



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

1. SCENARIO MACROECONOMICO E COMMODITY

- Il rallentamento economico spinge al ribasso il consumo di petrolio e carbone

La fase, attuale e prevista, di rallentamento della crescita economica, alimentata dalle tensioni commerciali USA-Cina, dai timori per le conseguenze della Brexit, e, per l'Italia, dalle incertezze politiche ed economiche interne, spiega le recenti contrazioni della domanda e dei prezzi delle commodities energetiche dopo diversi mesi di rialzo. Si tratta in realtà di un veloce riallineamento sui prezzi di equilibrio di medio periodo. La riduzione dell'output dei paesi OPEC Plus, le incertezze politiche in Venezuela, le nuove sanzioni all'Iran rappresentano elementi di rischio che rendono difficile prevedere ulteriori ribassi rispetto ai livelli attuali.

pag. 3

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

- Mercato del gas naturale: occhio al GNL

I 37 Gmc di capacità di liquefazione entrati in esercizio negli ultimi mesi sono sufficienti per scongiurare, a meno di ipotizzare scenari estremi, tensioni per il prossimo inverno, mentre una seconda ondata di progetti, avviati a seguito dei picchi di prezzi dello scorso anno, e che coinvolgono un numero di paesi produttori, tra cui anche il Qatar, garantisce la copertura della crescita dopo il 2022, che rimane dunque l'anno più esposto a rischi di scarsità.

Gli equilibri del mercato gas sono destinati a essere scossi dall'entrata in vigore del Codice di rete sulle tariffe di trasporto: le proposte italiane spingono verso la riduzione dello spread PSV/TTF, di almeno 0.5 €/MWh, delle importazioni da Nord oltre a modificare modalità operative consolidate da anni. Ma, in senso contrario, potrebbero intervenire le riforme degli altri paesi.

pag. 10

3. OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

- Prezzi elettrici in ribasso all'aumento dell'import e dell'idroelettrico

Nel contesto di prezzi delle materie prime in discesa e buoni livelli di import e produzione rinnovabili, le marginalità dei cicli combinati rimangono sostenute dal ritardo con cui le variazioni dei prezzi del gas vengono riflesse nei prezzi elettrici. Questa marginalità è però minacciata dalla crescita attesa nella capacità di produzione rinnovabile e dall'espansione dei volumi importati grazie al potenziamento delle capacità di interconnessione con Francia e Montenegro.

Le condizioni meteo sono sempre più importanti nella determinazione dei prezzi medi. Per gli operatori rinnovabili il rischio è di essere presenti sul mercato solo quando i prezzi sono bassi (captured price minori del PUN medio). L'analisi probabilistica mostra, tuttavia, che a oggi questo effetto è contenuto, soprattutto per il fotovoltaico (leggermente più alto per l'eolico) poiché i prezzi tengono a salire molto quando le rinnovabili non sono presenti, ma al contrario si riducono meno che proporzionalmente quando la produzione rinnovabile scende.

pag. 22

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

pag. 30

Direttore responsabile

Virginia Canazza

Direttore Osservatorio Energia

Claudia Checchi

Coordinamento

Marco Pellegrino

Gruppo di lavoro

Domenico Biasi, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Paolo Marino, Melania Mercadante, Giorgio Perico, Clio Scandola

Editore

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

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

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

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

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

L'ECONOMIA ITALIANA RALLENTA

La crescita del PIL italiano nel 2019 non potrà non risentire del rallentamento dell'economia nazionale e internazionale del 2018: secondo le ultime stime OCSE (Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico) la crescita mondiale potrebbe ridursi nel 2019 (con PIL a +3.3%, dopo il 3.7% del 2018 in calo rispetto al 3.8% del 2017), per poi aumentare leggermente nel 2020 (+3.4%) quando dovrebbero essere risolti i fattori d'incertezza di origine geopolitica che dalla seconda metà del 2018 hanno limitato gli investimenti delle imprese, gli scambi internazionali e l'espansione delle economie locali.

TABELLA 1.1. CONSUNTIVO E STIME DI CRESCITA DEL PIL ITALIANO (% a/a)

Consuntivo	2016	2017	2018	Previsioni	2019	2020
ISTAT	1.1%	1.6%	0.9%	REF-E	0.4%	0.8%
				MEF (Dic 2018)	1.0%	1.1%
				Ufficio Parlamentare di Bilancio (Feb 2019)	0.4%	0.8%
				Banca d'Italia (Gen 2019)	0.6%	0.9%
				FMI (Gen 2019)	0.6%	0.9%
				Commissione Europea (Feb 2019)	0.2%	0.8%
				OCSE (Mar 2019)	-0.2%	0.5%

Fonte: elaborazioni REF-E

Le previsioni di consenso concordano su una visione di rallentamento della crescita del PIL italiano nel 2019 e su una lenta ripresa nel 2020 e negli anni successivi (**Tabella 1.1**). Nel 2019 la crescita dovrebbe attestarsi intorno allo 0.4%, risultando molto limitata, in particolare se confrontata con quella delle altre economie europee. Nell'ultimo periodo vi è stata una sorta di corsa al ribasso delle stime di crescita dell'economia italiana, fino a un valore negativo dell'OCSE. Noi monitoriamo un orientamento meno pessimistico, sulla base sia delle prospettive dell'export sia degli stimoli ai

consumi. Per il 2019 la Commissione Europea prevede una crescita media dell'Area Euro pari al 1.3% e dei paesi EU27 dello 1.5%. Nel 2020, trainata da una generale ripresa dell'economia globale e di quelle europee, la crescita del PIL italiano dovrebbe trovare maggior vigore e registrare una crescita annua del 0.8%, valore che segnerebbe, tuttavia, una crescita nuovamente inferiore al potenziale dell'economia (1%). Permangono, però, forti rischi al ribasso che potrebbero ulteriormente ridurre l'intensità dell'espansione dell'economia italiana nel breve e medio periodo. Alcuni sono legati all'andamento dell'economie straniere, altri sono determinati dalle dinamiche politiche ed economiche interne al paese.

L'INCERTEZZA GEOPOLITICA E LA DEBOLEZZA DEI PARTNER COMMERCIALI LIMITANO L'EXPORT ITALIANO

I maggiori fattori di rischio per le economie mondiali ed europee sono legati all'evoluzione delle tensioni commerciali tra USA e Cina, all'andamento dell'economia cinese, la cui crescita è prevista in rallentamento, all'esito delle trattative sull'accordo per l'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea (Brexit) e a un generale inasprimento delle condizioni di finanziamento degli investimenti dovuto a un peggioramento della fiducia degli investitori.

