

NEWSLETTER



n. 243 Maggio 2020
Anno XXII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

MERCATO ELETTRICO

Nuove opportunità dalla riforma del mercato greco

pag. 05

L'avvio del mercato forward elettrico marca l'inizio di un processo di riforma dei mercati energetici greci. Tramite rilevanti riforme della struttura del mercato domestico e un processo d'integrazione con i mercati limitrofi, la Grecia si propone di divenire un importante hub dell'energia nel Mediterraneo.

Il dispacciamento: alti costi ma riforme in corso

pag. 09

Negli ultimi mesi si è registrata un'impennata dei costi per il dispacciamento del sistema, dovuta alla contingenza del lockdown, che ha anticipato le condizioni che il sistema potrebbe dover fronteggiare nel medio periodo. Emerge sempre più la necessità di concretizzare la riforma del dispacciamento in corso, che sta proseguendo attraverso l'estensione dei progetti pilota gestiti da Terna e nella prossima partecipazione alle piattaforme europee di bilanciamento.

Il progetto di interconnessione Continente-Sicilia-Sardegna

pag. 17

Il Tyrrhenian link, doppio bi-terminale da 1.000 MW e 3,7 miliardi di euro di investimento, garantirà maggiore sicurezza, affidabilità e stabilità al sistema elettrico in Sicilia e Sardegna, con benefici crescenti al crescere della penetrazione delle rinnovabili. Un progetto imponente e ambizioso, anche nelle tempistiche: potrebbe entrare in funzione già prima del 2030.

02

ENERGIE RINNOVABILI E CLIMA

Comunità energetiche: l'Italia accelera

pag. 24

I meccanismi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili, considerati fondamentali per la decarbonizzazione elettrica, saranno ammessi a breve in Italia. Il meccanismo virtuale proposto semplifica il calcolo dei risparmi tariffari, e permette l'incentivo alla produzione rinnovabile, ma gli oneri impropri si pagheranno su tutta l'energia consumata.

Box - Differenze con lo Scambio sul Posto

pag. 25

03

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

pag. 27

04

INDICI: ITEC E MAGI

pag. 30

A photograph of a dense forest with tall, slender trees. Sunlight filters through the green canopy, creating a bright, hazy atmosphere with visible light rays. The scene is captured from a low angle, looking up at the trees.

01

Mercato elettrico

Nuove opportunità dalla riforma del mercato greco

L'avvio del mercato forward elettrico marca l'inizio di un processo di riforma dei mercati energetici greci. Tramite rilevanti riforme della struttura del mercato domestico e un processo d'integrazione con i mercati limitrofi, la Grecia si propone di divenire un importante hub dell'energia nel Mediterraneo

Gli operatori già attivi o che intendano operare nei mercati energetici greci stanno assistendo a un processo di cambiamento che modificherà radicalmente lo scenario in cui operano.

Una profonda riforma dei mercati è, infatti, prevista per i prossimi mesi, finalizzata all'adozione di una struttura in linea con il *Target Model* europeo, cui si affiancherà il processo di cambiamento nel *mix* della generazione elettrica, che, secondo quanto previsto dal [Piano Integrato Energia e Clima](#) greco, sarà caratterizzato dal *phase-out* delle unità produttive alimentate a lignite entro il 2028 e dall'ingresso di una rilevante quota di nuova capacità da fonti rinnovabili.

La struttura dei mercati dell'energia in Grecia sta attraversando un processo di liberalizzazione e di radicale riforma mirata all'adozione di un *framework* regolatorio e all'implementazione di un'architettura in linea con il *Target Model* europeo.

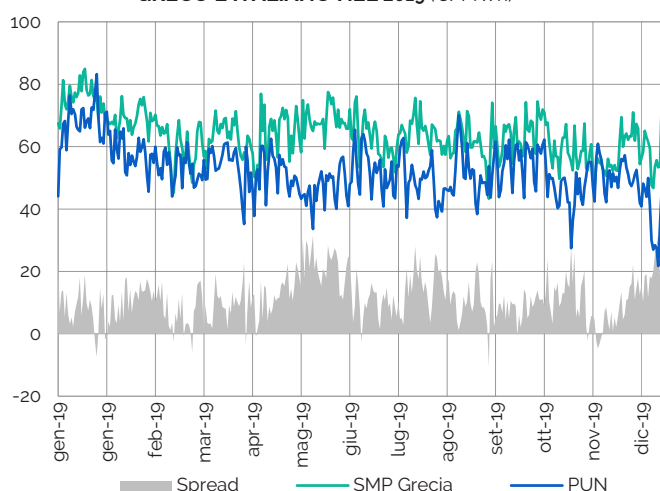
Tale processo prevede la creazione di un nuovo mercato *spot* e di un mercato dei titoli derivati energetici.

Entrambi questi mercati saranno gestiti dall'operatore nazionale del mercato elettrico HenEx¹, attuale gestore del mercato in essere.

IL MERCATO GRECO OGGI: FONTI DI GENERAZIONE, OPERATORI E DINAMICHE

Nell'assetto attuale del mercato *day-ahead* i produttori di energia sono obbligati, secondo un meccanismo di *mandatory pool*, a offrire la propria intera capacità disponibile per il giorno seguente e a presentare un'offerta congiunta per i servizi di regolazione. Il prezzo è definito secondo il meccanismo di *System Marginal Price* (SMP) nelle due *bidding zones* (Nord e Sud), i cui prezzi zionali rimangono strutturalmente allineati, in quanto i transiti tra le zone risultano raramente saturi. Come mostrato in **Figura 1**, il prezzo *day-ahead* greco (SMP) ha registrato nel 2019 un valore medio 63.81 €/MWh, risultando, salvo rare eccezioni, a premio

FIGURA 1. ANDAMENTO DEI PREZZI SUI MGP GRECO E ITALIANO NEL 2019 (€/MWh)



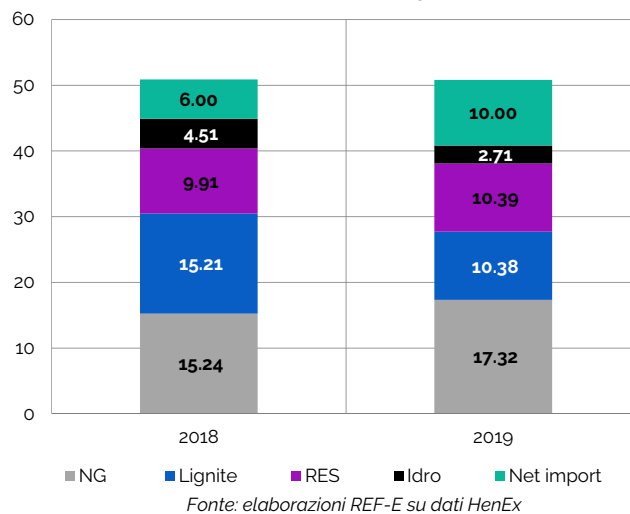
Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME e HenEx

rispetto al prezzo unico italiano, con uno *spread* medio annuo pari a circa 11 €/MWh.

Il fabbisogno annuo totale di circa 50 TWh è stato soddisfatto nel 2019 dalla generazione domestica per 41 TWh e dall'import netto per i rimanenti 10 TWh (6 TWh nel 2018), ovvero il 20% del totale². La quota più rilevante di generazione domestica è stata prodotta dalle unità alimentate a gas naturale, che nel corso dell'anno hanno beneficiato delle riduzioni del prezzo della materia prima e hanno prodotto 17 TWh, aumentando la propria produzione di 2 TWh rispetto al 2018. La generazione a lignite è risultata pari a 10.4 TWh nel 2019, in riduzione di 5 TWh rispetto al 2018. Oltre alla minore competitività *vis-à-vis* la produzione a gas e da altre fonti, la riduzione della generazione a lignite è dovuta anche alla chiusura delle unità di Kardia 1 e Kardia 2 nel corso dell'anno, secondo quanto previsto dal piano di *phase-out* della lignite, che verrà completato nel 2028. La produzione di fonti rinnovabili, la cui capacità complessiva è aumentata di quasi un 1 GW rispetto al 2018, ha raggiunto un ammontare totale pari a circa 10 TWh, in leggero aumento rispetto all'anno precedente, facendo delle RES (eolico, solare e biomasse) la terza fonte più rilevante, con una quota di mercato simile a quella della lignite e dell'import netto (**Figura 2**).

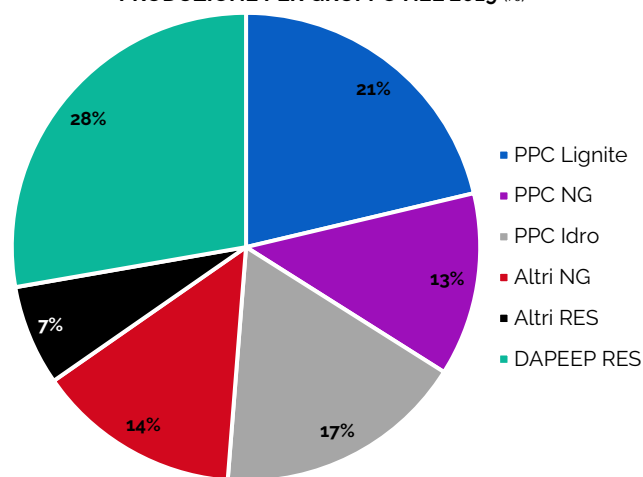
Il mercato del *day-ahead* in essere oggi risulta fortemente concentrato, in ragione del fatto che la generazione da fonti tradizionali è controllata da solo quattro gruppi. Come mostra la **Figura 3**, tra questi spicca il ruolo di PPC³, controllata pubblica, che è il principale operatore nei settori della generazione e vendita del paese. Questa possiede tutte le unità produttive a lignite del Paese (3.9 GW), tutte le grandi unità idroelettriche (3.1 GW) e alcune unità alimentate a gas (2.32 GW), per una capacità complessiva di 9.4 GW (il 51% della capacità nazionale), che le ha permesso nel 2019 di produrre 20 TWh di energia, ovvero il 49%

FIGURA 2. RIPARTIZIONE DELLA GENERAZIONE PER FONTE NEL 2018 E 2019 (TWh)



della produzione totale facendone l'operatore dominante. I principali concorrenti sono Elpedison S.A, Heron S.A. e Mytilinaios Group, che possiedono unità a gas e una quota minore di RES, e DAPEEP, ente pubblico che opera a mercato quale principale aggregatore di RES, controllandone l'80% della capacità complessiva.

FIGURA 3. RIPARTIZIONE DELLA CAPACITÀ DI PRODUZIONE PER GRUPPO NEL 2019 (%)



² La rete greca è interconnessa con i Paesi limitrofi con una capacità netta di transito (NTC) complessiva pari a 1,750 GW in import e 1,816 GW in export. I collegamenti più rilevanti per l'import dai Paesi limitrofi sono rappresentati da Italia e Bulgaria, per ciascuno dei quali l'NTC è pari a 500 MW, seguiti da Nord Macedonia (400MW), Albania (250MW) e Turchia (100 MW).

³ Public Power Corporation S.A.

I NUOVI MERCATI: LE TEMPISTICHE PER L'ATTIVAZIONE E LE IMPLICAZIONI PER GLI OPERATORI

Il 23 marzo 2020 è stato aperto il nuovo mercato dei titoli derivati, segnando la data d'inizio del processo d'implementazione della nuova struttura di mercato. Su questo mercato, PPC ricopre il ruolo di *Market Maker* e in tale veste ha assunto l'obbligo di operare giornalmente sul mercato presentando offerte d'acquisto e vendita per prodotti *future* con diverse scadenze. Dopo tre giorni dall'apertura del mercato, il 26 marzo è stata conclusa la prima transazione, per la vendita di energia con profilo *baseload* per il successivo mese di aprile al prezzo di 40.50 €/MWh.

L'introduzione di questo mercato, con il progressivo aumento della liquidità, permetterà agli operatori di sviluppare nuove strategie di pianificazione e di contenimento del rischio tramite procedure di *hedging*, con conseguente miglioramento della loro operatività e del sistema energetico.

L'apertura del nuovo mercato *spot* è, invece, prevista per il 30 giugno 2020, sebbene il rallentamento dei lavori per la sua preparazione dovuto all'epidemia di Covid-19 che ha colpito il paese faccia presagire una possibile posticipazione a dopo l'estate.

La nuova architettura consisterà in un mercato del giorno prima, di un mercato *intraday* (ID) e di un mercato del bilanciamento, che sostituiranno il mercato in essere oggi. Alle due *bidding zones* esistenti, si aggiungerà quella di Creta: l'isola, infatti, raggiunta da un cavo d'interconnessione con l'area continentale del paese che entrerà in funzione a partire da fine 2020, rappresenterà una nuova area di mercato⁴.

