



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, Sorgenia SpA,
Tenaris Dalmine, Terna SpA, Tirreno
Power SpA, Utilitalia

Il peggioramento del quadro congiunturale, con la tensione tra Usa e Cina che ha portato a una significativa contrazione dei flussi commerciali su scala globale, è stato amplificato dall'incertezza politica sia locale che internazionale, riverberandosi sulla fiducia di imprese e consumatori e sulla domanda. L'offerta di combustibili ed energia è invece rimasta abbondante e ha portato a una discesa dei prezzi sia europei che domestici. Il riallineamento della domanda ai livelli medi stagionali invernali e la presenza di fattori di rischio lato offerta nel mercato europeo del gas e dell'energia dovrebbero, tuttavia, sostenere i prezzi nell'ultima parte del 2019 e dare avvio a un moderato recupero nel 2020.

1. SCENARIO MACROECONOMICO E COMMODITY

Il rallentamento della congiuntura mondiale e, in particolare, di quella europea hanno pesato nel corso di quest'anno sull'economia italiana, con un tasso di crescita del PIL che nel 2019 sarà vicino allo zero. La debolezza della domanda interna rende difficile il superamento della fase di stagnazione, ma la ripresa della crescita globale, la stabilizzazione del quadro politico interno e il passaggio della legge di bilancio migliorano lo scenario di riferimento e dovrebbero portare nel 2020 a una crescita superiore a quella di quest'anno.

Il rallentamento della crescita e l'ulteriore aumento della produzione hanno spinto le quotazioni del petrolio al di sotto di quelle del 2018, nonostante il forte rischio geopolitico nell'area mediorientale. La ripresa della domanda e l'aderenza dell'OPEC Plus alle quote di produzione sostengono un graduale recupero dei prezzi nel 2020. La crescita dell'offerta ha comportato una discesa anche dei prezzi del carbone, ma la scarsità delle scorte in Cina e sud est asiatico alle porte della stagione invernale, l'allentamento della tensione sui dazi e la ripresa della crescita globale dalla seconda metà del 2020 dovrebbero sostenere i *benchmark* a cui l'API2 è correlato nei prossimi due anni. L'efficacia dimostrata dal meccanismo della *Market Stability Reserve* ci porta invece a rivedere al rialzo lo scenario di per la CO2, con prezzi oltre il 50% maggiori del consuntivo 2018 sia per il 2019 che per il 2020.

pag. 3

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

Nei mesi estivi i prezzi del gas in Europa si sono stabilizzati in prossimità dei minimi di fine giugno, con gli abbondanti arrivi di GNL e livelli di stoccaggio prossimi alla piena capacità. Il quadro è rilassato anche per la stagione invernale. Nonostante la ripresa della domanda asiatica in inverno possa comportare una riduzione del GNL *spot* disponibile per l'Europa, ipotesi di *shortage* come quelle avvenute a cavallo tra il 2017 e il 2018 sembrano infatti scongiurate. In questo contesto, le proiezioni di prezzo per Q4-19 e Q1-20 sono state riviste al ribasso, pur incorporando il rischio di tensioni legate alla presenza di una serie di criticità quali la rinegoziazione dell'accordi di transito tra Ucraina e Russia, eventuali interruzioni della produzione nucleare in Francia, la riduzione della produzione a Groeningen, la scarsa flessibilità degli approvvigionamenti al nord Europa, i limiti imposti al transito di gas russo via OPAL, la possibilità di una riduzione dei flussi dall'Algeria e/o di variazioni nella contrattualizzazione di lungo termine.

pag. 9

3. OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

Nel corso dei mesi estivi i prezzi si sono attestati su livelli decisamente inferiori a quelli dell'anno scorso, in linea con la forte flessione dei prezzi gas. La riduzione del contendibile ha tuttavia permesso un significativo aumento della marginalità dei cicli combinati. Nei mesi invernali, in un contesto di temperature nella norma e domanda stabile, il recupero dei prezzi gas e il ritorno dell'idroelettrico al *load factor* medio storico comportano una riduzione della competitività degli impianti a gas rispetto al carbone, una riduzione della domanda contendibile e il conseguente restringimento del CSS. Per il 2020 e il 2021 è atteso un recupero dei prezzi coerente con la ripresa di quelli del gas. Il volume complessivo per gli impianti a gas si attesta comunque su valori superiori ai 110 TWh sia nel 2020 che nel 2021, permettendo una stabilizzazione del CSS al di sopra di 2 €/MWh.

pag. 17

APPROFONDIMENTO. REVISIONE DELLE CONFIGURAZIONI ZONALI

pag. 23

BACKTEST

pag. 28

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

pag. 30

Direttore responsabile

Virginia Canazza

Direttore Osservatorio Energia

Claudia Checchi

Coordinamento

Simona Soci

Gruppo di lavoro

Domenico Biasi, Giacomo Ciapponi, 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

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. REF-E declina ogni responsabilità sulle conseguenze dell'uso dei dati riportati nel presente documento.

REF-E è una società di ricerca e consulenza costituita con l'obiettivo di sviluppare ricerche e metodi di analisi che possano sostenere aziende, istituzioni e organismi governativi, nei loro processi decisionali. REF-E segue i processi di liberalizzazione e regolamentazione del mercato dell'energia con particolare attenzione agli aspetti istituzionali e all'evoluzione della struttura dell'industria. Le opportunità per le aziende del settore, per i consumatori e per l'economia più in generale sono studiate con strumenti analitici originali. L'Osservatorio Energia, costituito nel 1999, è finanziato da produttori, consumatori, distributori dei prodotti energetici e *merchant banks*.

I servizi dell'Osservatorio Energia offerti ai soci e disponibili su internet (www.ref-e.com) sono i seguenti:

- [Newsletter dell'Osservatorio Energia](#), mensile di analisi delle trasformazioni del settore energetico in Italia e in Europa. Segue l'evoluzione normativa dell'apertura al mercato, le trasformazioni societarie, le problematiche connesse alla creazione di un mercato regolamentato, l'andamento delle tariffe e il livello dei prezzi sulle principali borse europee dell'energia elettrica. Fornisce le previsioni dell'andamento del Ct e del Qe.
- [Energy Outlook](#), 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.
- Il [Rapporto Settimanale sulla borse energetiche](#) aggiorna costantemente i prezzi e i volumi nei mercati italiani ed europei.
- [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.
- [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.

1. SCENARIO MACROECONOMICO E COMMODITY

CRESCITA ITALIANA QUASI NULLA NEL 2019, PESANO IL RALLENTAMENTO SU SCALA MONDIALE E L'INCERTEZZA POLITICA

La crescita dell'economia italiana è stata dello 0.1% nel primo trimestre 2019 e nulla nel secondo. Dopo cinque trimestri di stagnazione (il PIL ha smesso di crescere nel secondo trimestre 2018 e si è contratto negli ultimi due) e in un contesto di rallentamento della crescita mondiale, la debolezza strutturale interna e l'incertezza politica continuano a deprimere la fiducia di imprese e consumatori. Il rallentamento dell'economia, guidato inizialmente dall'industria, si è infatti esteso ai servizi ed è possibile che nella seconda metà del 2019 si ripercuota sull'occupazione. La probabilità che il risultato complessivo per il 2019 sia pressoché nullo è quindi alta.

Il nuovo governo, composto da M5S e PD, ha tra i suoi obiettivi il blocco del rialzo dell'IVA e dichiara di voler puntare sul taglio del cuneo fiscale per rilanciare i consumi, ma l'effettiva pianificazione fiscale, presentata il 15 ottobre, potrebbe ancora subire dei cambiamenti, dovendo essere sottoposta al vaglio della Commissione Europea e approvata dal Parlamento entro fine anno. La previsione di una leggera ripresa nel 2020 si basa sull'aspettativa di una stabilizzazione del contesto politico-amministrativo e su una riduzione dell'incertezza del quadro economico-politico internazionale. Questa, favorendo la ripresa degli scambi commerciali, supporterebbe investimenti e consumi.

Lo scenario più probabile per il 2020 vede quindi la crescita attesa su base annua allo 0.5%. Tale previsione, essendo basata su ipotesi di ripresa della crescita globale e stabilizzazione del quadro politico è soggetta ai rischi a esse collegati.

GUERRA COMMERCIALE USA-CINA, RALLENTAMENTO DELLA CRESCITA E CAMBIO

Il contesto internazionale resta debole, con le ultime rilevazioni OCSE (sett-19) e IMF (ott-19) che mettono in evidenza l'impatto della disputa commerciale tra Stati Uniti e Cina sia sui rispettivi sistemi economici, che sulla crescita mondiale nel suo complesso. La difficoltà nel raggiungere accordi sui dazi ha infatti portato ad una riduzione dei flussi commerciali, con ripercussioni dirette sulla crescita americana e cinese.

Stati Uniti: gli sforzi dell'amministrazione statunitense sono volti ad aprire nuovi mercati di sbocco per i prodotti americani e ad aumentare il potenziale di quelli già esistenti. Ciononostante, il settore industriale e manifatturiero soffre della contrazione degli investimenti e del calo dell'export, mentre i dazi imposti dalla Cina fanno crescere il costo dei beni intermedi comprimendo i margini di profitto.

L'IMF prevede la crescita del GDP USA a +2.4% a/a nel 2019 (-0.5% rispetto al 2018) e in rallentamento a +2.1% a/a nel 2020, con l'effetto benefico sui flussi finanziari legato all'abbassamento di una tantum dell'aliquota sui profitti generati all'estero che inizia a ridursi d'intensità.

Cina: anche l'economia cinese segna il passo. Secondo le ultime dichiarazioni da parte governativa, nel 2019 sarà difficile raggiungere l'obiettivo del +6% di crescita, con la produzione industriale di agosto che, attestandosi al +4.4%, è tornata sui livelli minimi registrati dal 2002.

L'aumento dei dazi imposti sugli scambi tra Stati Uniti e Cina continua inoltre a rallentare le economie collegate. L'impatto stimato è in prossimità dello 0.4% nel 2020 e dello 0.3% nel 2021. Secondo l'IMF, l'economia globale dovrebbe quindi attestarsi a 3.0% nel 2019 (in notevole riduzione rispetto al 2018, quando la crescita era stata del 3.6%) e in lieve ripresa, a 3.4%, nel 2020.

Questo quadro sta d'altra parte spingendo le due superpotenze a una maggiore apertura al dialogo. L'amministrazione americana ha recentemente reso noto di aver recepito in modo positivo le posizioni espresse dai delegati cinesi e la Cina ha esentato alcuni prodotti americani dal paniere di beni che dovrebbero essere sottoposti a nuovi dazi nei prossimi mesi, dando un segnale di distensione abbastanza significativo.

GNL e strategie commerciali Usa

Il caso del GNL è emblematico degli sforzi Usa di supportare le esportazioni verso aree di sbocco diverse dalla Cina. A partire dalla dichiarazione congiunta dei presidenti Juncker e Trump di luglio 2018 per l'avvio di una nuova fase nei rapporti tra gli Stati Uniti e l'Unione europea, grazie anche a condizione favorevoli di mercato, l'UE ha notevolmente aumentato le importazioni di GNL proveniente dagli Stati Uniti. Ad agosto 2019, le importazioni cumulate della UE a partire dal 2016 (anno dei primi invii di GNL US verso la UE) risultavano superiori al 250% rispetto al valore delle importazioni registrate a luglio 2018, evidenziando un rilevante aumento dei flussi di GNL attraverso l'Atlantico.

Ci aspettiamo che ulteriori progressi in questo senso possano venire incoraggiati dall'approssimarsi delle presidenziali Usa e dalla volontà di Trump di aiutare la crescita economica. La ripresa del commercio internazionale porterebbe importanti benefici all'economia globale nel suo complesso e, in particolare, ai forti esportatori come l'Europa.

RALLENTAMENTO EUROPEO, GERMANIA E POLITICA FISCALE

Nel 2019 la crescita dell'area dovrebbe essere pari a 1.2% (in rallentamento rispetto al 1.9% del 2018) e stabilizzarsi a 1.4% nel 2020. A lato della guerra commerciale tra le due maggiori economie mondiali, fattori d'incertezza politica locale, come in Italia, e internazionale (Brexit) hanno ridotto sensibilmente la propensione agli investimenti nella zona euro. Le economie dell'Area Euro sono inoltre fortemente esposte all'andamento del commercio internazionale, in particolare del settore manifatturiero.

La contrazione più marcata riguarda la Germania, dove alla sofferenza del comparto manifatturiero e, in particolare, del settore auto (su cui pesano anche i nuovi standard emissivi) si aggiunge la debolezza del terziario. Se le stime della Bundesbank dovessero essere confermate, la Germania potrebbe essere entrata in un periodo di decrescita prolungata nel secondo e terzo trimestre del 2019, ovvero trovarsi in quella che è nota come "recessione tecnica".

La recente elaborazione di una politica fiscale espansiva, i cui dettagli non sono ancora noti, migliorerebbe il quadro. Il Ministro delle Finanze Scholz ha infatti dichiarato che il governo sarebbe pronto a implementare un piano di stimolo fiscale che potrebbe arrivare a 50 miliardi di euro. La combinazione del basso rapporto debito/PIL (inferiore 60%) con i termini particolarmente vantaggiosi per il rifinanziamento del debito (bassi tassi di rendimento dei titoli sovrani tedeschi) lascia all'amministrazione ampi margini di manovra.

Un aumento della spesa pubblica in Germania e nei paesi europei a basso grado di indebitamento è auspicato dalle maggiori istituzioni internazionali (Commissione Europea a BCE in primis) e dovrebbe agire da leva per la crescita dell'intera Area Euro.

FIGURA 1.1. STIME DI CRESCITA DEL PIL ITALIANO (% a/a)

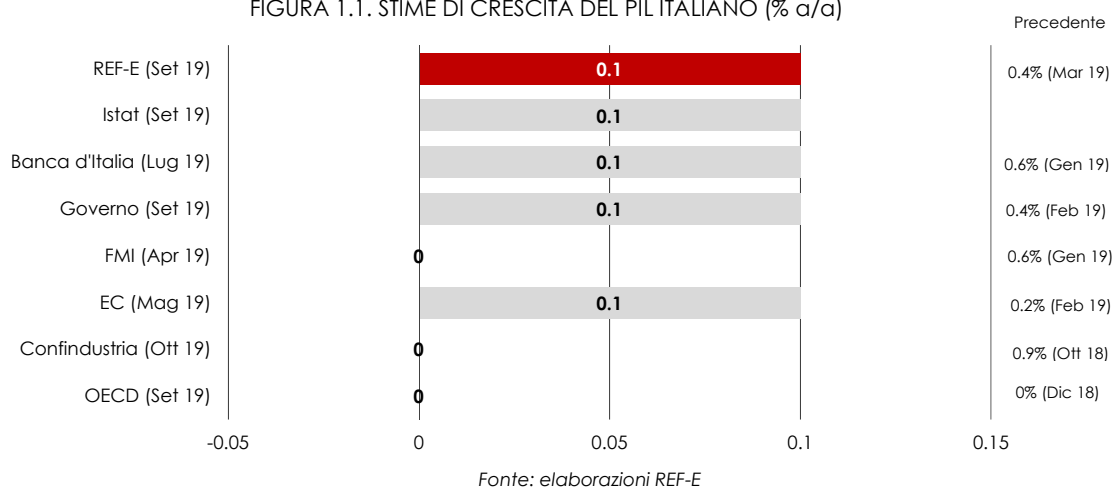


FIGURA 1.2. EVOLUZIONE DELL'INFLAZIONE

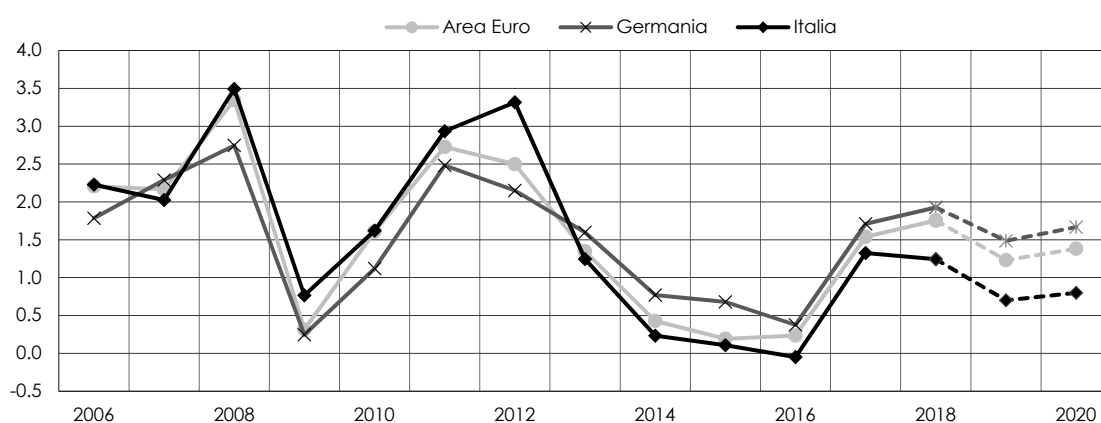
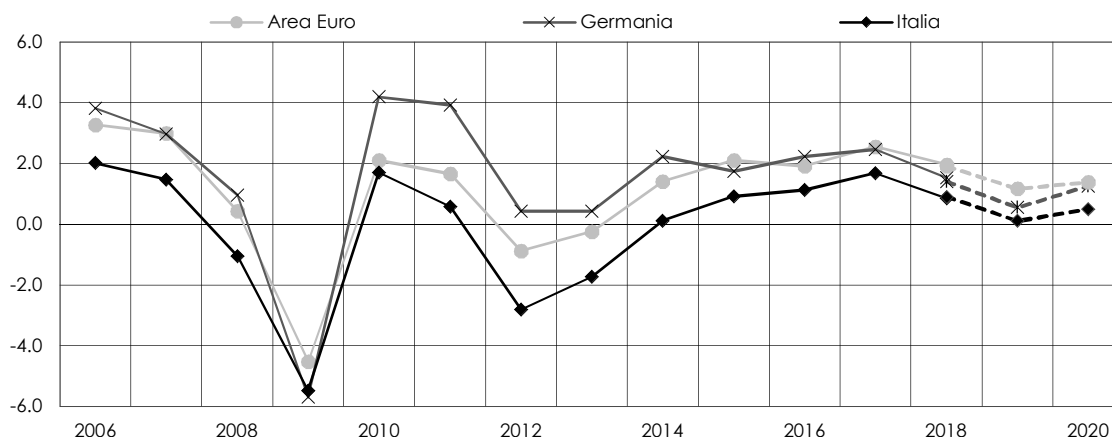


FIGURA 1.3. EVOLUZIONE DEL PIL (% a/a)



Fonti: IMF; previsioni REF-E e IMF

BCE E FED: POLITICHE MONETARIE ESPANSIVE, COMUNICAZIONE E FORWARD GUIDANCE

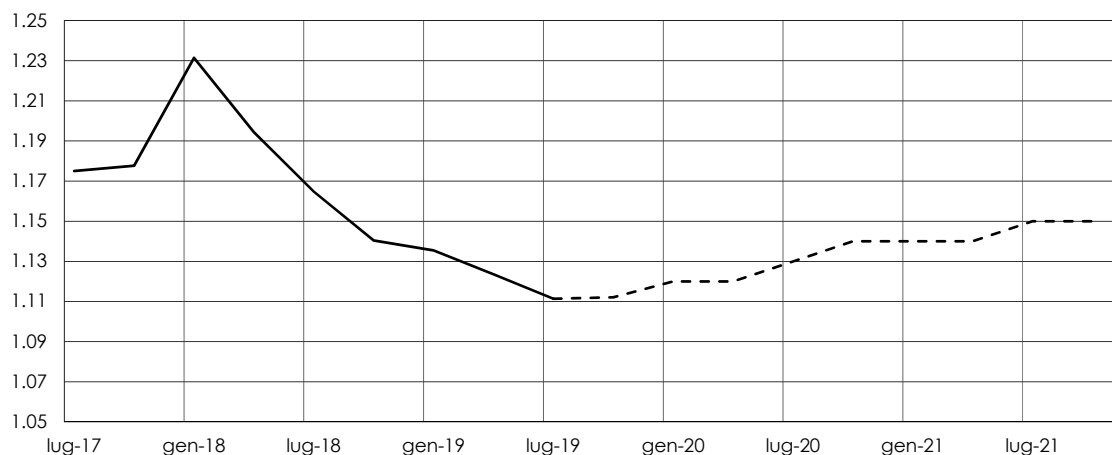
Il rallentamento della crescita ha spinto le banche centrali a mantenere politiche accomodanti.