LA GUERRA COMMERCIALE TRA USA E CINA RALLENTA LA CRESCITA MONDIALE

Nel 2018 gli USA hanno intrapreso una politica commerciale aggressiva di stampo protezionistico, mirata alla riduzione del proprio deficit commerciale, in particolare verso la Cina. Durante l'estate del 2018 gli USA hanno imposto dazi commerciali per un valore di 250 miliardi di dollari sui prodotti *made in China*, cui la Cina ha risposto imponendo a sua volta dazi sui prodotti statunitensi per un valore di 60 miliardi di dollari. La guerra commerciale tra le due maggiori economie mondiali ha avuto gravi ripercussioni sul commercio internazionale e sulla crescita mondiale. A fine 2018 gli USA e la Cina hanno raggiunto un accordo per non rialzare i dazi sui prodotti della controparte nell'intento di ridefinire i termini del commercio tra le due potenze e la regolamentazione concernente gli investimenti diretti esteri, in particolare quelli statunitensi in Cina. Un risultato positivo di queste contrattazioni, che sembra presagibile e auspicabile per entrambe le parti in gioco, potrebbe agire da volano per la ripresa del commercio internazionale e gli investimenti. A fine febbraio 2019, il presidente Trump ha dichiarato che le contrattazioni stavano volgendo verso un esito positivo e ha annunciato una posticipazione del rialzo dei dazi, che aveva precedentemente fissato per il primo marzo. Una maggiore stabilità dei rapporti tra USA e Cina e una ripresa degli scambi internazionali potrebbe rilanciare gli investimenti delle imprese europee e italiane maggiormente votate alle esportazioni e inserite nelle catene di valore internazionali. Tale risultato ridarebbe slancio all'economia italiana con benefici per i profitti delle aziende e per il mercato del lavoro incidendo, così, anche sui consumi. Tuttavia, rimangono forti le ragioni di apprensione per l'evoluzione delle trattative tra USA e Cina che si potrebbero risolvere in una continuazione o in un'ulteriore *escalation* della guerra commerciale in atto. In tal caso, la riduzione degli scambi internazionali limiterebbe fortemente i margini di profitto delle imprese esportatrici italiane e straniere. Oltre che dell'effetto diretto di ordini internazionali di propri beni, le imprese italiane soffrirebbero dell'effetto indiretto della riduzione degli ordini delle imprese straniere che producano meno del previsto.

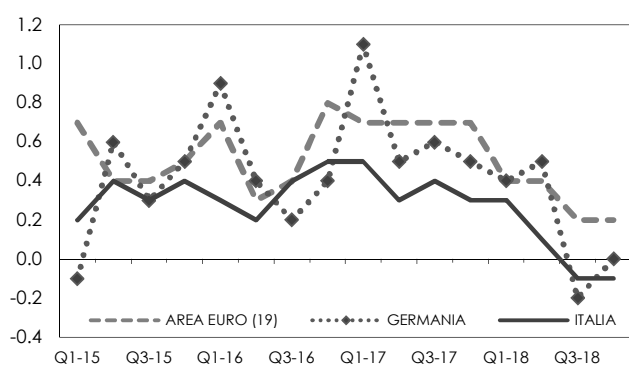
LO SPETTRO DI UNA NO-DEAL BREXIT AUMENTA L'INCERTEZZA SUL FUTURO DELLE ECONOMIE EUROPEE

A questa fonte di rischio si affianca l'incertezza riguardo l'esito delle trattative per la Brexit. Il Regno Unito ha bocciato l'accordo raggiunto dalla Premier Theresa May a fine 2018 dopo mesi di trattative con la Commissione Europea, e le successive mozioni presentate dal governo. L'approvazione da parte del Parlamento britannico dell'accordo è necessaria per sua ratifica, ma le possibilità di approvazione nella forma attuale sembrano quantomeno limitate, poichè il governo non è supportato da una solida maggioranza in Parlamento. La Commissione Europea si è detta non disposta a rivedere i termini di quanto concordato, con particolare riguardo alla controversa questione del ritorno di un confine interno tra le due Irlanda. La possibilità di un'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea senza un accordo che ne determini i termini fondamentali (no-deal Brexit) risulta, così, sempre più concreta. Lo scenario del *no-deal* avrebbe conseguenze certamente molto rilevanti sia per l'economia inglese sia per quelle europee, in quanto comporterebbe l'assenza di una normativa condivisa e di specifici trattati internazionali che regolamentino i molteplici

aspetti giuridici legati all'attività e alla presenza di imprese e persone con sedi e nazionalità europee nel Regno Unito e viceversa. Tali aspetti spaziano dalla legislazione sul diritto di residenza delle persone alla normativa antitrust e del commercio internazionale fino alla regolamentazione dei sistemi e meccanismi condivisi quali, ad esempio, l'*Emission Trading System* per le emissioni di gas a effetto serra. Tale scenario causerebbe ovviamente il crollo dell'attrattività del Regno Unito per investimenti stranieri e un'ulteriore forte riduzione degli scambi commerciali e delle interazioni tra le imprese europee e britanniche, riducendo le possibilità di profitto per entrambe. Data la gravità di tale scenario, la soluzione più probabile sembra essere che il governo inglese chieda alla Commissione Europea una proroga dei tempi per l'uscita del Regno Unito dall'Unione per un periodo che potrebbe variare tra i tre mesi e, più verosimilmente, l'anno. Tale soluzione sarebbe, però, per propria natura temporanea e non risolverebbe, quindi, in modo definitivo le problematiche dovute all'incertezza

sul futuro del Regno Unito, che limitano, già oggi, le interazioni economiche tra le imprese nel paese e quelle con sede in Europa a detrimento degli scambi, degli investimenti internazionali e della crescita delle economie locali.

