia per arrivare fino a 6.75 Mtep/anno cumulati nel 2020 (**Figura 2**). In base al PAEE, più del 60 % del risparmio necessario a conseguire questo obiettivo, nei sette anni, dovrebbe essere generato dal meccanismo dei Certificati Bianchi.

¹⁰ Regolamento 2018/842/UE del 30 maggio 2018 relativo alle riduzioni annuali vincolanti di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030.

¹¹ Articolo 4, comma 2.

¹² Direttiva 2012/27/UE, articolo 7.

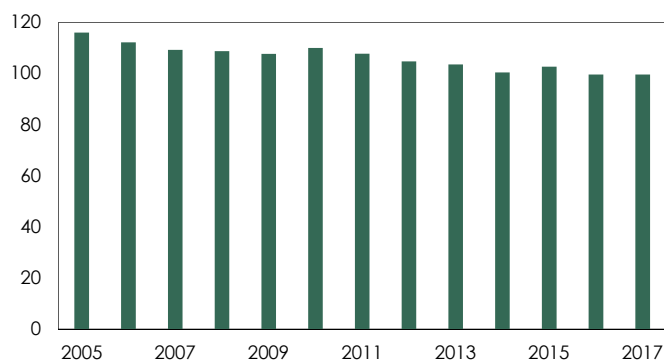
In base ai dati del GSE, dopo una partenza sostenuta nel 2017 il risultato in termini di risparmi annui di energia, contabilizzati secondo i criteri dell'articolo 7 della direttiva 2012/27/UE, corrisponde a circa l'83% dell'obiettivo. Questo ritardo rispetto agli obiettivi è certamente collegabile alle difficoltà che ha incontrato negli ultimi anni la gestione del meccanismo dei certificati bianchi

L'obiettivo obbligatorio di risparmio energetico fissato dalla UE è sicuramente più rappresentativo dei miglioramenti effettivi di efficienza energetica rispetto al semplice andamento dei consumi, ma presenta altre criticità. In particolare, il primo limite è dovuto al fatto che coglie solo i risparmi generati da interventi incentivati con l'intervento pubblico mentre nella realtà sono sicuramente altrettanto significativi gli effetti dei miglioramenti di efficienza energetica che ordinariamente vengono realizzati per motivi di economicità, anche in assenza di incentivi in tutti i settori di utilizzo dell'energia. In sostanza quest'approccio non consente di cogliere i risultati di risparmio energetico che si ottengono per pura competitività. Critico, in particolare nel caso di utilizzo del meccanismo dei certificati bianchi, è anche il criterio di applicazione del principio di addizionalità per riconoscere i risparmi energetici ottenuti dagli interventi incentivati.

INTENSITÀ ENERGETICA

L'intensità energetica, che esprime il rapporto tra un'unità di ricchezza o produzione e la quantità di energia necessaria per realizzarla, è un indicatore che consente, molto meglio dell'andamento dei consumi o dei risparmi di energia generati da incentivi, di registrare l'effettivo miglioramento dell'efficienza energetica nelle attività di produzione o consumo.

FIGURA 3. ITALIA: INTENSITÀ ENERGETICA PRIMARIA 2005-2017 (tep/M€₁₃)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati SEN 2013 e MSE

La **Figura 3** mostra come, nell'ultimo decennio, sia continuato il processo di riduzione dell'intensità energetica in Italia, dal 2005 al 2017, in dodici anni, si è registrata una riduzione del 14%.

Il *trend* positivo e costante di miglioramento dell'efficienza energetica in Italia è confermato anche dall'andamento di indicatori mirati come l'indice ODEX, sviluppato nell'ambito del progetto europeo ODYSSE-MURE, che misura i miglioramenti dell'efficienza energetica depurati da effetti strutturali o congiunturali non legati all'efficienza energetica.

A livello complessivo, per l'Italia, l'indice ODEX mostra un miglioramento dell'efficienza energetica del 7.3% dal 2000 al 2016. A livello settoriale, per gli indici ODEX tale miglioramento è stato particolarmente positivo nei settori dell'industria e del residenziale, mentre è stato negativo nel settore dei servizi.

OBIETTIVI 2030 DELL'ITALIA E POLITICHE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NELLA PROPOSTA DI PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA

LA PROPOSTA DI PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA

La proposta di PNEC¹³ per l'Italia è stata inviata a Bruxelles l'8 gennaio 2019 senza che il documento sia stato sottoposto a consultazione. Il Governo ha però confermato che la proposta di PNEC sarà sottoposta alla procedura di valutazione ambientale strategica (VAS) all'inizio del 2019. Ciò implica nei primi mesi di quest'anno lo svolgimento di una consultazione pubblica, prima della definitiva formulazione del piano e della sua notifica alla UE entro la fine del 2019 come previsto dal Regolamento *Governance*. Nell'ambito della fase di consultazione pubblica prevista dalla procedura di VAS¹⁴, dopo la pubblicazione ufficiale della proposta di PNEC e del Rapporto Ambientale connesso sul sito del Ministero dell'Ambiente, sarà possibile presentare osservazioni nei tempi stabiliti dalla normativa.

Il documento è strutturato secondo quanto previsto dall'articolo 3 e dall'Allegato I del Regolamento *Governance* che definiscono contenuti e articolazione dei PNEC.

¹³ "Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima": Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti - 31/12/2018.

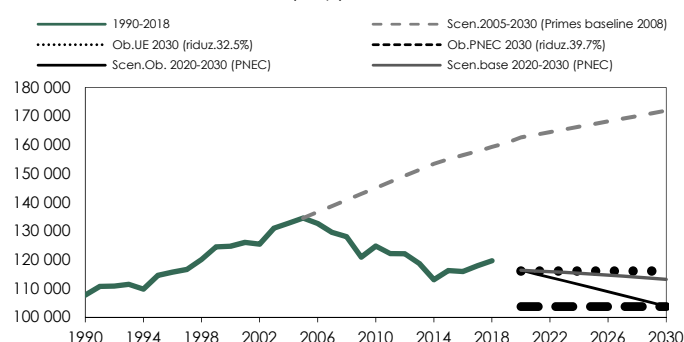
¹⁴ Articoli 11-18 del Dlgs n. 152/2006 e s.m.i..

La proposta di PNEC è quindi articolata in cinque sezioni dedicate: 1) al processo di formazione del piano; 2) agli obiettivi 2030; 3) alle politiche e misure previste; 4) alla situazione attuale e proiezioni con le misure vigenti; e 5) alla valutazione di impatto delle politiche previste. In ognuna delle cinque sezioni è presente una parte espressamente dedicata alla dimensione dell'efficienza energetica.

SCENARI PNEC E OBIETTIVO 2030 DI RIDUZIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA

La proposta di PNEC formula un obiettivo di riduzione dei consumi al 2030 del 43% per l'energia primaria, e del 39,7% per i consumi finali di energia rispetto ai valori previsti dallo scenario di riferimento Primes 2007 per l'Italia. Tale indicazione porta il livello obiettivo dei consumi finali di energia per il 2030 a 103.8 Mtep, significativamente inferiore a quello di circa 116 Mtep se fosse stato adottato il valore dell'obiettivo a livello UE (-32.5%), come è possibile vedere nella **Figura 4** che segue.