Il Presidente uscente della BCE Mario Draghi ha annunciato in settembre la decisione di avviare un nuovo programma Tltro III (*Targeted Longer-term Refinancing Operations*) e di abbassare ulteriormente il tasso di riferimento da -0.4% a -0.5%. L'esenzione di cui beneficiano le banche (su una porzione di liquidità detenuta fino a un massimo di sei volte la riserva minima), nota come *Tiering System*, potrebbe tuttavia ridurre l'effetto espansivo. La retorica di Draghi lascia intendere che la decisione della BCE di tornare al *Quantitative Easing* a tempo indeterminato verrà presa in carico dalla presidentessa entrante Lagarde e mantenuta per quanto necessario a sostenere prezzi e investimenti, ma la modalità con cui alcuni membri del consiglio hanno recentemente manifestato dissenso dimostra che esiste il rischio di una BCE divisa sotto la nuova presidenza. In una fase congiunturale debole in cui l'Eurozona necessita di una banca centrale nel pieno della forza, una simile evoluzione si rivelerebbe particolarmente dannosa. Un'eventuale perdita di credibilità dei messaggi che accompagnano le decisioni di politica monetaria ridurrebbe infatti l'efficacia delle decisioni stesse.

Il recente taglio del tasso di riferimento di un quarto di punto percentuale da parte della FED, portato a un range compreso tra l'1.75% e il 2.0%, non è stato seguito da indicazioni sulle prossime mosse di politica monetaria, con la Banca centrale che ha dichiarato di voler lasciare aperta la possibilità di rispondere passo dopo passo all'evoluzione congiunturale. Vista la spinta da parte dell'amministrazione Trump verso una politica monetaria che favorisca la svalutazione del dollaro a favore di una maggiore competitività dell'export statunitense, le aspettative guardano a ulteriori tagli dei tassi.

In un contesto di rallentamento atteso della crescita dell'economia americana più significativo di quello europeo, riduzione dei flussi finanziari legati ai rimpatri dei profitti delle multinazionali americane, ripresa

FIGURA 1.4. EUR/USD: STORICO E PREVISIONE



Fonte: Reuters e previsioni REF-E

del commercio internazionale e spinta alla crescita europea derivante da politiche fiscali espansive, ci aspettiamo che nella seconda parte del 2020 il cambio €/€ inizi a recuperare terreno, raggiungendo una media annua a 1.1300. L'euro dovrebbe continuare ad apprezzarsi rispetto al dollaro anche nel 2021, attestandosi in media sull'1.1500, in un percorso di crescita moderata di medio-lungo periodo.

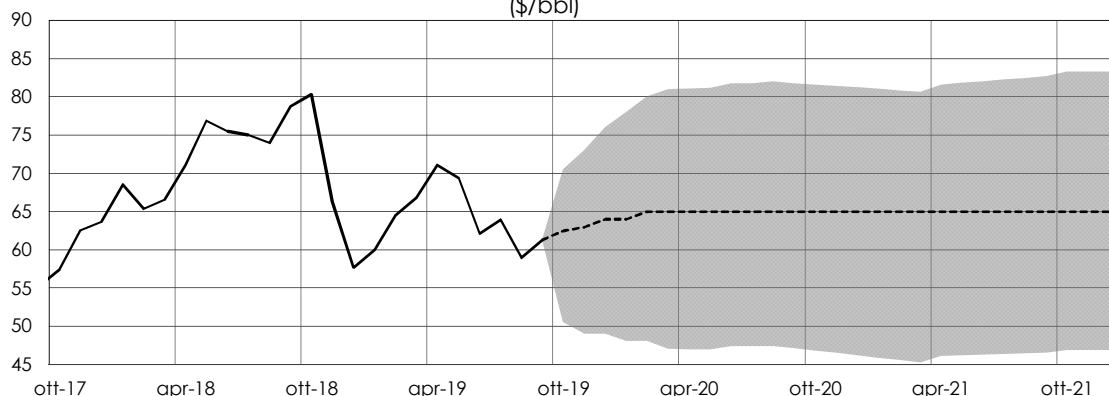
PETROLIO

Nonostante il contesto di crescita in rallentamento e le prospettive di un progressivo aumento della produzione su scala globale dipingano un quadro di fondamentali complessivamente deboli, l'attacco di settembre agli impianti sauditi e la centralità del tema geopolitico impone una rivalutazione del peso dei rischi lato offerta.

La vulnerabilità dei campi sauditi ad attacchi che possono essere sferrati con apparente facilità e a basso costo (il prezzo dei droni che hanno messo fuori uso metà della produzione di petrolio del maggiore esportatore mondiale si aggira attorno ai 15,000 \$) rende infatti il rischio di un'improvvisa e significativa riduzione della produzione una variabile da scontare nello scenario di breve e medio termine, con particolare attenzione al tema della concentrazione della *spare capacity*. Il volume di produzione che può essere attivato nell'arco di 30 giorni e sostenuto per un minimo di 90, fornisce una misura della flessibilità dell'offerta in caso di crisi e può avere un impatto significativo sull'andamento dei prezzi, con la soglia 1.5 milioni bbl/d vista come critica.

Pur scontando la possibilità di un ritardo nel ripristino della produzione rispetto alle rassicurazioni di Saudi Aramco (secondo cui gli impianti dovrebbero tornare a piena capacità entro metà novembre), le aspettative EIA sono di un recupero della *spare capacity* al di sopra dei 2.5 milioni bbl/d già da inizio 2020. Mantenendo questa assunzione come base e scontata la conformità della produzione OPEC Plus alle quote stabilite dal cartello, il quadro rispetto al precedente *outlook* risulta indebolito dalla recente evidenza di un ulteriore rallentamento della crescita su scala globale, a fronte della produzione di *shale oil* statunitense in crescita costante. Rivediamo pertanto lo scenario di prezzo per il Brent su un valore di 65.00 \$/bbl nel medio termine.

FIGURA 1.5. PETROLIO BRENT: ANDAMENTO ATTESO E RANGE DI PREVISIONE (\$/bbl)



Gli scenari alternativi sono stati costruiti sulla base dei più recenti movimenti di prezzo.
Fonte: Reuters e previsioni REF-E

Valori prossimi alla parte alta del *range*, nell'intorno degli 80.00 \$/bbl potrebbero venire raggiunti in caso di inasprimento della tensione in Medio Oriente e conseguente riduzione di offerta e/o *spare capacity*. Nel periodo compreso tra il 2005 e il 2008, una *spare capacity* inferiore a 1 milione bbl/d si è combinata con una crescita globale mediamente superiore al 5%, spingendo i prezzi oltre la soglia dei 100.00 \$/bbl, ma tra il 2011 e parte del 2014, in un contesto di una crescita mondiale moderata (tra il 4.7% e il 3.1%), la riduzione della *spare capacity* al di sotto di 1.5 milioni bbl/d ha portato alla stabilizzazione dei prezzi su livelli superiori agli 80.00 \$/bbl.

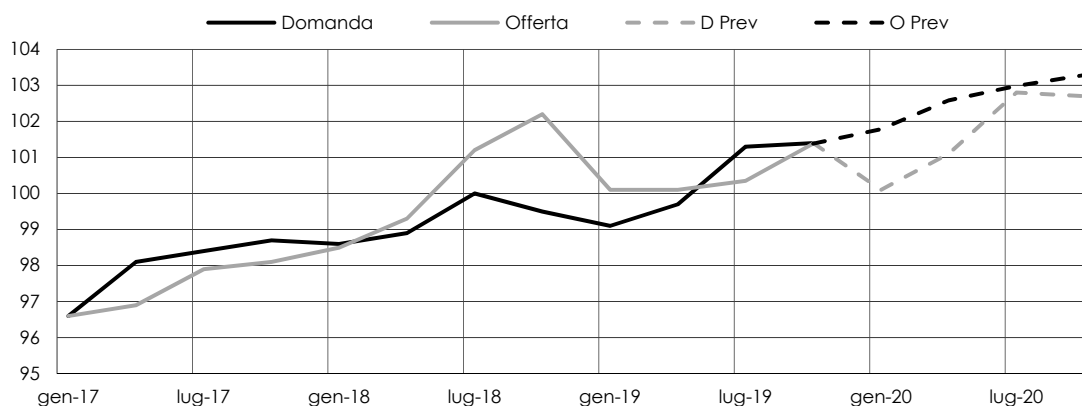
Per una discesa dei prezzi verso la parte bassa del *range*, sarebbe invece necessario che un ulteriore peggioramento del quadro congiunturale si accompagnasse a una distensione del quadro geopolitico mediorientale. A questa ipotesi per il momento attribuiamo una probabilità relativamente bassa, considerato anche che un'eventuale svalutazione del dollaro contribuirebbe a sostenere i prezzi.

CARBONE: RINNOVABILI E CO2 FRENANO LA PRODUZIONE TEDESCA

La significativa crescita dell'offerta, soprattutto australiana, a fronte di una domanda stabile, ha pesato sulle quotazioni nella prima parte dell'anno. Il prezzo del carbone europeo (riferimento API2 per consegna nella

regione di Amsterdam, Rotterdam, e Antwerp) è passato dagli 82.00 \$/ton di gennaio ai 55.90 \$/ton di agosto, coerentemente con i principali *benchmark* mondiali, che si sono portati sui minimi del 2016. La domanda europea ha continuato a contrarsi, guidata dalla Germania (principale consumatore di carbone in Europa). Nei primi sei mesi dell'anno, la produzione termoelettrica a carbone tedesca è scesa del 24% rispetto allo stesso periodo nel 2018 (8 TWh in meno) e quella a lignite del 21% in meno (-14 TWh), per l'effetto congiunto della crescita delle rinnovabili e di una complessiva diminuzione del carico elettrico aggregato (-4%) legato al rallentamento dell'economia. La contestuale discesa dei prezzi gas e la buona tenuta della CO2 (stabile oltre i 26 €/t per buona parte della stagione estiva, con punte di prezzo anche intorno ai 30 €/t) hanno inoltre continuato a penalizzare la produzione termoelettrica a carbone nel Continente, con il prezzo TTF che da fine giugno si è portato stabilmente al di sotto del limite inferiore della banda di oscillazione del *Coal Switching Price* calcolato per l'Europa nordoccidentale (dati Reuters).

FIGURA 1.6. DOMANDA E OFFERTA GLOBALE DI PETROLIO (mbg)



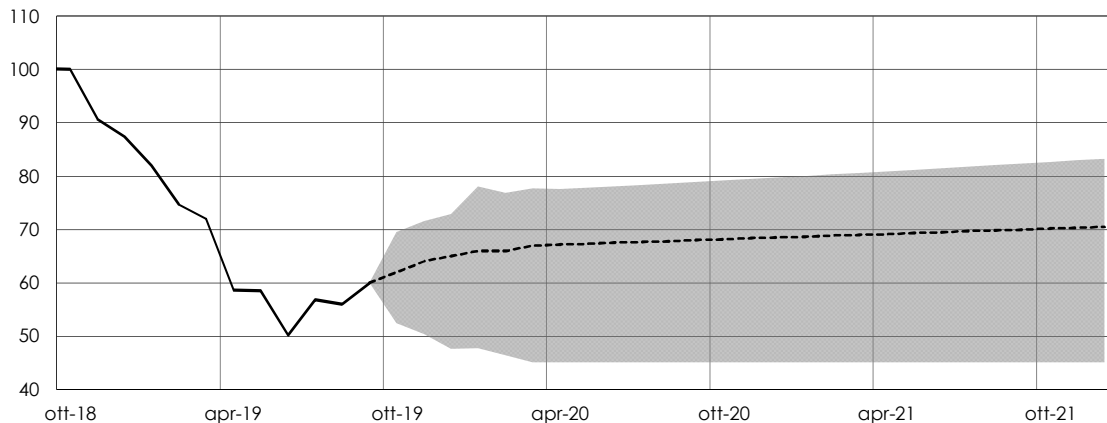
Fonte: elaborazioni REF-E su dati EIA

TABELLA 1.1. ELEMENTI DI RISCHIO DELLO SCENARIO DI PETROLIO

ELEMENTO	DESCRIZIONE	IMPATTO
Rapporti USA - Iran	Inasprimento delle tensioni USA-Iran, e riduzione produzione iraniana con prosecuzione delle sanzioni	 Bullish
Inasprimento tensione	Attentati luglio e settembre inaspriscono la tensione geopolitica nell'area mediorientale	
Accordo OPEC Plus	Prosecuzione dell'accordo di controllo della produzione su livelli inferiori ai 32 mbg	
Arabia Swing Producer	Produzione dell'Arabia variabile sulla base degli andamenti di mercato e capace di impattarne i prezzi	 Bearish
Domanda globale	Peggioramento degli scenari di andamento dell'economia globale e conseguente diminuzione della domanda	
Produzione USA	Prosecuzione dell'aumento di produzione di greggio in USA, prevalentemente di shale oil	

Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 1.7. CARBONE API2: ANDAMENTO ATTESO E RANGE DI PREVISIONE (\$/t)



Fonte: Reuters e previsioni REF-E

Nonostante nel breve termine non ci siano segnali per una significativa ripresa della domanda mondiale e, in particolare, del blocco Cina, sud est asiatico e India, ci aspettiamo che il recupero atteso sui prezzi gas in Europa spinga al rialzo anche quello del carbone, coerentemente con quanto già osservato nel corso delle prime settimane di settembre. I bassi livelli delle scorte in Cina e sudest asiatico alle porte della stagione invernale potrebbero inoltre sostenere i *benchmark* di riferimento a cui l'API2 è correlato. Nel più lungo termine, l'ipotesi di allentamento della tensione sui dazi e di ripresa della crescita globale dalla seconda metà del 2020 porta con sé che anche la domanda di carbone recuperi, sia in Europa che nel resto del mondo, e che supporti una graduale ripresa dei prezzi. La crescita dei paesi del sud est asiatico e dell'India, dove è atteso un aumento della quota di produzione termoelettrica, dovrebbe dare il maggiore contributo a sostegno dei prezzi. La politica cinese di riduzione delle emissioni e miglioramento della qualità dell'aria non fa d'altra parte leva soltanto sulla sostituzione delle centrali a carbone con gas e rinnovabili, ma anche con nuova e più efficiente capacità a carbone. I progetti di quest'ultimo tipo superano i 200 GW di potenza. Ci aspettiamo, quindi, che il 2019 si consuntivi in area 63 \$/ton e che il 2020 recuperi, attestandosi in area 67 \$/ton.

CO2: VOLATILITÀ PERSISTENTE E SCENARIO RIALZISTA GRAZIE ALLA MARKET STABILITY RESERVE

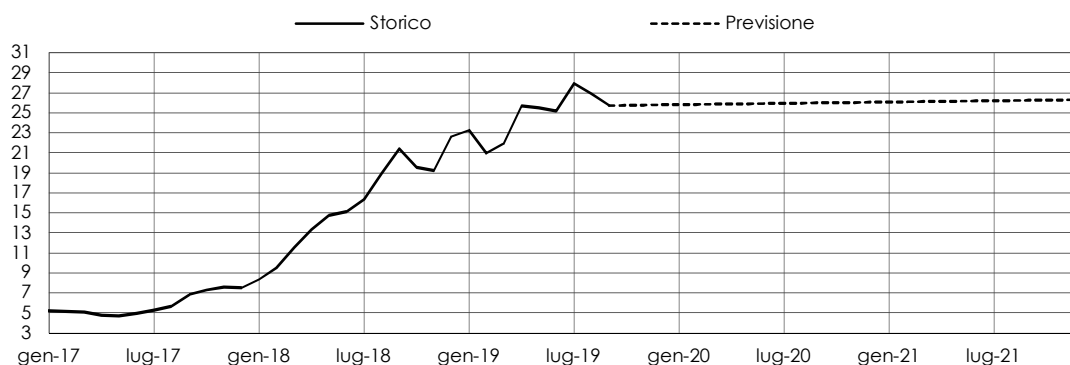
L'avvio del sistema della *Market Stability Reserve*, finalizzato alla riduzione dell'offerta di quote ETS sul mercato europeo della CO2, sta mostrando i suoi effetti. A partire dal secondo trimestre del 2019, i prezzi *spot* si sono infatti stabilizzati al di sopra dei 25 €/t, con punte massime di prezzo prossime ai 30 €/t. Ciò nonostante i *driver* di domanda abbiano dato segnali contrastanti. La produzione termoelettrica a carbone in Europa si è infatti significativamente ridotta, grazie al basso prezzo del gas che ha fortemente favorito lo *switch*.

L'efficacia dimostrata dal meccanismo della *Market Stability Reserve* ci porta a rivedere lo scenario di breve-medio termine al rialzo. La nostra previsione per il prezzo della CO2 si attesta su valori stabilmente superiori al livello di equilibrio di mercato a 25 €/t, su cui converge il consenso degli operatori. Il quadro è rafforzato dall'aspettativa di rialzo dei prezzi del gas (vedi *Capitolo 2*) e da quella di un prezzo del carbone che, seppur in recupero, dovrebbe restare al di sotto della media degli ultimi tre anni. Il differenziale di prezzo tra carbone e gas rappresenta il costo di *switch* tra le due produzioni, che è a favore di un rialzo dei prezzi della CO2 (il settore termoelettrico produce più del 60% dei volumi di CO2 gestiti attraverso il meccanismo ETS).