Le maggiori possibilità offerte agli operatori su questi nuovi mercati daranno loro la possibilità di sviluppare nuove strategie di *bidding* che potrebbero permettere di aumentare la remuneratività grazie

alla possibilità di correggere la propria posizione sul mercato ID, che avrà una configurazione ibrida, come quella prevista per il mercato infragiornaliero italiano, con la coesistenza della contrattazione continua (*continuous trading*) e di aste aperte anche ai paesi confinanti (Italia in primis), e grazie a una possibile maggiore profittabilità dei nuovi servizi di bilanciamento, sui quali ADMIE (Independent Power Transmission Operator - IPTO⁵) opererà come controparte.

LE SFIDE PER IL FUTURO: INTEGRAZIONE DEI MERCATI E RUOLO DELLE RES

Oltre alla ristrutturazione del mercato elettrico sono previsti nei prossimi anni ulteriori cambiamenti che potranno rappresentare per gli operatori rilevanti fonti d'opportunità e sfide.

Come delineato nel PNIEC greco, il paese mira a divenire un importante *hub* per l'energia elettrica e per il gas, aumentando le proprie interconnessioni con i paesi limitrofi e l'integrazione con i mercati stranieri. A tale scopo, è prevista per la fine del 2020 l'attivazione del *coupling* dei mercati *day-ahead* dell'energia elettrica con l'Italia e Bulgaria. Per lo stesso periodo, è prevista l'attivazione del *coupling* del mercato *intraday* a negoziazione continua, cui si affiancherà l'apertura delle aste *intraday* sull'interconnessione con l'Italia. L'inizio delle aste *intraday* pan-europee è, invece, previsto per il 2023 ([Newsletter 234](#) e [Newsletter 242](#)).

La maggiore integrazione con i mercati stranieri dovrebbe fungere da volano alla penetrazione delle RES, favorite anche dal meccanismo a contrattazione continua, che permette una rapida ed efficace correzione delle posizioni a mercato.

Il PNIEC stima un rilevante e sfidante processo di crescita della generazione di energia da RES: la generazione netta d'energia da RES dovrebbe, infatti, raddoppiare, passando da circa 11.5 TWh stimati per il 2020 a quasi 30 TWh nel 2030.

⁴ Secondo quanto previsto da ADMIE (IPTO greco) la capacità d'interconnessione ammonta a 150 MW-180 MW. Il cavo, la cui lunghezza ammonta a 174 km, è stato co-finanziato dal governo greco e dall'Unione Europea, cui si è aggiunto un prestito di 365 milioni di euro elargito dall'European Investment Bank.

⁵ ADMIE è stata fondata nel febbraio 2017, quando secondo quanto prescritto nella Direttiva Europea 2009/72/EC, si è proceduto a un'operazione di unbundling finanziario delle operazioni di trasporto dell'energia da quelle di generazione e vendita gestite da PPC. Nel giugno 2017, quest'ultima ha, quindi, ceduto le proprie quote di ADMIE (51% del capitale) alienandone il controllo.

Il ruolo delle RES sarà, infatti, fondamentale nella generazione d'energia che verrà meno con la conclusione del processo di *phase-out* della lignite entro la fine del 2028. Un'altra rilevante opportunità per investimenti in RES sarà rappresentata dalla possibilità d'installazione di nuova capacità associata a sistemi di stoccaggio per reti locali e autoconsumo in particolare nelle aree non-interconnesse, ovvero, in primo luogo sulle numerosissime isole greche, dove l'energia è oggi prodotta da generatori locali, in maggior parte alimentati a diesel.

Un processo simile a quello descritto per il mercato elettrico è previsto anche per il gas. Le riforme avviate sui due mercati perseguono un avvicinamento al disegno europeo che apre prospettive interessanti, anche per l'Italia che è uno dei paesi confinanti. Se le riforme avranno successo e se saranno in grado di stimolare effettivamente una maggiore liquidità del mercato, la Grecia potrebbe candidarsi a divenire un importante *hub* energetico del Mediterraneo.

Il dispacciamento: alti costi ma riforme in corso

Negli ultimi mesi si è registrata un'impennata dei costi per il dispacciamento del sistema, dovuta alla contingenza del lockdown, che ha anticipato le condizioni che il sistema potrebbe dover fronteggiare nel medio periodo. Emerge sempre più la necessità di concretizzare la riforma del dispacciamento in corso, che sta proseguendo attraverso l'estensione dei progetti pilota gestiti da Terna e nella prossima partecipazione alle piattaforme europee di bilanciamento.

SUL MERCATO DEI SERVIZI EMERGONO FORTI CRITICITÀ

NUOVOPICCONEICOSTIDELDISPACCIAMENTO

L'effetto sul mercato elettrico provocato dall'epidemia di coronavirus e dalla conseguente sospensione di diverse attività produttive durante il *lockdown* non ha tardato a manifestarsi anche sui costi sostenuti da Terna per il dispacciamento del sistema. Infatti, mentre il crollo della domanda elettrica portava a una rapida decrescita dei prezzi dell'energia sul Mercato del Giorno Prima (MGP), la forte incertezza e la difficoltà di prevedere accuratamente i consumi nella situazione contingente hanno incrementato significativamente le necessità di Terna di approvvigionare risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e sul Mercato del Bilanciamento (MB). Anche il costo di attivazione di queste risorse, in termini relativi rispetto al valore delle *commodity* e al prezzo MGP, è sensibilmente aumentato, a causa della minore disponibilità di risorse regolanti programmate nelle precedenti fasi di mercato e della necessità degli operatori di compensare almeno parzialmente la perdita di marginalità derivante dal MGP.

Il valore della componente *uplift* è così schizzato nel mese di marzo a oltre 12 €/MWh (dai 5-6 €/MWh di gennaio-febbraio), valore che era stato raggiunto solo nel secondo trimestre 2016 e ad aprile 2017, quando l'impennata di costi aveva spinto l'Autorità a intervenire sul mercato, aprendo l'indagine sui comportamenti assunti dagli operatori

nella gestione degli sbilanciamenti e valutando eventuali posizioni di essenzialità. Il risultato è ancora più impressionante se si considera che oggi, grazie alla riforma del calcolo del segno di sbilanciamento, la quota "sbilanciamento" nella componente *uplift* risulta sempre negativa, quindi un beneficio netto per il sistema: l'intero risultato è quindi imputabile alla quota "dispacciamento" che ha raggiunto i 13 €/MWh, storicamente secondo solo al valore registrato nel mese di maggio 2016.

Il forte incremento di costo dipende in primo luogo dall'aumento dei volumi approvvigionati da Terna sui mercati dei servizi: sul MSD ex-ante, i volumi movimentati per servizi a salire da Terna nei mesi di marzo e aprile hanno subito un incremento rispettivamente del 30% e del 50% rispetto allo stesso mese del 2019, mentre per quanto riguarda le movimentazioni a scendere i volumi sono più che raddoppiati. Più contenuto l'effetto sul MB, nel quale si è registrato un aumento del 60% sui volumi (storicamente limitati) movimentati a salire, mentre i volumi movimentati a scendere sono rimasti praticamente invariati rispetto all'anno precedente.

In secondo luogo, il TSO ha visto anche una riduzione delle risorse disponibili alla regolazione, soprattutto per quanto riguarda i grandi consumatori sottesi al servizio di interrompibilità (le cui aste erano state congelate tra marzo e aprile) e al progetto pilota UVAM, vista la difficoltà nell'adempiere agli obblighi di disponibilità a prestare regolazione del proprio carico.

Gli oneri di Terna, connessi ai maggiori volumi di servizi movimentati, sono stati poi rapportati a un denominatore di consumi in fortissima contrazione per effetto del *lockdown*, generando il picco di impatto osservato sull'*uplift*.

VERSO UN NUOVO PARADIGMA DI DISPACCIAMENTO

Certamente l'impennata dei costi del dispacciamento è legata a una situazione contingente, aggravata dal fatto di essere capitata tra marzo e maggio, tipicamente il periodo in cui, già in una situazione business as usual, tali costi tendono a essere più alti, a causa del basso livello di domanda e del significativo apporto di generazione rinnovabile. È quindi prevedibile che il valore dell'*uplift* sarà molto elevato anche nel mese di aprile, mentre ragionevolmente, con la ripresa delle attività produttive nella Fase 2, la risalita dei consumi riporterà la gestione del dispacciamento a una situazione di "normalità", facendo rientrare i costi già nel mese di maggio.

Ma questo risultato porta alla luce anche una tematica sempre più d'attualità, come il cambio di paradigma necessario nelle logiche di gestione del sistema elettrico, in un contesto sempre più dominato dalla generazione rinnovabile, tra cui una porzione importante a livello distribuito. La contrazione della domanda ha infatti alzato il peso relativo delle fonti rinnovabili nella copertura del carico (arrivato al livello record del 47% nel mese di aprile), simulando quello che potrebbe succedere nel medio-lungo termine, seguendo gli obiettivi di decarbonizzazione fissati all'interno del PNIEC.

In queste condizioni, emerge la necessità di ridefinire le modalità con cui vengono approvvigionate le risorse necessarie alla sicurezza del sistema, sia dal punto di vista della platea di soggetti coinvolti, sia da quello degli strumenti di approvvigionamento e remunerazione: su questa linea si stanno muovendo l'Autorità e Terna, per dare una concretizzazione a quanto delineato la scorsa estate nella consultazione sul nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico.

Prosegue infatti e si allarga la sperimentazione dei progetti pilota di Terna sotto la [Delibera 300/2017/R/eel](#), per estendere la partecipazione al MSD a sempre nuove risorse (tramite l'apertura del progetto UVAM ai punti non trattati su base oraria) e per definire nuovi strumenti di remunerazione (il progetto *fast reserve* e il progetto relativo alla regolazione secondaria, attesi nei prossimi mesi); si stanno invece sistemando gli ultimi dettagli per l'avvio della partecipazione alle piattaforme europee del bilanciamento, nuovo passo nell'implementazione del *target model* europeo.

PROSEGUE CON SUCCESSO IL PROGETTO UVAM

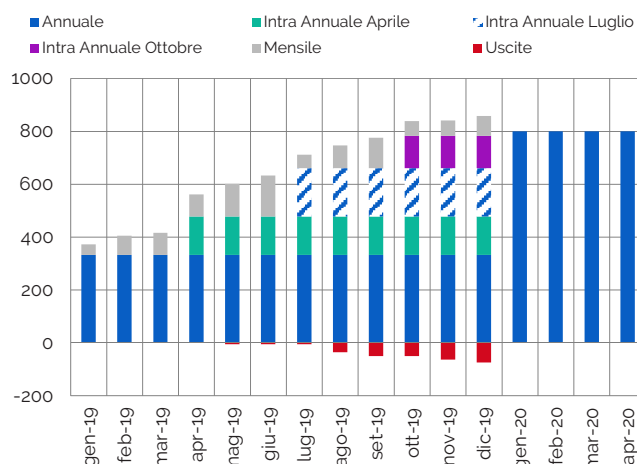
ESAURITO IL CONTINGENTE DISPONIBILE PER IL 2020

L'esperienza accumulata nel corso del 2019, con l'introduzione delle aste per l'approvvigionamento a termine di risorse abilitate per servizi a salire da Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), ha convinto sia gli operatori sia il TSO della bontà del progetto pilota, definito ai sensi della delibera ARERA 300/2017 per ampliare il numero di risorse qualificate al MSD.

Lo dimostra il livello di partecipazione alle aste annuali per l'approvvigionamento di capacità a termine tenute a fine 2019 per l'anno 2020: nell'Area A (che comprende le zone Nord e Centro-Nord) il contingente di 800 MW è stato completamente assegnato, mentre nell'Area B (che comprende tutte le altre zone di mercato) il contingente di 200 MW è stato assegnato per una quota superiore al 95%, salvo poi essere esaurito temporaneamente in seguito alle aste mensili e definitivamente in seguito all'asta infra-annuale di aprile. L'aumento è evidente rispetto all'anno scorso, quando, dopo l'asta infra-annuale di aprile, nell'Area A era ancora disponibile più del 40% del contingente, mentre nell'Area B la percentuale era superiore all'80% (**Figure 1 e 2**).