FIGURA 4. ITALIA: CONSUMI FINALI DI ENERGIA 1990-2018 E OBIETTIVO "EFFICIENZA ENERGETICA" 2030 (ktep)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Eurostat e PNEC

Il documento nella sezione degli obiettivi indica anche una traiettoria 2020-2030 della riduzione dei consumi finali di energia prevista dallo scenario obiettivo del PNEC che può essere confrontata con l'andamento per lo stesso arco temporale dei consumi previsti invece dallo scenario Base (di riferimento in assenza di nuove politiche) indicato nella sezione che riporta le proiezioni al 2030 con le misure vigenti. Il valore dei consumi finali di energia al 2030 suggerito dallo scenario Base della proposta di PNEC è di 113.1 Mtep, di poco inferiore a livello obiettivo necessario per conseguire il *target* fissato a livello UE. Il valore dei consumi finali al 2030 indicato dallo scenario obiettivo della proposta di PNEC è allineato invece con quello (103.8 Mtep) necessario per conseguire l'obiettivo nazionale 2030 di riduzione del 39.7% dei consumi finali di energia rispetto allo scenario Primes 2007. I due scenari 2020-2030 hanno origine da uno stesso valore previsto per il 2020 di 116.4 Mtep di consumi finali di energia e divergono di circa

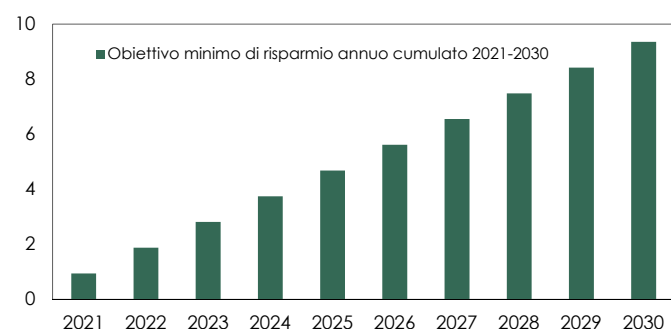
9.4 Mtep nel 2030. Quello che si può osservare nell'andamento effettivo dei consumi finali di energia nel quadriennio 2015-2018 è un *trend* di crescita con un valore stimato di quasi 120 Mtep nel 2018 che richiederebbe una drastica inversione dell'attuale *trend* con un calo significativo di circa 3.3 Mtep in due anni per allinearsi rispetto agli scenari 2020-2030 della proposta di PNEC.

OBIETTIVO 2030 DI RISPARMIO ENERGETICO

La proposta di PNEC quantifica il valore minimo dell'obiettivo obbligatorio di incremento annuo del risparmio energetico, come richiesto dal nuovo articolo 7 della direttiva 2012/27/UE, e determina il valore dello 0.8% della media dei consumi finali di energia del triennio 2016-2018, in 0.935 Mtep. Questo valore, cumulato nei dieci anni di obbligo, porta nel 2030 a un risparmio annuo di 9.4 Mtep

(**Figura 5**) che corrisponde alla riduzione consumi prevista dallo scenario obiettivo 2020-2030 rispetto allo scenario Base rappresentata nella **Figura 4**.

FIGURA 5. ITALIA: OBIETTIVI 2021-2030 DI RISPARMIO ENERGETICO EX ART. 7 DIRETTIVA 2012/27/UE (Mtep/anno)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati proposta di PNEC

Tale impostazione nella definizione degli obiettivi 2030 per l'efficienza energetica e degli scenari della proposta di PNEC propone meccanicamente e dirigisticamente un'identificazione tra i risultati dei miglioramenti di efficienza energetica conseguiti con i criteri e gli interventi contemplati dal nuovo articolo 7 della direttiva 2012/27/UE e la previsione dello scenario obiettivo di consumi finali energia. Questa impostazione dello scenario obiettivo non considera né gli effetti degli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica realizzati per competitività né quelli effettuati adottando il livello minimo degli standard di prodotto per l'efficienza energetica che vanno a sostituire prodotti obsoleti a fine vita. Nella realtà tali effetti

sono sicuramente molto rilevanti e spiegano una parte significativa della riduzione dei consumi di energia attribuibile ai miglioramenti di efficienza energetica in tutti i settori degli usi finali di energia.

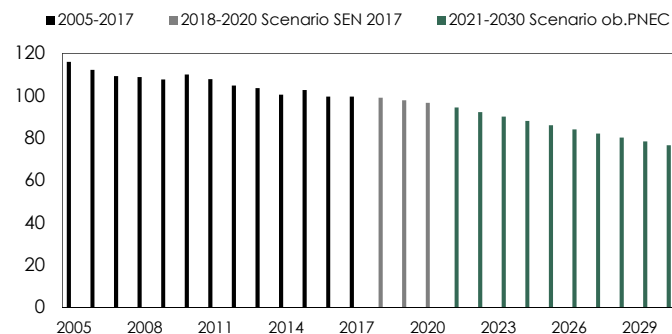
SCENARI 2030 PNEC E INTENSITÀ ENERGETICA

La proposta di PNEC analizza l'andamento recente dell'intensità energetica nella parte della sezione sulla situazione attuale dedicata all'efficienza energetica e offre una sommaria elaborazione degli scenari obiettivo e Base della evoluzione al 2030

dell'intensità energetica nella sezione dedicata alla valutazione dell'impatto delle politiche e delle misure previste dal Piano. In particolare, in questa sezione il documento specifica che come impatto delle politiche e delle misure del PNEC si innescherà una rilevante accelerazione nella riduzione dell'intensità energetica, con riduzioni medie annue del 2.3% nel periodo 2020-2040, tale da consentire il proseguimento di un *trend* di riduzione dei consumi coerenti gli obiettivi 2030. Sulla base di tali indicazioni la **Figura 6** che segue mostra l'evoluzione dell'intensità primaria dal 2021 al 2030 per lo scenario obiettivo della proposta di PNEC partendo dall'andamento previsto dallo scenario di riferimento della SEN 2017 per gli anni 2018-2020. In tale scenario come effetto delle nuove politiche di efficienza energetica si avrebbe in 10 anni una riduzione del valore dell'intensità energetica primaria di poco maggiore del 20%. È necessario però osservare che tale scenario ha come ipotesi di base un'evoluzione del PIL in termini reali molto

ottimistica che aumenterebbe di più del 20% in quindici anni dal 2015 al 2030, con un tasso di crescita medio annuo del 1.3%.

FIGURA 6. ITALIA: INTENSITÀ ENERGETICA PRIMARIA 2005-2017 E SCENARIO OBIETTIVO PNEC AL 2030 (tep/M€₁₃)



Fonte: elaborazioni REF-E

POLITICHE E STRUMENTI DEL PNEC PER LA PROMOZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA

Molto rilevante la parte della proposta di PNEC che illustra il quadro delle politiche e misure di promozione dell'efficienza energetica da mettere in atto per conseguire gli obiettivi 2030.

Il 72% dei risparmi di energia e conseguente riduzione dei consumi nell'impostazione del PNEC dovrebbe provenire dalle detrazioni fiscali, dal meccanismo dei certificati bianchi e dal conto termico. In particolare le detrazioni fiscali nel periodo 2021-2030 dovrebbero generare 3.3 Mtep/anno di risparmi, i certificati bianchi 2.7 Mtep/anno, e il conto termico 0.7 Mtep/anno di risparmi nel 2030. Rilevante anche il contributo atteso dal Fondo nazionale per l'efficienza energetica (10% dell'obiettivo) pari a 0.9 Mtep/anno di risparmi nel 2030. La parte restante dell'obiettivo di risparmio energetico verrebbe conseguito da misure nel settore dei trasporti come gli incentivi nel rinnovo dei veicoli di trasporto.