Le strategie di acquisto degli operatori contribuiscono a sostenere i prezzi. Nonostante il mercato sia ancora complessivamente lungo (nel 2018 su una domanda di quote di 10.6 miliardi, le quote in circolazione eccedenti erano 1.6 miliardi), le aspettative di graduale riequilibrio determinate dalla *Market Stability Reserve* spingono i soggetti partecipanti al meccanismo a entrare in acquisto quando i prezzi scendono per accumulare titoli da utilizzare nella successiva fase di *compliance*.

Il maggiore fattore di rischio al ribasso è individuato in uno scenario di prezzi del gas deboli rispetto a quelli del carbone, ovvero in una normalizzazione della dinamica vista nel corso dell'estate 2019, che porterebbe a un costo economico di *switching* tale da spingere al ribasso la domanda di quote da parte dei produttori termoelettrici a carbone in maniera stabile.

FIGURA 1.8. PREZZO DEL CARBONIO EU ETS (€/t)



L'andamento di prezzo spiegato dai fondamentali è costruito prendendo in considerazione il costo marginale di *switching* da carbone a gas, calcolato dagli scenari di riferimento di prezzo API2 e TTF

Fonte: Reuters e previsioni REF-E

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

La stagione estiva ha visto il mercato del gas europeo stabilizzarsi in prossimità dei minimi di fine giugno, con gli abbondanti arrivi di GNL che, a fronte di una domanda in linea con la norma, hanno contribuito al raggiungimento di livelli di stoccaggio prossimi alla piena capacità.

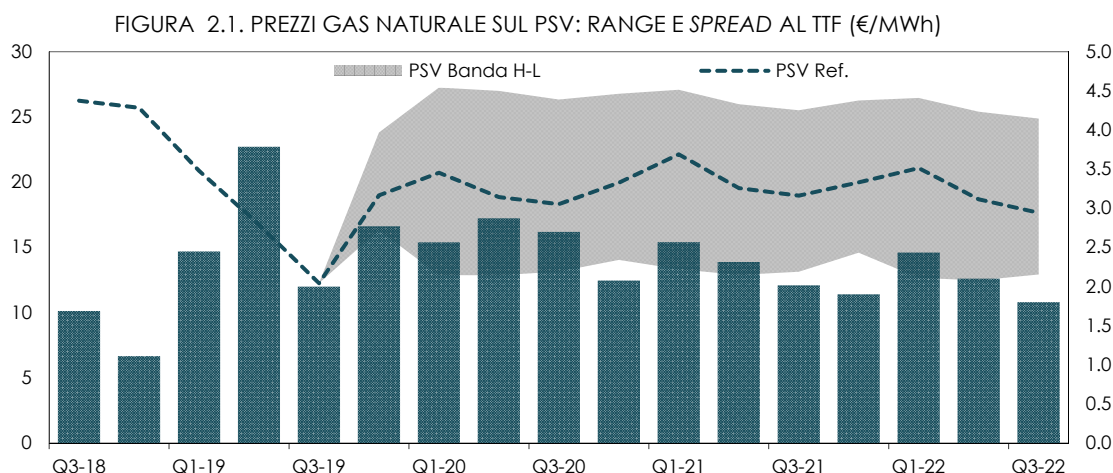
La domanda europea a fine dell'anno termico si conferma in linea, a 467 Bcm, con quella del precedente AT (470 Bcm), con *spread* Sum-Win favorevoli e disponibilità di GNL a costi ridotti rispetto alle importazioni via pipe che hanno sostenuto la domanda da riempimento. I bassi livelli dei prezzi, in combinazione con la tenuta della CO2 sui massimi di periodo, hanno inoltre favorito i cicli combinati a gas supportando la domanda.

L'abbondanza delle riserve di gas negli stoccaggi europei all'avvio della stagione estiva (42 Gmc) ha contribuito a mantenere i prezzi *hub* vicini alla stima di consenso dei costi di produzione del gas importato via *pipeline* (tra i 10 e i 12 €/MWh all'ingresso in Europa), con flussi in ingresso regolari. Nonostante la riduzione dei flussi di GNL in import dopo il picco di aprile, gli arrivi tra gennaio e settembre 2019 si sono attestati sui massimi storici a 77.9 Bcm (rispetto ai 39.7 dello stesso periodo nel 2018), con un import a settembre di quest'anno raddoppiato rispetto a settembre dell'anno scorso (8.6 Bcm verso 4.3 Bcm). I flussi di import dalla Russia sono inoltre rimasti regolari da ogni punto di ingresso, così come quelli norvegesi, che, fatta salva la riduzione di settembre, sono stati in linea con quelli del 2018 nello stesso periodo di riferimento.

I fondamentali delineano un quadro rilassato anche per la stagione invernale. I livelli di riempimento degli stoccaggi europei sono infatti prossimi alla piena capacità e sono attesi abbondanti flussi di GNL in arrivo in Europa a partire da novembre, grazie all'aspettativa di una stabilizzazione della domanda cinese legata al rallentamento della crescita economica e a previsioni di temperature invernali nella norma. La domanda europea è attesa in linea con la media stagionale.

Le proiezioni di prezzo per Q4-19 e Q1-20 incorporano, seppure solo parzialmente, il rischio di tensioni legate alle seguenti criticità:

- la mancanza a oggi di un accordo tra Russia e Ucraina per il transito verso il sud Europa
- la possibilità di interruzioni prolungate dei reattori nucleari francesi che comporterebbero uno spostamento della produzione elettrica sui cicli combinati
- la drastica riduzione della produzione da Groeningen
- la scarsa flessibilità degli approvvigionamenti al nord Europa in caso di manutenzioni straordinarie in Norvegia
- i limiti imposti al transito di gas russo via OPAL
- la possibilità di una riduzione dei flussi dall'Algeria e/o di variazioni nella contrattualizzazione di lungo termine.



Fonte: dati storici Albasoluzioni e previsioni REF-E

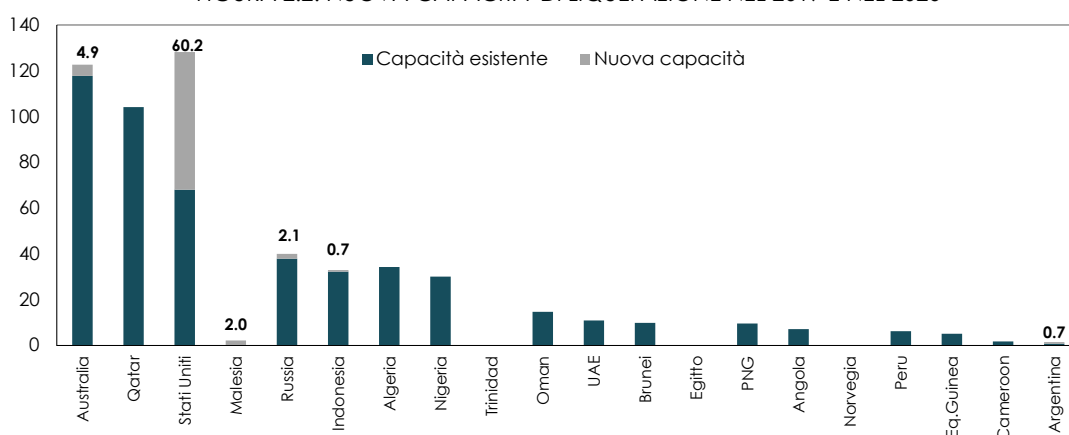
IL MERCATO GLOBALE DEL GNL

L'evoluzione del mercato GNL si conferma chiave nella definizione degli equilibri dei prezzi gas, con l'Europa che resta *market of last resort* per l'eccesso di offerta.

La nuova capacità di liquefazione entrata in funzione nel 2019 in concomitanza con una stabilizzazione della domanda globale (a cui hanno contribuito per larga parte il rallentamento di quella cinese e la flessione di Europa e Giappone) hanno consolidato un mercato GNL globale lungo. I costi di importazione sia per l'area asiatica che per quella europea sono quindi rimasti bassi e hanno spinto al ribasso quelli via *pipeline*.

I volumi di capacità di liquefazione in procinto di entrare in funzione nei prossimi anni sono alti e tali da scongiurare la possibilità di *shortage* nei prossimi due inverni. Allo stato attuale, si riscontra un rischio di criticità soltanto a partire dal Q1-22 in caso di inverno freddo. Prezzi gas troppo bassi e la conseguente compressione dei margini di profitto potrebbero, tuttavia, portare a ritardi nella messa in opera di progetti di liquefazione oggi considerati ad alta probabilità di approvazione, aumentando il rischio che la domanda non venga adeguatamente coperta.

FIGURA 2.2. NUOVA CAPACITA' DI LIQUEFAZIONE NEL 2019 E NEL 2020



Fonte: dati Reuters e Albasoluzioni. Stime REF-E

Nel corso del 2019 sono entrati in funzione 41.0 Gmc/a di nuova capacità di liquefazione, portando la capacità totale a superare i 545.9 Gmc/a, con ulteriori 6.0 Gmc/a attesi entro la fine dell'anno, mentre nel 2020 ne dovrebbero entrare in funzione altri 29.6 Gmc/a, con il maggiore contributo proveniente dagli Stati Uniti, per cui nel 2020 è previsto un aumento della capacità di liquefazione pari a 25.7 Gmc/a. Per il 2021 è invece prevista, con ragionevole certezza, l'entrata in funzione di altri 12.7 Gmc/a, ma il totale dei progetti ammonta a 40.0 Gmc/a.

Di seguito proponiamo il quadro aggiornato dei progetti di liquefazione in funzione nel periodo 2019-2021 e dei FID che dovrebbero entrare in funzione tra il 2022 e il 2026 (per un maggiore approfondimento su nuovi progetti, FID e probabili, *Energy Outlook 11*).

LE PROSPETTIVE DELLA DOMANDA INCROCIATE CON L'OFFERTA

Nonostante la flessione dei consumi in Giappone e Sud Corea e il rallentamento della Cina, la domanda globale di GNL è cresciuta nei primi tre trimestri del 2019 del 5%, in linea con il 2018. L'Europa ha visto crescere in modo significativo la domanda di GNL nel corso dell'anno, raggiungendo a settembre un consumo cumulato che ne porta la quota di mercato al 15% del totale mondiale. L'aspettativa si conferma su una continuazione del *trend* di crescita globale (+5% a/a atteso nel 2020 e un +6% a/a nel 2021), con gli incrementi maggiori previsti in Cina e in India. In caso di inverno freddo si stima una punta di consumo invernale maggiore del 6% rispetto al caso base. L'analisi conferma che per il prossimo inverno, anche in caso di inverno freddo, la capacità esistente, insieme a quella in costruzione, sarà adeguata a soddisfare la domanda prospettica, con un margine di riserva nell'intorno del 4% per il prossimo inverno in caso di freddo e del 5% per l'inverno 2020-2021, sempre in caso di inverno freddo. Il margine di riserva potrebbe invece scendere al 1% in caso di freddo nell'inverno 2021-2022, con rischio di *shortage* nel Q1-22. A partire dall'inverno 2021-2022 la capacità prospettica (sia la FID che la probabile) non sembra, quindi, sufficiente a coprire uno scenario di alta domanda. Con gli scenari di domanda proposti, e considerando esclusivamente i progetti in fase di costruzione, il margine si restringe ulteriormente nei periodi invernali tra il 2022 e 2025 e fino al 2023 la capacità appare non adeguata a coprire la domanda in caso di stagione più fredda.

TABELLA 2.1. PROGETTI DI LIQUEFAZIONE IN FUNZIONE NEL PERIODO 2019-2021

Paese	Impianto	Entrata in esercizio	Capacità (Gmc/anno)	Capacità totale (Gmc/anno)
Russia	Vysotsl LNG T1	Q1 2019	0.9	505.8
Stati Uniti	Elba Island LNG T1/T2-T10	Q1 2019	3.3	509.1
Argentina	Tango FLNG	Q2 2019	0.7	509.8
Australia	Prelude LNG	Q2 2019	4.9	514.7
Stati Uniti	Cameron LNG T1	Q2 2019	6.1	520.8
Stati Uniti	Sabine Pass T5	Q2 2019	6.1	526.9
Stati Uniti	Corpus Christi LNG T1 / T2	Q2 / Q3 2019	12.2	539.1
Stati Uniti	Freeport T1	Q3 2019	6.8	545.9
Egitto	Damietta LNGT1	Q4 2019	6.8	552.7
Indonesia	Sengkang	2020	0.7	553.4
Malesia	PFLNG Dua	2020	2.0	555.4
Russia	Yamal T4	2020	1.2	556.6
Stati Uniti	Cameron LNG T2	Q2 2020	6.1	562.7
Stati Uniti	Cameron LNG T3	Q3 2020	6.1	568.8
Stati Uniti	Freeport LNG T2	Q1 2020	6.8	575.5
Stati Uniti	Freeport LNG T3	Q3 2020	6.8	582.3
Indonesia	Tangguh LNG	2021	5.1	587.4
Russia	Vysotsl LNG T2	2021	1.5	588.9
Stati Uniti	Corpus Christi LNG T3	2021	6.1	595.0

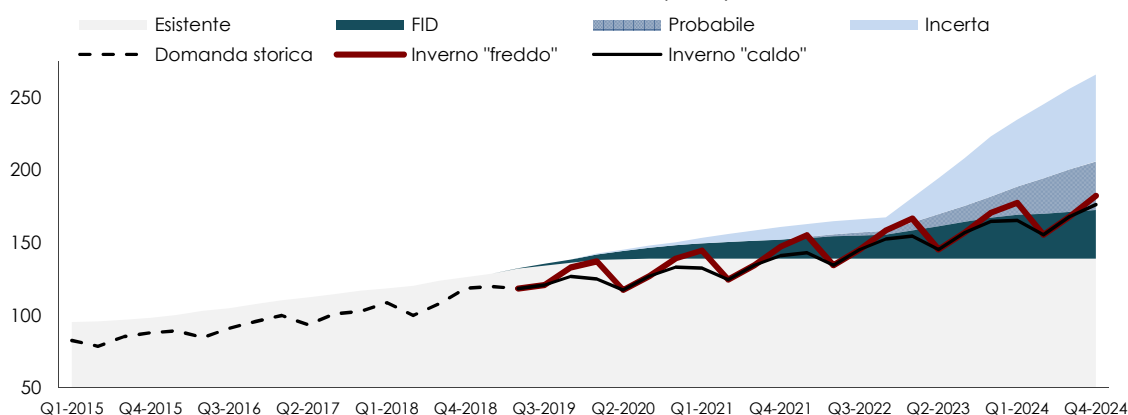
Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 2.2. PROGETTI DI LIQUEFAZIONE FID IN FUNZIONE TRA IL 2022 E IL 2026

Paese	Impianto	Entrata in esercizio	Capacità (Gmc/anno)	Capacità incrementale (Gmc/anno)
Mauritania	Greater Tortue FLNG	2022	3.4	598.3
Mozambique	Coral FLNG	2022	4.6	602.9
Mozambique	Mozambique LNGT1-T2	2023	17.4	620.3
Russia	Arctic LNG-2T1	2023	8.9	629.3
USA	Calcasieu Pass LNG	2023	14.7	644.0
USA	Sabine Pass T6	2023	6.1	650.1
USA	Golden Pass LNGT1-3	2024	21.1	671.2
Russia	Arctic LNG-2T2	2024	8.9	680.1
Canada	LNG CanadaT1-2	2025	17.6	697.6
Russia	Arctic LNG-2T3	2026	8.9	706.6

Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2.3. EVOLUZIONE DEL BILANCIO GLOBALE DI DOMANDA E OFFERTA DI GNL (Gmc)



Fonte: stime REF-E, dati storici Reuters

IL MERCATO EUROPEO

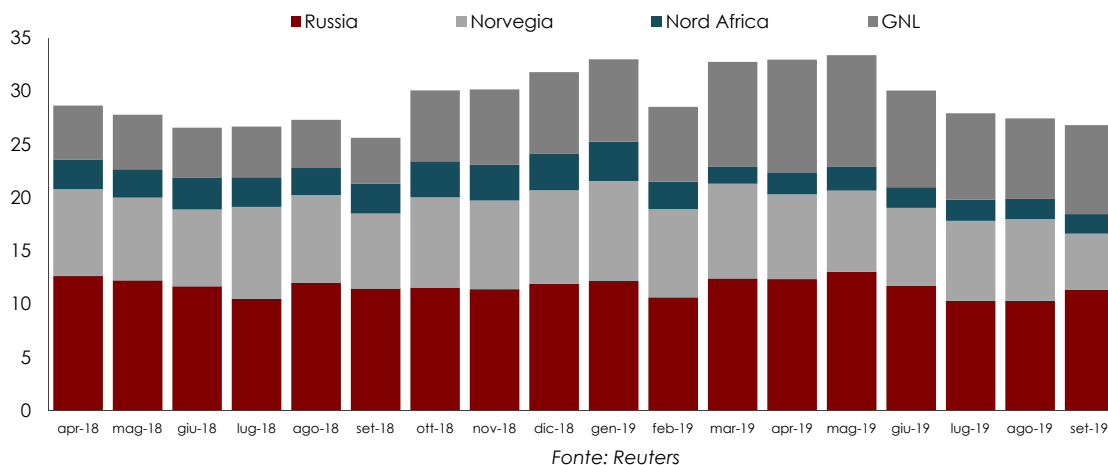
A fronte di prezzi *spot* del GNL molto contenuti, e probabilmente inferiori rispetto alla maggioranza dei prezzi dei contratti *long term*, in Europa sono rapidamente aumentate le importazioni del gas liquido (+96.1% rispetto ai primi nove mesi del 2018). L'Italia, nello stesso periodo, è cresciuta di più dell'85%, con importazioni da inizio anno per oltre 10 Gmc.

Le importazioni via gasdotto hanno subito una riduzione del 2% nel periodo gennaio-settembre 2019 rispetto ai medesimi mesi nel 2018, con quelle dalla Russia che sono cresciute del 3%, i flussi dalla Norvegia e sono rimasti stabili e una riduzione significativa dal nord Africa. I circa 200 Gmc importati via gasdotto nei primi tre trimestri del 2019 risultano distribuiti come segue:

- crescita dei volumi dalla Russia (+3%) per un volume complessivo di 105 Gmc
- volumi stabili dalla Norvegia per un totale di 73.4 Gmc
- forte contrazione delle importazioni dal Nord Africa (-25%) per un volume complessivo di 21.5 Gmc¹.