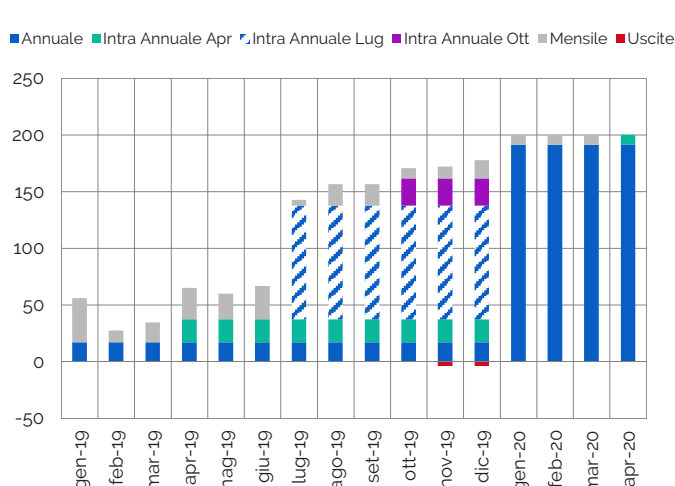
Allo stesso modo, anche il numero di operatori partecipanti alla prima asta annuale è aumentato, e

FIGURA 1. CAPACITA' APPROVVIGIONATA A TERMINE - AREA A (MW)



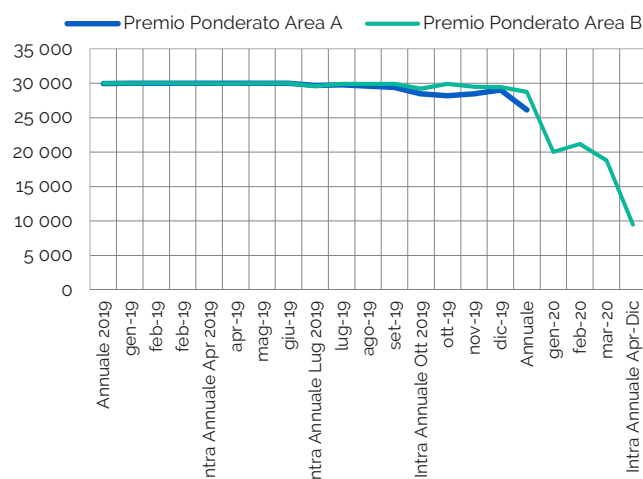
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 2. CAPACITA' APPROVVIGIONATA A TERMINE - AREA B (MW)



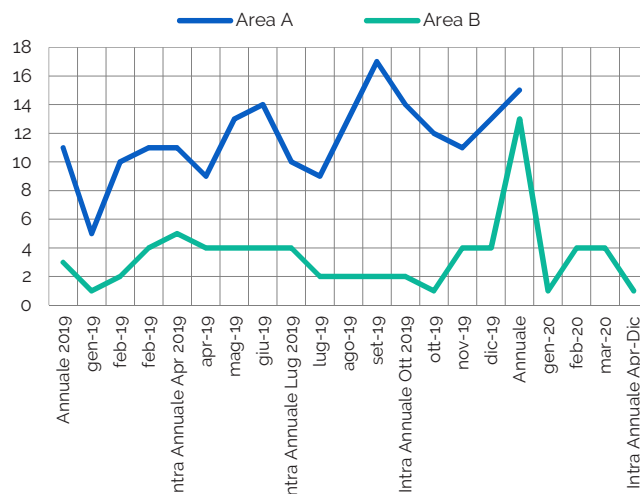
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 3. ANDAMENTO DEL PREMIO RICHIESTO IN ASTA (€/MW/anno)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 4. AGGIUDICATARI DI CAPACITA' PER ASTA



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

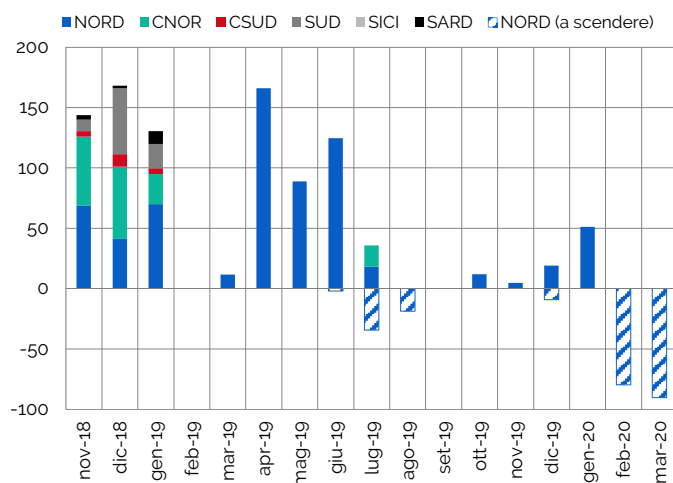
il maggior livello di competizione ha fatto registrare anche considerevoli ribassi sui premi (remunerati *pay-as-bid*) richiesti dagli operatori, che nel 2019 non si erano mai discostati dal *cap* di 30,000 €/MW/anno in entrambe le Aree (**Figure 3 e 4**).

REMUNERAZIONE ATTRATTIVA GRAZIE ALLE LIMITATE ATTIVAZIONI

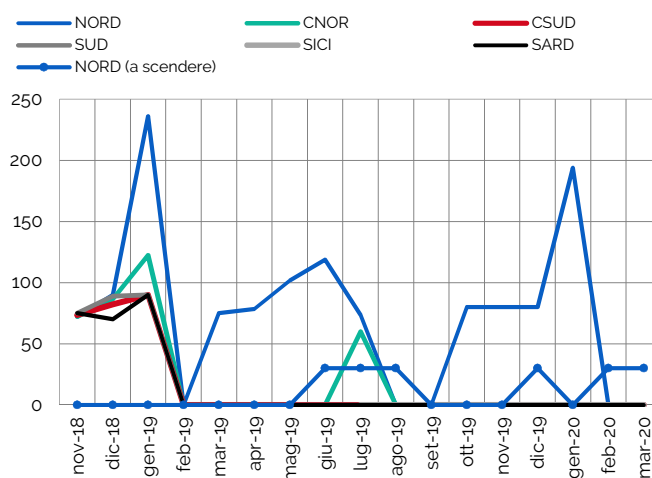
Dopo le sperimentazioni effettuate a fine 2018, quando le prime UVAM abilitate partecipavano in maniera puramente competitiva sui mercati *spot*, l'avvio delle aste per l'approvvigionamento a termine e la graduale esperienza maturata rispetto al reale utilizzo delle risorse da parte di Terna

ha progressivamente convinto gli operatori che la partecipazione al progetto avrebbe, alla fine, comportato il perseguimento di un'opportunità più che l'assunzione di un rischio.

L'esigua attivazione delle unità virtuali da parte di Terna, peraltro in corrispondenza di prezzi solitamente concorrenziali e ben al di sotto dei 400 €/MWh fissati come *strike price* (**Figure 5 e 6**), ha infatti portato gli operatori ad assumere un rischio minimo riguardo l'eventuale fornitura di servizi non conformi da parte degli aggregati stessi (e quindi riguardo alla probabilità di incorrere in penalità), amplificando ulteriormente l'attrattività della possibilità di ricevere un premio fisso in asta

FIGURA 5. VOLUMI MOVIMENTATI DALLE UVAM PER ZONA (MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

FIGURA 6. PREZZO MEDIO ACCETTATO ALLE UVAM PER ZONA (€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME

per il semplice fatto di mettere a disposizione la capacità regolante.

Questo potrebbe far sembrare il progetto pilota come una spesa addizionale per il sistema, piuttosto che un investimento vero e proprio, ma il vero beneficio delle unità virtuali, come sottolineato più volte da parte di Terna, non è dato tanto dai volumi di bilanciamento effettivamente forniti, quanto dalla possibilità di disporre di capacità sempre disponibile ai fini della creazione di bande di riserva, che prescinde dall'effettivo numero di chiamate. La disponibilità di riserva messa a disposizione dalle UVAM consente infatti al TSO un risparmio nell'attivazione di altre risorse a mercato, attraverso, ad esempio, il ricorso a servizi costosi come quello di accensione. Le prime stime effettuate da Terna in merito al rapporto costi-benefici nel settembre 2019, dopo quasi un anno di effettiva sperimentazione, avevano infatti evidenziato un beneficio netto per il sistema nell'ordine del 10% superiore ai costi sostenuti per l'approvvigionamento di capacità virtuale.

IL PROGETTO SI ESTENDE AI PUNTI NON TRATTATI SU BASE ORARIA

Con la [delibera 153/2020/R/eel](#), l'ARERA ha approvato la proposta trasmessa da Terna lo scorso 16 aprile, e precedentemente avviata attraverso la consultazione del 15 gennaio, per consentire ai

BSP (*Balancing Service Provider*, ovvero i soggetti responsabili della gestione degli aggregati) di inserire all'interno dei propri aggregati UVAM anche unità di produzione e consumo per le quali non siano disponibili dati di misura su base oraria validati dai gestori di rete competenti.

La delibera estende pertanto la partecipazione al progetto pilota anche ai punti di connessione in bassa tensione di potenza non superiore a 55 kW, categoria che comprende unità di produzione e/o consumo che non essendo ancora dotate di misuratori orari non hanno potuto finora essere prese in considerazione dai BSP. Di fatto, il provvedimento rappresenta un importante passo avanti nell'ottica di raggiungere un coinvolgimento sempre maggiore e sempre più attivo a livello di mercato da parte dei clienti finali, nonché in ottica di sviluppo e di valorizzazione di figure emergenti come quella del *prosumer*.

Due sono però le condizioni imposte dal TSO che restringono il campo delle risorse selezionabili nell'ambito del progetto pilota:

- che il BSP sia in grado di raccogliere i dati di misura relativi a questa tipologia di punti con dettaglio almeno orario (che saranno considerati autocertificati e quindi non potranno essere modificati una volta acquisiti da Terna)
- che anche il gestore della rete di distribuzione competente sia in grado di rilevare il dato di

misura, pur non validato e non utilizzato ai fini del settlement, a livello almeno orario e di inviarlo a Terna ai fini di effettuare le verifiche di coerenza.

Questi vincoli, come poi specificato dalla delibera ARERA, limitano di fatto l'applicazione delle nuove regole ai soli punti che siano alternativamente dotati almeno di contatore elettronico o *smart meter* 2G "non già attivato ai fini del trattamento della misura su base oraria", mentre rimangono esclusi tutti quei punti tali per cui il distributore non sia in nessun modo in grado di rilevare il dato di misura a livello almeno orario per poi trasmetterlo a Terna per la conduzione delle analisi di verifica.

Per tutelarsi dal mancato rispetto delle condizionalità relative alla bontà dei dati misurati dai BSP, Terna prevede la possibilità di applicare loro delle penali in caso di inadempienza, a valle di un eventuale esito negativo riscontrato in sede di verifica. Mensilmente, infatti, è prevista l'esecuzione di verifiche a campione sui dati resi disponibili dai BSP e dai gestori di rete relativamente alle unità di produzione e consumo non trattate su base oraria che sono diventate parte di aggregati UVAM. Durante queste verifiche, Terna misura per ogni ora, e con riferimento a ciascuna unità non trattata su base oraria oggetto di verifica, lo scarto percentuale tra il dato trasmesso dal BSP e quello trasmesso dal distributore competente. Nel caso in cui lo scarto risulti superiore al 10%, l'esito della verifica oraria sarà considerato negativo. Se questo dovesse verificarsi in almeno il 10% dei periodi orari del mese oggetto di verifica, Terna comunicherà al relativo BSP l'esito negativo della verifica. Questi avrà allora quattro giorni lavorativi, a partire dalla data di comunicazione dell'esito, per contestare il risultato della verifica e dimostrare la correttezza del dato di misura inviato.

In ogni caso, qualora il BSP dovesse risultare infine inadempiente, Terna applicherà una penale il cui importo, come sottolineato al punto 1 della delibera ARERA, dipenderà dal fatto che l'UVAM di cui l'unità fa parte sia contrattualizzata a termine oppure no:

- nel primo caso l'importo sarà pari al prodotto tra 3,750 €/MW (un dodicesimo del premio base d'asta della contrattazione a termine pari a 30,000 €/MW/anno, maggiorato del 50%) e il valore di potenza modulabile qualificata riferita alla, o alle, unità oggetto di verifica negativa
- nel secondo sarà invece pari al prodotto tra 1.250 €/MW (un dodicesimo del premio base d'asta della contrattazione a termine pari a 30.000 €/MW/anno, decurtato del 50%) e il valore di potenza modulabile qualificata riferita alla, o alle, unità oggetto di verifica negativa

Se le verifiche di coerenza, con riferimento allo stesso punto non trattato su base oraria e all'interno di un aggregato UVAM nella responsabilità dello stesso BSP, dovessero dare esito negativo per due mesi, anche non consecutivi ma appartenenti allo stesso anno solare, Terna applica due misure aggiuntive oltre alla penale economica precedentemente descritta:

- l'unità (o le unità) oggetto di verifica viene eliminata dall'UVAM con effetto a partire dal primo giorno del mese successivo al secondo mese oggetto di verifica
- l'unità (o le unità) esclusa non potrà essere riammessa in un aggregato per almeno 180 giorni a partire dalla data di eliminazione se non nel caso in cui il titolare dell'unità decida di conferire mandato a un BSP diverso dal BSP inadempiente

L'esclusione dall'UVAM di uno o più punti non trattati su base oraria potrà avvenire, senza l'applicazione di penali economiche ma con l'applicazione delle stesse condizioni temporali e di mandato appena descritte, anche nel caso in cui il BSP non trasmetta a Terna i dati di misura relativi nei tempi previsti per due mesi, anche non consecutivi ma appartenenti allo stesso anno solare. Inoltre, contestualmente alla mancata fornitura dei dati, il TSO assume pari a zero il valore di energia scambiato con la rete dalle unità coinvolte in tutte le ore del mese di riferimento e procede di conseguenza al settlement e alla determinazione delle partite economiche.