CRITICITÀ E PROSPETTIVE PER POLITICHE DI PROMOZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA

Il quadro del ruolo delle politiche di promozione dell'efficienza nella proposta di PNEC è molto significativo e formalmente rispetta la richiesta della nuova impostazione delle politiche energetico ambientali UE che attribuiscono un ruolo prioritario all'efficienza energetica come richiesto dal principio "Prima l'efficienza energetica" sancito dal *Clean Energy Package*.

Appare critica la formulazione dello scenario obiettivo della proposta di PNEC che, sembra non tenere conto dell'attuale *trend* di crescita dei consumi di energia, contempla per il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione dei consumi di energia solo gli effetti in termini di risparmio energetico generato dalle misure previste dall'articolo 7 della direttiva 2012/27/UE, ed è basato su previsioni di evoluzione del PIL ottimistiche.

Un fattore molto importante per fondare su criteri di efficienza ed efficacia l'impostazione delle misure e degli strumenti di promozione dell'efficienza energetica sarà la capacità di utilizzare al meglio le indicazioni contenute nei nuovi articoli 7, 7 bis e 7 ter, oltre che del nuovo allegato V della direttiva 2012/27/UE che definiscono requisiti necessari per il riconoscimento dei risparmi di energia ai fini dell'obiettivo nazionale obbligatorio.

La riscrittura di questa parte della direttiva per la promozione dell'efficienza energetica allarga le possibilità di intervento e offre l'opportunità di ridisegnare il funzionamento del meccanismo dei certificati bianchi in modo da superare le attuali difficoltà e tornare a renderlo uno strumento efficace e efficiente per l'intervento pubblico in questo settore.

PIANI NAZIONALI PER L'ENERGIA E IL CLIMA

LA STRATEGIA FRANCESE E IL FUTURO DEL NUCLEARE

I Piani Nazionali per l'energia e il Clima (PNEC) sono i documenti chiamati a declinare, a livello nazionale, gli obiettivi fissati per il 2030 a livello comunitario attraverso l'iniziativa denominata *Clean energy for all Europeans*, che contiene diversi strumenti normativi, tra cui una nuova direttiva rinnovabili, una nuova direttiva sull'efficienza energetica e un Regolamento sulla *Governance* (Tabella 1).

Il nuovo quadro normativo delinea al 2030 per l'UE l'obiettivo vincolante di almeno il 32% di contributo rinnovabile nei consumi finali lordi di energia e il *target* di miglioramento di efficienza energetica minimo del 32.5%, quote entrambe suscettibili di una revisione verso l'alto nel 2023. Per il mercato elettrico, è confermato l'obiettivo del 15% del livello di interconnessione, in coerenza con il *target* del 10% per il 2020.

L'implementazione integrale di queste politiche permetterà una maggiore riduzione delle emissioni, anticipando il raggiungimento dell'attuale obiettivo comunitario del 40% e consentendo una diminuzione delle emissioni del 45% entro il 2030 rispetto ai livelli del 2019.

Il regolamento sulla *Governance* prevede un meccanismo di auto regolazione da parte dei paesi membri che supera il concetto di *burden sharing* e si basa proprio sul coordinamento degli obiettivi e degli strumenti dei singoli paesi attraverso i Piani Nazionali, che diventano così strumenti fondamentali per la declinazione degli obiettivi. I piani devono essere presentati in versione provvisoria entro la fine del 2018, e dopo un periodo di consultazione che coinvolge sia gli *stakeholder* sia la Commissione stessa, chiamata a verificare la coerenza dei Piani tra di loro e rispetto agli obiettivi, le versioni definitive dovranno essere approvate entro la fine del 2019.

I PNEC devono dunque esplicitare gli obiettivi su un orizzonte di breve termine (2023) e di medio termine (2028-2030) nelle cinque dimensioni chiave del progetto di contrasto al cambiamento climatico e che riguardano: l'efficienza energetica, la sicurezza energetica, la piena integrazione del mercato interno dell'energia, la de-carbonizzazione e la ricerca, innovazione e competitività; inquadrando il percorso nell'ambito delle traiettorie di lungo periodo individuate (tra cui quella della completa de-carbonizzazione al 2050).

Il governo francese ha presentato una bozza di piano lo scorso novembre, la *Stratégie Française pour l'Energie et le Climat* composta da due provvedimenti: la *Programmation pluriannuelle de l'énergie* (PPE) e la *Stratégie Nationale Bas-Carbone* (SNBC).

L'obiettivo de-carbonizzazione è in linea con il *target* europeo e ambisce a ridurre del 40% le emissioni di gas serra nel 2030 rispetto al livello delle emissioni nel 1990 (Tabella 2).

In termini di efficienza energetica, al 2028 si prevede una diminuzione del consumo finale di energia del 14% rispetto al livello 2012 (circa 21 Mtep) (Tabella 3).

Il 32% del consumo finale lordo di energia nel 2030 è previsto sia coperto da fonti rinnovabili: si stima il 38% del contributo rinnovabile nel consumo finale di calore

TABELLA 1. CLEAN ENERGY FOR ALL EUROPEAN PACKAGE - STATO DELL'ARTE (1/1/2019)

	Commissione Europea Proposta	UE Inter-istituzionale Negoziazioni	Parlamento Europeo Adozione	Consiglio Adozione	Gazzetta Ufficiale Pubblicazione
Rendimento Energetico negli edifici	30/11/2016	Accordo politico	17/04/2018	14/05/2018	19/06/2018 direttiva (UE) 2018/844
Energia rinnovabile	30/11/2016	Accordo politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 direttiva (UE) 2018/2001
Efficienza Energetica	30/11/2016	Accordo politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 direttiva (UE) 2018/2002
Governance	30/11/2016	Accordo politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 direttiva (UE) 2018/1999
Regolazione elettrica	30/11/2016	Accordo politico	-	-	-
Direttive elettriche	30/11/2016	Accordo politico	-	-	-
Preparazione al Rischio	30/11/2016	Accordo politico	-	-	-
ACER	30/11/2016	Accordo politico	-	-	-

Fonte: Commissione Europea

TABELLA 2. EMISSIONI GAS SERRA (%)

		2016 consuntivo	2020 obiettivo	2030 obiettivo
ITALIA	Riduzione GHG vs 2005 per i settori non ETS	-16.2*	-13	-33
	Riduzione GHG vs 2005 per i settori ETS		-21	-43
FRANCIA	Riduzione GHG vs 2005	-14.4*	-14	-37

*Rispetto il 1990

Fonte: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Agenzia Europea per l'Ambiente

e il 15% nel consumo finale dei trasporti. Il contributo delle rinnovabili nel settore elettrico è espresso come quota obiettivo sulla generazione di energia elettrica e pari al 40% al 2030 (Tabella 4). La produzione di energia elettrica lorda su cui la quota è calcolata comprende anche la generazione destinata all'export, dunque, assumendo uno scenario di domanda elettrica in linea con lo scenario "Ampere" elaborato da RTE (come specificato nel seguito), la copertura delle rinnovabili sul consumo interno lordo (CIL) francese al 2030 risulterebbe pari al 46%.