FIGURA 1.1. CRESCITA DEL PIL ITALIA, GERMANIA, AREA EURO (% Q/Q)



Fonte: elaborazioni su dati Eurostat

LA LOCOMOTIVA D'EUROPA RALLENTA

Nel 2018 molte delle principali economie europee hanno registrato un rallentamento nella propria crescita rispetto al 2017. Nel terzo trimestre del 2018 l'economia della Germania, primo mercato di sbocco per l'export italiano (seguita da Francia, USA e Regno Unito), ha registrato una forte contrazione cui, secondo le stime congiunturali, è seguito un periodo di crescita nulla nell'ultimo trimestre. L'economia tedesca è cresciuta su base annua del 1.4%, in ribasso rispetto al 2.2% del 2017. Il rallentamento dell'economia è stato causato dalla forte riduzione dell'export, che ammonta a poco meno del 40% del PIL nazionale, e in particolare del settore auto. Le vendite di auto tedesche hanno fortemente risentito dell'introduzione di nuovi standard per le emissioni e della contrazione della domanda nei principali mercati di destinazione, tra i quali USA, Regno Unito e Cina. Anche la domanda interna ha rallentato, a dispetto di un mercato del lavoro florido e degli interessi sui prestiti a tassi reali negativi. Sia il FMI sia il Ministero dell'economia tedesco prevedono per il 2019 una crescita del PIL del 1-1.3%. Tale rallentamento ha avuto, e continuerà ad avere, conseguenze negative per l'export delle imprese italiane, che vedono ridursi il potenziale delle proprie vendite verso questo mercato. Se l'economia tedesca dovesse rallentare ulteriormente, il governo tedesco potrebbe adottare una politica fiscale più espansiva al fine di rilanciare la domanda interna. Tuttavia, sebbene la Germania abbia un debito pubblico pari al 60% del PIL e ampio spazio per politiche fiscali fortemente espansive, i governi e l'opinione pubblica sembrano poco inclini a supportare tali politiche. Dal 2014 al 2017, ultimo anno per cui sono disponibili stime certe, la Germania ha, infatti, registrato surplus di bilancio crescenti, arrivando a ottenere un attivo pari al 1% del proprio PIL nel 2017, valore che rappresenta il miglior risultato della propria storia post unificazione.

LE BANCHE CENTRALI EUROPEA E STATUNITENSE RIMANGONO ATTENDISTE

A partire da aprile 2018 il dollaro statunitense si è rafforzato rispetto all'euro in ragione degli andamenti delle economie locali e dei rialzi dei tassi di riferimento della FED, dei quali l'ultimo è avvenuto a dicembre. Il *trend* di rafforzamento del dollaro si è quindi consolidato nel corso dell'anno facendo sì che il tasso di cambio €/€ si stabilizzasse intorno a 1.14 nel mese di gennaio 2019. A gennaio il Presidente della FED, Jerome Powell, ha però, dichiarato che ulteriori rialzi non sono pianificati e che le decisioni

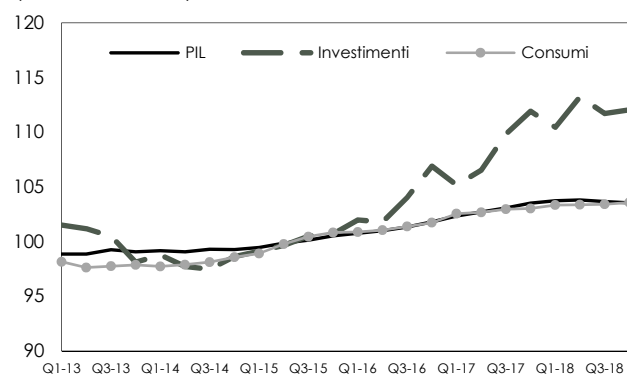
di politica monetaria saranno prese alla luce dei nuovi dati sull'andamento delle economie mondiali. Ha successivamente confermato tale posizione nella propria testimonianza al Senato di fine febbraio, facendo intendere che ulteriori rialzi dei tassi di riferimento sono, a oggi, improbabili. Con la fine del 2018 la BCE ha fermato il proprio programma di *Quantitative Easing*, tramite il quale aveva aumentato considerevolmente l'offerta di moneta disponibile sul mercato europeo, dove i tassi di interessi reali sono ancora in territorio negativo. A inizio marzo, il Presidente della BCE Mario Draghi ha annunciato che la Banca Centrale non prevede di alzare i propri tassi d'interesse nel 2019 e che verranno implementate politiche di sostegno al credito. I mercati sembrano ipotizzare un rialzo potenziale dei tassi di interesse verso la fine del 2019 e nel 2020 e prevedono un rafforzamento della moneta unica europea nello stesso periodo. Nel 2019 il tasso di cambio €/€ dovrebbe essere pari a 1.15 in media annua, per poi salire a 1.17 nel 2020 e stabilizzarsi intorno al valore di 1.20 nel medio-lungo periodo, quando ci si attende che la Banca Centrale Europea adotti politiche monetarie meno accomodanti e aumenti il costo della moneta unica europea al fine di contenere l'inflazione nelle economie del continente.

I FATTORI INTERNI: INCERTEZZA POLITICA E RIDUZIONE DEGLI INVESTIMENTI

La crescita del PIL italiano ha registrato un forte rallentamento durante il 2018. Dopo avere beneficiato nel primo semestre 2018 dell'inerzia ereditata dal buon andamento dell'economia nel 2017, il PIL ha registrato

due successive contrazioni nel terzo e nel quarto trimestre. Il rallentamento è dovuto alla riduzione degli ordini internazionali, in particolare da Germania e Paesi extra-EU, e alla contrazione della domanda interna. Secondo le misurazioni dell'ISTAT, le due componenti fondamentali della domanda interna, consumi e investimenti, hanno avuto un'inversione di tendenza a partire dal terzo trimestre 2018. In particolare, le imprese hanno ridotto notevolmente i propri investimenti in ragione di una minor fiducia riguardo al contesto economico presente e di breve periodo (Figura 1.2).

FIGURA 1.2. ANDAMENTO DEL PIL, CONSUMI E INVESTIMENTI
(Anno base = 2015)

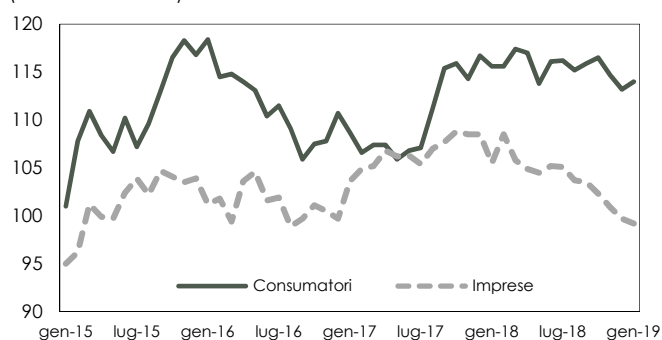


Fonte: elaborazioni su dati ISTAT

CONTRAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA NELLA SECONDA PARTE DEL 2018

I dati congiunturali del quarto trimestre 2018 hanno segnato il crollo, diffuso a livello settoriale, della produzione e del fatturato industriale che in dicembre hanno subito rispettivamente una riduzione del 5.5% e del 7.3% rispetto a dicembre 2017. Nelle proprie rilevazioni congiunturali d'inizio anno l'ISTAT ha rilevato una marcata flessione dell'indicatore anticipatore, che prospetta "serie difficoltà per la tenuta dell'economia". Gli indici di fiducia di famiglie e imprese a gennaio 2019 risultano, infatti, molto inferiori alla media dell'anno passato. Come mostrato in **Figura 1.3**, se la fiducia dei consumatori ha registrato un leggero rialzo a gennaio 2019, le imprese hanno ulteriormente ridotto le proprie aspettative di crescita nel breve-medio periodo, proseguendo su un *trend* negativo iniziato dopo febbraio 2018, quando si era registrato l'ultimo picco. Il pessimismo delle imprese è legato all'andamento corrente dell'economia e alla riduzione degli ordini d'acquisto. Nell'ultimo trimestre 2018, gli indici degli ordini all'industria domestici, esteri e totali risultano, infatti, tutti inferiori alle proprie medie annue del 2018, lasciando, quindi, prevedere una stagnazione, se non una nuova contrazione, della produzione industriale nella prima parte del 2019.