L'esclusione di una o più unità non trattate su base oraria non comporta l'esclusione dell'intera UVAM dal progetto pilota fintanto che i requisiti di cui agli articoli 2 (composizione degli aggregati) e 3 (creazione e qualifica degli aggregati) del regolamento del progetto pilota sono rispettati.

ATTESI NEI PROSSIMI MESI NUOVI PROGETTI PILOTA

Entro il primo semestre 2020 era previsto l'avvio della consultazione per definire le regole attraverso cui permettere a UVAM e dispositivi *Fast reserve* di partecipare alla fornitura del servizio di regolazione secondaria di frequenza, considerato molto pregiato dal TSO e attualmente riservato alle sole unità di tipo termoelettrico e idroelettrico a bacino. Tuttavia, non c'è al momento sicurezza circa il rispetto dei tempi di avvio prefissati a causa delle attuali contingenze, tanto che anche per quanto riguarda lo stesso progetto *Fast reserve*, l'ipotesi attualmente più plausibile, dopo il rallentamento post-consultazione, è uno slittamento delle aste (inizialmente previste per questa estate) e di conseguenza dell'inizio della *delivery* (che potrebbe essere quindi posticipata di un anno al 2023).

Resta comunque probabile l'idea che l'implementazione di un sistema basato sulla remunerazione integrata di capacità a termine ed energia a pronti possa essere la scelta preferita dai regolatori, intenzione peraltro già espressa nella consultazione sulla riforma del TIDE dello scorso anno.

Verso la fine dell'anno dovrebbe poi essere avviata anche la consultazione per formalizzare il definitivo accesso alle UVAM per i soggetti prosumer: il provvedimento dovrebbe coinvolgere quindi i soggetti esclusi dalla delibera 153/2020, tra cui piccole imprese, auto elettriche, abitazioni private dotate di pannelli solari, accumuli e sistemi di climatizzazione elettrici. Nonostante il contributo che questo genere di risorse potrebbe verosimilmente fornire al sistema a livello attuale sia forse limitato, è comunque importante e di carattere strategico pianificare una dettagliata

sperimentazione di utilizzo di queste risorse in vista del loro sviluppo esponenziale atteso nel corso del decennio.

Terna stessa stima infatti nell'ordine dei GW il potenziale di lungo periodo di questo genere di risorse. Rendere conveniente la partecipazione ai mercati di queste piccole unità dotandole dei dispositivi necessari potrebbe però richiedere risorse economiche non indifferenti, in considerazione della ridotta possibilità di sfruttare nell'ordine dei kW i benefici di costo (e quindi di prezzo) che le economie di scala permettono invece nell'ordine dei MW, specialmente con riferimento a tecnologie innovative e abilitanti come i sistemi di accumulo.

INIZIA L'INTEGRAZIONE DEI MERCATI DEI SERVIZI

PARTI LA PIATTAFORMA EUROPEA PER LA REPLACEMENT RESERVE

Nel mese di gennaio, è stata avviata ufficialmente da ENTSO-E la piattaforma *replacement reserve* (o piattaforma RR), la prima delle quattro piattaforme europee comuni, previste dal *Balancing Code*, finalizzate a gestire il processo di compensazione degli sbilanciamenti e lo scambio di energia di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza, attivate in modo automatico o manuale, e riserve di sostituzione, verso la creazione di un mercato unico del bilanciamento.

La piattaforma RR è stata sviluppata all'interno del progetto TERRE, dalla cooperazione di otto TSO, che si uniranno progressivamente alla piattaforma tra il 2020 e il 2021: Repubblica Ceca (l'unica presente all'entrata in operatività della piattaforma a gennaio), quindi Regno Unito, Polonia, Spagna, Portogallo, Francia, Italia e Svizzera.

L'oggetto è la *replacement reserve*, assimilabile al servizio di riserva di sostituzione definito nel Codice di Rete di Terna, e verrà scambiata secondo un approccio TSO-TSO: gli operatori di mercato non parteciperanno quindi direttamente, continuando a sottomettere le proprie offerte sul

mercato dei servizi nazionale; i gestori di rete, invece, sottometteranno alla piattaforma il proprio fabbisogno e le offerte di bilanciamento raccolte dagli operatori e opportunamente convertite.

La piattaforma svolgerà quindi un'ottimizzazione dell'approvvigionamento congiunto, sulla base dei fabbisogni nazionali e del *merit order* complessivo delle offerte, tenendo conto dei vincoli di capacità disponibile sulle interconnessioni.

Le principali novità rispetto all'attività classicamente svolta da Terna per il dispacciamento sono sostanzialmente due:

- in primo luogo, la definizione di uno specifico prodotto corrispondente al singolo servizio di replacement reserve, che rende necessario scorporare l'energia di bilanciamento relativa al servizio, che verrà selezionata sulla piattaforma europea, dall'approvvigionamento di regolazione svolto da Terna sul MSD nazionale, che, nel medesimo prodotto, somma diversi tipi di servizi (tra cui la regolazione delle congestioni infrazonali e l'approvvigionamento delle riserve). Terna si troverà quindi a dover gestire un approvvigionamento più segmentato, con il beneficio di poter utilizzare anche risorse transfrontaliere quando più convenienti e il limite di dover poi dispacciare il sistema italiano con una logica meno integrata e subordinata alle selezioni avvenute sulla piattaforma RR
- in secondo luogo, il meccanismo di prezzo, che sulla piattaforma RR sarà di tipo *system marginal price* anziché il *pay-as-bid* utilizzato per la valorizzazione dei servizi sul MSD italiano. Questo è reso possibile dal fatto che il servizio scambiato sia stato circoscritto in modo preciso ed uniforme tra Paesi, in modo tale che, a parità di caratteristiche dinamiche (tempo di risposta, gradiente, tempo di erogazione) il valore dell'energia attivata sia uniforme su tutta la platea di soggetti coinvolti. Al contempo, è necessario consentire agli operatori di presentare delle offerte di prezzo specifiche per la piattaforma, per tenere conto delle diverse modalità di remunerazione.

NEI PROSSIMI MESI L'ADESIONE DELL'ITALIA

Inizialmente, l'adesione di Terna alla piattaforma RR era attesa per il mese di gennaio 2020, a un anno dall'approvazione della proposta da parte dell'Autorità, tuttavia, come previsto dal *Balancing Code* stesso, Terna ha chiesto una deroga di 12 mesi per la partecipazione, per adeguare i propri sistemi e per coordinare la partecipazione con almeno uno dei TSO confinanti.

Infatti, in primo luogo, la partecipazione alla piattaforma RR prevede, per un sistema gestito a *central dispatch* come l'Italia, la conversione delle offerte integrate normalmente raccolte e utilizzate dal TSO per il dispacciamento del sistema in un formato standard di *replacement reserve*, che possa essere scambiato sulla piattaforma europea. Ed è ancora in corso l'ultimazione dell'integrazione delle regole di conversione all'interno del Codice di Rete, oggetto attualmente di consultazione.

In secondo luogo, ancora nessun TSO confinante ha effettivamente aderito alla piattaforma: sia per la Svizzera sia per la Francia la partecipazione è infatti prevista, unitamente alla Gran Bretagna, per il secondo trimestre del 2020.

Risulterebbe quindi inefficiente per Terna partecipare a una piattaforma su cui verrebbero gestite unicamente le proprie offerte convertite, senza poter beneficiare dello scambio di risorse con i paesi interconnessi e risultando condizionata da una selezione di risorse sulla piattaforma potenzialmente subottimale all'approvvigionamento integrato svolto direttamente sul MSD italiano.

Pertanto, l'Autorità è stata concorde nel concedere la proroga di 12 mesi, fino a gennaio 2021, invitando nel contempo Terna a cercare di abbreviare i tempi, cooperando con il TSO francese, al fine di essere pronta a negoziare la *replacement reserve* sulla piattaforma entro il primo semestre 2020.

IN CONSULTAZIONE LE NECESSARIE MODIFICHE AL CODICE DI RETE

Terna ha quindi posto in consultazione alcune modifiche da apportare al Codice di Rete e relativi allegati, per consentire l'adattamento delle regole del MSD italiano per la partecipazione alla piattaforma RR.

In particolare, Terna definisce le caratteristiche del "prodotto standard" che sarà utilizzato come riferimento per calcolare le quantità delle "offerte convertite" che saranno inviate alla piattaforma: viene considerato *replacement reserve* l'energia che può essere attivata entro 30 minuti (comprendendo sia il tempo di preparazione che il tempo di rampa) e che può essere fornita tra un minimo di 15 minuti e un massimo di 60 minuti, a blocchi minimi negoziabili di 1 MW. Terna calcolerà tali quantità, partendo dalle offerte sottomesse dagli operatori sul MSD italiano, tenendo conto delle caratteristiche tecniche delle unità e dei vincoli di sistema, in modo tale da rispettare le caratteristiche del prodotto standard.

Per gli operatori varranno gli stessi obblighi di offerta già presenti sul MSD nazionale: dovranno infatti essere comunicate delle offerte predefinite ai fini della partecipazione alla piattaforma, che saranno utilizzate in ogni ora, in assenza di eventuali offerte non predefinite, che potranno essere sottomesse di giorno in giorno dagli operatori.

Dal punto di vista dei prezzi, considerando il meccanismo a *system marginal price* e per far sì che gli operatori diano un segnale di prezzo

coerente, evitando di comportarsi da *price taker* per massimizzare i volumi selezionati sulla piattaforma, l'offerta a salire per la piattaforma RR sarà vincolata a essere almeno pari alla più alta offerta a scendere sottomessa per Altri Servizi e, simmetricamente, l'offerta a scendere per la piattaforma RR sarà vincolata a essere al più pari alla più bassa offerta a salire sottomessa per Altri Servizi. Le offerte che non dovessero rispettare tali vincoli saranno rettificate opportunamente da parte di Terna.

Le offerte destinate alla piattaforma RR saranno poi considerate alla stregua delle altre destinate al MSD nazionale: quindi, in caso di inadempienza, saranno soggette al corrispettivo di mancato rispetto di ordine di dispacciamento e i relativi prezzi saranno considerati nel calcolo dei prezzi di sbilanciamento.

Terna definisce infine il fabbisogno di *replacement reserve* che sarà sottomesso sulla piattaforma RR che, per ciascuna ora e ciascuna zona di mercato, sarà uguale allo sbilanciamento atteso, al fine di ripristinare l'equilibrio atteso tra prelievi e immissioni, tenendo conto dell'aspettativa rispetto all'andamento della domanda e della produzione delle unità non abilitate al MSD. In ogni caso, Terna si riserva la possibilità, nel caso dovesse essere necessario per preservare la sicurezza del sistema elettrico nazionale, di modificare il calcolo del fabbisogno destinato alla piattaforma europea, per co-ottimizzarlo con l'approvvigionamento sul MSD nazionale.

Il progetto di interconnessione Continente-Sicilia-Sardegna

Il Tyrrhenian link, doppio bi-terminale da 1,000 MW e 3,7 miliardi di euro di investimento, garantirà maggiore sicurezza, affidabilità e stabilità al sistema elettrico in Sicilia e Sardegna, con benefici crescenti al crescere della penetrazione delle rinnovabili. Un progetto imponente e ambizioso, anche nelle tempistiche: potrebbe entrare in funzione già prima del 2030.

Uno dei principali interventi in termini di rilevanza economica previsti dal Piano di Sviluppo (PdS) di Terna 2020 è l'interconnessione HVDC (*High Voltage Direct Current*) Continente-Sicilia-Sardegna, indicata nell'ultimo PdS con la denominazione di *Tyrrhenian link*.