Il contributo odierno delle fonti rinnovabili al mix energetico francese è pari al 20% del CIL (circa 113 TWh), con un installato elettrico di circa 26 GW per una produzione intorno ai 67 TWh. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche previsto dal piano francese è interamente ascrivibile all'espansione di fotovoltaico ed eolico: nel 2018 un installato di 8 GW di fotovoltaico e 14 GW di eolico ha prodotto rispettivamente circa 10 TWh e 27 TWh. Al 2030, la capacità installata di fotovoltaico è stimabile pari a 48 GW mentre la potenza eolica (*on-shore* e *off-shore*) intorno ai 45 GW, corrispondenti a una produzione intorno ai 57 TWh e ai 162 TWh rispettivamente. Il piano di sviluppo delle fonti non programmabili è senza dubbio molto ambizioso, dovendo in 12 anni il solare divenire quasi 6 volte e l'eolico triplicare rispetto all'installato attuale (Tabella 5).

La strategia francese dispone la chiusura amministrata delle centrali a carbone entro il 2022 (il cui installato nel 2018 ammontava a circa 19 GW, corrispondente a una produzione intorno ai 40 TWh) e adotta un approccio graduale nella dismissione del parco nucleare, posticipando al 2035 la riduzione del contributo dell'atomo al 50% nel mix produttivo francese (equivalente a circa 321 TWh e 58 GW). Per

rispettare l'obiettivo nucleare è prevista, nel periodo 2020-2035, l'uscita progressiva di 14 reattori da 900 MW ciascuno, portando l'installato del parco nucleare francese da 63 GW nel 2018 a 52 GW nel 2035; in particolare nel 2020 verranno dismessi i due impianti di Fessenheim ed entrerà in funzione l'impianto di Flamanville per 1.6 GW di capacità. Una più intensa riduzione dell'installato avverrà tra il 2023 e il 2028 (-13.5%) e tra il 2030 e il 2035 (-10%) per raggiungere l'obiettivo del 50% della quota nucleare nel mix produttivo al 2035.

Nel piano francese manca un dettaglio sull'evoluzione della richiesta elettrica nel medio-lungo termine. Pertanto, assumendo quanto ipotizzato da RTE nello scenario di sviluppo denominato "Ampere"¹, a fronte di una domanda elettrica pressoché stabile, la graduale fuoriuscita del parco nucleare e la forte espansione delle fonti rinnovabili non programmabili dovrebbero tradursi al 2030 in un incremento netto delle esportazioni di energia elettrica verso i paesi limitrofi rispetto ai valori attuali: le nostre stime conducono a un valore di export netto pari a 93 TWh al 2030 (circa +30 TWh rispetto al consuntivo 2018).

Il PNEC italiano incorpora un saldo import-export al 2030 di circa 30 TWh in linea con quanto già previsto dalla SEN 2017 e in calo rispetto al valore attuale, che nel 2018 si è attestato intorno i 45 TWh. Nel Piano italiano viene però specificato che il valore di import netto assunto non considera l'effetto potenziale dei Piani Energia e Clima degli altri paesi europei, riconoscendo che le disposizioni in materia di evoluzione dei sistemi energetici europei potrebbero influire sul saldo italiano.

¹ Bilancio elettrico previsionale 2030 RTE scenario Ampere, che prevede una riduzione della produzione nucleare al ritmo dello sviluppo effettivo delle energie rinnovabili.

TABELLA 3. EFFICIENZA ENERGETICA (%)

		2020 obiettivo	2030 obiettivo
ITALIA	Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto al caso base	-24	-43
	Riduzione dei consumi di energia finale rispetto al caso base	-1.5 annuo (senza trasporti)	-39.7
FRANCIA	Riduzione del consumo finale di energia rispetto al caso base	-20*	-14**

*Riduzione del consumo di energia. **Nel 2028 rispetto al 2012

Fonte: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
National Renewable Energy Action Plans 2009

TABELLA 4. QUOTA DI ENERGIA DA FER NEI CONSUMI FINALI LORDI (%)

		2016		2020	2030
		consuntivo	obiettivo	obiettivo	obiettivo
ITALIA	RES-H&C	18.9	11.1	17.1	33.1
	RES-E	34.0	23.1	26.4	55.4
	RES-T	7.2	7.3	10.1	21.6
	Quota totale FER	17.4	12.0	17.0	29.7
FRANCIA	RES-H&C	21.1	25.5	33.0	38*
	RES-E	19.2	21.5	27.0	40**
	RES-T	8.9	8.4	10.5	15.0
	Quota totale FER	16.0	18.0	23.0	32.0

*Sul consumo finale di calore. **Sulla produzione

Fonte: National Renewable Energy Action Plans 2009. Dati Eurostat. NECPs 2018

TABELLA 5. INSTALLATO FER 2030 (GW)

	ITALIA*	FRANCIA**
Eolico	19	45
Solare	52	48
Idroelettrico	19	26
Bioenergie	4	2
Geotermico	1	0
Totale	95	121

Fonte: *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

**Elaborazioni REF-E su dati PPE

Per esaminare il potenziale impatto della strategia energetica francese sugli scambi transfrontalieri con l'Italia, è stata condotta la simulazione Elfo++ Europe, il modello proprietario di REF-E del *market coupling europeo*², assumendo le disposizioni dei PNEC francese e italiano al 2030 e le ipotesi dello scenario *Sustainable Transition* di ENTSO-E per gli altri paesi europei.

Gli effetti sul bilancio elettrico italiano evidenziano un possibile incremento del valore di import netto totale al 2030, il cui livello complessivo si attesterebbe intorno ai 57 TWh, sensibilmente maggiore dei valori indicati nel PNEC italiano.

Tuttavia, tale ipotesi andrebbe verificata anche alla luce delle strategie di dismissione nel medio-lungo periodo del parco a carbone e lignite in Germania, in via di definizione, che potrebbe portare ad una ridefinizione più estesa dei flussi *cross-border* europei con impatti più complessi sui flussi netti alla frontiera italiana.

La transizione del *mix* produttivo francese verso una crescente penetrazione di fonti non programmabili potrebbe determinare nel futuro una variazione nel profilo orario dell'export netto verso l'Italia, che oltre a essere tendenzialmente più volatile potrebbe intensificarsi nelle ore di *overgeneration* della produzione solare in Francia. Lo spazio contendibile sul mercato dell'energia per i cicli combinati attuali, seppure con completo *phase out* del carbone in Italia, rischierebbe di contrarsi sensibilmente rispetto ai livelli attuali, specialmente nelle ore piene della giornata, in zona Nord così come nelle altre zone ad alta producibilità rinnovabile.

La sostenibilità del *mix* obiettivo dovrebbe, pertanto, essere verificata anche in termini di adeguatezza, valutando se in condizioni di crescente concorrenzialità del mercato gli impianti che svolgono la funzione di *back-up* al sistema saranno in grado continuare a coprire i propri costi operativi o se un meccanismo di *Capacity Market* diverrà essenziale per mantenere l'adeguatezza del sistema. La sicurezza del sistema andrebbe invece verificata considerando il potenziale contributo al dispacciamento delle nuove tecnologie per la flessibilità (rinnovabili, *storage*, DSR, aggregazione, V2G) alla luce dell'evoluzione della loro competitività rispetto a quelle convenzionali.