FIGURA 1.3. INDICI DI FIDUCIA DI CONSUMATORI E IMPRESE
(Anno Base = 2010)



Fonte: elaborazioni su dati ISTAT

FORTI RISCHI AL RIBASSO PER I PROSSIMI MESI

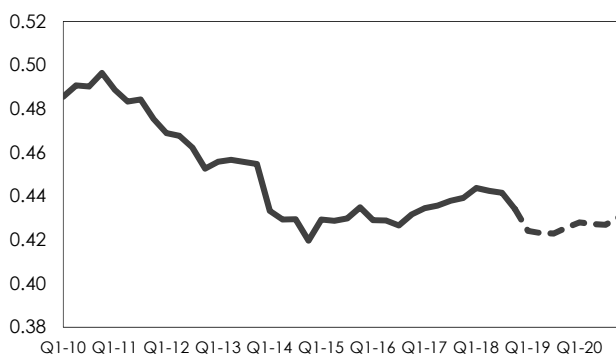
Secondo le stime dell'ISTAT, se i valori trimestrali del PIL nel 2019 dovessero risultare pari a quelli stimati per il quarto trimestre 2018, si otterrebbe una riduzione annua del PIL 2019 sul 2018 pari allo 0.1%. Il consenso prevede, però, una ripresa dell'economia globale nella seconda parte dell'anno che potrebbe trainare quella italiana. All'effetto di spinta derivante dalla domanda estera si potrebbe affiancare una possibile crescita della domanda interna, sostenuta dalle politiche espansive predisposte dal governo. Secondo tale scenario, il PIL potrebbe crescere nel 2019 dello 0.4%.

Oltre ai fattori esogeni già discussi, emergono, però, rilevanti rischi d'origine interna di una crescita del PIL italiano inferiore alle previsioni. Il clima d'incertezza, che già nel 2018 ha limitato investimenti e consumi,

potrebbe prolungarsi e peggiorare nei prossimi mesi. In particolare, i mercati hanno mostrato di dubitare della sostenibilità delle manovre economiche prospettate dai partiti di governo, poi successivamente pianificate per il 2019-2021 a fine dicembre 2018. Tali tensioni hanno portato, a partire da maggio 2018, a un forte rialzo dei rendimenti dei titoli di Stato, che rimangono a oggi largamente superiori ai livelli d'inizio 2018. Tramite una manovra finanziaria proposta come fortemente espansiva il governo prevede un rilancio della domanda interna capace di stimolare una crescita del PIL al 1%. L'effetto dell'introduzione della *flat tax* per le partite IVA, della cosiddetta "Quota cento" e del "Reddito di cittadinanza", secondo le stime del governo, agiranno come stimolo per l'espansione del numero di lavoratori e come propulsore dei consumi, rilanciando la domanda interna. Tuttavia, permangono perplessità sull'effettiva efficacia di tali politiche. L'impianto di spesa predisposto dal governo risulta, infatti, concentrato sulla spesa corrente e su interventi che hanno moltiplicatori di crescita molto inferiori di quelli attribuiti alla spesa a sostegno degli investimenti pubblici e privati, che risulta, invece, molto limitata. Una crescita modesta nei primi mesi del 2019 potrebbe comportare gravi tensioni sui mercati finanziari e un ulteriore aumento del tasso di rendimento per il finanziamento dei titoli pubblici con severe ripercussioni sulle condizioni di finanziamento degli investimenti privati, causandone un'ulteriore contrazione. Infatti, la riduzione del valore di mercato riconosciuto ai titoli di Stato potrebbe rappresentare un rilevante fattore d'instabilità per il sistema finanziario e creditizio italiano, in ragione della grande mole di titoli posseduti dagli istituti di credito nazionali. Ciò comporterebbe, come verosimile conseguenza, una restrizione delle condizioni di finanziamento dei prestiti, a detrimento della capacità d'investimento di famiglie e imprese, riducendo, così, la domanda interna. Tale scenario di crescita inferiore alle attese potrebbe comportare una revisione della pianificazione fiscale per il 2020 e obbligare il governo a rivedere quanto pianificato a fine 2018. Al fine di rispettare i vincoli di deficit e bilancio, il governo potrebbe ridurre la spesa pianificata per il 2020, oppure a attivare le cosiddette clausole di salvaguardia, tra le quali è incluso l'aumento dell'aliquota IVA, riducendo così il supporto a investimenti e consumi. In entrambi i casi, la domanda interna verrebbe ridotta e diminuirebbe il suo contributo alla crescita del PIL, che potrebbe così risultare inferiore al 0.8% previsto. L'andamento dell'economia nel 2019 influenzerà, dunque, significativamente le possibilità di crescita nel 2020.

INTENSITÀ ENERGETICA STABILE

FIGURA 1.4. MEDIE MOBILI 4 TERMINI DELL'INDICATORE D'INTENSITA'



Fonte: elaborazioni REF-E

Data la rilevanza del ruolo dell'intensità energetica per il raggiungimento degli obiettivi della politica energetica, continua il nostro monitoraggio di tale variabile.

L'indice di intensità energetica, calcolato come rapporto tra domanda di gas naturale (al netto dei consumi del termoelettrico) e di energia elettrica sul PIL, si è ridotto notevolmente tra il 2010 e il quarto trimestre 2014 (quando ha raggiunto il livello minimo di 0.42) per poi stabilizzarsi tra il 2014 e il 2018. Dopo aver registrato un'accelerazione nel 2017, anno in cui l'economia si è espansa a ritmi più sostenuti che negli anni precedenti, l'intensità energetica si è nuovamente ridotta nel corso del 2018, in particolare nel secondo semestre, seguendo così l'andamento del PIL. Secondo le proiezioni REF-E di crescita del PIL e della domanda energetica, l'intensità dovrebbe rimanere costante nei prossimi due anni, registrando un leggero aumento nel 2020, anno in cui l'espansione dell'economia italiana, seppur ridotta, dovrebbe essere superiore a quella prevista per il 2019 (Figura 1.4).