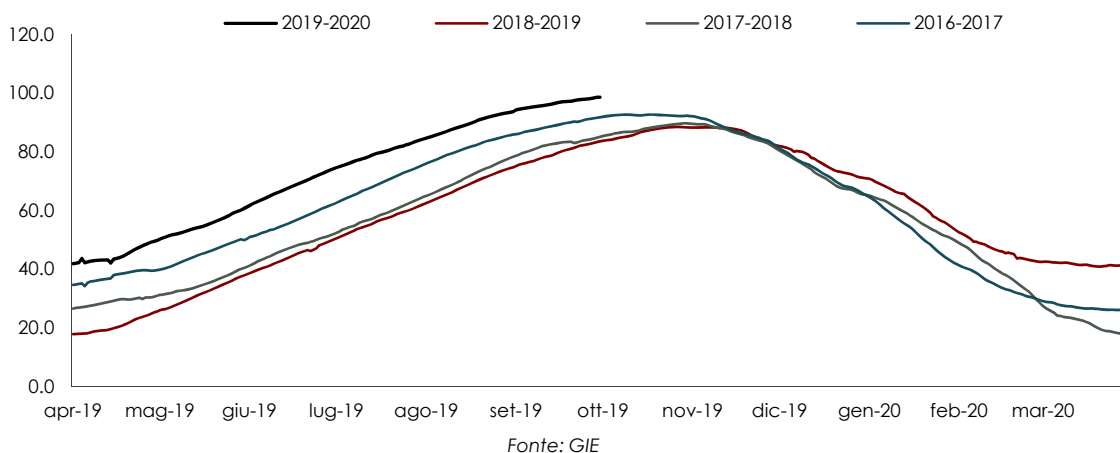
I prezzi agli *hub* sono rimasti quindi allineati ai prezzi *spot* del GNL, con il mercato ancora dominato dalla strategia russa di lasciare che il prezzo scenda in difesa delle quote di mercato e a scapito delle importazioni dai paesi che hanno minore flessibilità di prezzo (soprattutto Nord Africa).

FIGURA 2.4 VOLUMI GAS IMPORTATI IN EUROPA DALLE PRINCIPALI ROTTE (bmc)



L'abbondanza di flussi di GNL a basso costo durante il periodo estivo e un *time spread* favorevole all'inizio della stagione di iniezione, in combinazione con strategie di accumulo legate all'incertezza sul rinnovo dei contratti di transito del gas Russo in Ucraina, sulla riduzione della produzione a Groeningen e a temperature europee nella norma, hanno portato all'accumulo di scorte in stoccaggio su livelli superiori alla media e vicini alla massima capacità di riempimento.

FIGURA 2.5. ANDAMENTO DEGLI STOCCAGGI IN EUROPA PER AT(Gmc)



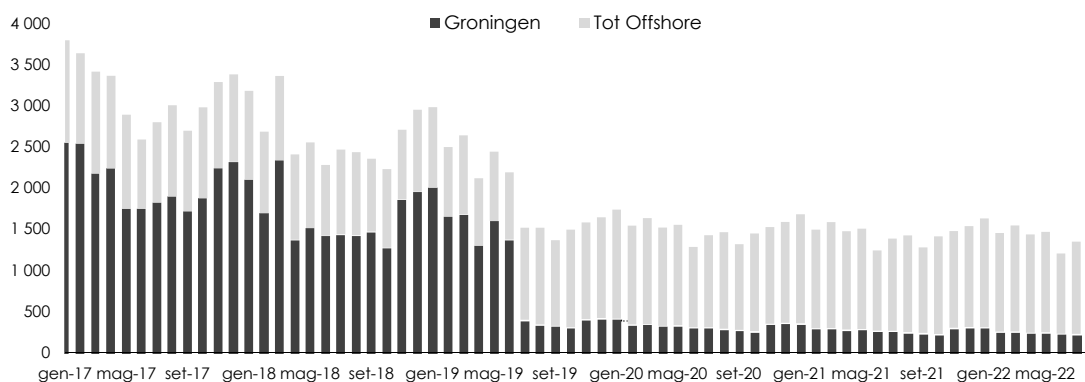
¹ Il calo delle importazioni dal nord Africa è composto da una forte discesa (-33%) dei volumi dall'Algeria, parzialmente compensata da un aumento (+37%) di quelli dalla Libia.

A fine settembre, i livelli di stoccaggio europei risultano di 15 Bcm più alti dello scorso anno (+60%), la percentuale di riempimento pari al 96% rispetto al 81% dell'anno scorso in questo periodo, per un totale di 99 Bcm in giacenza. Le scorte in Italia si scostano meno di quelle europee dai livelli medi stagionali, ma risultano comunque superiori a quelle dell'anno scorso, grazie anche all'avvio del nuovo sito di stoccaggio di Conegliano gestito da Ital Gas Storage. Il volume della giacenza a settembre risulta di poco superiore a quella dell'anno scorso (+0.5 Bcm) per un totale di 18 Bcm e una percentuale di riempimento prossima al 100% rispetto al 97% di settembre 2018.

Nonostante l'abbondante offerta di GNL e gli alti livelli delle scorte che mitigano il rischio scarsità, entrando nella stagione invernale, in caso di temperature inferiori alla media e/o di interruzioni non programmate dei flussi dalla Norvegia, il mercato europeo resta vulnerabile. La produzione interna ha, infatti, subito una significativa riduzione legata alla decisione del governo olandese di accelerare i tempi di chiusura di Groningen (entro la prima metà del 2022) e di limitare la produzione a 11.8 Bcm per un periodo di dodici mesi, da questo settembre fino a ottobre 2020. La mancanza di flessibilità del sistema in caso di forte domanda o interruzioni dei flussi in ingresso costituisce il maggiore rischio per i prezzi.

Partendo da un quadro basato sull'ipotesi di temperature e domanda allineate con i livelli medi stagionale e con scorte alte, abbondante offerta di GNL, ma scarsa produzione interna, riteniamo che la presenza di fattori di rischio quali problemi alle centrali nucleari francesi che comporterebbero un aumento della domanda per la produzione da cicli combinati, l'incertezza del transito dall'Ucraina, una possibile riduzione dei flussi in ingresso dall'Algeria ed eventuali ritardi dell'entrata in funzione del TAP potrebbero scaricarsi sui prezzi al TTF e, in misura maggiore, al PSV nella stagione invernale entrante.

FIGURA 2.6. EVOLUZIONE PRODUZIONE GRONINGEN (Mmc)



Fonte: Reuters ed elaborazioni REF-E

- Ucraina: l'accordo di transito in essere scade a fine 2019. Sebbene il consenso sia favorevole al raggiungimento di un nuovo accordo e le abbondanti scorte accumulate in Ucraina (18 Bcm in giacenza a settembre, di 3 Bcm superiori rispetto a settembre 2018) riducano il rischio di tensione nel Q4-19 e Q1-20, lo scenario per la successiva stagione invernale e per la domanda da immissione in stoccaggio nella stagione estiva dipenderà dal grado di flessibilità che la Russia riuscirà a imporre in sede di rinnovo, con la possibilità che un accordo livellato su volumi bassi porti Gazprom a incrementare i flussi su Nord Stream 2 per sostituire gradualmente quelli verso Velke². Sulla tempistica del completamento del NS2 c'è tuttavia ancora molta incertezza.
- Algeria: esiste il rischio di riduzione dei flussi verso Italia, essendo stati a oggi rinnovati contratti di lungo termine fino a 13 Bcm rispetto ai precedenti 18 Bcm.

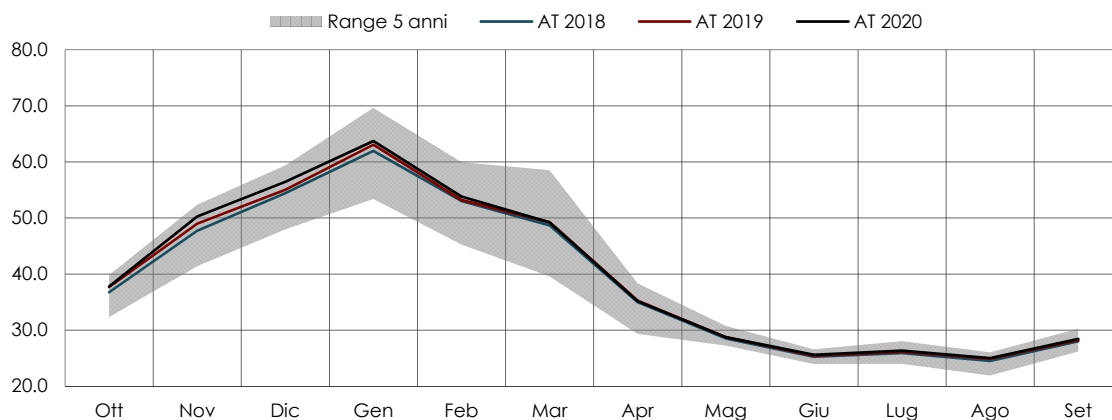
Dopo il picco invernale, i prelievi nell'anno termico 2018 si sono allineati ai valori medi stagionali, con un consuntivo che si attesta a 474 Gmc. La domanda per l'anno termico entrante è prevista in leggera diminuzione a 470 Gmc, una leggera discesa (-1%) in presenza di temperature nella norma e di un consumo estivo in linea con le medie storiche (165 Gmc).

In Italia, il prelievo dagli impianti termoelettrici rimane sostenuto, ma la discesa del consumo domestico guida al ribasso la domanda totale. Il prelievo per l'anno termico entrante è previsto a circa 71 Gmc, -5% rispetto all'anno precedente, ma sul finire del 2019, la domanda sarà sostenuta dalla minore producibilità idroelettrica prevista nell'ultimo trimestre, inferiore di 0.3 TWh rispetto al 2018. Per l'AT 2020, un'ulteriore riduzione del prelievo termoelettrico dovrebbe venire compensato dall'attesa ripresa dei consumi industriali, risultando in un prelievo totale sostanzialmente in linea con quello dell'AT 2019.

² Punto di interconnessione tra Ucraina e Slovacchia.

La ripresa della domanda asiatica in inverno comporta una probabile diminuzione dell'offerta di GNL, ma ipotesi di *shortage* come quelle avvenute a cavallo tra il 2017 e il 2018 sembrano scongiurate per la stagione invernale entrante, per cui ci aspettiamo che i prezzi al TTF restino allo sconto rispetto alle formule *oil*, attestandosi su un livello medio nell'intorno dei 17 €/MWh per il Winter-19 e dei 16 €/MWh per la stagione estiva. La tenuta dello *spread* PSV-TTF, mentre gli equivalenti valori medi al PSV sono attesi rispettivamente a 20 €/MWh e 18.5 €/MWh.

FIGURA 2.7. EVOLUZIONE DEI CONSUMI GAS IN EUROPA (Gmc)



Fonte: dati storici Jodigas e previsioni REF-E

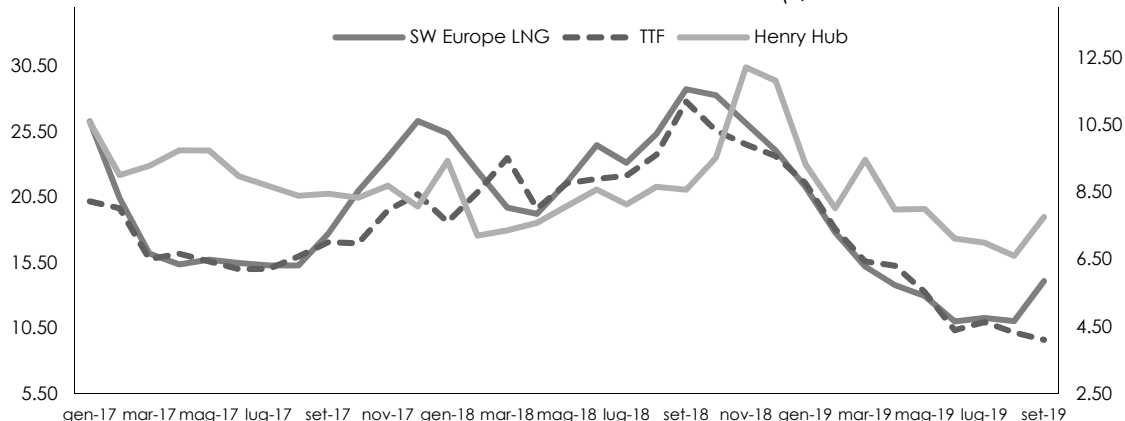
TABELLA 2.3. EVOLUZIONE DEI CONSUMI GAS IN ITALIA (Gmc)

Trimestre	Distribuzione	Industriale	Termoelettrico	Altro	Totale
Q4-2018	10.1	3.6	6.4	0.7	20.8
Q1-2019	14.2	3.8	6.7	0.8	25.5
Q2-2019	4.9	3.5	5.7	0.5	14.6
Q3-2019	2.8	3.1	7.1	0.5	13.6
AT-18	32.1	14.0	25.9	2.5	74.5
Q4-2019*	10.8	3.9	6.3	0.6	21.5
Q1-2020*	14.5	4.0	5.6	0.6	24.7
Q2-2020*	4.0	3.6	4.6	0.5	12.7
Q3-2020*	2.9	3.4	5.7	0.4	12.3
AT-19	32.1	14.9	22.1	2.2	71.2
Q1-2021*	10.8	3.9	5.7	0.6	21.0
Q2-2021*	14.6	4.1	5.6	0.6	24.9
Q3-2021*	4.0	3.7	4.7	0.5	12.9
Q4-2021*	2.9	3.5	5.7	0.4	12.5
AT-20	32.4	15.2	21.7	2.1	71.4
Q4-2021*	14.6	4.1	5.6	0.6	24.9

* Previsioni

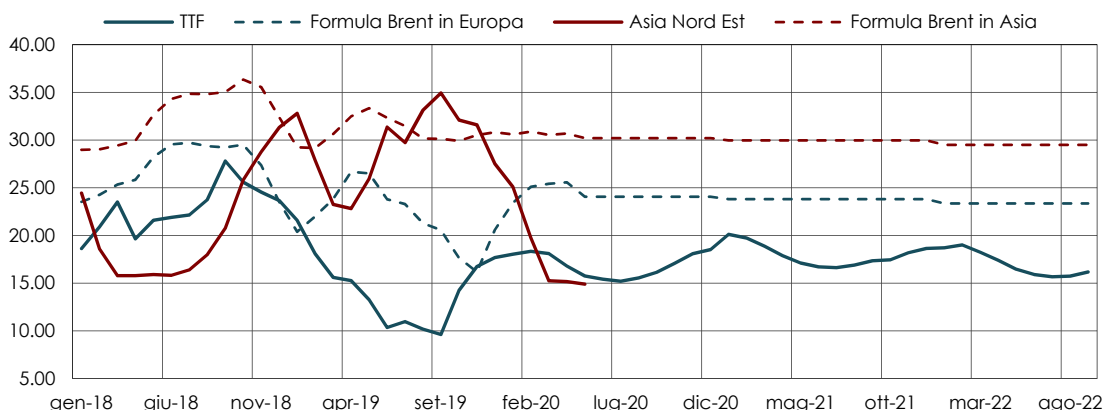
Fonte: dati storici Snam

FIGURA 2.8. EVOLUZIONE PREZZI GNL -TTF (€/MWh)



Fonte: dati Reuters e Albasoluzioni. Stime REF-E

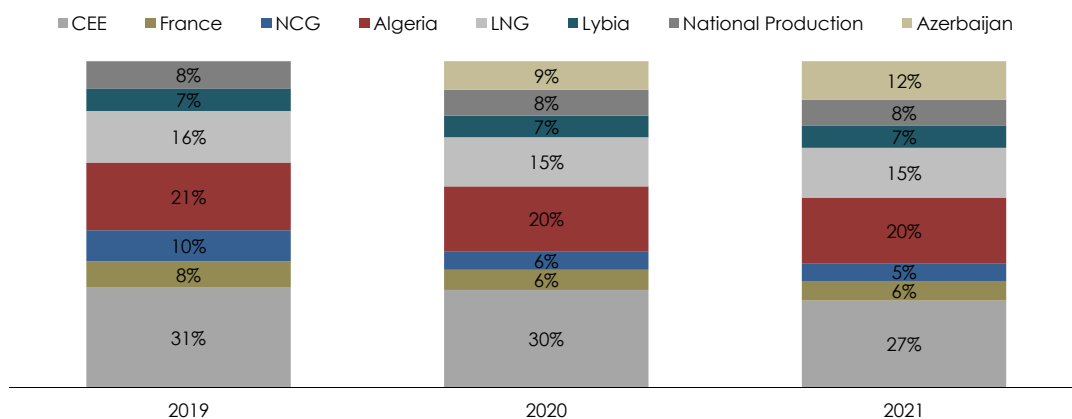
FIGURA 2.9. EVOLUZIONE DEI PREZZI GAS E GNL IN ASIA E IN EUROPA (€/MWh)



Fonte: dati Reuters e Albasoluzioni. Stime REF-E

Il nostro scenario di riferimento vede, con l'entrata in funzione del TAP (con flussi fino a 10 Bcm) prevista nel 2021, un allentamento della tensione sui prezzi al PSV, legata a una riduzione dell'import da Passo Gries e a un conseguente restringimento dello *spread* PSV-TTF. Non ci sono tuttavia ancora conferme sul mantenimento della tempistica, per cui il rischio che un eventuale ritardo mantenga il differenziale dei prezzi in linea con l'attuale costo logistico di importazione dal nord Europa più a lungo del previsto non può essere trascurato.

FIGURA 2.10. FONTI APPROVVIGIONAMENTO Italia (% AT)



Fonte: Reuters

Ci aspettiamo che i prezzi al TTF restino allo sconto rispetto alle formule *oil*, attestandosi su un livello medio nell'intorno dei 17 €/MWh per il Winter-19 e dei 16 €/MWh per la stagione estiva, e la tenuta dello *spread* PSV-TTF in area 2.7 €/MWh, con gli equivalenti valori medi al PSV attesi rispettivamente a 20 €/MWh e 18.5 €/MWh.

Nello scenario base, il TTF 2019 dovrebbe quindi consuntivarsi in area 14.5 €/MWh e il PSV a 17.2 €/MWh. In caso di inverno freddo e nell'eventualità in cui si concretizzassero tensioni lato offerta, il Q4 TTF potrebbe arrivare a quota 20.8 €/MWh, portando il 2019 in area 15.6 €/MWh, con il PSV che vedrebbe il Q4 e il consuntivo 2019 rispettivamente a 23.8 €/MWh e 18.4 €/MWh. Viceversa, in caso di inverno freddo e in assenza di tensioni lato offerta, il prezzo TTF per il Q4 potrebbe subire un ribasso di 2.4 €/MWh rispetto al nostro scenario di riferimento, portandosi a 13.8 €/MWh e spingendo il 2019 a 13.9 €/MWh. In questo caso, vedremmo il valore del Q4 al PSV a 16.3 €/MWh e il 2019 a 16.6 €/MWh. Lo scenario più probabile per il 2020 vede un recupero del TTF verso i 17 €/MWh al TTF e il PSV a 19.5 €/MWh, con possibili estensioni rispettivamente fino ai 24 €/MWh e ai 26.8 €/MWh nello scenario *high*. Lo scenario *low* vedrebbe invece il TTF scendere a 10.7 €/MWh e il PSV a 13.2 €/MWh.