² Le simulazioni sono state condotte nell'ipotesi di condizioni di concorrenza perfetta.

GARE GAS

MONITORAGGIO GARE GAS

M&A

- A fine dicembre Italgas e Conscoop hanno siglato un accordo vincolante per il trasferimento a Italgas di 19 concessioni nel Centro-Sud Italia e in Sardegna. L'*Enterprise value* totale è pari a 69 milioni di euro.

L'operazione si compone delle acquisizioni delle seguenti compagnie:

- il ramo d'azienda di Aquamet SpA titolare di 9 concessioni nei comuni del Lazio, Campania, Basilicata, Calabria dove serve circa 24 mila PdR
- 100% di Mediterranea Srl, che detiene 6 concessioni in alcuni comuni salernitani con un bacino di circa 3,600 clienti
- il ramo d'azienda di Isgas Energit Multiutilities SpA, che serve un bacino di circa 22,300 utenze a GPL

Il *closing* dell'operazione è previsto entro la fine del primo semestre del 2019.

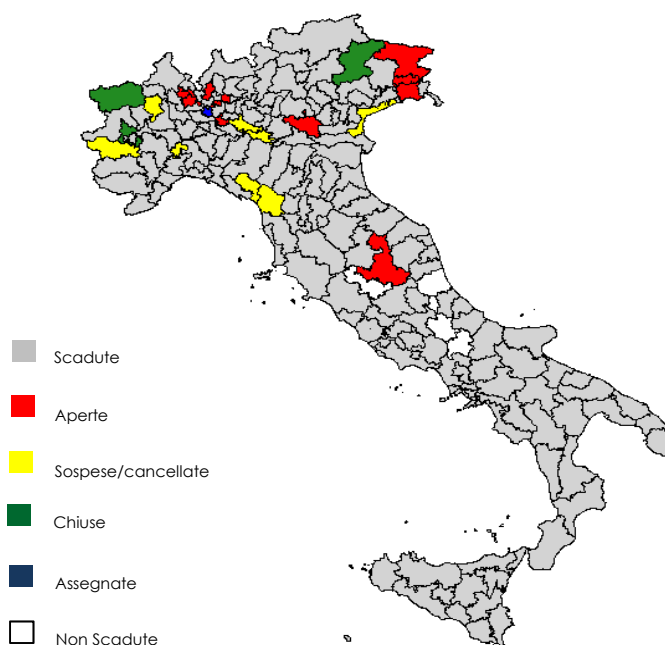
Con queste acquisizioni Italgas rafforza la propria posizione e persegue la propria attività di *merger and acquisition* che le permetterà di raggiungere l'obiettivo di 250 mila utenze nuove entro fine anno.

In aggiunta, Italgas acquisirà il 10% di Isgastrentatrè SpA. Secondo quanto previsto negli accordi, il controllo delle azioni dovrà salire al 100% se date condizioni si realizzeranno, in caso contrario Italgas potrà procedere alla vendita del proprio pacchetto. In particolare, una delle condizioni fondamentali è che la rete attualmente alimentata a GPL sia convertita a gas naturale.

BANDI DI GARA

- A fine dicembre il Comune di Schio in qualità di stazione appaltante, ha pubblicato il bando per il servizio di distribuzione gas nell'ATEM Vicenza 3. Il termine di presentazione dell'*expression of interest* (EOI) è fissato per il 30 settembre 2019. L'ATEM Vicenza 3 comprende 43 Comuni, di cui 14 montani e 3 non metanizzati; ospita circa 103 mila PdR, una rete di circa 1,824 Km e una RAB totale di circa 62 milioni di euro, cui il 78% in concessioni Post Letta. Il gruppo che controlla la maggior quota di mercato è Ascopiave, con oltre il 78% dei PdR nell'ATEM. Seguono Edison con il 9% e A2A SpA con il 6%. I documenti del bando mancano ancora di alcuni dei dati più rilevanti, che saranno pubblicati ad aprile 2019.
- L'Autorità ha ricevuto la documentazione relativa alla gara per l'ATEM Firenze 1. Tale invio segnala l'inizio del processo per la gara d'ambito e lascia presagire l'apertura della gara stessa a breve. L'ATEM Firenze 1 comprende 18 Comuni, circa 259 mila PdR e una rete di oltre 1,600 km, per una RAB stimata di 314 milioni di euro. Il gruppo Toscana Energia S.p.A. è il primo e unico operatore attivo nell'ATEM. Italgas detiene il 48% della società, il rimanente 52 % delle azioni è in capo a soci pubblici, dei quali la maggior parte sono comuni toscani
- Durante l'autunno il Comune di Gaggiano, situato nell'ATEM Milano 3, ha indetto una gara pubblica per la vendita del 100% di Asga Srl, titolare della concessione per la distribuzione gas locale. La base di partenza era di 2.3 milioni di euro. Nonostante Italgas, 2i Rete Gas e Centria Reti gas avessero presentato istanza di ammissione, non è stata registrata alcuna offerta. A gennaio 2019 il Comune ha aperto un nuovo bando con base d'asta di 1.8 milioni di euro e termine per la presentazione delle domande di partecipazione fissato per il 25 gennaio.
- L'ATEM ospita 51 comuni, per circa 245 mila PdR, una rete di circa 2,086 km e un valore totale di RAB pari a circa 117 milioni di euro nel 2017. Asga Srl serve 4,234 PdR con una rete di 34 km. La stima REF-E del valore della RAB è di 1 milione di euro.