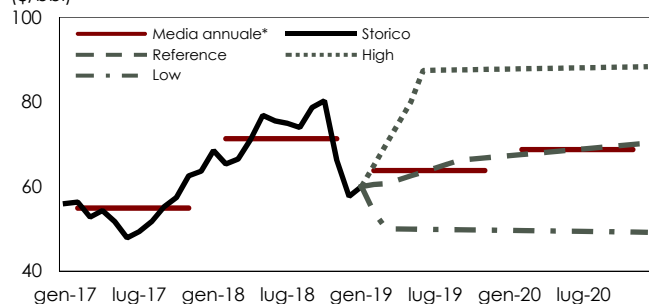
COMMODITIES ENERGETICHE

PETROLIO

Le quotazioni del greggio hanno mostrato, negli ultimi mesi, dinamiche alterne. La crescita economica e i timori per gli effetti delle sanzioni iraniane hanno spinto al rialzo i primi tre trimestri del 2018, che hanno registrato prezzi costantemente al di sopra della media dei precedenti tre anni (52 \$/bbl). Negli ultimi mesi, tuttavia, le quotazioni sono scese repentinamente fino a toccare 50 \$/bbl a fine dicembre.

Nella prima parte dell'anno, le proiezioni di crescita economica per il 2018 facevano propendere per una salita della domanda di petrolio al passo di 1.5 mbg, circa lo stesso ritmo del 2017. Questo in un contesto di limitata offerta da parte dei paesi OPEC Plus (continuavano infatti a essere in vigore le regole di taglio definite nella riunione di giugno 2018) e di discesa della produzione venezuelana causata dalla crisi socio-economica che stava (e sta tuttora) attraversando il paese. Ad esacerbare ulteriormente la situazione era intervenuto a maggio l'annuncio da parte degli Stati Uniti dell'abbandono dell'accordo sul nucleare iraniano (il *Joint Comprehensive Plan of Action*) e la conseguente re-imposizione delle sanzioni nei confronti dell'Iran: una potenziale discesa di 1 mbg da novembre, mese previsto per l'entrata in vigore delle sanzioni.

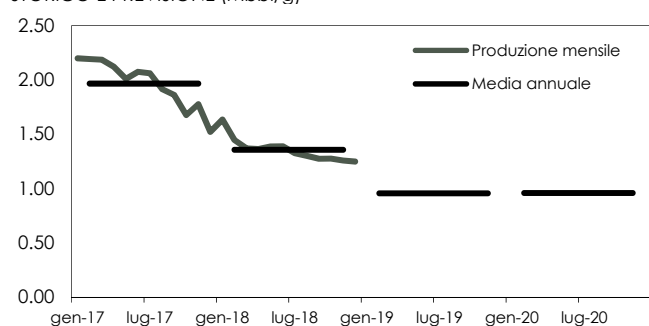
FIGURA 1.5. PREZZI DEL PETROLIO: STORICO E PREVISIONE (\$/bbl)



*Storico+Reference

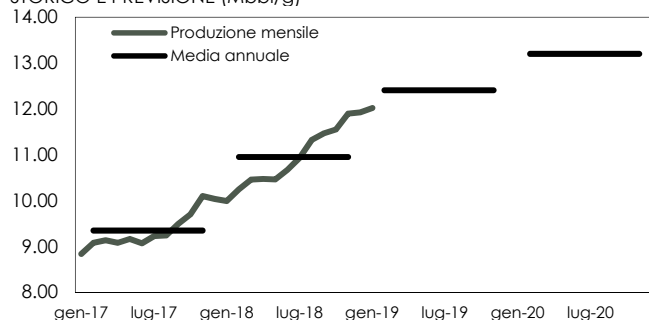
Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 1.6. PRODUZIONE DI PETROLIO IN VENEZUELA: STORICO E PREVISIONE (Mbb/g)



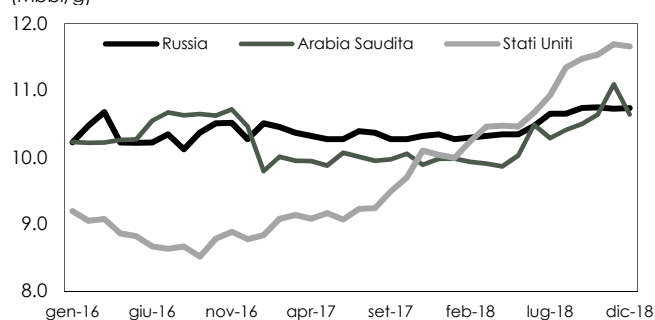
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Jodi Oil, Reuters e IEA

FIGURA 1.7. PRODUZIONE DI PETROLIO NEGLI STATI UNITI: STORICO E PREVISIONE (Mbb/g)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Jodi Oil, Reuters e IEA

FIGURA 1.8. CONFRONTO DELLA PRODUZIONE DI GREGGIO (Mbb/g)



Fonte: Jodi Oil

L'annuncio delle sanzioni ha avuto un doppio effetto: da un lato, diversi paesi nel timore di essere sottoposti a sanzioni per aver commerciato con l'Iran hanno interrotto i rapporti con questo paese, che ha da subito iniziato a contrarre le esportazioni; dall'altro questa riduzione è stata più che compensata da nuova offerta da parte dei paesi OPEC Plus. Fondamentale è stato il ruolo dell'Arabia Saudita, che nella ricerca di stabilità delle relazioni con i paesi consumatori si è fatta garante di un *cap* implicito al prezzo. La produzione di ottobre dei paesi OPEC ha così sfiorato i 40 mbg, (0.5 mbg in più rispetto alla media 2017) nonostante l'ingente declino dell'*output* venezuelano (-0.7 mbg a ottobre rispetto alla media 2017 per una produzione totale di 1.26 mbg). Nel frattempo, gli Stati Uniti raggiungevano la quota di produzione record di 11.5 mbg, (23% in più del 2017), grazie soprattutto alla rapida crescita dell'*output* di *shale oil* che contribuisce per il 90% del totale.