GLI AGGIORNAMENTI SUL FRONTE DELLE TARIFFE DI TRASPORTO

Tariffe internazionali: aumentano le tariffe tedesche, incertezze su quelle francesi.

Le nuove tariffe di trasporto internazionali, determinate sulla base delle disposizioni del Codice TAR³, a partire dal 1 gennaio 2020, impattano sul livello dei costi logistici internazionali e dunque sul costo di trasporto sulla rotta TTF-PSV. Nonostante il Codice richieda armonizzazione e sia orientato a evitare penalizzazioni dei transiti transnazionali, gli effetti finali per l'Italia potrebbero essere peggiorativi in termini di differenziale di prezzo con i mercati nord.

Lato Italia, le nuove tariffe di trasporto prevedono una riduzione del costo in *entry* Passo Gries di circa 0.30 €/MWh, come somma di due interventi di segno opposto:

- lo spostamento sulle riconsegne della componente variabile CV (trasformata in CVU) e della componente aggiuntiva CVFG (che diventa CRVFG). Questo provoca una riduzione del costo di entrata in Italia di circa 0.5 €/MWh
- l'aumento dei costi fissi sulle interconnessioni a nord (Passo Gries +93%, Tarvisio +18% rispetto al 2019). Da Passo Gries, si tratta di un aumento di circa 0.2 €/MWh valutato a *load factor* 100%.

Negli altri paesi sulla rotta TTF-PSV invece, i costi *entry-exit* applicati avrebbero come effetto l'aumento del costo logistico. La Germania, che già era intervenuta nel 2019 con un aumento tariffario, registrerà il prossimo anno un aumento di circa il 20%: le tariffe *entry-exit* passerebbero dai circa 0.2 €/MWh del 2018 a circa 0.5 €/MWh nel 2020. La Francia, che ha pubblicato in ritardo⁴ la consultazione interna sulle nuove tariffe, propone una struttura tariffaria sulle interconnessioni con l'estero uguale a quella esistente e basata sulla distanza dal punto di *entry* più lontano: per Oltingue (IP Francia - Svizzera), il punto di *entry* sarebbe Dunkerque e la tariffa risultante ammonterebbe a 1.1 €/MWh.

Nelle nostre previsioni, abbiamo recepito l'aumento del costo logistico che verrebbe scaricato sugli *spread* di mercato nelle condizioni attuali di mercato lungo: in queste condizioni infatti, viene ridotto l'import algerino di gas ancora indicizzato *oil*, mentre Passo Gries diventa fonte marginale. Nei prossimi mesi, tuttavia, è atteso un rientro di tale *spread*, mentre dal 2021 l'entrata in funzione del TAP potrebbe ridurre l'import da Gries e riallineare il PSV con gli altri mercati nord.

Componenti aggiuntive: l'ARERA pianifica l'eliminazione della *REt* per i termoelettrici.

L'Italia, oltre a recepire le disposizioni del Codice TAR, è orientata (DCO 375/2019) a modificare la struttura delle componenti aggiuntive applicate alle riconsegne mediante l'eliminazione dalla *REt* della parte relativa all'efficienza energetica nel settore gas, con effetti a partire dal 1° gennaio 2021.

La componente *REt* è divisa in tre parti:

1. Teleriscaldamento e Efficienza Energetica edilizia PA, fissa a 0.05 €cent/Smc
2. Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale, fissa a 0.08 €cent/Smc
3. TEE, CET e Biometano, variabili periodicamente sulla base dell'evoluzione dei costi cumulati.

L'evoluzione di quest'ultima componente, legata agli andamenti del mercato dei TEE, aveva registrato un importante incremento tale da costringere l'ARERA a intervenire nel 2018 bloccandone il valore. Il recente DCO si propone invece di eliminarne completamente l'applicazione per i soli utenti termoelettrici e di trasferire la sua applicazione sul prelievo di energia elettrica dai clienti finali.

I benefici di tale modifica sarebbero apprezzabili su due fronti:

- da parte degli utenti termoelettrici, un minor costo sostenuto per il prelievo di gas naturale dalla rete
- per il mercato elettrico, una potenziale riduzione del PUN causata dal fatto che i cicli combinati a gas, la tecnologia marginale in Italia, sosterebbe un costo marginale inferiore.

Dati i recenti interventi dell'ARERA e la ratio su cui la consultazione è stata costruita, appare più che ragionevole attendersi che questa venga confermata. Nel nostro scenario di breve, abbiamo recepito tale modifica, riducendo il costo logistico sulle riconsegne dirette per gli utenti termoelettrici a partire dal 2021. Per i prossimi anni, la stima del costo variabile complessivo è così distribuita:

- un aumento nel 2019 a 2.6 €/MWh PCS (dai 2.2 €/MWh del 2018) a causa dell'applicazione della componente variabile CVU sulle riconsegne
- una riduzione nel 2020 a 1.2 €/MWh grazie all'eliminazione della *REt* della parte relativa al meccanismo dei TEE.

³ Regolamento (UE) 460/2017.

⁴ Il procedimento di consultazione per tutti i paesi membri si sarebbe dovuto concludere entro il 31 maggio 2019. Tuttavia, la Francia ha concluso il procedimento a inizio ottobre 2019, mentre l'Italia aveva già pubblicato la propria a ottobre 2018 e concluso il processo di consultazione a dicembre.

3. OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

MARGINALITÀ

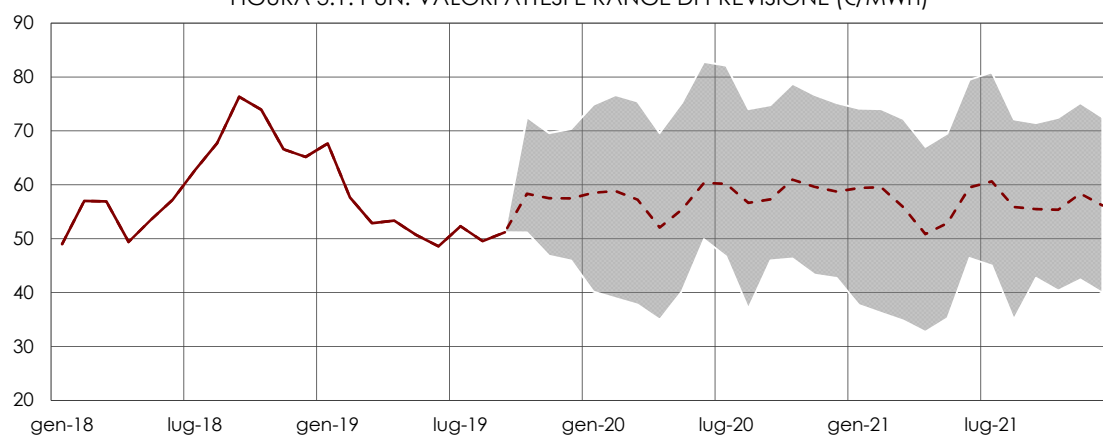
Nel corso dei mesi estivi i prezzi dell'energia quotati sulla borsa italiana si siano attestati su livelli decisamente inferiori a quelli dell'anno scorso, con la media PUN Q2-Q3 a 51 €/MWh da 61 €/MWh nello stesso periodo del 2018, in linea con la forte flessione dei prezzi gas. **La riduzione del contendibile ha tuttavia permesso un significativo aumento della marginalità dei cicli combinati. Nel periodo invernale ci aspettiamo un recupero dei prezzi gas e una contestuale compressione dei margini, che nei prossimi due anni dovrebbero comunque restare positivi.**

L'estate 2019 ha visto i prezzi elettrici italiani stabilizzarsi attorno ai 51 €/MWh, con il Q3-19 a sconto del 25% rispetto al Q3-18. Sulle quotazioni ha pesato la debolezza del mercato gas che ha più che compensato la scarsità idroelettrica. Il *Clean Spark Spread* (CSS) si è attestato su livelli alti rispetto alle medie stagionali (5.5 €/MWh nei primi 9 mesi dell'anno). Nel Q3-19 i prezzi elettrici si sono infatti stabilizzati, mentre quelli gas hanno continuato a scendere, con il PSV che nel Q3 si è consuntivato a 12.3 €/MWh, perdendo 4.5 €/MWh rispetto al Q2 e, portandosi molto al di sotto del *Coal Switching Price* (CSP) (il differenziale negativo si è allargato dal Q2 al Q3 di 1.4 €/MWh), favorendo i cicli combinati rispetto al carbone.

In un contesto di temperature nella norma e domanda stabile, ci aspettiamo che nei mesi invernali un recupero dei prezzi gas e un ritorno dell'idroelettrico a un *load factor* medio storico (i livelli degli invasi ad agosto sono tornati in linea con la media storica) portino rispettivamente a una riduzione della competitività degli impianti a gas rispetto al carbone e a una riduzione della domanda contendibile, comprimendo il CSS. I valori medi attesi per il 2020 e 2021, seppure inferiori al 2019 (che ci aspettiamo si consuntiverà a circa 5.0 €/MWh), sono comunque positivi nell'intorno dei 2.4 €/MWh. I principali *driver* alla base di questo scenario sono:

- un recupero del prezzo del carbone e la prosecuzione della tendenza rialzista del prezzo di immissione delle quote di CO₂ in ETS
- la nuova capacità di interconnessione con la Francia e il Montenegro porterà a un incremento dell'import, ma l'incertezza sulla produzione francese e la bassa competitività dei prezzi dell'elettricità prodotta nei Balcani rendono poco probabile che i due cavi vengano sfruttati pienamente
- un mercato gas caratterizzato da basso rischio di *shortage* fino all'inverno 2021 con cicli combinati che restano competitivi rispetto al carbone (costo gas nella parte bassa della banda di oscillazione prevista per il *Coal Switching Price*).

FIGURA 3.1. PUN: VALORI ATTESI E RANGE DI PREVISIONE (€/MWh)



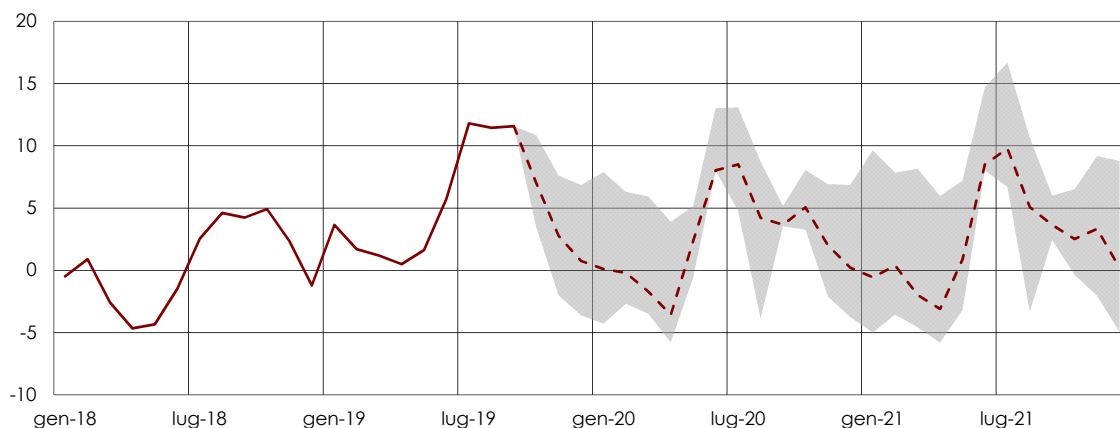
Fonte: GME e previsioni REF-E con Step

LA DOMANDA

I consumi nel 2019 sono in linea con quelli del 2018, ma è prevista una contenuta ripresa nel 2020.

La richiesta elettrica del 2019 è in linea con il 2018 (attorno a 322 TWh), con la flessione dei primi mesi dell'anno che è stata compensata dalla maggiore domanda dei mesi estivi. In un contesto di crescita economica stagnante e nell'ipotesi di temperature invernali in linea con la media stagionale, non si prevedono cambiamenti strutturali dell'evoluzione della domanda negli ultimi mesi dell'anno. Per il 2020 si conferma

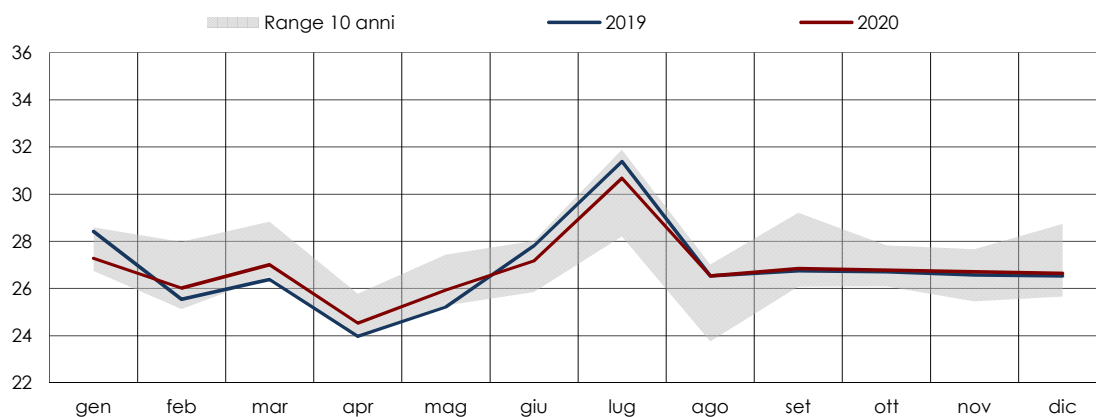
FIGURA 3.2. CSS: VALORI ATTESI E RANGE DI PREVISIONE (€/MWh)



Fonte: GME, Reuters, ARERA e previsioni REF-E con STEP

l'aspettativa di un lieve recupero dei consumi (+0.3 TWh) guidato dalla modesta crescita economica. Eventuali scostamenti delle temperature dalle medie stagionali avrebbero un impatto contenuto. In caso di temperature allineate a quelle massime storiche nei mesi caldi e a quelle minime nei mesi freddi, la richiesta elettrica aumenterebbe di circa 1.4 TWh sia nel 2020 che nel 2021. Nel caso opposto, di temperature minime nei mesi caldi e massime nei mesi freddi, la richiesta scenderebbe invece di circa 1.1 TWh sia nel 2020 che nel 2021.

FIGURA 3.3. ANDAMENTO MENSILE DELLA RICHIESTA ELETTRICA (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

GENERAZIONE RES-E

Producibilità idroelettrica attesa in riallineamento con i livelli medi stagionali.

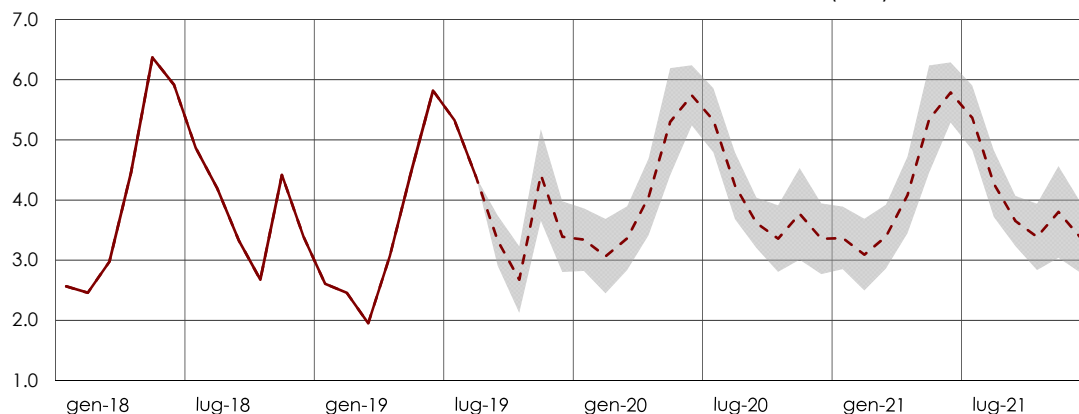
Nel 2019 la capacità rinnovabile installata ha visto un incremento di circa il 3.4% del fotovoltaico e del 1.3% dell'eolico. La generazione da fonti rinnovabili nel 2019 si attesta tuttavia attorno a 111 TWh, in linea con i consuntivi 2018, con l'incremento dei contributi di eolico e fotovoltaico che compensa la ridotta idraulicità (la producibilità idroelettrica consuntivata a fine settembre è stata di 3.7 TWh, inferiore a quella dello stesso periodo nel 2018). Assumendo un *load factor* idroelettrico riallineato alla media degli ultimi dieci anni, per il 2020 il contributo delle rinnovabili è atteso in rialzo a 116 TWh e per il 2021 a 118 TWh (+5% sul 2018).

La generazione fotovoltaica è stimata a 25.1 TWh nel 2019, in rialzo di 1.2 TWh rispetto al 2018. Per il 2020 l'attesa è di un ulteriore incremento di 0.7 TWh¹. Per gli impianti eolici, è attesa un'immissione in rete di circa 18.9 TWh nel 2019, 1.6 TWh in più rispetto al 2018, mentre il 2020 è stimato in linea con il 2019².

¹ Tali stime sono state costruite per entrambi gli anni applicando il *load factor* medio degli ultimi cinque anni alle ipotesi di evoluzione della capacità installata, prevista in espansione sia per il fotovoltaico che per l'eolico.

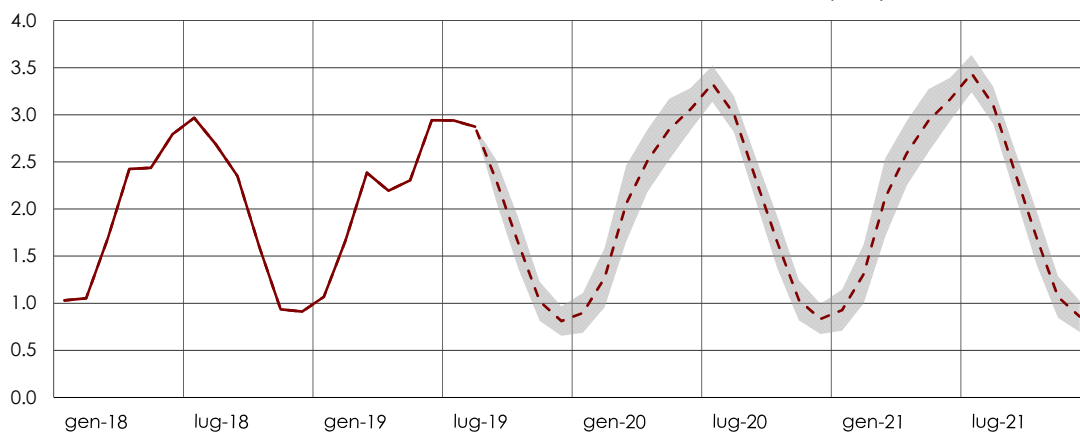
² Per ciascuna fonte di generazione rinnovabile i range di previsione sono stati costruiti utilizzando la variabilità storica del fattore di utilizzo orario (rapporto tra la generazione oraria e la capacità installata).