Il progetto è stato inserito per la prima volta nel Piano di Sviluppo 2018 e ha assunto una codifica identificativa anche nel TYNDP (*Ten Year Network Development Plan*) 2018 di Entso-e. L'infrastruttura conetterà le isole Sicilia e Sardegna fra loro e al Continente.

L'intervento in oggetto è ritenuto necessario da Terna per incrementare la sicurezza e la stabilità dell'alimentazione delle isole contraddistinta da un parco di generazione composto da pochi impianti di grandi dimensioni, in parte vetusti, e con elevato impatto ambientale, da una forte penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (in costante aumento con il concretizzarsi degli obbiettivi di decarbonizzazione) e il probabile prossimo *decommissioning* di parte della generazione termica.

Attualmente, la Sicilia è caratterizzata da un'interconnessione con il continente in corrente alternata, una dorsale a 380 kV che collega l'area nord-orientale dell'isola con il polo industriale del sud-est e da un anello a 220 kV tra le aree orientale e occidentale, soggetto a sovraccarichi diffusi.

La Sardegna, a sua volta, presenta due collegamenti in corrente continua nella parte settentrionale,

in cui si concentra il 30% della capacità termica sarda. L'attuale capacità di interconnessione con il continente può portare, in particolari condizioni di esercizio, a un'elevata sensibilità alle perturbazioni di rete, inasprita da una ridotta disponibilità di risorse per la regolazione della tensione. L'intervento risulta prioritario anche in considerazione del *phase-out* degli impianti esistenti sardi alimentati a carbone, che comporterebbe un ammanco di capacità programmabile di 1,157 MW degli impianti di Fiumesanto e Sulcis.

I DETTAGLI TECNICI ED ECONOMICI DEL PROGETTO

Per definire la soluzione progettuale, come da Piano di Sviluppo 2020, sono state condotte analisi di rete e studi di fattibilità che hanno consentito di individuare i punti di approdo, i nodi di connessione, la configurazione impiantistica ottimale e la tecnologia di conversione (**Figura 1**).

Il nuovo collegamento consentirebbe un incremento della capacità di interconnessione di 1,000 MW tra Sicilia e Sardegna e di 1,000 MW tra Sicilia e Continente attraverso una configurazione impiantistica di doppio-biterminale con tre punti di interconnessione localizzati in altrettante nuove stazioni elettriche (SE): SE 380 kV a sud di Montecorvino (Campania); SE 220 kV di Caracoli (Sicilia; in sostituzione della SE Ciminna, indicata nei piani precedenti) e SE 380 kV a nord di Selargius (Sardegna; in sostituzione della SE Villasor).

FIGURA 1. TYRRHENIAN LINK



Fonte: PdS Terna 2020

La tecnologia adottata per il doppio-biterminale è quella VSC (*Voltage-Source Converter*), preferita alla tecnologia LCC (*Line-Commutated Converter*) poiché in grado di rispondere più efficacemente alle esigenze di regolazione di frequenza e di tensione; un VSC ha maggiore capacità di invertire rapidamente il flusso di potenza e di fornire supporto in caso di *black-start*, ossia la capacità di riaccensione in caso di *black-out* anche con esigui livelli di potenza di corto circuito.

La configurazione a doppio-biterminale, rispetto al tri-terminale inizialmente ipotizzato, consentirebbe migliori *performance* nell'esercizio del sistema in termini di individuazione di guasti e manutenzioni più agevoli oltre a permettere una realizzazione modulare dell'opera, godendo di una certa flessibilità realizzativa in funzione dell'evoluzione degli scenari di rete.

Gli impatti sul territorio italiano corrispondono a 848 km di territorio occupato da linee elettriche, 43 km di occupazione su aree di interesse naturale o di interesse per la biodiversità, e 36 km di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico, per complessivi 927 km.

Questi indicatori fanno riferimento a un tracciato che comprende sia il tratto terrestre che quello marino: la profondità dei fondali condiziona il passaggio lungo la costa tirrenica della Calabria e Sicilia, data l'impossibilità di raggiungere il sud della Sardegna attraversando il mar Tirreno, poiché a oggi non esistono soluzioni tecnologiche per tali profondità.

Un intervento di sviluppo può essere composto da opere principali e da opere accessorie: le opere principali apportano, singolarmente o nell'ambito di un intervento composto da più opere principali, un beneficio significativo al sistema elettrico; quelle accessorie sono attinenti all'opera principale, ma realizzabili in una fase temporale differente rispetto all'opera principale.

Nel dettaglio, le opere connesse all'intervento *Tyrrhenian link* e riportate in **Tabella 1**, sono ritenute tutte opere principali in cui ogni parte è quindi necessaria all'altra rendendo l'intervento un unico progetto.

Si rileva inoltre che dal documento di "Avanzamento dei piani di sviluppo precedenti", allegato al PdS 2020, tutte le opere indicate sono incluse in un'unica fase di realizzazione, a oggi ancora fase di concertazione o consultazione (Fase 2¹) per

TABELLA 1. OPERE PRINCIPALI PROGETTO TYRRHENIAN LINK

Codice PdS	Tipologia	Nome intervento /opera	Avvio attività	Avvio realizzazione	Completamento
723-P	Opera Principale	SdC HVDC Continente	2020	2021	2025-2028
		SdC HVDC Sicilia			
		SdC HVDC Sardegna			
		Collegamento HVDC Continente-Sicilia			
		Collegamento HVDC Sicilia-Sardegna			
		Nuova SE 380 kV Selargius			
		Riclassamento a 380 kV SE Caracoli			
		SE 380 kV a sud di Montecorvino e raccordi 380 kV			
		Rimozione elementi limitanti el. 380 kV Laino - Montecorvino			

Fonte: PdS Terna 2020

¹ Fase 2 - Concertazione e progettazione definitiva: fase di redazione del piano tecnico delle opere (cd. PTO), tipicamente supportato da studi ambientali. La fase termina con la redazione del progetto definitivo delle opere e l'invio dell'istanza autorizzativa.

la definizione della migliore localizzazione sul territorio.

Nel Piano di Sviluppo precedente le opere risultavano ancora in fase di pianificazione (Fase 1) in cui viene individuata la soluzione tecnica a un'esigenza elettrica.

Le tempistiche di realizzazione delle opere individuano nell'anno in corso l'avvio dell'iter autorizzativo e/o delle attività propedeutiche di progettazione e nel 2021 l'avvio dei cantieri per la realizzazione e prevedono il completamento ed entrata in esercizio dell'opera tra il 2025 e il 2028. L'intervallo di tempo in cui l'intervento è previsto è stato definito con maggiore dettaglio, oltre che ridotto rispetto a quanto riportato nei PdS 2018 e PdS 2019; questi ultimi infatti ipotizzavano il completamento nel "lungo termine", da intendersi oltre l'orizzonte decennale del piano, e l'avvio della realizzazione era fissato al 2025; questo anche se l'opera veniva già indicata come propedeutica al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione in Sardegna al 2025 e in ragione del fatto che l'opera stessa era ancora in fase di approvazione da parte di ARERA

A oggi, l'investimento da sostenere è stimato poter raggiungere i 3,700 milioni di euro, considerando una spesa operativa pari allo 0.25% annuo delle spese in conto capitale, per un orizzonte di esercizio dell'opera di 25 anni (tasso di attualizzazione del 4%).

Nei piani precedenti il costo dell'intervento era stimato intorno ai 2,600 milioni di euro, ancora al netto della *survey* marina e senza l'individuazione della spesa operativa.

L'incremento osservato è imputabile probabilmente al passaggio al doppio bi-terminale rispetto al meno costoso tri-terminale, alla natura e alla dimensione dell'opera che ne rende difficile una stima di dettaglio dei costi: il numero di fornitori sul mercato internazionale con requisiti idonei per realizzare un impianto di tale complessità è ridotto, come pure sembrerebbe limitata la capacità produttiva dichiarata dagli stessi fornitori a causa di altri progetti già avviati in Europa e nel Mondo.

I RISULTATI DELL'ANALISI COSTI BENEFICI

Gli orizzonti temporali individuati nel PdS 2020 per valutare gli interventi infrastrutturali mediante l'Analisi Costi Benefici sono il 2025, 2030 e 2040 (in ottemperanza alla [Delibera 627/2016/R/eel](#) così modificata e integrata dalle deliberazioni [856/2017/R/eel](#) e [692/2018/R/eel](#) dal Gestore del Sistema Elettrico, che indica 3 anni orizzonte: un anno di breve termine, un anno di medio-lungo termine e un anno di lungo termine).

Per la scelta degli scenari prospettici da utilizzare per lo studio degli interventi negli anni orizzonte individuati è previsto che l'anno oggetto di studio di breve termine (2025) venga rappresentato da un singolo scenario di riferimento e che, invece, gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine (2030 e 2040) siano analizzati mediante almeno due scenari differenziati contrastanti ("*contrasting scenarios*") al fine di valutare la tenuta dei benefici degli interventi anche fronte le incertezze associate a orizzonti temporali più lunghi. Per l'anno di studio di breve termine (2025) Terna ha scelto per il PdS 2020 uno scenario rispondente alle *policy* nazionali contenute nella Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e dunque lo scenario PNIEC 2025, inteso come declinazione Terna delle indicazioni contenute nel documento governativo.

Per quanto riguarda gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine, in aggiunta allo scenario PNIEC al 2030, Terna ha optato per gli scenari *Business As Usual* (BAU) e *Decentralised* (DEC) declinati sia al 2030 sia al 2040 fra gli scenari sviluppati in collaborazione con SNAM (non è stato preso in considerazione lo scenario *Centralised*).

Lo scenario BAU è uno scenario a politiche correnti (*technology driven*) che non consente il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione, integrazione FER ed efficienza indicati nel PNIEC al 2030 e si configura in contrasto agli scenari di sviluppo DEC e PNIEC. Il *phase-out* degli impianti a carbone non viene trapiantato grazie a *policy* imposte, bensì per ragioni economiche e viene raggiunto soltanto dopo il 2030.

Lo scenario DEC è caratterizzato dal ruolo preponderante del settore elettrico per il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione, prevedendo sia una significativa elettrificazione dei consumi sia una notevole penetrazione delle fonti rinnovabili elettriche; queste ipotesi rendono particolarmente sfidante questo scenario per il sistema elettrico futuro rispetto allo scenario *Centralised* (CEN) che prevede invece un ruolo fondamentale anche per il settore gas nei principali settori energetici.

In aggiunta, lo scenario DEC si caratterizza per valori di fabbisogno di energia elettrica in linea con quelli dello scenario PNIEC; inoltre in linea con le *policy* nazionali indicate nel PNIEC, si prevede la totale dismissione della generazione termoelettrica a carbone già al 2025 (**Figure 2, 3 e 4**).

Al fine di valutare gli impatti sul sistema dell'intervento in esame, Terna ha condotto una analisi costi benefici, declinata su scenari alternativi, che consiste in una verifica della variazione di una serie di indicatori con e senza l'intervento oggetto dell'analisi².

Per ciascun intervento vengono calcolati gli indici sintetici che ne descrivono l'utilità complessiva

per il sistema; essi vengono computati sia sulla base della stima dei soli "benefici base" relativi all'intervento sia della stima dei "benefici totali" tenendo dunque in considerazione anche il valore di benefici ulteriori in termini di resilienza, riduzione emissioni CO₂ e altre emissioni, ed impatti socio-ambientali (**Tabelle 2 e 3**).

Oltre agli indici che esplicitano in dettaglio i benefici imputabili all'intervento vengono evidenziati ulteriori indicatori di sintesi dell'analisi costi e benefici.