PUBBLICAZIONE BANDI GARE GAS: LO STATO DELL'ARTE



RICORSI

- Il TAR della regione Valle D'Aosta ha respinto il ricorso presentato da Energie des Alpes. Quest'ultima richiedeva l'annullamento della comunicazione del Comune d'Aosta in merito all'elaborazione dei Piani di sviluppo e in parte del bando di gara. In particolare, la ricorrente contestava la mancanza di chiarezza in merito al fatto se il metanodotto di trasporto Pollein/Pila/Valdigne presente nel territorio dell'ambito sia compreso o meno. Questo risultato della sentenza del TAR lascia presagire la ripresa delle operazioni di analisi delle offerte. L'ATEM comprende 24 Comuni e ospita circa 19 mila PDR, una rete di circa 2,567 km (dati MISE 2012) e una RAB totale di circa 41 milioni di euro. Italgas detiene il 100% degli *asset*.
- A marzo 2018 il TAR di Brescia aveva respinto l'appello presentato da G.E.I. Gestione Energetica Impianti SpA contro l'aggregazione degli ATEM Cremona 2 e Cremona 3. Lo scorso 17 gennaio il Consiglio di Stato, chiamato nuovamente a verificare la sentenza del tribunale amministrativo, conferma ciò che aveva sancito quest'ultimo, respingendo il ricorso dell'appellante.
- Il Consiglio di Stato ha confermato la Sentenza del TAR del Veneto, che aveva rigettato il ricorso di Erogasmet per l'annullamento della gara per l'ATEM di Belluno. In particolare, la parte ricorrente contestava che nella valutazione delle offerte da parte del Comune di Belluno venissero conteggiati investimenti che potessero non trovare riconoscimenti in tariffa. Il CdS nella propria sentenza precisa che i partecipanti alla gara conoscono a priori quali interventi soddisfino i requisiti minimi per essere remunerati in tariffa. Ci si può quindi attendere l'accelerazione del processo di gara.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS												
GARE ASSEGNATE												
INFORMAZIONI GENERALI												
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario (Gruppo)	Numero offerenti	Punteggio offerta vincente					
1	MILANO 1	631/2015/R/gas	23/12/2015	16/01/2017	A2A S.p.A.	2	98.12					
GARE CHIUSE												
INFORMAZIONI GENERALI												
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerenti						
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	1						
2	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	4						
3	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	3						
MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE												
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ					
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale	
1	UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016	BASSA	●	●	●	●	●	
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	BASSA	●	●	●	●	●	
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	BASSA	●	●	●	●	●	
MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA												
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ					
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale	
1	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/03/2019	MEDIA	●	●	●	●	●	
2	MONZA E BRIANZA I	NO		29/12/2015	30/04/2019	ALTA	●	●	●	●	●	
3	COMO 1	NO		08/08/2018	30/04/2019	MEDIA	●	●	●	●	●	
4	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	31/05/2019	MEDIA	●	●	●	●	●	
5	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2019	BASSA	●	●	●	●	●	
6	VARESE 2	NO		11/09/2015	30/07/2019	MEDIA	●	●	●	●	●	
7	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2019	MEDIA	●	●	●	●	●	
8	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/09/2019	BASSA	●	●	●	●	●	
GARE IN SCADENZA												
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ					
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Deadline	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale	
1	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	07/02/2019	MEDIA	●	●	●	●	●	
GARE ANNULLATE O SOSPESE												
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ					
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015		Annullata	MEDIA	●	●	●	●	●
2	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
3	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa		MEDIA	●	●	●	●	●
4	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa		BASSA	●	●	●	●	●
5	BIELLA	NO		29/12/2015		Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●
6	LUCCA	in corso		30/12/2016	31/08/2018	Revocata	MEDIA	●	●	●	●	●
7	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	02/12/2019	Sospesa	BASSA	●	●	●	●	●
BANDI INVIATI ARERA												
INFORMAZIONI GENERALI							VALUTAZIONE CONCORRENZIALITÀ					
Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza EOI	Scadenza offerte	Densità	Frammentazione	Dimensione	Post Letta	Grandi Operatori	Globale
1	GENOVA 1	in corso	69/2018/R/gas	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
2	ROMA 1	650/2015/R/gas		NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
3	FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO	-		BASSA	●	●	●	●	●
4	TORINO 1	30/2018/R/gas	NO	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
5	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	NO	-		ALTA	●	●	●	●	●
6	FIRENZE 1	in corso		NO			MEDIA	●	●	●	●	●
7	MODENA 1	in corso		NO			MEDIA	●	●	●	●	●

Aggiornata al 30/01/2019

Grado potenziale concorrenzialità*: ● ALTO ● MEDIO ● BASSO

NOTA METODOLOGICA

Scadenza: termini per il ricevimento delle offerte o delle domande di partecipazione (EOI) in caso di procedura ristretta.

Iter procedurale: riporta se al momento esistono impedimenti al regolare rispetto delle tempistiche dettate dal bando.

Densità: ALTA > 0.12 PDR/m; MEDIA 0.07 - 0.12 PDR/m; BASSA < 0.07 PDR/m.

Il grado di concorrenzialità è indicativo, calcolato su dati oggettivi e pubblicamente disponibili. La gradazione indica un grado di concorrenzialità da minimo (rosso) a massimo (verde). La valutazione è frutto della stima indipendente di REF-E e non rappresenta in alcun modo una previsione sul comportamento delle imprese nelle gare né di andamento delle stesse. REF-E declina ogni responsabilità in merito all'utilizzo delle informazioni riportate.

Frammentazione: rileva il grado di concentrazione basato sulla quota di mercato dell'operatore principale.

Dimensione: rileva la dimensione dell'ATEM. Piccoli: < 100,000 PDR; medi: tra 100,000 e 300,000; grandi: > 300,000.

Post Letta: rileva la presenza di *enclave* con scadenza superiore al 2020.

Grandi operatori: rileva se l'ATEM può essere considerato di interesse strategico per le maggiori imprese di distribuzione a livello nazionale.

DATI DI MERCATO

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA
(GWh e variazioni tendenziali)

	2018*	2017*	Var. %
Domanda	295 299	292 513	1.0%
Produzione netta	256 944	261 331	-1.7%
- Termoelettrico	168 653	181 721	-7.2%
- Rinnovabili**	88 291	79 610	21.5%
Saldo estero	40 355	34 409	17.3%

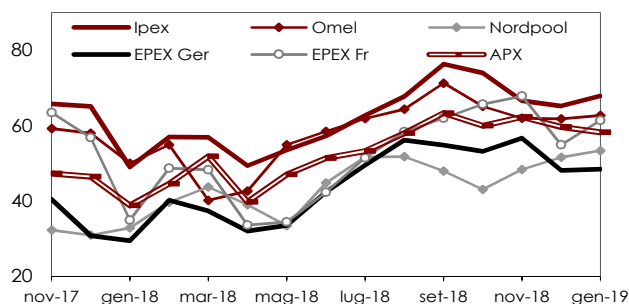
*Fino a Ottobre ** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico
Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE
(Gmc e variazioni tendenziali)

	AS 2018	AS 2017	Var. %	AT 2018	AT 2017	Var. %
Industriale	1.1	1.1	-1.0%	4.7	4.9	-4.8%
Termoelettrico	2.2	1.8	23.0%	8.6	8.8	-2.5%
Distribuzione	5.5	4.5	21.8%	15.6	15.8	-1.1%
Altro	0.2	0.2	-4.6%	0.6	0.7	-19.5%
Totale	9.0	7.6	18.1%	29.5	30.2	-2.6%

Valori cumulati al 27/01/2019
Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

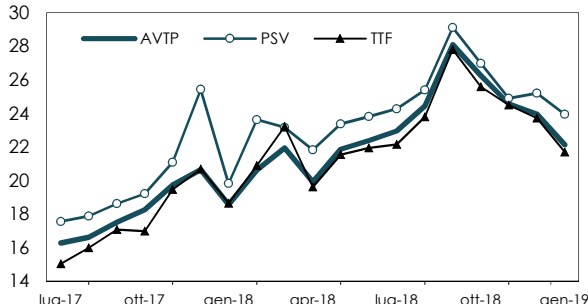
ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 27/01/2019

Fonte: Borse Europee

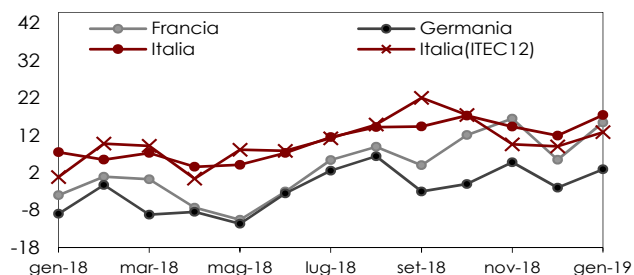
GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 29/01/2019

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA
(€/MWh)