FIGURA 3.4. IDROELETTRICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



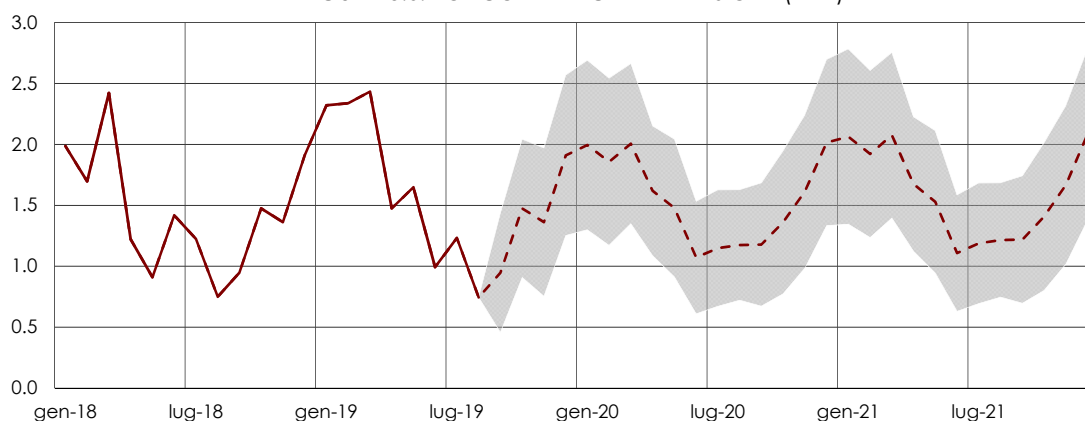
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

FIGURA 3.5. FOTOVOLTAICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

FIGURA 3.6. EOLICO E RANGE DI PREVISIONE (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

CAPTURED PRICES

L'effetto domanda limita la "cannibalizzazione" del solare.

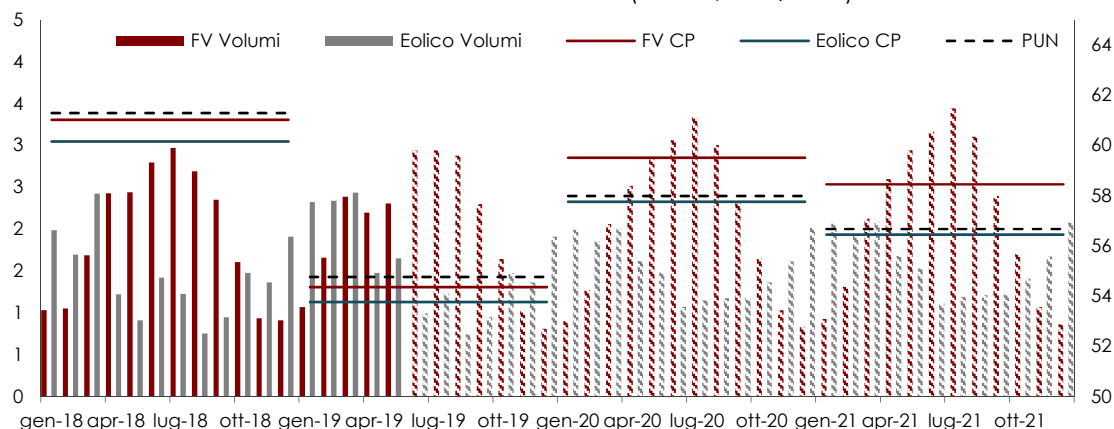
La redditività degli impianti eolici e fotovoltaici è strettamente dipendente dal profilo orario del prezzo elettrico e dal profilo orario di produzione. I *captured prices* rappresentano il prezzo elettrico medio ponderato per le quantità generate dalle rispettive tecnologie, assumendo un profilo zonale di producibilità media in linea con i dati storici di *actual generation* pubblicati da Terna.

Lo scorso anno i prezzi catturati³ da eolico e fotovoltaico si sono attestati al di sotto del PUN: il fotovoltaico ha ottenuto un prezzo di 61.02 €/MWh, a sconto di 0.28 €/MWh sul PUN, mentre per l'eolico il *captured price* è stato ancora inferiore attestandosi a 60.16 €/MWh.

Per il fotovoltaico, ci aspettiamo che il prezzo medio annuo catturato si consuntivi in linea col PUN a 54.35 €/MWh, mentre la previsione per il 2020 è che stia sopra del PUN, attorno a 59.60 €/MWh. La capacità fotovoltaica non appare quindi ancora sufficiente a scatenare il fenomeno della “cannibalizzazione”, ovvero la forte riduzione del PUN nelle ore di alta generazione fotovoltaica. La maggiore attività di questi impianti si concentra infatti nei mesi estivi, quando sui prezzi prevale l'effetto di incremento della domanda rispetto a quello connesso alla penetrazione della produzione solare. Un parziale effetto “cannibalizzazione” si riscontra tuttavia nei mesi primaverili, quando la contrazione della richiesta elettrica enfatizza l'effetto ribassista sui prezzi degli impianti fotovoltaici.

I *captured prices* dell'eolico, invece, si assestano al di sotto del PUN *baseload* a quota 53.75 €/MWh nel 2019 e sostanzialmente in linea a 57.75 €/MWh nel 2020, con l'attività di questi impianti concentrata nei mesi in cui i prezzi *spot* sono più bassi.

FIGURA 3.7. CAPTURED PRICES (sx: TWh, dx: €/MWh)



Fonte: GME, Terna e previsioni REF-E

IMPORT

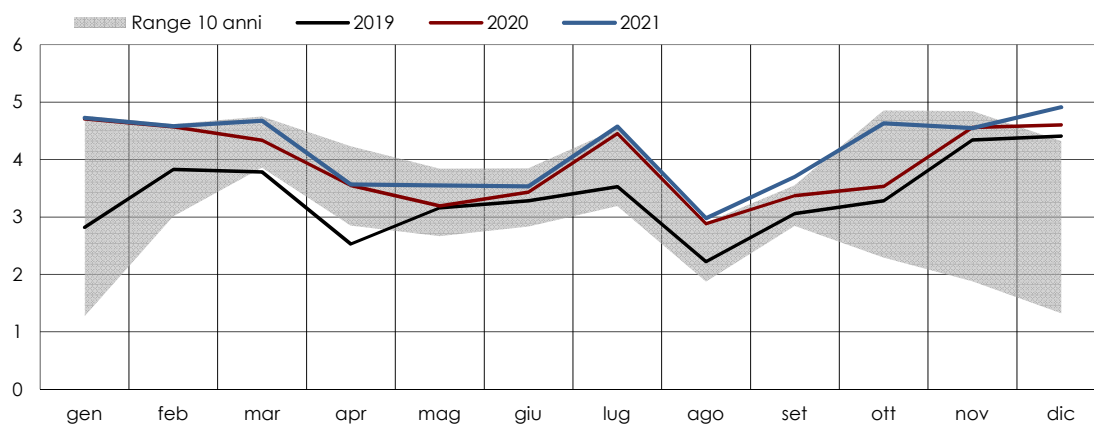
La capacità di interconnessione con l'estero aumenterà tra la fine di quest'anno e l'inizio del 2020 grazie all'entrata in servizio del cavo sottomarino di interconnessione tra Italia e Montenegro di potenza pari a 1,000 MW (in fase di collaudo) e alla nuova linea Italia-Francia HVDC di potenza pari a 1,200 MW operativa a partire da inizio. Il nostro scenario sull'import tiene tuttavia in considerazione i seguenti fattori:

- l'incertezza sulle possibilità di sfruttamento del potenziamento della *Net Transfer Capacity* con la Francia grazie alla nuova linea legata al rischio di riduzioni della produzione nucleare: dal 2015 i reattori francesi sono stati mediamente fermi 5,500-6,000 giorni totali anno e la pianificazione di EDF 2020-2022 di 3,500 giorni anno in vista delle quarte visite decennali ai reattori con più di 40 anni di vita appare ottimistica
- l'aspettativa di un utilizzo soltanto parziale nel 2020 del collegamento con il Montenegro: l'import è infatti composto sia da idro che da carbone e la perdita di competitività rispetto ai cicli combinati di quest'ultima fonte di produzione disincentiva i flussi in ingresso, come già avvenuto quest'anno negli scambi con la Slovenia.

La nostra ipotesi per il 2020 è quindi di un'espansione della quantità di energia elettrica acquistata, pari a circa 7 TWh in più rispetto all'import 2019, che ha comunque subito una forte riduzione (-3.65 TWh) rispetto al 2018, e un ulteriore incremento di circa 2.8 TWh nel 2021.

³ Stimato utilizzando un profilo di generazione medio nazionale.

FIGURA 3.8. SALDO ANNUALE IMPORT NETTO DALL'ESTERO (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e previsioni REF-E

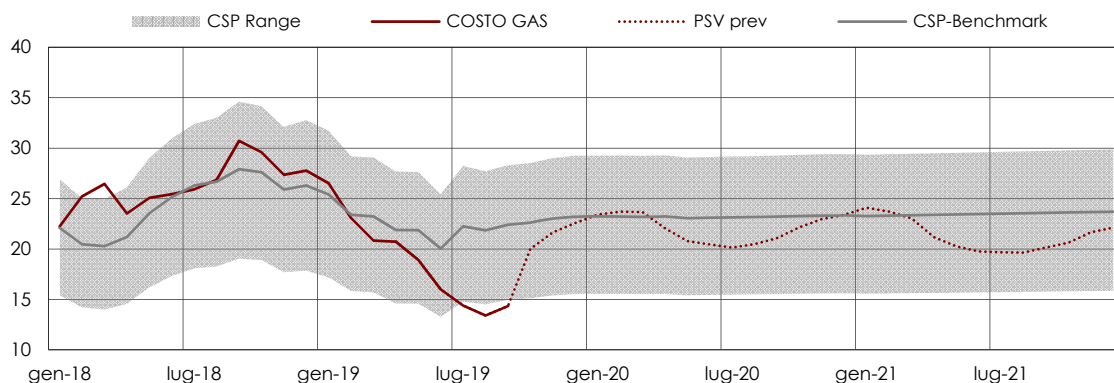
TERMOELETTRICO

I bassi prezzi del gas in combinazione con gli alti livelli della CO₂ incentivano l'utilizzo dei cicli combinati.

Nel 2019, nonostante il calo complessivo dei consumi, la minore producibilità da fonte rinnovabile e la flessione dell'import, portano ad un incremento atteso della domanda contendibile termoelettrica del 10% rispetto al 2018⁴, per un volume complessivo di 170.7 TWh. Nel 2020 e 2021, i maggiori consumi attesi, l'aumento dell'import e la maggiore generazione rinnovabile potrebbero ridurre lo spazio di mercato per gli impianti termoelettrici rispettivamente a circa 159.1 TWh e 155.5 TWh.

Nel corso del 2019 il prezzo gas al PSV⁵ è rimasto al di sotto del CSP⁶ benchmark, rendendo gli impianti a ciclo combinato molto competitivi rispetto a quelli a carbone. Quest'anno le immissioni da impianti a ciclo combinato si attestano a circa 129.04 TWh, mentre quelle da impianti a carbone a circa 11.96 TWh. Gli impianti a gas hanno quindi potuto cogliere appieno i benefici dell'incremento della domanda contendibile e la loro marginalità è stata particolarmente alta. L'ulteriore aumento del costo delle emissioni di CO₂ (che impatta più sulle centrali a carbone che sui CCGT) e il recupero del prezzo del carbone, compensano l'attesa risalita dei costi gas, mantenendo il PSV al di sotto del CSP per la maggior parte del 2020 e del 2021, con una ripresa del livello di competitività del carbone prevista soltanto nei mesi freddi.

FIGURA 3.9. COAL SWITCHING PRICE (CSP) E PREZZI GAS* PREVISIONALI (€/MWh PCS)



*Inclusivi di costi di trasporto e logistica

Fonte: stime e previsioni REF-E

⁴ Rispetto alla precedente previsione, lo spazio di mercato per i termoelettrici è stato ampliato di circa 2.3 TWh alla luce di quanto consuntivato finora e delle nuove ipotesi sui fondamentali di mercato.

⁵ A potere calorifico inferiore comprensivo di costi di logistica.

⁶ Il Coal Switching Price (CSP) misura il grado di competitività cross-commodity, mettendo in relazione il gas naturale e il carbone. Nello specifico, l'indicatore mostra la soglia entro la quale il gas è più competitivo del carbone per la produzione termoelettrica: quando il prezzo del gas è superiore a tale soglia, la generazione a gas è più costosa rispetto a quella a carbone; viceversa nel caso contrario.

Nonostante il recupero della competitività del carbone nel 2020 e nel 2021 (immissioni rispettivamente nell'intorno dei 16 TWh e degli 11 TWh), il volume complessivo per gli impianti a gas resta superiore ai 110 TWh (circa 115 TWh nel 2020 e 118 TWh nel 2021), stabilizzando il CSS al di sopra di 2 €/MWh.

Nello scenario base il PUN Q4-19 dovrebbe attestarsi a 57.8 €/MWh portando il 2019 a consuntivarsi attorno ai 55 €/MWh. In caso di tensione lato domanda e/o eventuali riduzioni di import e produzione interna il prezzo per il Q4-19 potrebbe, grazie a un allargamento del CSS a 6.6 €/MWh, aumentare fino a 71 €/MWh, portando il consuntivo 2019 in area 58 €/MWh. La banda inferiore di oscillazione è invece limitata da un CSS a -0.7 €/MWh, che porterebbe il Q4-19 a 48 €/MWh e il prezzo 2019 a 52.3 €/MWh. Per il 2020, lo scenario *reference* vede il prezzo a 58 €/MWh, con un CSS a 2.4 €/MWh, con bande *high* e *low* rispettivamente a 76.3 €/MWh e 42 €/MWh per l'anno 2020 e a 5.4 €/MWh e -0.6 €/MWh per i relativi CSS.

APPROFONDIMENTO. REVISIONE DELLE CONFIGURAZIONI ZONALI

Il mercato elettrico italiano prevede la suddivisione del territorio nazionale in zone di mercato in modo da far emergere, attraverso i prezzi zonali dei mercati all'ingrosso dell'energia, i segnali locali corrispondenti a eventuali vincoli di scambio sulla rete fisica.

L'approvazione nel 2015 delle linee guida europee sull'allocatione della capacità e sulla gestione delle interconnessioni (CACM1) ha introdotto nuovi parametri a cui attenersi nel processo di revisione della configurazione zonale, sia da un punto di vista metodologico sia da un punto di vista di orizzonte di valutazione, e di indicatori da considerare nell'analisi delle configurazioni alternative.

Il CACM non specifica in dettaglio la metodologia da adottare per l'individuazione di configurazioni alternative, mentre prevede un insieme minimo di criteri per la valutazione delle configurazioni.

I criteri previsti dal CACM possono essere riassunti in tre principali categorie:

- massimizzazione dell'efficienza dei mercati
- garanzia della sicurezza del sistema elettrico
- stabilità e robustezza della configurazione nel tempo.

Nel processo di revisione devono essere considerati anche i costi legati al cambiamento della struttura zonale del mercato che gli operatori devono affrontare, da confrontare coi benefici attesi per il sistema.

Nel 2018 Terna ha avviato un processo di revisione delle configurazioni zonali in ottemperanza ai criteri di cui sopra, valutando quindi diverse configurazioni alternative a quella in vigore all'avvio del processo di revisione (**Figura 1**).

In particolare, per l'individuazione delle configurazioni alternative sono stati proposti due metodi:

- *expert-based*: i costi e i benefici sono valutati sulla base dell'esperienza storica e delle evidenze emerse dagli esiti dei mercati e dall'esercizio del sistema, solitamente prendendo in considerazione gli ultimi tre anni
- *model-based*: i costi e i benefici sono valutati sulla base di simulazioni del sistema fisico futuro.

Il metodo *expert-based* ha portato all'individuazione di cinque configurazioni alternative a quella in vigore nel 2018, e tali alternative sono state successivamente valutate sulla base di diversi indicatori di beneficio che rispecchiano i tre criteri di cui sopra. In particolare, il costo complessivo del sistema e la sicurezza del sistema a valle dei mercati dell'energia sono stati individuati come indicatori centrali nella valutazione delle alternative, mentre altri indicatori sono stati considerati di minore importanza o perché già incorporati in quelli centrali o perché quantificabili con un minor grado di certezza.

L'alternativa con la valutazione complessiva migliore è risultata quella chiamata Alternativa base. Questa si differenzia dalla configurazione del 2018 per l'eliminazione dei poli di produzione limitata, l'aggiunta di una zona corrispondente alla regione Calabria (CALA) e lo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro Nord (CNOR) alla zona Centro Sud (CSUD) (**Figura 2**).

L'ARERA ha stabilito di modificare l'assetto zonale in due fasi distinte: nel 2019 sono stati eliminati i poli

FIGURA 1. CONFIGURAZIONE ZONALE ATTUALE



FIGURA 2. CONFIGURAZIONE ZONALE ALTERNATIVA BASE



di produzione limitata (già allineati a livello di prezzo alle loro zone di appartenenza) a eccezione di Rossano, mentre lo spostamento dell'Umbria da CNOR a CSUD e l'aggiunta della zona CALA in sostituzione al polo di Rossano è previsto a partire dal 2021.

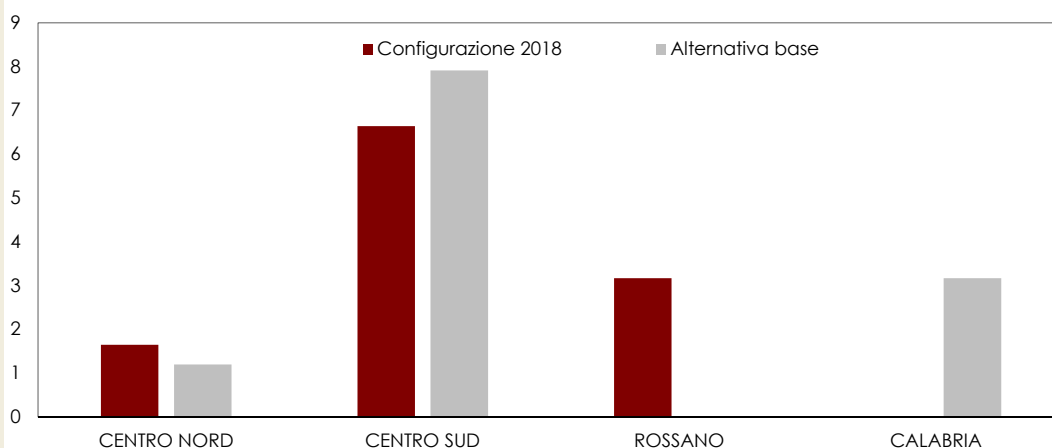
La configurazione Alternativa Base prevede quindi il ritorno a una zona di mercato esistente fino al 2008, coincidente con la regione Calabria. Le condizioni del sistema elettrico sono sicuramente cambiate molto dall'ultima revisione delle zone, in particolare in conseguenza dello sviluppo delle rinnovabili concentrato soprattutto nelle zone ad elevata producibilità e basso livello di sviluppo delle infrastrutture, ma la necessità di reintrodurre dopo dieci anni una zona già superata genera interrogativi sia sull'effettiva efficacia del modello zonale di incentivare il mercato al superamento delle congestioni, sia sul meccanismo di revisione zonale.