FIGURA 3. MIX PRODUTTIVO DI GENERAZIONE

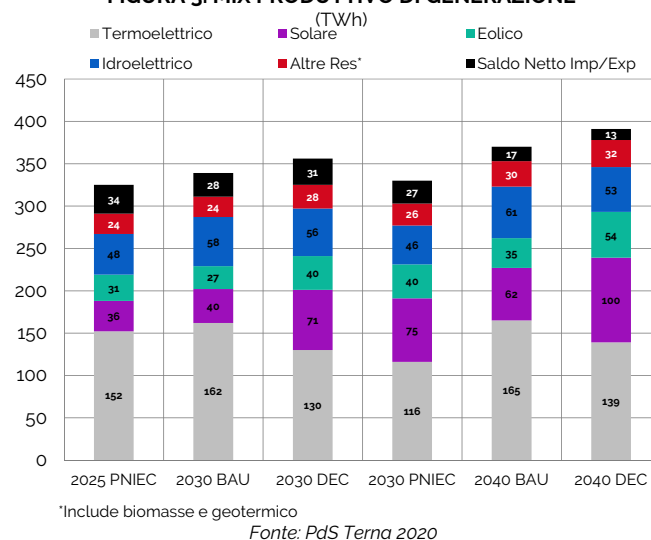


FIGURA 2. EVOLUZIONE DELLA CAPACITA' INSTALLATA PROGRESSIVA PER FONTE (GW)

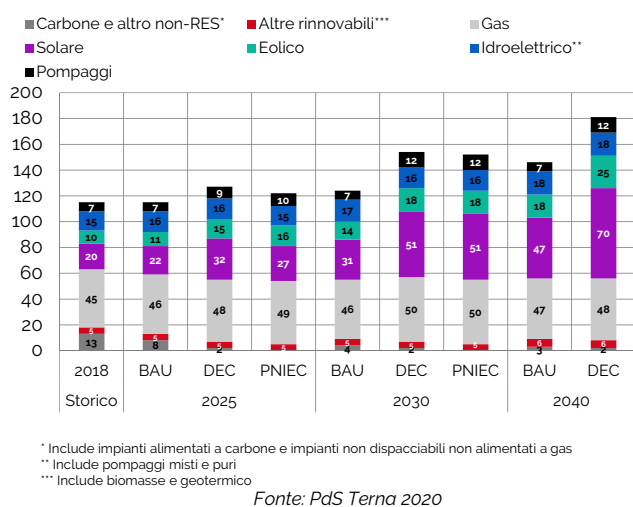
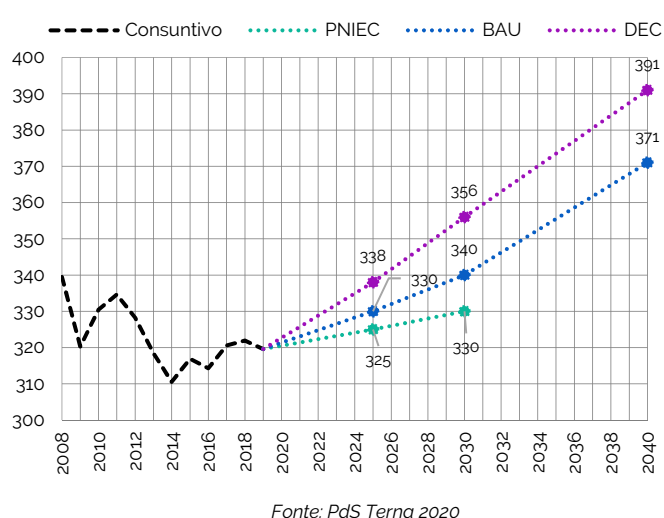


FIGURA 4. TREND DEL FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA (TWh)



² La metodologia utilizzata da Terna per la valutazione delle infrastrutture della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale è la ACB 2.0, di cui l'approccio adottato è quello TOOT (*Take Out One at Time*). Quest'ultimo considera il caso di partenza in cui vengono inclusi tutti gli interventi la cui entrata in servizio è pianificata nel medesimo orizzonte temporale; da tale caso viene poi rimosso l'intervento in esame e per differenza si ottiene il contributo da attribuire all'intervento

TABELLA 2. BENEFICI MONETARI DI SISTEMA

Benefici monetari (milioni di euro)	Pniec 2025	Pniec 2030	Dec 2030	Dec 2040	Bau 2030	Bau 2040
SEW	11	19	0	39	24	40
ENF	149	78	0	0.4	0.08	1
Integrazione FER	36	157	0	206	15	91
Costi evitati MSD	225	633	0	620	79	176

Fonte: PdS Terna 2020

TABELLA 3. BENEFICI NON MONETARI DI SISTEMA

Altri benefici non monetari	Pniec 2025	Pniec 2030	Dec 2030	Dec 2040	Bau 2030	Bau 2040
I5-Overgeneration (MWh)	558889	2251405	-	3247390	274540	1451995

Fonte: PdS Terna 2020

Questi sono l'Indice di Utilità per il Sistema (IUS), pari al rapporto fra benefici attualizzati e costi attualizzati e il Valore Attuale Netto (VAN) ottenuto come differenza fra benefici attualizzati e costi attualizzati.

Nel PdS 2020 si fa riferimento a due VAN: VANPDS, calcolato rispetto all'anno di predisposizione del Piano di Sviluppo e VANCOMPL, calcolato rispetto al primo anno di *cash flow* (Tabelle 4 e 5).

TABELLA 4. SINTESI ANALISI COSTI BENEFICI

	Benefici Base		Benefici totali	
	Pniec 2025 Pniec 2030 Dec 2040	Pniec 2025 BAU 2030 BAU 2040	Pniec 2025 Pniec 2030 Dec 2040	Pniec 2025 BAU 2030 BAU 2040
IUS	4.1	1.8	4.1	1.8
VAN (PDS) - M€	9 796	2 476	9 843	2 529
VAN (COMPL) - M€	11 918	3 012	11 975	3 077

Fonte: PdS Terna 2020

TABELLA 5. SENSITIVITA' ANALISI COSTI BENEFICI

	WORST		BEST	
	PNIEC 2025 PNIEC 2030 DEC 2040	PNIEC 2025 BAU 2030 BAU 2040	PNIEC 2025 PNIEC 2030 DEC 2040	PNIEC 2025 BAU 2030 BAU 2040
Investimento - M€	4 070	4 070	3 330	3 330
IUS		1.6	4.8	
VAN (PDS) - M€		1 972	10 901	
VAN (COMPL) - M€		2 399	13 263	

Fonte: PdS Terna 2020

I principali benefici monetari riscontrabili per l'opera in esame sono quelli relativi al *Social Economic Welfare* (SEW), all'Energia non Fornita, all'integrazione della produzione da FER e ai costi evitati sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

L'indicatore SEW misura l'aumento di *Social Economic Welfare* derivante dalla maggiore efficienza/convenienza degli scambi di energia sul mercato correlata alla realizzazione di nuove infrastrutture di trasmissione. Il maggior beneficio sembra emergere negli scenari BAU e *Decentralised* di lungo termine e riconducibile all'utilizzo della capacità di generazione più economica dislocata sull'intero territorio nazionale.

Il rischio di energia non fornita sembra ridursi principalmente nello scenario PNIEC, in cui si ipotizza la forte decarbonizzazione della Sardegna con conseguente ridotto numero di impianti di generazione tradizionale.

Il contributo all'integrazione delle rinnovabili è maggiore nello scenario *Decentralised* di lungo periodo e a seguire PNIEC di medio periodo.

La riduzione dei costi per servizi di rete e per approvvigionamento di risorse sul mercato per il servizio di dispacciamento rileva il maggiore beneficio negli scenari PNIEC e *Decentralised* dove oltre alla notevole penetrazione di generazione rinnovabile non programmabile con conseguente incremento dei servizi a supporto del sistema, si prevede anche uno sviluppo sostenuto dei sistemi di accumulo.

Tra i benefici non monetari nel PdS 2020 si fa riferimento all'indice I5, relativo all'*overgeneration* di sistema e per il quale il miglioramento è particolarmente accentuato nello scenario BAU, in grado di mantenere i volumi di *overgeneration* inferiori a 1 TWh al 2030 come delineato dal documento governativo PNIEC.

Per quanto riguarda gli indicatori IUS³ e VAN le performance migliori si riscontrano nelle analisi che adottato lo scenario PNIEC per il breve e il medio periodo e lo scenario *Decentralised* per il lungo periodo.

In particolare, per l'indicatore IUS il progetto risulta una "priorità di sviluppo".

Terna sia per questi indicatori sia per i costi di

³ Criterio di classificazione degli interventi (DCO ARERA 464/2015): i) 1.0 < Benefici/Costi (IUS) < 2.0: investimenti da valutare, in relazione alle incertezze; ii) 2.0 < Benefici/Costi (IUS) < 2.5÷3.0: investimenti a elevata utilità; iii) Benefici/Costi (IUS) > 2.5÷3.0: priorità di sviluppo.

investimento propone una sensitività applicando agli stessi una variazione percentuale del 10%. Nel caso definito "Worst" scenario, l'investimento potrebbe lievitare sino a 4,070 milioni di euro con IUS che re-definirebbe il progetto "da valutare".

Il progetto "*Tyrrhenian link*" rappresenta una delle principali infrastrutture incluse nei PdS di Terna e richiede un dispiegamento di risorse economiche e infrastrutturali notevoli. Inoltre, l'intervento non risulta ancora approvato dal Mise che per il momento ha consentito la *green light* per gli interventi inseriti nei piani di sviluppo 2016 e 2017. Nonostante la possibilità annunciata di recente da Terna di vedere realizzata l'opera entro il 2026 e con possibilità di ricorso al *fast track* autorizzativo che consentirebbe di ambire a portare in esercizio il primo dei due cavi entro il 2025, è ragionevole ipotizzare l'insorgenza di ritardi rispetto all'orizzonte realizzativo prefissato.

Da un confronto nell'esperienza italiana in termini di interventi di interconnessione elettrica altrettanto ambiziosi si evince come le tempistiche di messa in opera siano non trascurabili: l'interconnessione HVDC tra Italia e Montenegro che conta 423 km di cavo ha richiesto dal 2011 al 2019 per l'ultimazione del primo polo; a sua volta il SAPEI con un tracciato di 420 km è entrato in funzionamento dopo 7 anni (2005-2011).

Il "*Tyrrhenian link*" consentirà la stabilizzazione della rete in Sicilia e la sicurezza di dispacciamento in Sardegna; l'analisi costi benefici evidenzia la maggiore profittabilità dell'investimento negli scenari di decarbonizzazione PNIEC e DEC.

Tra gli effetti dalla realizzazione di questo progetto è possibile si verifichi nel futuro l'allineamento dei prezzi zonal delle zone Sardegna, Sicilia, Sud e Centro Sud con la conseguente realizzazione di un'unica macro zona.

Inoltre, il *Tyrrhenian link* assieme all'opera altrettanto ambiziosa e tuttavia non ancora approvata del cavo HVDC Centro Sud-Centro Nord convoglierebbe l'abbondante generazione rinnovabile dalla macro zona Sud verso la macro zona Nord caratterizzata da una maggiore richiesta elettrica legata all'attività industriale.

Tuttavia, l'opera di collegamento Continente-Sicilia-Sardegna potrebbe non rappresentare l'unica soluzione disponibile per la risoluzione degli obiettivi prefissati ed in particolare per la realizzazione della piena de-carbonizzazione della Sardegna che risulta tra i *target* più sfidanti per il sistema elettrico nazionale. Il PNIEC infatti indica come misure abilitanti della decarbonizzazione della generazione sarda anche lo sviluppo di nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW e l'installazione di nuovi compensatori nell'isola.

La realizzazione di infrastrutture per il trasporto di gas naturale e per il GNL potrebbero consentire la chiusura degli impianti a carbone esistenti e la loro sostituzione con impianti di generazione a gas, garantendo anche in assenza del nuovo HVDC le condizioni di sicurezza e adeguatezza sull'isola.

Al fine dunque di selezionare la migliore delle opzioni dall'insieme di quelle disponibili, si attendendo gli esiti dell'analisi costi benefici sull'approvvigionamento energetico della Sardegna condotta da RSE per ARERA e che dovrebbero essere resi disponibili a partire da giugno, in cui la valutazione fa riferimento alle diverse soluzioni dalla dorsale del gas al cavo elettrico che dovrebbe collegare la Sardegna con la Sicilia e il Continente.

An aerial photograph of a dense, green forest. A winding road with orange-yellow lane markings curves through the trees. The road starts from the bottom left, curves to the right, and then continues towards the top right corner of the frame.

02

Energie

rinnovabili e clima

Comunità energetiche: l'Italia accelera

I meccanismi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili, considerati fondamentali per la decarbonizzazione elettrica, saranno ammessi a breve in Italia. Il meccanismo virtuale proposto semplifica il calcolo dei risparmi tariffari, e permette l'incentivo alla produzione rinnovabile, ma gli oneri impropri si pagheranno su tutta l'energia consumata.

I nuovi meccanismi di autoconsumo collettivo e le comunità energetiche di energia rinnovabile, introdotti dalla direttiva [EU 2018/2001](#) (RED II), sono stati concepiti per dare la possibilità ai clienti finali di aggregarsi per produrre energia rinnovabile da consumare e condividere localmente. Il fine ultimo è quello di facilitare la penetrazione a lungo termine di generazione rinnovabile, promuovendone lo sviluppo a livello locale e garantendo il coinvolgimento attivo delle comunità che parteciperanno direttamente agli investimenti e godranno in maniera diretta dei conseguenti benefici.