Successivamente al raggiungimento del picco massimo di prezzo nei primi giorni di ottobre di 86 \$/bbl, si è iniziato a registrare un rallentamento dell'economia e dunque della domanda di greggio. Ottobre è stato il mese dell'inversione delle aspettative degli operatori, con i prezzi del Brent che sono scesi in pochi giorni a 72.5 \$/bbl, il 16% in meno rispetto all'inizio del mese: il premio al rischio giustificato dai timori delle sanzioni iraniane ha iniziato a essere ribilanciamento dal mercato. Ma la svolta si è avuta alla vigilia dell'entrata in vigore delle sanzioni (prevista per il 5 novembre), quando si è diffusa la notizia di un'esenzione dall'applicazione delle sanzioni per otto paesi (tra cui Cina, India e Corea del Sud, oltre che Italia) per una durata di sei mesi. La reazione dei mercati è stata immediata: le quotazioni hanno perso ulteriori 22 \$/bbl tra inizio novembre e fine dicembre, raggiungendo i 50 \$/bbl, per un calo totale di 36 \$/bbl dai massimi di ottobre (- 40%).

Sul finire dell'anno, i paesi OPEC (Arabia Saudita in particolare) hanno rivisto il livello di *output* di circa 0.6 mbg riportandosi a quota 32.4, circa il valor medio dell'intero 2018.

I *driver* che spiegano la volatilità degli ultimi mesi caratterizzeranno anche il prossimo futuro. La capacità dell'OPEC di mantenere il prezzo attorno a un equilibrio di medio periodo sembra oggi consolidata, ma potrebbe non essere sufficiente a prevenire, anche nei prossimi mesi, periodi di elevata volatilità a seconda della forza e della reazione dei mercati ai diversi elementi. Di seguito gli elementi che spingono al rialzo dei prezzi, e che al momento sembrano prevalenti rispetto a quelli che spingono al contenimento.

1. Sanzioni USA. L'entrata in vigore delle sanzioni americane nei confronti dell'Iran, differita da novembre 2018 a maggio 2019 potrebbe esacerbare di ulteriori 0.5 mbg la diminuzione dell'*output* iraniana già osservata nei mesi scorsi

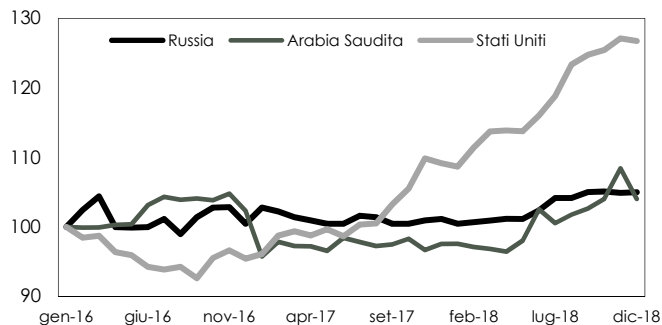
2. Crisi Venezuelana. Il peggioramento della situazione geopolitica in Venezuela, e il rischio che il confronto Maduro-Guaidò sfoci in una guerra civile, andrebbe a impattare negativamente sull'economia del paese e sui rapporti commerciali con l'estero. A dicembre 2018, la produzione venezuelana si è fermata a 1.25 mbg, ma il rischio è che l'*output* nel 2019 possa ridursi di ulteriori 0.4 mbg

3. OPEC Plus. L'ultimo accordo OPEC Plus, definito nella riunione di Vienna dello scorso novembre, prevede un taglio complessivo di 1.2 mbg nel corso del primo semestre del 2019, nello sforzo di Arabia Saudita e Russia di tenere i livelli di prezzo sotto controllo e di contrastare la crescente egemonia statunitense.

Tra gli elementi che spingono invece al contenimento dei prezzi si

FIGURA 1.9. INDICE DELLA PRODUZIONE DI GREGGIO

Riferimento: gennaio 2016



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Jodi Oil

TABELLA 1.2. DRIVER DEL PREZZO DEL PETROLIO

ELEMENTO	DESCRIZIONE	IMPATTO
Sanzioni USA - Iran	Riduzione produzione iraniana dopo l'entrata in vigore delle sanzioni (maggio 2019)	Bullish
Crisi venezuelana	Aumento rischio geopolitico e conseguente discesa della produzione interna	Bullish
OPEC Plus	Continuazione dell'accordo di controllo della produzione	Bullish
Domanda globale	Diminuzione della domanda a seguito del rallentamento dell'economia mondiale	Bearish
Produzione USA	Prosecuzione dell'aumento di produzione di greggio in USA, prevalentemente di shale oil	Bearish

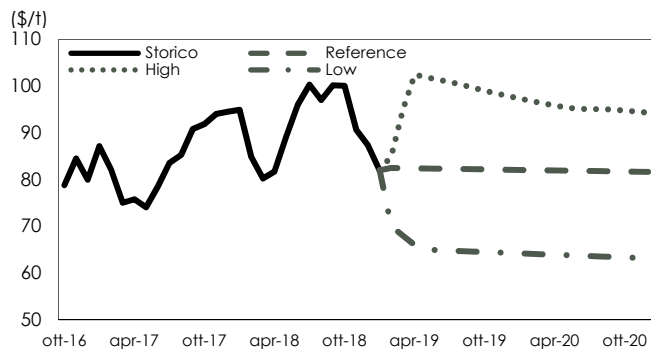
Fonte: elaborazioni REF-E

TABELLA 1.3. PREZZI DEL CARBONE API2 NEI TRE SCENARI CONSIDERATI

Periodo	Reference	High	Low
2019	82	97	67
2020	82	95	64

Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 1.10. ANDAMENTO DEI PREZZI DEL CARBONE API2



Fonte: elaborazioni REF-E

possono individuare i seguenti.

4. Domanda globale. Il ridimensionamento della crescita economica globale ha un conseguente effetto restrittivo sulla domanda di petrolio: il FMI ha rivisto a gennaio la proiezione di crescita per il 2019 del prodotto interno al 3.5% dal 3.7% pubblicato in ottobre, tenendo conto, tra le altre cose, di un possibile inasprimento della guerra commerciale tra Stati Uniti e Cina

5. Produzione USA. La produzione degli Stati Uniti continua a crescere e, secondo i dati IEA, potrebbe raggiungere 12.4 mbg nel 2019 e 13.2 mbg nel 2020.

Nello scenario più probabile, nei prossimi mesi i prezzi si ristabilizzeranno progressivamente attorno al livello medio ritenuto oggi quello di equilibrio, poco sotto i 70\$/bbl. Il superamento di questo livello, con picchi fino a 80 \$/bbl è tuttavia possibile in caso di inasprimento delle tensioni geopolitiche. Al contrario, dovessero prevalere i driver di ribasso, in particolare legati alla sovrapproduzione statunitense, è possibile che i prezzi scendano, anche se valori stabilmente inferiori ai 50/bbl appaiono a oggi poco probabili.