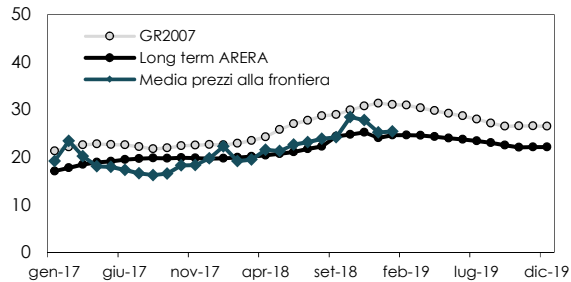


Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili

Ultimo dato al 24/01/2019

Fonte: elaborazioni REF-E

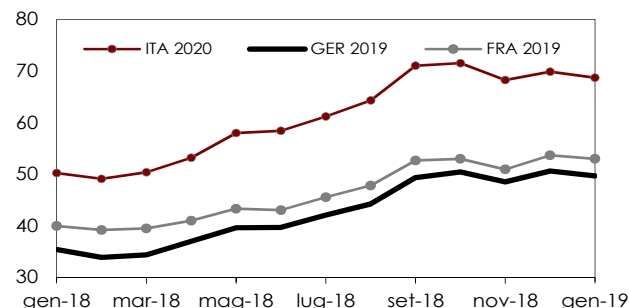
GAS NATURALE: PREZZI APPROVVIGIONAMENTO LONG-TERM
(€/MWh)



Confronto al PSV. Long term ARERA: PTOP 649/2016/R/gas

Fonte: elaborazioni REF-E su WGI, Thomson Reuters e ARERA
forward al 29/01/2019

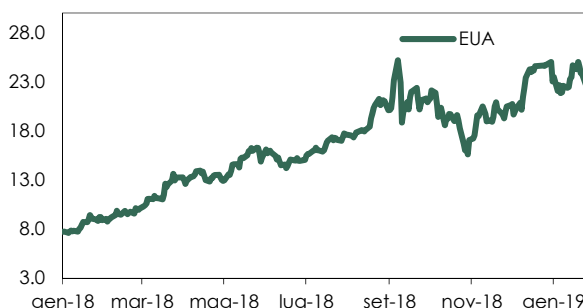
ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI
(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 27/01/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2
(€/tCO2 eq.)



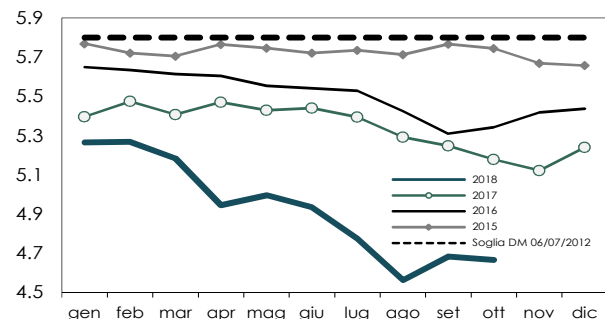
Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 29/01/2019

Fonte: Reuters su EEX

DATI SETTORI INCENTIVATI E REGOLATI

CONTATORE GSE RINOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

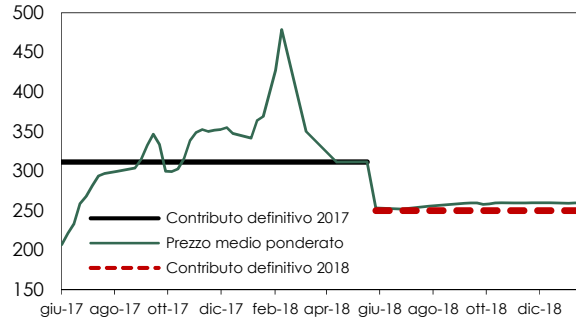


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico.

Fonte: GSE

TEE: PREZZI DI BORSA E CONTRIBUTO TARIFFARIO

(€/TEE)

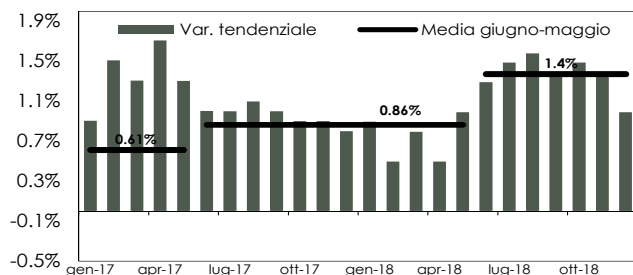


Ultimo dato: 29/01/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, ARERA

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



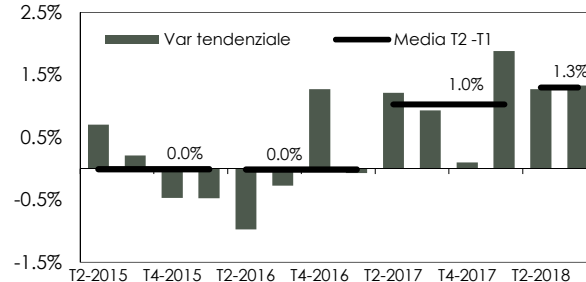
* Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati

Ultimo dato Dic 2018

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi. Ultimo dato T1-2018

Edizione dati Istat: nov 2018

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI RESIDENTI (€cent/kWh)

Componente	I 2018	II 2018	III 2018	IV 2018	I 2019
Energia, dispac. e commerc.	10.02	8.32	10.49	11.88	10.83
Costi infrastrutture e UC	3.87	3.87	3.87	3.87	3.92
Oneri generali di sistema	4.05	4.26	3.22	3.22	4.21
Totale - tasse escluse	17.94	16.45	17.58	18.97	18.96

Consumi 2,700 kWh/a e potenza impegnata 3 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5) (€cent/kWh)

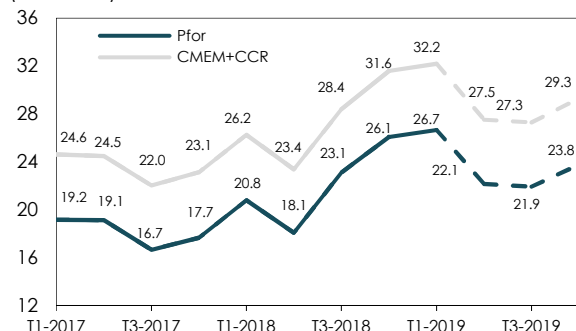
Componente	I 2018	II 2018	III 2018	IV 2018	I 2019
Energia, dispac. e commerc.	7.51	6.47	8.82	10.05	9.46
Costi infrastrutture e UC	2.76	2.76	2.76	2.76	2.79
Oneri generali di sistema	7.16	7.47	6.61	6.61	7.79
Totale - tasse escluse	17.44	16.71	18.19	19.43	20.04

Consumi 25,000 kWh/a e potenza impegnata 15 kW

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggiato) su forward al 29/01/2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e Autorità

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€cent/mc)

Componente	I 2018	II 2018	III 2018	IV 2018	I 2019
Approvvig. e vendita	31.33	28.44	33.49	36.67	37.29
Costi di trasporto	4.55	3.73	4.02	4.88	4.80
Costi di distribuzione	9.21	9.21	9.21	9.21	9.98
Oneri generali di sistema	2.62	2.62	2.36	2.36	2.65
Totale - tasse escluse	47.71	44.01	49.08	53.12	54.72