Il [DL Milleproroghe 162/2019](#) ha avviato una fase pilota di sperimentazione che riguarda nuovi impianti rinnovabili fino a 200 kW. Indicativamente, se si rispetteranno i tempi del recepimento della direttiva EU, si applicherà ai progetti che vengono realizzati nel 2020 ed entro l'estate 2021. Il decreto prevede che i clienti finali possano associarsi come autoconsumatori che agiscono collettivamente o come comunità energetiche per produrre energia rinnovabile da condividere per l'autoconsumo istantaneo (anche attraverso sistemi di accumulo). I partecipanti all'aggregazione manterranno i propri diritti di clienti finali, quali ad esempio quello di scelta del venditore, e potranno recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo versando eventualmente, in caso di recesso anticipato, un corrispettivo per gli investimenti sostenuti.

Il DL chiarisce gli elementi principali di differenziazione tra i due meccanismi di autoconsumo. Gli autoconsumatori collettivi saranno consumatori che si trovano nello stesso

edificio o condominio. L'aggregazione di clienti che non appartengono allo stesso nucleo familiare sarà consentita solo se l'autoconsumo non costituirà la loro attività commerciale o professionale principale. Le comunità energetiche potranno ospitare consumatori e produttori anche situati in edifici diversi purché sottostanti alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione. I membri delle comunità potranno essere persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali. L'obiettivo principale dell'associazione non sarà di tipo finanziario, ossia la comunità non potrà essere realizzata a scopo di lucro, ma dovrà essere finalizzata alla fornitura di benefici ambientali, economici o sociali ai propri membri e in generale all'area locale.

IL MODELLO REGOLATORIO VIRTUALE PER L'AUTOCONSUMO

Il quadro regolatorio per l'autoconsumo collettivo e per le comunità energetiche sta iniziando a prendere forma ([DCO ARERA 112/2020](#)). I soggetti che parteciperanno a questi meccanismi potranno essere clienti finali e produttori, considerando anche la possibilità che questi operino in una delle configurazioni private di autoconsumo esistenti (Sistemi Efficienti di Utenza o Altri Sistemi di Autoproduzione). Tali soggetti dovranno essere titolari di punti di connessione all'interno dello stesso edificio o condominio (per gli autoconsumatori collettivi) o connessi alla stessa linea di bassa tensione (per le comunità energetiche). Le comunità energetiche potranno anche svolgere le attività di utente del dispacciamento, *Balance Service Provider* e rivenditore, in base alla regolazione

vigente. Alcune perplessità sono emerse su questo punto nelle risposte alla Consultazione, che hanno evidenziato come le comunità energetiche, date le loro dimensioni limitate, non saranno in grado di svolgere questi ruoli aggiuntivi senza l'introduzione di un regime semplificato che ne supporti l'accesso. Per le configurazioni di autoconsumo viene proposto un modello virtuale, prevedendo che tutti i membri (clienti finali e produttori) rimangano soggetti alla regolazione vigente, preservando i diritti in termini di connessioni, scelta del proprio venditore e *switching*. Per accedere ai nuovi meccanismi di autoconsumo, i soggetti interessati dovranno individuare un proprio rappresentante tra i produttori partecipanti che presenterà apposita richiesta al GSE. Tutti i clienti finali che parteciperanno al meccanismo continueranno ad acquistare l'energia dalla propria società di vendita e le partite economiche relative all'autoconsumo (ossia le restituzioni dei costi di trasporto e delle perdite sull'energia condivisa) saranno regolate ex-post, su base mensile, tra il GSE e il rappresentante del

meccanismo. L'energia condivisa nel meccanismo e considerata ai fini dell'autoconsumo sarà calcolata dal GSE su base oraria come il minimo tra l'energia elettrica immessa dagli impianti di generazione rinnovabile e l'energia elettrica prelevata dalla rete. La modalità di ripartizione delle partite economiche tra i partecipanti al meccanismo non è definita esplicitamente e, come specificato nel DL 162/2019, sarà determinata da un contratto privato tra i partecipanti all'autoconsumo.

Il modello regolatorio virtuale proposto da ARERA è pensato per consentire a ciascun partecipante di modificare in ogni momento le proprie scelte in termini di approvvigionamento energetico e configurazione di autoconsumo. L'approccio proposto ha indubbi vantaggi di semplicità e flessibilità, evitando la necessità di introdurre nuove connessioni o collegamenti elettrici e consentendo l'implementazione del meccanismo nelle tempistiche ristrette previste per la fase pilota di sperimentazione.

Differenze con lo Scambio sul Posto

Il modello regolatorio per autoconsumatori collettivi e comunità presenta alcune somiglianze con la regolazione esistente per il Meccanismo dello Scambio sul Posto, che prevede un approccio analogo per il calcolo dell'energia scambiata e per i pagamenti ex-post. Ci sono tuttavia alcune differenze sostanziali tra i due schemi. L'elemento di maggiore discontinuità è rappresentato dalla possibilità di aggregazione da parte degli autoconsumatori collettivi e delle comunità energetiche. Rispetto al Meccanismo dello Scambio sul Posto, gli autoconsumatori collettivi e le comunità energetiche godrebbero di una maggiore sinergia tra produzione e consumo in sito: la differenziazione tra i profili di carico dei vari utenti garantirebbe infatti una maggiore capacità di consumare direttamente l'energia prodotta (anziché immetterla in rete). A questo si aggiunge un diverso conteggio dell'energia condivisa nei meccanismi di autoconsumo collettivo e dell'energia scambiata nello Scambio sul Posto. Per questi ultimi il conteggio avviene su base annuale, considerando di fatto la rete elettrica come un sistema di accumulo virtuale nel quale l'energia prodotta può essere immessa e prelevata nel corso del periodo temporale di riferimento. Per i sistemi di autoconsumo collettivo e le comunità energetiche, il conteggio dell'energia condivisa avverrà invece su base oraria e l'immagazzinamento dell'energia prodotta (per un eventuale successivo utilizzo in loco) dovrà essere effettuato da dispositivi di accumulo reali, esplicitamente previsti nel Decreto-legge e nella Consultazione. Questo comporterà dei costi maggiori per i partecipanti al meccanismo, ma ci potrebbero essere dei vantaggi sostanziali per la rete. In particolare, l'utilizzo di sistemi di accumulo consentirebbe di ridurre in maniera distribuita la variabilità e le incertezze associate alla generazione rinnovabile, diminuendo potenzialmente i costi di dispacciamento del sistema.

ONERI, TARIFFE E INCENTIVI

Il DL 162/2019 fornisce anche un quadro generale del regime tariffario e degli incentivi di generazione a cui saranno soggetti le nuove forme di autoconsumo e comunità energetiche. La generazione rinnovabile sviluppata all'interno dei sistemi di autoconsumo collettivo o delle comunità energetiche godrà di una tariffa incentivante che è in via di definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico e sarà erogata dal GSE. Qualora venisse seguito lo stesso schema adottato nei decreti interministeriali del 23/06/2016 e del 04/07/2019, l'incentivo economico corrisponderebbe unitariamente alla differenza su base oraria tra la tariffa incentivante e il prezzo zonale.

Per quanto riguarda il regime tariffario, viene prevista la restituzione dei costi di trasporto relativi all'energia condivisa, per i quali il Regolatore ha proposto un valore forfetario unitario pari a 8.222 €/MWh, da aggiornare ogni anno in base all'andamento delle tariffe. Tale componente riconosce i benefici dell'autoconsumo in termini di minori costi delle reti e delle connessioni, per il fatto che una quota maggiore di energia verrà consumata in loco anziché essere trasmessa sulla rete. Agli autoconsumatori collettivi viene inoltre riconosciuto il risparmio sulle perdite di rete a livello di tensione dell'impianto di produzione (pari al 1,2% e al 2,6% dell'energia condivisa, se rispettivamente in media o bassa tensione). La restituzione di tale componente non è prevista per le comunità energetiche, dato che in questo caso la condivisione dell'energia utilizzerebbe la rete di distribuzione. Gli oneri impropri non saranno inclusi nelle restituzioni delle partite economiche relative all'energia condivisa. Coerentemente con quanto affermato in più contesti (per esempio nella [Memoria 94/2019](#)) da parte del regolatore va infatti considerato che, nello spirito di una regolazione *cost-reflective*, l'autoconsumo non contribuisce in alcun modo a una riduzione degli oneri di sistema. Una loro mancata o parziale applicazione rappresenterebbe quindi un incentivo implicito per i meccanismi di autoconsumo e scaricherebbe costi aggiuntivi sugli altri utenti del sistema, penalizzando di fatto i consumatori più vulnerabili

e meno pronti a partecipare ai meccanismi di autoconsumo.

Anche la restituzione dei costi di dispacciamento non è prevista. Il regolatore ritiene infatti che l'autoconsumo non apporti benefici significativi in questo ambito, in quanto Terna dovrà continuare ad approvvigionare una quantità di riserva tale da garantire il carico dei sistemi di autoconsumo nei casi in cui la generazione locale sia assente o insufficiente, facendo fronte allo stesso tempo a una maggiore variabilità di produzione. Questa analisi non è condivisa da alcuni operatori del settore. Nelle risposte alla Consultazione, vengono inoltre messe in evidenza le disparità rispetto ai sistemi esistenti di autoconsumo individuale che, seppur di taglia maggiore e quindi con un impatto più rilevante sul sistema, sono attualmente esonerati dai corrispettivi di dispacciamento.

In conclusione, l'Italia sta seguendo la spinta legislativa dell'EU sui nuovi meccanismi di autoconsumo collettivo che vengono considerati un elemento imprescindibile per continuare la decarbonizzazione della rete elettrica. Il DL 162/2019 e il DCO ARERA 112/2020 rappresentano i primi passi verso un completo recepimento delle direttive europee e aprono nuove prospettive molto interessanti per la condivisione di energia rinnovabile. Nel breve termine permangono alcune perplessità sull'entità degli sconti tariffari che sono ritenuti insufficienti a fornire uno stimolo concreto a nuovi investimenti, in considerazione anche della necessità di sostenere il costo degli oneri di sistema. A questo si aggiungono le attuali incertezze sugli incentivi per la generazione e sulle tempistiche per la regolazione definitiva. Per una completa ed efficace implementazione dei nuovi meccanismi su un orizzonte temporale più lungo, sarà determinante la capacità delle comunità e degli operatori del settore di sviluppare nuove soluzioni tecnologiche e contrattuali per un'efficace misurazione dell'energia condivisa e per una corretta ripartizione dei benefici dell'autoconsumo tra i vari partecipanti.



03

**Dati di
mercato**

**e settori
incentivati**

Dati di mercato

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA

(GWh e variazioni tendenziali)

	AS 2020	AS 2019	Var. %
Domanda	96 879	104 313	-7.1%
Produzione netta	85 707	92 588	-7.4%
- Termoelettrico	56 239	63 974	-12.1%
- Rinnovabili**	29 468	28 614	3.0%
Saldo estero	12 300	12 965	-5.1%

** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

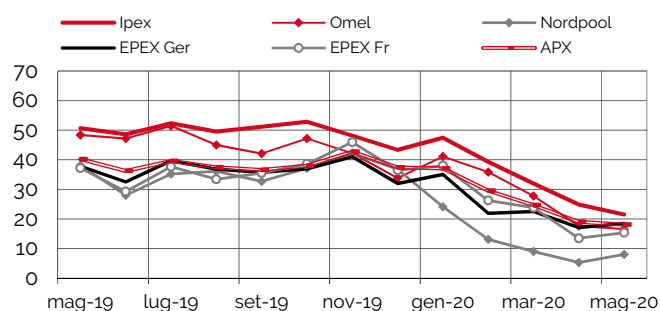
	AS 2020	AS 2019	Var. %
Industriale	5.2	5.9	-12.2%
Termoelettrico	8.8	10.1	-13.0%
Distribuzione	16.3	17.8	-8.4%
Altro	0.6	1.1	-44.9%
Totale	30.9	34.9	-11.5%

Valori cumulati al 24/05/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

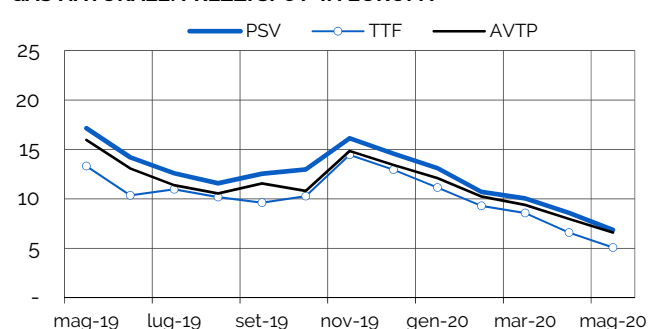
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 13/05/2020

Fonte: Borse Europee

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

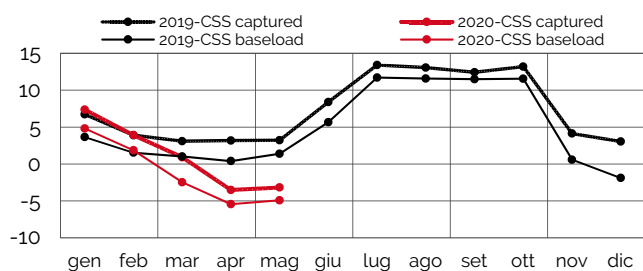


Medie mensili. Ultimo dato al 20/05/2020

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: CLEAN SPARK SPREAD IN ITALIA

(€/MWh)



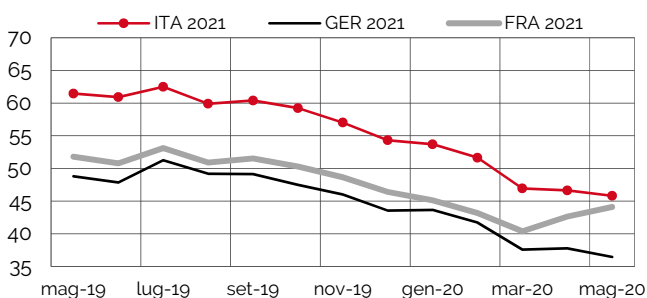
Calcolati su capture prices impianti CCGT, prezzi baseload e prezzi spot (PSV, CO2).