VALUTAZIONE DELL'IMPATTO SUL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

Al fine di valutare l'impatto che l'implementazione dell'Alternativa Base avrà sul mercato elettrico italiano, abbiamo simulato il mercato elettrico al 2021 sia con la configurazione zonale che con la nuova configurazione. I risultati delle due simulazioni, in particolare modo il prezzo zonale e le congestioni, sono stati messi a confronto al fine di individuare gli effetti su tali variabili derivanti dal cambio di assetto. Nelle due simulazioni non sono state considerate le strategie di offerta degli operatori, con l'obiettivo di analizzare solo ed esclusivamente l'effetto dei nuovi transiti e delle nuove zone sul costo del sistema al netto delle scelte degli operatori. Una diversa suddivisione in zone può in effetti alterare gli equilibri a livello zonale e quindi può impattare anche sulle strategie degli operatori. Tuttavia, la simulazione di strategie alternative renderebbe le due configurazioni difficilmente confrontabili.

Per poter effettuare le due diverse simulazioni, è stato necessario rimodellare gli *input* del modello (come il carico zonale, la capacità termoelettrica, la capacità rinnovabile, i transiti) sui due assetti zonali. Gli impianti del polo di Rossano sono stati spostati nella zona Calabria, mentre gli impianti siti in Umbria sono stati spostati dal Centro-Nord al Centro-Sud. L'impianto termoelettrico di Gissi, che nella configurazione zonale 2018 si trovava nel polo di Foggia, è in realtà sito in Centro-Sud (e non nel Sud, zona in cui si trova il polo di Foggia). Di conseguenza, nell'assetto zonale Alternativa Base, il Centro-Sud si trova ad avere oltre agli impianti già siti in tale zona, tutti gli impianti siti in Umbria, non solo quelli che appartenevano al Centro-Nord ma anche Gissi (**Figura 3**).

FIGURA 3. INSTALLATO TERMICO ZONALE PER LE DUE CONFIGURAZIONI (GW)

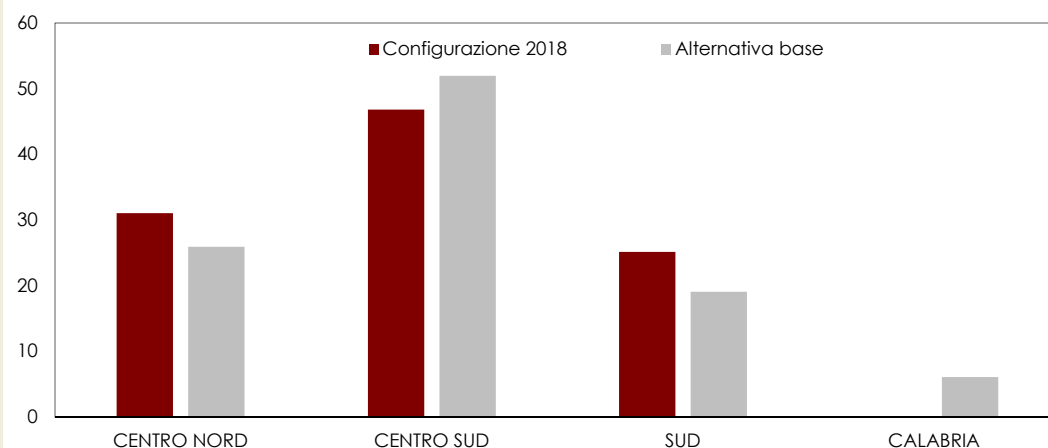


Fonte: elaborazioni REF-E

Relativamente al carico zonale, la domanda proveniente dalla regione Umbria (5.1 TWh al 2021) è stata spostata dal Centro-Nord al Centro-Sud, e analogamente è stato fatto con la regione Calabria, spostando la sua richiesta (6.1 TWh al 2021) dalla zona Sud alla zona Calabria (**Figura 4**).

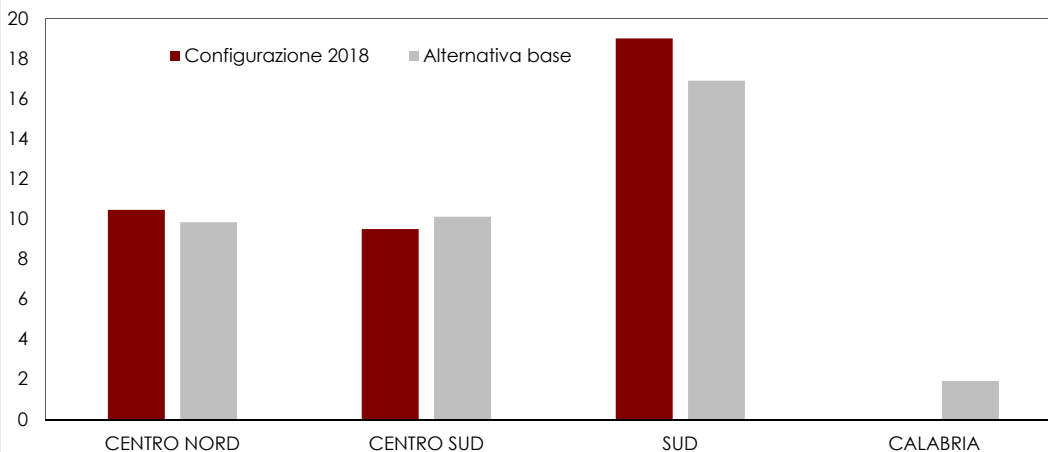
Infine, lo stesso procedimento è stato seguito per la produzione da fonti rinnovabili. La produzione della regione Umbria (0.6 TWh), nella nuova configurazione zonale è stata assegnata al Centro-Sud, e la produzione della regione Calabria (2.1 TWh) è stata spostata dal Sud (**Figura 5**).

FIGURA 4. CARICO ZONALE PER LE DUE CONFIGURAZIONI (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 5. PRODUZIONE RINNOVABILE ZONALE PER LE DUE CONFIGURAZIONI (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

VALUTAZIONE DEI RISULTATI OTTENUTI: PREZZI, CONGESTIONI E VOLUMI PRODOTTI

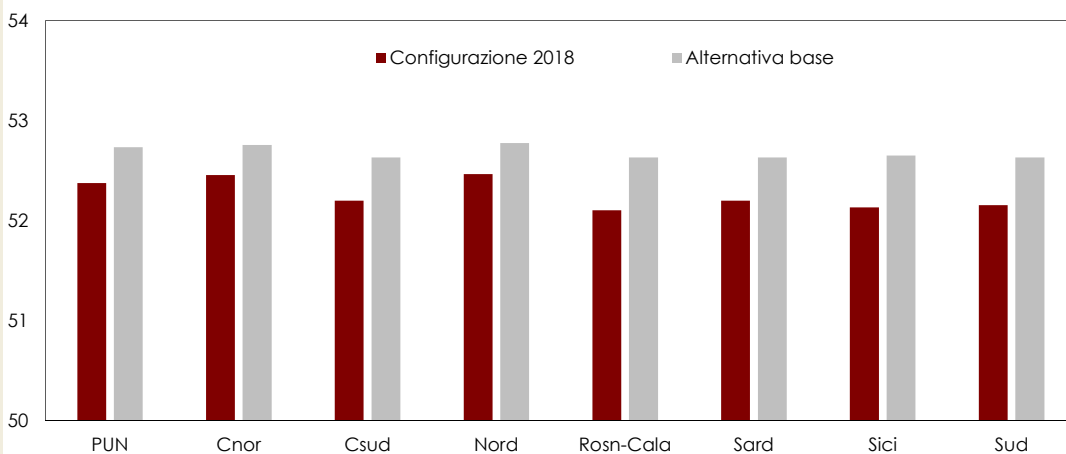
La simulazione con le nuove zone porta a un rialzo del costo del sistema (**Figura 6**). In particolare, la nuova configurazione ad alzare, anche se marginalmente, i prezzi zonali e conseguentemente il PUN (+0.4 €/MWh). La Sicilia e il Sud sono le zone con maggiore impatto (+0.5 €/MWh), seguite dalle zone Centro-Sud e Sardegna (+0.4 €/MWh), mentre le zone Nord e Centro-Nord registrano un rialzo minore (+0.3 €/MWh).

Per la nuova zona Calabria il costo è pari a quello del Sud, esattamente come succede nell'assetto zonale attuale tra il polo Rossano e la zona Sud.

L'incremento del costo di sistema con il nuovo assetto zonale è conseguenza del fatto che con tale assetto le congestioni che prima non era possibile risolvere sul mercato del giorno prima (MGP) e che quindi venivano risolte sul mercato dei servizi di dispacciamento (a costi elevati), ora è possibile risolverle su MGP.

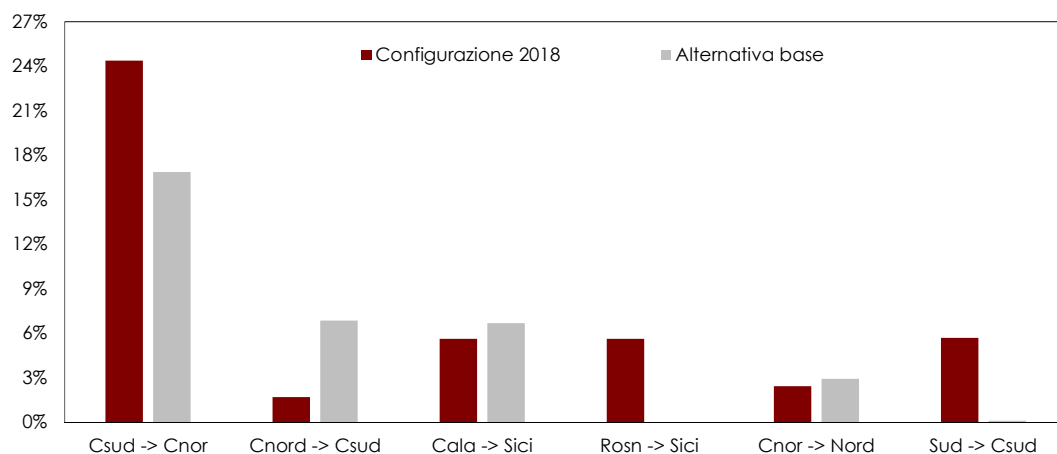
In termini di flussi tra zone, dalle simulazioni effettuate risulta che il nuovo assetto porta a una riduzione complessiva della frequenza delle congestioni interzonali (**Figura 7**): se con l'assetto attuale si hanno in media il 6.6% di congestioni a livello nazionale, con il nuovo assetto la media scende a 5.6%. Andando però a vedere nel dettaglio le singole congestioni si ha che le congestioni che diminuiscono sono solo quelle tra Centro-Sud e Centro-Nord (che passano dal 24.4% al 16.9%) e tra Sud e Centro-Sud (che passano dal 5.7% al 0.1%).

FIGURA 6. VARIAZIONE PUN E PREZZI ZONALI - 2021 (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 7. VARIAZIONE CONGESTIONI ZONALI - 2021 (%)



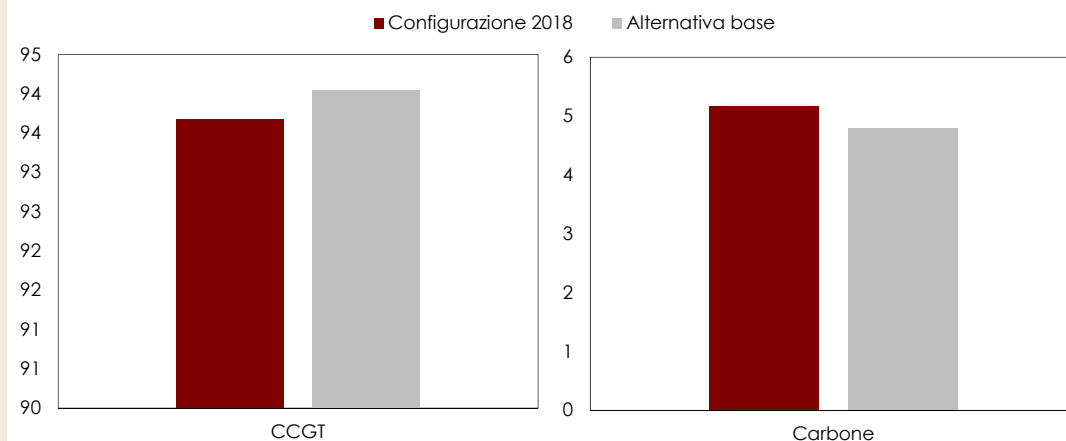
Fonte: elaborazioni REF-E

Tali diminuzioni hanno però l'effetto opposto su altre linee: la connessione tra Centro-Nord e Centro-Sud se con l'assetto attuale si congestiona l'1.7%, con il nuovo assetto si congestiona il 6.8% di volte. Un impatto minore si vede sulla linea tra Centro-Nord e Nord che passa dal 2.4% al 2.9%. La nuova zona Calabria ha la conseguenza di aumentare le congestioni sul cavo tra Sicilia e Continente dell'1.1%.

Un'ulteriore conseguenza del cambio di assetto zonale si può osservare dal bilancio nazionale. Se la produzione rinnovabile, l'import, la produzione da cogenerazione resta invariata, si ha invece che la produzione dei cicli combinati sul mercato del giorno prima è in aumento (+0.4 TWh) a discapito di quella a carbone (**Figura 8**).

La suddivisione zonale ha lo scopo di anticipare sul mercato dell'energia i costi di congestione, riducendo le correzioni necessarie su MSD. Un marginale aumento dei prezzi zonali è dunque normale nella nuova situazione, che comporta l'attivazione di una zona aggiuntiva. Questi maggiori costi dovrebbero tuttavia essere compensati da riduzione delle quantità attivate su MSD, e conseguentemente sui costi. L'impatto complessivo andrebbe dunque valutato tenendo in considerazione i costi complessivi, nonché le variazioni delle strategie degli operatori.

FIGURA 8. PRODUZIONE NAZIONALE DEI CCGT E DEL CARBONE (TWh)

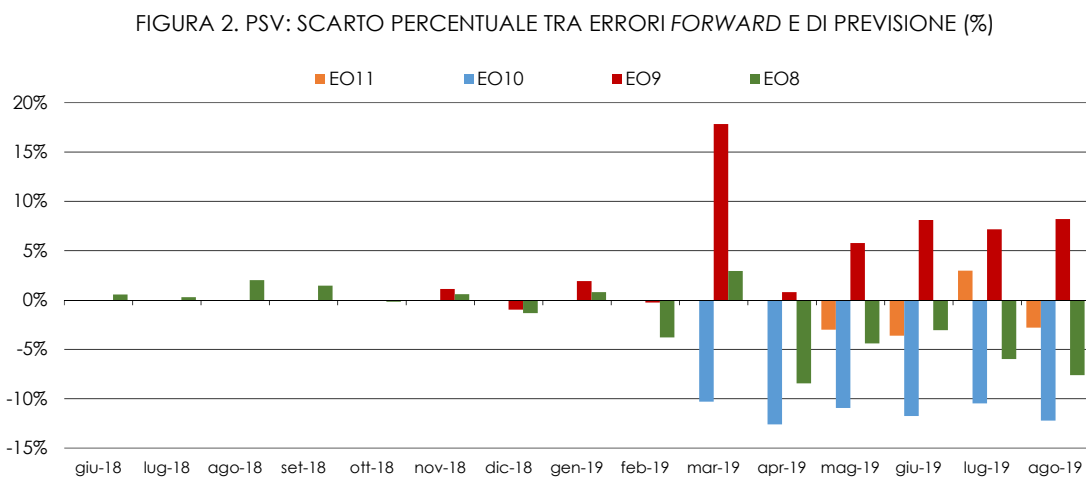
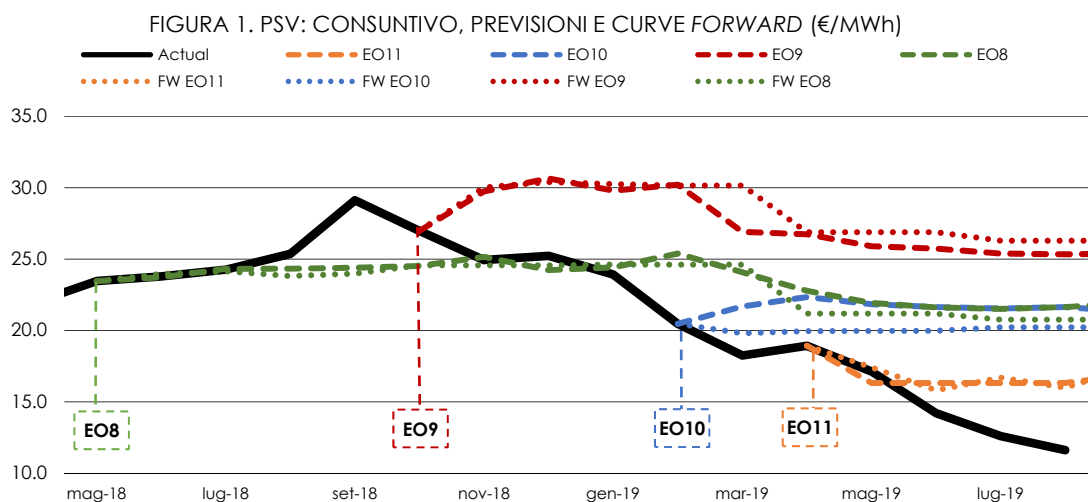


Fonte: elaborazioni REF-E

BACKTEST

Analisi e confronto delle previsioni *Energy Outlook* rispetto ai prezzi *forward* di mercato e al consuntivo

PREZZI GAS ITALIA – PSV



Lo scarto positivo fra gli errori di previsione REF-E e gli errori delle curve *forward* indica una migliore *performance* delle previsioni REF-E rispetto ai prezzi di mercato del gas catturati al momento della previsione.