CARBONE

Produzione, import e consumo in Cina, insieme alle policy di medio messe in atto dal paese relative alla riduzione di inquinamento, rimangono le determinanti dei prezzi internazionali del carbone, rimasti sostenuti per buona parte del 2018 (91.90 \$/t in media d'anno, il 9% in più rispetto al 2017). Le alte temperature estive in Asia hanno stimolato la domanda per produzione termoelettrica contribuendo a spingere il prezzo fino al massimo degli ultimi sei anni (103 \$/t) raggiunto a ottobre. Tuttavia, a partire dall'ultimo trimestre dell'anno, rallentamento economico e temperature miti hanno consentito l'aumento delle scorte, aumento che spiega la recente decisione della Cina di introdurre alcune restrizioni alle importazioni. Gli effetti sui prezzi globali sono stati dirompenti, con una discesa di circa 30 \$/t registrata dai principali benchmark di prezzo. In Europa, la discesa dei prezzi (che hanno raggiunto 73 \$/t su base spot) è stata amplificata dal rallentamento delle consegne di carbone alle centrali termoelettriche in Germania, causata dal basso livello del fiume Reno utilizzato per il trasporto di merci che non ha permesso la navigazione a pieno carico.

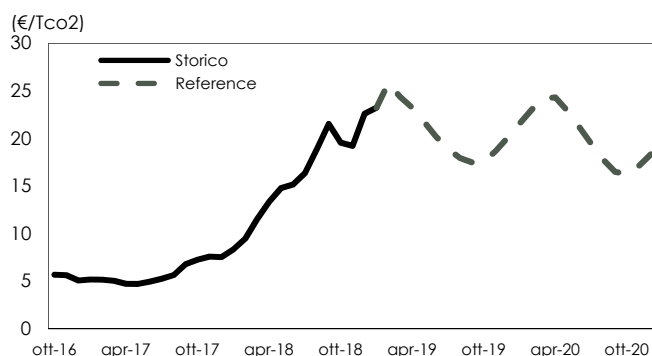
Gli scenari di prezzo del carbone per i prossimi mesi continuano, dunque, a essere legati agli andamenti della domanda cinese e alla possibilità che la sua ripresa richieda di sbloccare le restrizioni alle importazioni attualmente in atto. Nella situazione più probabile, le quotazioni si stabilizzano attorno alla media di 80 \$/t, valore più alto rispetto alle quotazioni registrate tra gennaio e febbraio, ma in discesa del 10% rispetto al 2018. Solo la ripresa delle esportazioni di carbone dall'Australia, il paese che più di tutti sta soffrendo delle restrizioni cinesi, permetterebbe una rapida ripresa dei prezzi verso i livelli massimi registrati nel 2018. Tuttavia, l'economia cinese, seppur in crescita (l'OCSE prevede una crescita del PIL del 6.2% nel 2019 e del 6% nel 2020) è in rallentamento rispetto agli scenari dello scorso anno, e ciò potrebbe incidere a sfavore delle quotazioni del carbone che potrebbero essere spinte ulteriormente al ribasso, rispetto ai livelli attuali.

La *Market Stability Reserve*, la misura entrata in funzione a gennaio 2019 che ha l'obiettivo di drenare sul mercato l'eccesso di offerta di titoli ETS accumulato negli ultimi anni, è stata finora in grado di sostenere il prezzo della CO₂ che nel 2018 ha proseguito il *trend* al rialzo del 2017, arrivando a un valore medio di circa 16 €/tCO₂ con punte massime del prezzo *spot* oltre i 25 €/tCO₂. Nelle dinamiche di formazione del prezzo un ruolo centrale è attribuibile al settore termoelettrico e al differenziale di prezzo del carbone e del gas. Il prezzo delle quote di emissioni dipende, infatti, dal costo di abbattimento della CO₂ e il settore termoelettrico rappresenta il 75% dell'intero schema EU ETS. In particolare, la riduzione del differenziale di prezzo tra gas incide al ribasso nella determinazione del prezzo finale.

Lo scenario proposto (**Figura 1.11**) mostra prezzi della CO₂ medi intorno ai 21 €/tCO₂, ma non è da escludere un andamento volatile del mercato causato dalle incertezze ancora esistenti sulla Brexit: essendo la Gran Bretagna parte dello schema ETS, l'esito dei negoziati con l'Unione Europea determinerà anche la permanenza britannica nello schema, e quindi l'obbligo per le installazioni del paese di soddisfare la *compliance* annuale. Il Piano di azione della Commissione europea prevede che a partire dal gennaio 2019

vengano temporaneamente sospese le emissioni di titoli gratuiti dal paese al fine di non pregiudicare il funzionamento del sistema ETS evitando la creazione di ulteriori titoli che diventerebbero inutilizzabili. La Gran Bretagna ha, inoltre, anticipato a metà marzo 2018 le attività di *compliance* del sistema ETS relative alla comunicazione delle emissioni 2018 e della restituzione di queste, in maniera da rendere chiari gli obblighi prima dell'eventuale uscita del paese dall'UE. Se, a seguito dei negoziati, la Gran Bretagna rimanesse parte dello schema fino al termine del periodo transitorio di due anni (fino al 31 dicembre 2020), il ruolo della Gran Bretagna nel mercato rimarrebbe invariato fino alla fine della terza fase dello schema (fase avviata nel 2013).

FIGURA 1.11. ANDAMENTO DEI PREZZI DELLA CO₂ NEL SISTEMA EU ETS



Fonte: elaborazioni REF-E

2. OUTLOOK PER IL MERCATO GAS

PREVISIONI EUROPA E ITALIA PREZZI

Nel corso dell'ultima parte del 2018 i prezzi del gas hanno registrato una brusca inversione del *trend* di crescita che aveva caratterizzato tutto l'anno precedente, in un contesto di discesa dei prezzi del petrolio e del carbone. Il movimento dei prezzi al ribasso è stato confermato anche durante la prima parte del 2019, in una fase di abbondanza di offerta e di riserve in stoccaggio maggiori rispetto alle giacenze dei precedenti anni. Dai picchi di prezzo di settembre 2018, i prezzi europei al TTF e quelli italiani al PSV sono scesi del 40% corrispondente a una variazione di circa 12 €/MWh.