Medie mensili. Ultimo dato al 17/05/2020

Fonte: elaborazioni REF-E

ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI

(€/MWh)

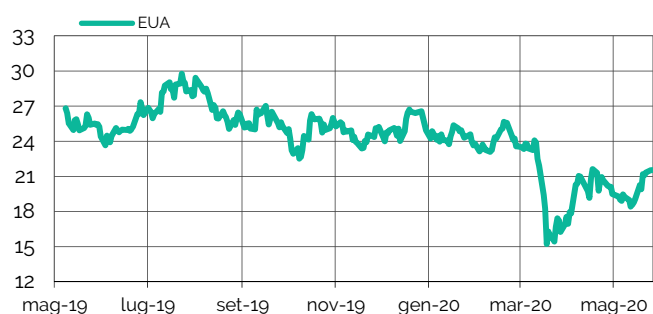


Medie mensili. Ultimo dato al 20/05/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2

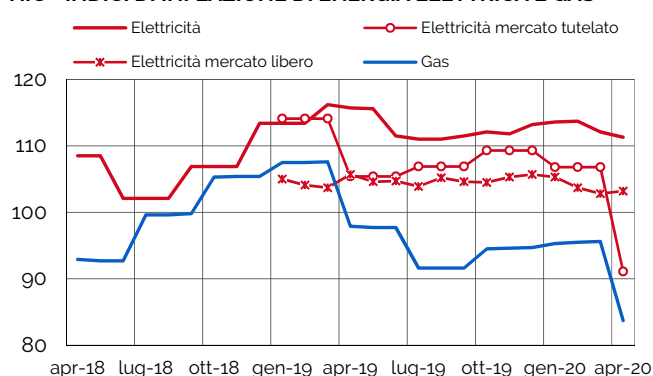
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 26/05/2020

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

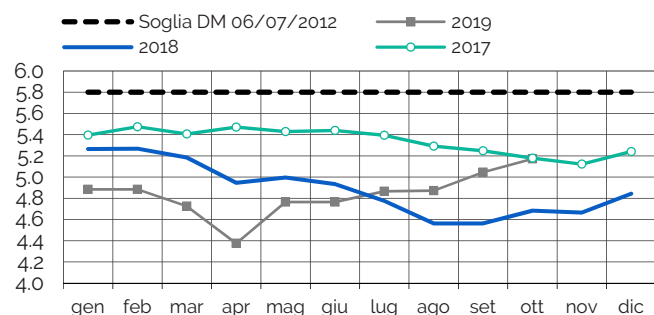


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

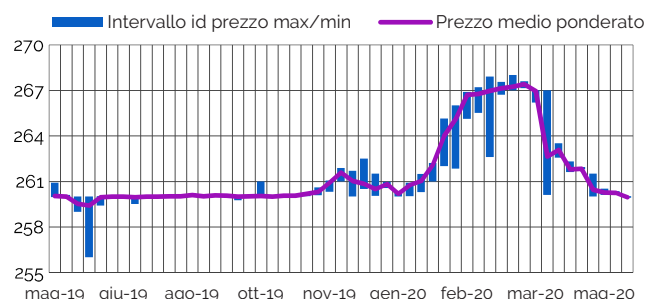


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 31/12/2019

Fonte: GSE

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

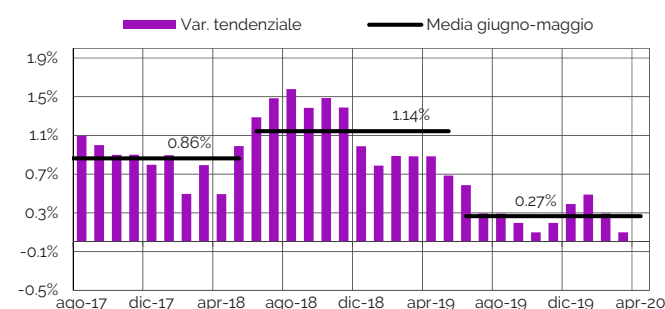


Ultimo dato 26/05/2020

Fonte: GME

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

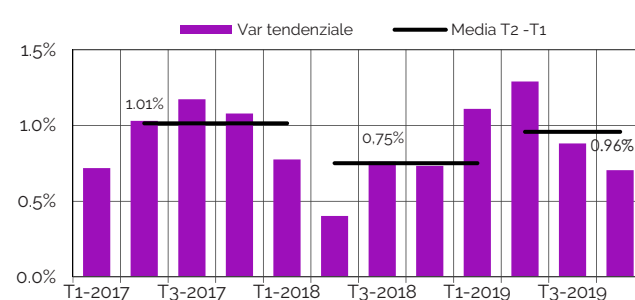


*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: Aprile 2020

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Marzo 2020

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI

RESIDENTI (€/cent/kWh)

Componente	II-19	III-19	IV-19	I-20	II-20
Energia, dispac. e commerc.	8.41	8.89	9.49	8.99	5.72
Costi infrastrutture e UC	3.92	3.92	3.92	3.91	3.91
Oneri generali di sistema	4.95	4.81	4.70	4.18	4.16
Totale - tasse escluse	17.28	17.62	18.10	17.08	13.79

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)

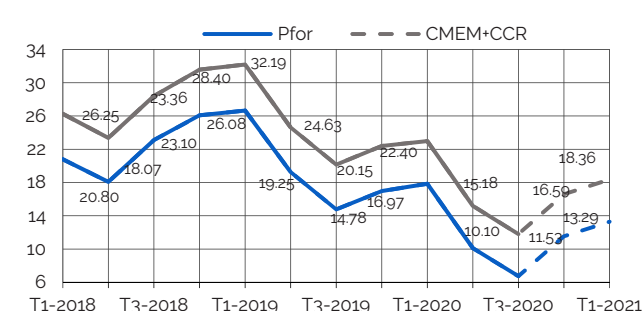
Componente	II-19	III-19	IV-19	I-20	II-20
Energia, dispac. e commerc.	6.86	7.42	8.04	7.97	4.61
Costi infrastrutture e UC	2.79	2.79	2.79	2.77	2.77
Oneri generali di sistema	8.21	7.97	7.86	6.88	6.88
Totale - tasse escluse	17.86	18.18	18.69	17.62	14.26

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 (tratteggio) su forward al 20/05/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

Componente	II-19	III-19	IV-19	I-20	II-20
Approvvig. e vendita	29.72	25.25	27.98	28.33	20.52
Costi di trasporto	3.97	3.92	5.00	4.99	4.82
Costi di distribuzione	9.54	9.54	9.18	9.14	8.93
Oneri generali di sistema	3.21	3.21	3.21	3.18	3.16
Totale - tasse escluse	46.4	41.9	45.4	45.7	37.4

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA



04

Indici

Itec e Magi

L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di maggio è pari a 37,57 €/MWh, in calo del 5,2% sul dato di aprile (39,62 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle commodities sottostanti durante il mese di aprile, con tasso di cambio \$/€ in calo dell'1,7%.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di maggio si attesta a 49,59 €/MWh, in calo del 6,1% sul valore consuntivo di aprile (pari a 52,80 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di maggio si attesta a 60,04 €/MWh, in calo del 5,7% rispetto al consuntivo del mese precedente (63,67 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€/\$ in calo dell'1,7% durante il mese di aprile.

Il valore *forward* per il mese di giugno dell'indice

ITEC12/REF-E, basato sulle quotazioni di mercato del 21 maggio, è pari a 34,90 €/MWh, in calo del 7,1% rispetto al consuntivo di maggio. Il valore *forward* per il mese di giugno di **ITEC/REF-E**, aggiornato al 21 maggio, è pari a 46,71 €/MWh, in calo del 5,8% rispetto al consuntivo di maggio, mentre **ITECccgt/REF-E**, anch'esso aggiornato al 21 maggio, è in calo del 6,1% rispetto al consuntivo di maggio e si attesta a 56,36 €/MWh.

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di maggio sono calcolati da REF-E su dati di mercato al 30/04/2020 e valori giornalieri Reuters al 21/05/2020. 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.

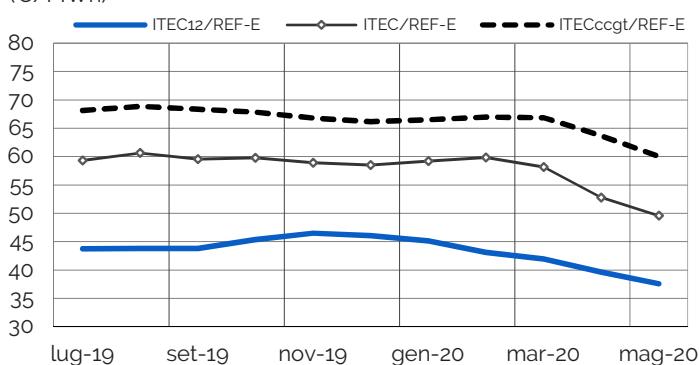
Cos'è ITEC/REF-E

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 2020.

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



Fonte: elaborazioni REF-E

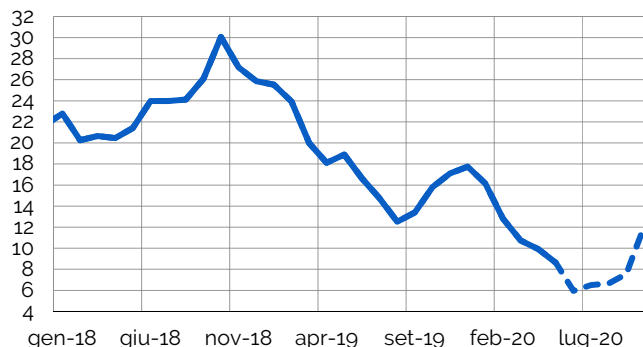
L'EVOLUZIONE MAGI

L'indice gas MAGI consuntivo per maggio 2020 è pari a 8.62 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla survey che si attestano rispettivamente a 8.62 €/MWh e 8.61 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a maggio 2020 è diminuita del 13.0% rispetto a quella per le consegne di aprile 2020 e risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (18.89 €/MWh). Il volume complessivo transato è aumentato rispetto a aprile 2020 (16.538 MW contro 14.626 MW), come anche il numero di transazioni registrate (388 contro 337).

Al 21 maggio, gli scambi del prodotto con consegna a giugno 2020, relativi a un campione di 134 operazioni e un volume totale scambiato di 5542 MW, indicano un prezzo di 6.99 €/MWh, in calo rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a maggio 2020.

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



Fonte: Albasoluzioni

Cos'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.

Perché 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*.



DIRETTORE RESPONSABILE

Claudia Checchi

GRUPPO DI LAVORO

Virginia Canazza, Giacomo Ciapponi, Silvia Checchi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Jacopo Guarnaccia, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, 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

SOTTOSCRITTORI

A2A Spa, Acea Energia SpA, Acegas Aps Amga, AET Azienda Elettrica Ticinese, Axpo Italia SpA, CSEA Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, CVA Trading Srl, Dolomiti Energia SpA, E.ON Italia SpA, Edison SpA, Engie Italia, EP Produzione SpA, Erg Power Generation, Hera Trading Srl, Innogy Italia SpA, Iren SpA, Repower Italia SpA, Shell Energy Europe, Siram SpA, Sorgeria 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..

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.

www.ref-e.com - info@ref-e.com

REF-E Srl
via Viancenzo Gioberti 5
20123 Milano
C.F./P.IVA 07642420967