PREZZI POWER ITALIA – PUN

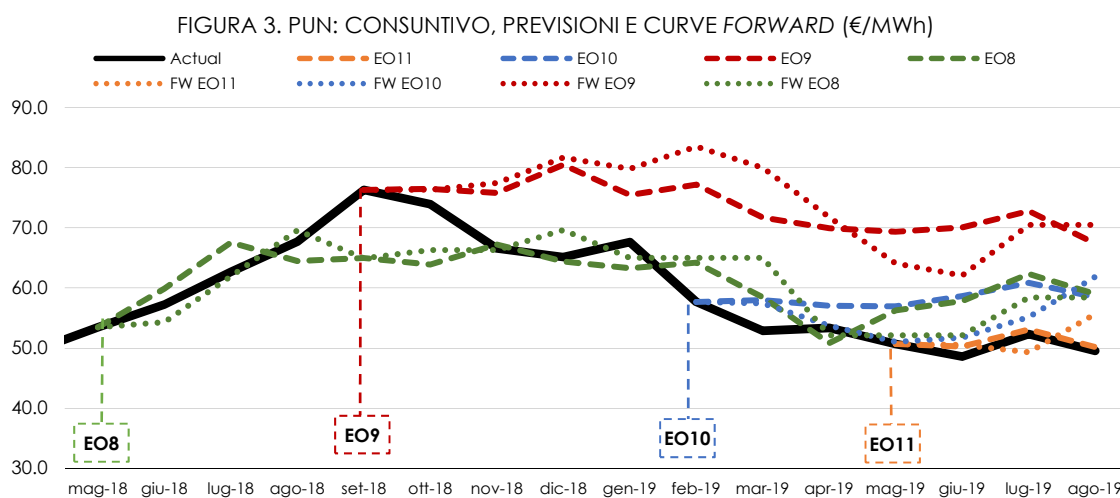
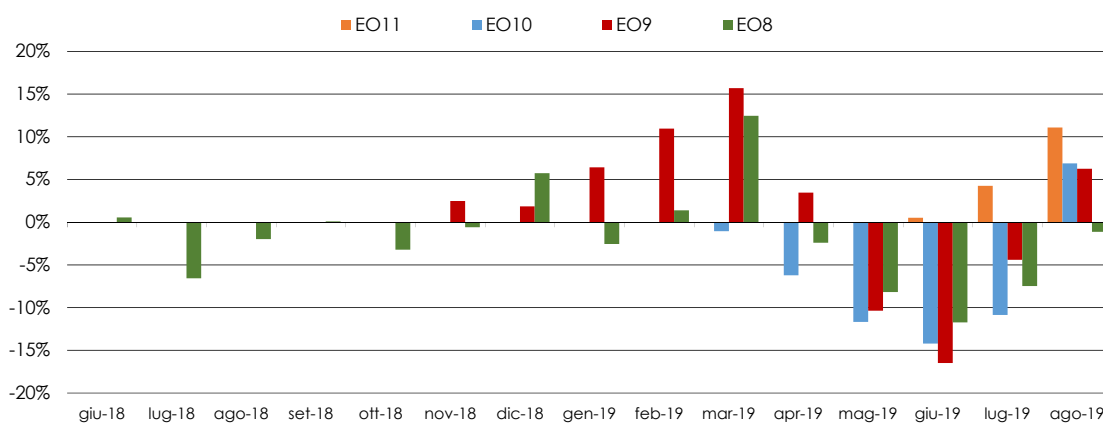


FIGURA 4. PUN: SCARTO PERCENTUALE TRA ERRORI FORWARD E DI PREVISIONE (%)



Anche per il PUN lo scarto positivo fra gli errori di previsione REF-E e quelli delle curve *forward* indica una maggiore accuratezza delle previsioni REF-E rispetto alle curve *forward*.

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

TABELLA 1. SINTESI DEGLI SCENARI*

	2018 Definitivo	2019 Scenario Reference	2020 Scenario Reference	2021 Scenario Reference	2019 High	2020 High	2021 High	2019 Low	2020 Low	2021 Low
Mercati del petrolio e scenario macroeconomico										
PIL (% variazione a/a)	0.9%	0.1%	0.5%							
Prezzo Brent (\$/bbl)	71.3	64.0	64.9	65.0	66.5	81.1	82.1	60.5	47.1	46.2
Tasso di cambio (€/€)	1.18	1.12	1.13	1.15						
Mercato del gas naturale										
Prezzo gas al PSV (€/MWh a PCS) ⁽¹⁾	24.3	17.2	19.5	20.2	18.4	26.8	26.2	16.6	13.2	13.5
Spread PSV-TTF (€/MWh a PCS)	1.5	2.8	2.6	2.2	2.8	2.8	2.5	2.7	2.5	2.1
Costo di logistica variabile gas (€/MWh a PCI)	2.3	2.4	2.8	1.3	2.4	2.8	1.3	2.4	2.8	1.3
Mercato del carbone e dei permessi di emissione										
Prezzo carbone (\$/t) ⁽²⁾	91.9	63.3	67.5	69.6	65.2	78.3	81.6	59.9	45.3	45.0
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	15.9	25.0	25.9	26.2	25.0	25.9	26.2	25.0	25.9	26.2
PUN e componenti di costo										
PUN (€/MWh)	61.3	54.8	58.0	56.7	58.0	76.3	73.4	52.3	42.0	39.0
Costo gas (€/MWh) ⁽³⁾	54.9	40.4	45.9	44.5	42.9	61.3	57.1	39.0	32.9	30.5
Costo carbone (€/MWh) ⁽³⁾	36.9	28.1	29.5	29.9	28.8	33.4	34.2	26.9	21.4	21.1
Onere ETS - impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁴⁾	6.0	9.4	9.8	9.9	9.4	9.8	9.9	9.4	9.8	9.9
Onere ETS - impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁵⁾	15.2	23.9	24.9	25.1	23.9	24.9	25.1	23.9	24.9	25.1
CSS (€/MWh)	0.4	5.0	2.3	2.4	5.7	5.3	6.5	3.9	-0.7	-1.3
CDS (€/MWh)	9.2	2.7	3.6	1.7	5.3	18.0	14.2	1.5	-4.3	-7.1
Consumi										
Domanda elettrica (TWh)	321.9	321.8	322.1	322.1	322.5	325.0	324.5	320.3	314.1	313.6
Domanda elettrica (% variazione a/a)	0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.2%	0.8%	-0.1%	-0.5%	-2.4%	-0.1%
Domanda gas (Gmc)	72.1	75.2	70.7	71.3	76.7	74.1	72.3	74.2	67.1	48.9
Domanda gas (% variazione a/a)	-3%	4.2%	-5.9%	0.8%	6.4%	-3.4%	-2.5%	2.9%	-9.6%	-27.1%
Generazione da fonti rinnovabili (TWh)	111.2	111.2	116.7	117.7	105.7	99.5	100.2	116.7	133.8	135.1
Idro	47.6	43.9	48.5	48.9	41.6	41.4	41.8	46.2	55.6	56.0
Eolico	17.3	18.9	18.5	19.2	16.6	11.6	12.0	21.2	25.4	26.3
Fotovoltaico	22.9	24.1	24.8	25.6	23.3	21.7	22.4	25.0	27.9	28.8
Geotermico	5.7	5.8	5.9	5.9	5.8	5.9	5.9	5.8	5.9	5.9
Biomasse e RSU	17.7	18.5	18.9	18.1	18.5	18.9	18.1	18.5	18.9	18.1
Import	43.9	40.3	47.2	50.0	40.3	47.2	50.0	40.3	47.2	50.0
Domanda contendibile	166.8	170.4	158.3	154.5	177.3	179.0	174.3	159.0	134.6	128.6

* Aggiornato al 17 Ottobre 2019

⁽¹⁾ Al netto dei costi di logistica dal PSV alla centrale

⁽²⁾ Al netto dei costi di logistica

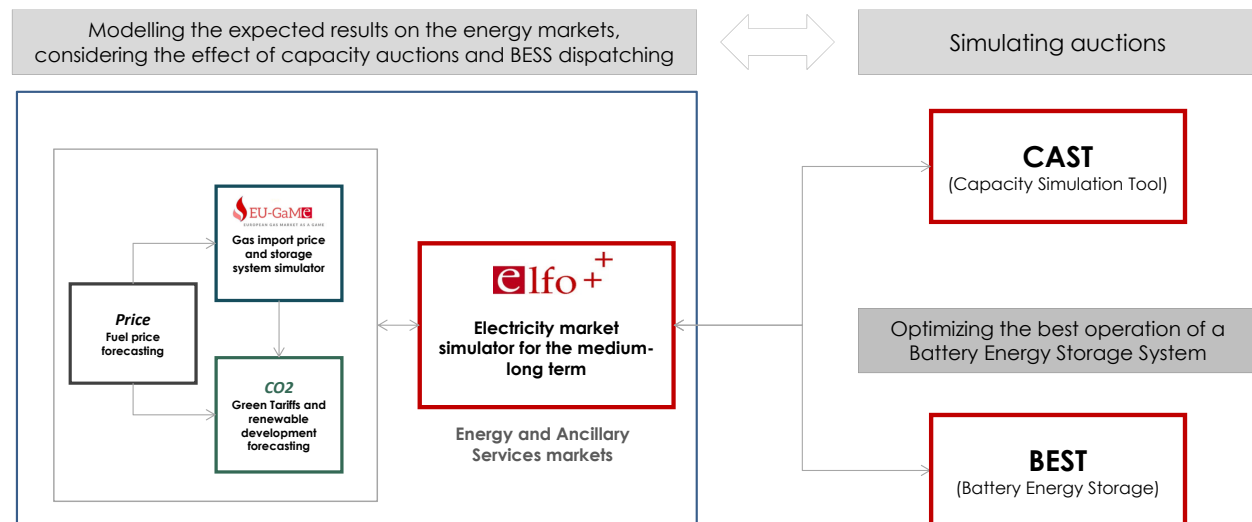
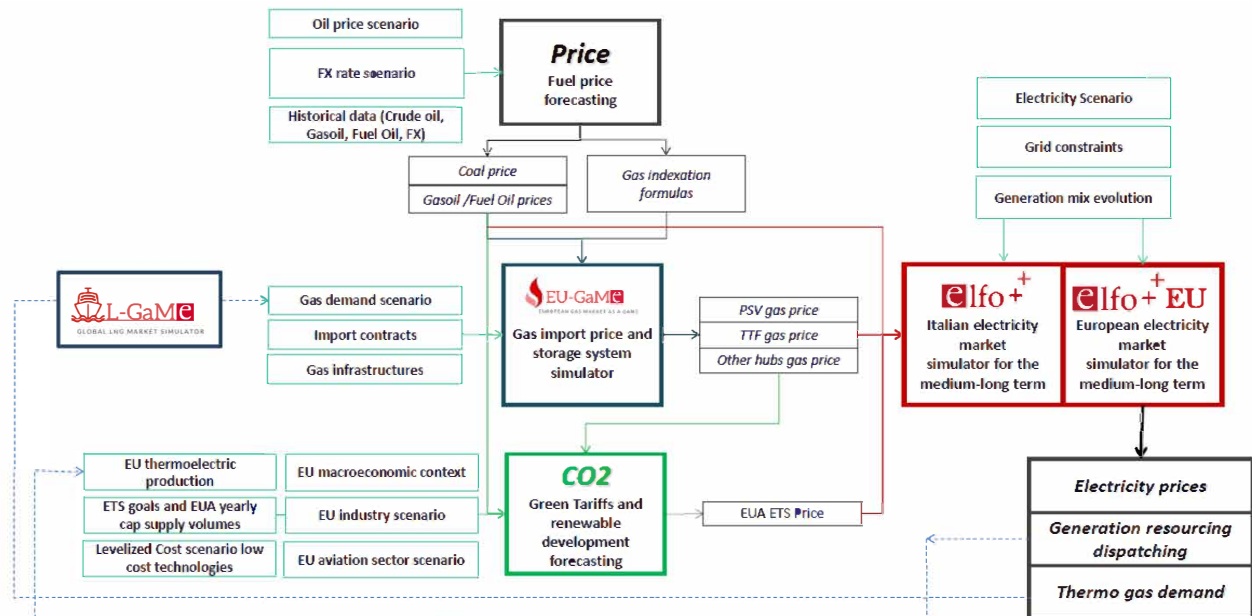
⁽³⁾ Inclusa logistica

⁽⁴⁾ CCGT con rendimento 53%

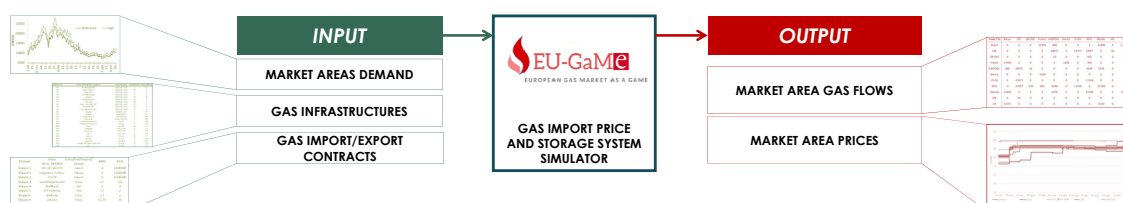
⁽⁵⁾ Onere ambientale impianto a carbone con rendimento 35%

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters, GME e ARERA e previsioni REF-E

I MODELLI DI REF-E



EU-GaMe (European Gas Market Simulator)



- EU-GaMe optimizes:
- Gas flow between market areas and infrastructure's load factor
 - Import mix and Hub prices

- Considering
- The market scenario: demand, import costs, pipe storage and LNG capacities

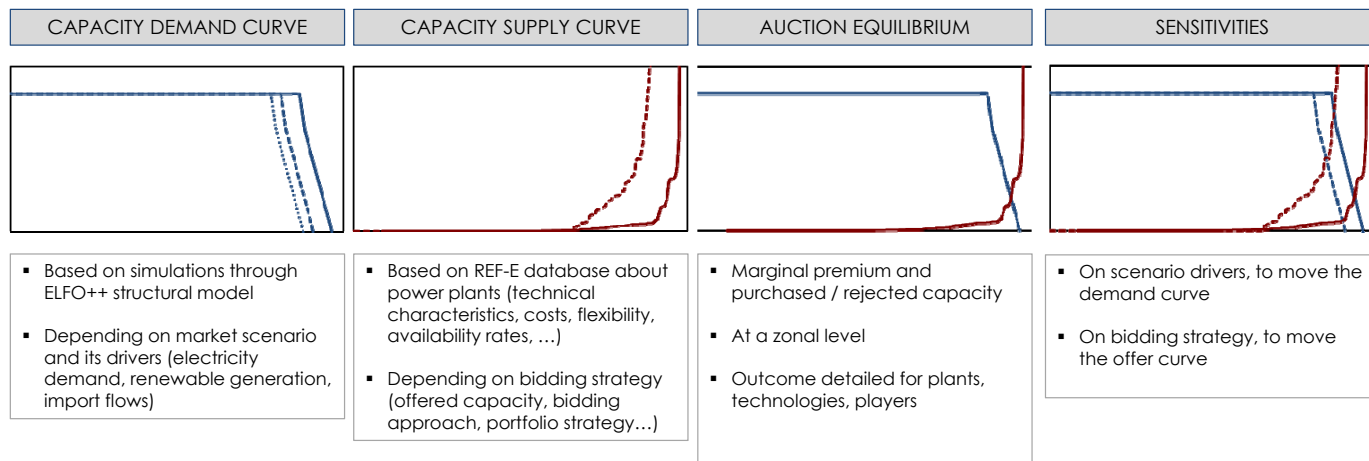
EU-GaMe is REF-E proprietary model, fully independently developed



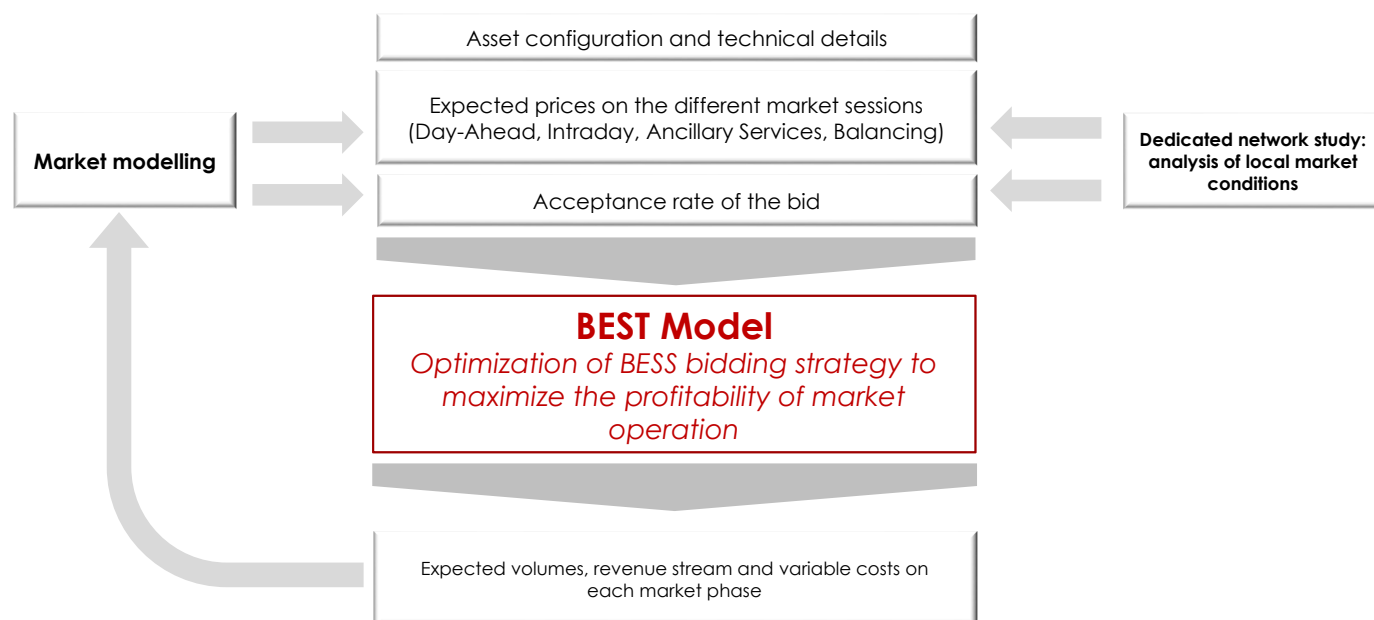
I MODELLI DI REF-E

CAST (Capacity Strategic Tool)

- Explicit simulation of the capacity demand curve/supply curve
 - Analysis of the possible outcomes
- Analysis of opportunities and risks from participating in the auction



BEST (Battery Energy Storage Tool)



L'analisi di scenario e le previsioni elaborate e presentate in questo *Energy Outlook* offrono un esempio delle applicazioni implementabili con i modelli REF-E. L'intento di REF-E è quello di mettere a disposizione degli utenti strumenti di analisi che rispondano in modo semplice, efficace e completo alle diverse esigenze specifiche.

Per i Clienti è prevista la possibilità di partecipare attivamente allo sviluppo dei modelli con proposte e specifiche richieste. Inoltre, per i Clienti che decidono di acquistare da subito i modelli di REF-E sono previste vantaggiose condizioni di pagamento.

Per informazioni contattare:

Ing. Virginia Canazza

Tel. +39 02 43441030

E-mail: virginia.canazza@ref-e.com

Dr.ssa Claudia Checchi

Tel. +39 02 43441044

E-mail: claudia.checchi@ref-e.com