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

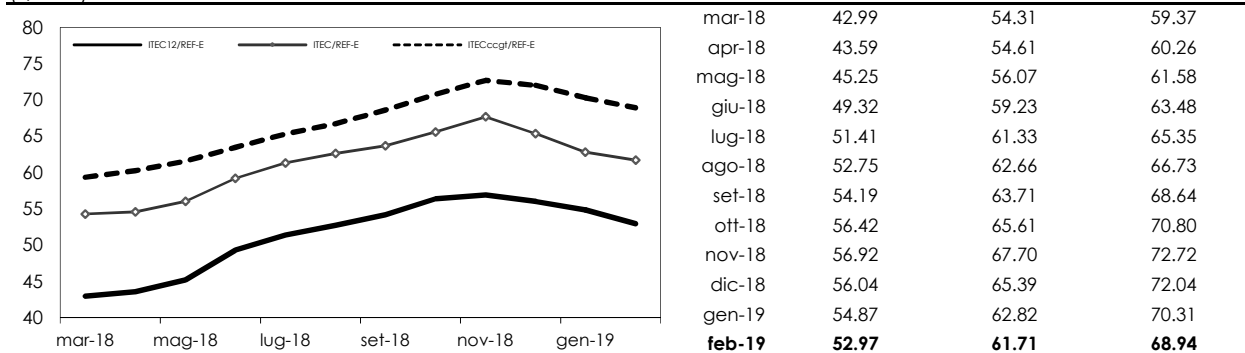
L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di gennaio è pari a 54.87 €/MWh, in calo del 2.1% sul dato di dicembre (56.04 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle *commodities* sottostanti durante il mese di dicembre, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di gennaio si attesta a 62.82 €/MWh, in calo del 3.9% sul valore consuntivo di dicembre (pari a 65.39 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di gennaio si attesta a 70.31 €/MWh, in calo del 2.4% rispetto al consuntivo del mese precedente (72.04 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €//\$ rimasto stabile durante il mese di dicembre.

Il valore *forward* per il mese di febbraio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 25 gennaio, è pari a 52.97 €/MWh, in calo del 3.5% rispetto al consuntivo di gennaio. I valori *forward* per il mese di febbraio di **ITEC/REF-E** e **ITECccgt/REF-E**, anch'essi aggiornati al 25 gennaio, sono pari a 61.71 €/MWh e 68.94 €/MWh, il primo in calo dell'1.8%, mentre il secondo dell'1.9% rispetto al consuntivo di gennaio.

EVOLUZIONE DI ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E E ITECccgt/REF-E
(€/MWh)



Fonte: elaborazione REF-E

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di febbraio sono calcolati da REF-E su dati di mercato e valori giornalieri Reuters al 25/1/2019. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

Cos'è ITEC12/REF-E

ITEC12/REF-E incorpora l'evoluzione nel *mix* produttivo del parco termoelettrico italiano e le mutate strategie di approvvigionamento e di indicizzazione della materia prima. Il nuovo indice, costruito utilizzando dati Platts e aggiornato mensilmente, è caratterizzato dalla semplicità della formula di indicizzazione e dalla inclusione di componenti di prezzo *spot* nella determinazione dei costi di approvvigionamento per gli impianti a ciclo combinato. La pubblicazione dell'indice è cominciata dal mese di luglio 2012.

Cos'è ITEC/REF-E

ITEC/REF-E è l'indice creato nel 2004 al fine di fornire al mercato un riferimento di costo di generazione semplice, liquido, trasparente e rappresentativo. ITEC/REF-E è utilizzato da numerosi operatori quale riferimento per i contratti di fornitura di energia elettrica, rappresentando un riferimento per il mercato.

Da agosto 2017 il *provider* dei dati, utilizzato per il calcolo dell'indice è Reuters.

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2019.

Per ulteriori informazioni o commenti contattare:
Dr. Domenico Biasi - tel. 02 43441024 - Email: itec@ref-e.com



Indice Month Ahead Gas Italia

PROGETTO MAGI

COSA È MAGI

MAGI è un indice *month ahead* del prezzo gas al PSV. MAGI è indipendente, affidabile e trasparente: è calcolato su una media ponderata tra una componente di *survey* (30%) e una componente basata su transazioni effettivamente concluse (70%) per consegne nel mese successivo.

La metodologia sviluppata mira a far emergere il reale valore di mercato del gas eliminando possibili *gaming* da parte degli operatori. Il risultato della *survey* è pubblicato quotidianamente, mentre le transazioni sono aggiunte a fine mese, in tal modo gli operatori possono seguire le tendenze del mercato e avere un'idea della differenza tra le due componenti. Prima della pubblicazione un *auditor* verifica ambedue le componenti, che vengono pubblicate ogni mese in modo da garantire la massima trasparenza sul meccanismo di formazione dell'indice.

PERCHÈ MAGI

Gli indici *month ahead* possono essere utilizzati nei contratti di fornitura per le centrali termoelettriche, per i grandi consumatori industriali, o nei contratti di acquisto da produttori indipendenti. Tali indici hanno tipicamente una liquidità sottostante maggiore e una volatilità minore rispetto agli indici del giorno prima o di bilanciamento.

MAGI è trasparente, affidabile e indipendente: è pensato per riflettere i fondamentali del mercato del gas così come previsti dagli operatori con un mese di anticipo, e per permettere a tutti gli operatori di esprimere la loro *view* attraverso le transazioni concluse o proposte. MAGI fornisce finalmente un riferimento di prezzo affidabile da poter essere utilizzato nei contratti di compravendita e offre la possibilità di annullare l'esposizione di mercato attraverso la contrattazione di strumenti efficienti come i contratti di *swap*.

GLI SPONSOR

Gli *sponsor* del progetto MAGI sono Alba Soluzioni, REF-E e TFS Energy. Alba Soluzioni effettua le rilevazioni, REF-E esegue l'*auditing* mentre TFS coordina il progetto. Il progetto, regolato da un accordo tra le parti, è comunque aperto ad altre sponsorizzazioni.

Gli operatori coinvolti nella fase di realizzazione dell'indice (*survey* o transazioni) sono circa 60, la lista è pubblica e aggiornata costantemente.

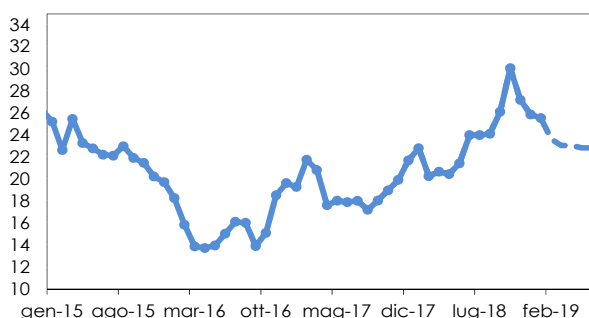
ANDAMENTO

L'indice gas MAGI consuntivo per gennaio 2019 è pari a 25.53 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 25.59 €/MWh e 25.40 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a gennaio 2019 è diminuita rispetto a quella per le consegne di dicembre 2018 ma risulta maggiore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (22.79 €/MWh). Il volume complessivo transato (8,760 MW) è aumentato del 28% rispetto a gennaio 2018, così come il numero di transazioni registrate (246 contro 173).

Al 24 gennaio, gli scambi del prodotto con consegna a febbraio 2019, relativi a un campione di 441 operazioni e un volume totale scambiato di 15,418 MW, indicano un prezzo di 24.18 €/MWh, in diminuzione rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a gennaio 2019.

EVOLUZIONE DI MAGI (storico e curva a termine indicativa)
(€/MWh)



Per maggiori informazioni contattare Info@magindex.org o sul sito www.magindex.org o contattare uno degli *sponsor*:

www.albasoluzioni.com

www.ref-e.com

www.tfsbrokers.com