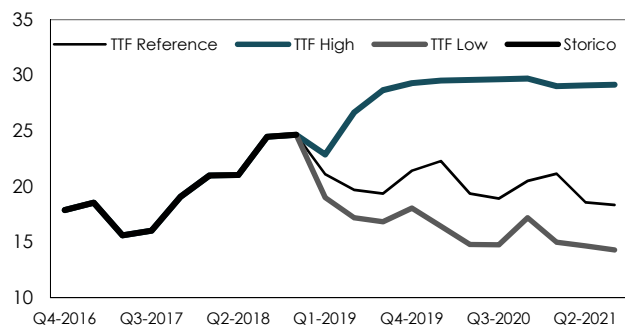
Le dinamiche del mercato del GNL sono diventate ormai una variabile fondamentale nello spiegare l'andamento del mercato del gas europeo. Nuove infrastrutture di liquefazione, entrate in funzione e in costruzione, danno linfa all'offerta: la crescita di domanda di GNL sembra essere così compensata e, salvo situazioni climatiche particolarmente rigide, situazioni di scarsità sembrano scongiurate per il prossimo inverno. L'Europa del Nord, che ha visto nel corso dell'ultimo trimestre 2018 un'impennata delle

importazioni di GNL, necessiterà di offerta flessibile in vista della graduale riduzione dell'*output* del giacimento di Groningen: è il GNL che può sostituire la punta di produzione del giacimento nelle fasi dell'anno più fredde, tenendo conto del fatto che le importazioni da Norvegia e Russia viaggiano ai massimi storici. In uno scenario di riferimento con temperature intorno alle medie stagionali e stabile produzione industriale, le previsioni del mercato TTF per il 2019 e 2020 si attestano intorno a 20 €/MWh, in discesa di circa 2.50 €/MWh rispetto ai valori consuntivi del 2018. *Spike* nei prezzi europei si potrebbero verificare in caso di clima freddo in contemporanea in Europa e in Asia: in tal caso, come già osservato in passato, l'esigenza dei mercati nord europei di attirare GNL spingerebbe i prezzi gas verso le formule *oil-index* asiatiche scontate del costo di trasporto.

In Italia, nello scenario più probabile, il PSV raggiunge nel 2019 un prezzo medio di 22.50 €/MWh, spinto al ribasso di ulteriori 0.40 - 0.50 €/MWh nel 2020: dagli orientamenti dell'ARERA emerge l'intenzione, con il nuovo periodo regolatorio e a seguito della necessità di adeguare il nostro sistema alle regole europee, di spostare la componente a copertura dei costi variabili dai punti di *entry* a quelli di *exit*, a beneficio del prezzo al PSV che si avvicinerebbe al TTF. Ciò a condizione che le importazioni dall'Algeria proseguano ai ritmi attuali anche per il 2020, dopo la scadenza del contratto *long term* tra Eni e Sonatrach. In caso contrario, infatti, la necessità di attivare nuove importazioni dal Nord Europa potrebbe compensare la riduzione dello *spread* spiegata dalla riduzione dei costi di entrata in Italia, almeno fino all'avvio del TAP.

La previsione del differenziale estate-inverno per il mercato italiano si ferma a 1.80 €/MWh e tiene in considerazione un utilizzo degli stoccaggi in linea, rispetto a quello dello scorso anno. Situazione differente per i mercati del Nord Europa dove l'ingente afflusso di gas sia su rotte via gasdotto sia tramite GNL ha indotto a un utilizzo ridotto di stoccaggio rispetto allo scorso anno del 20% circa. Lo *spread*, in questo caso, è previsto attestarsi a un valore oltre i 2.30 €/MWh, effetto di una minore domanda prospettica di gas per riempimento durante l'estate 2019.

FIGURA 2.1. PREZZI DEL GAS NATURALE SUL MERCATO TTF (€/MWh)



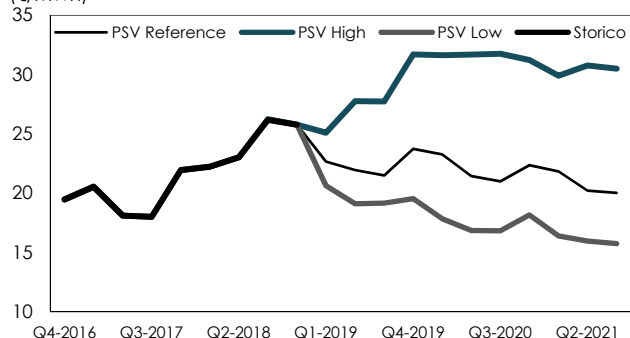
Fonte: dati storici Albasoluzioni e previsioni REF-E

TABELLA 2.1. DIFFERENZIALI DI PREZZO STAGIONALI (€/MWh)

	TTF	PSV
Estate	19.53	21.72
Inverno	21.87	23.51
Spread	2.33	1.78

Fonte: elaborazioni REF-E

FIGURA 2.2. PREZZI DEL GAS NATURALE SUL MERCATO PSV (€/MWh)

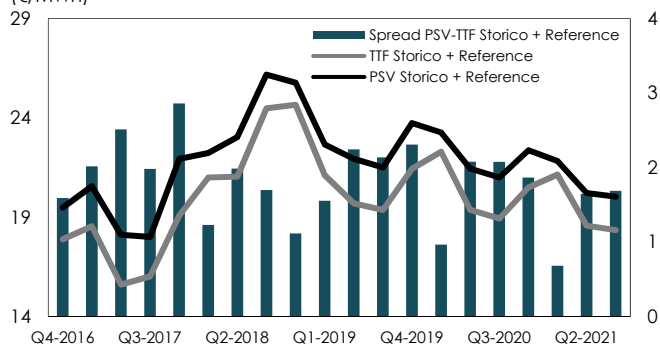


Fonte: dati storici Albasoluzioni e previsioni REF-E

CONSUMI IN DIMINUZIONE IN EUROPA

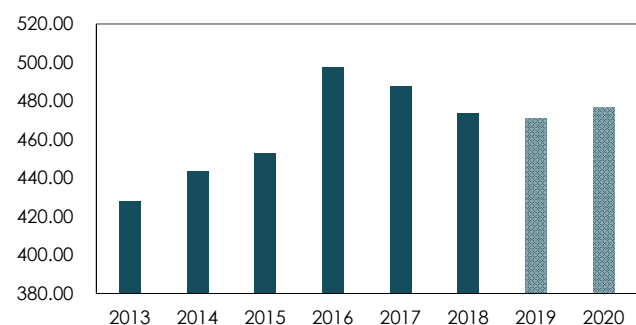
L'anno solare 2018 si è chiuso con un volume prelevato sulle reti di tutta Europa di 474 Gmc, inferiore del 2.6% rispetto allo scorso anno: a esclusione dei picchi di freddo di febbraio e marzo, nei restanti mesi dell'anno sono stati costantemente consumati meno volumi rispetto all'anno precedente, *trend* che sembra confermato anche per i primi mesi del 2019.

FIGURA 2.3. SPREAD PSV-TTF
(€/MWh)



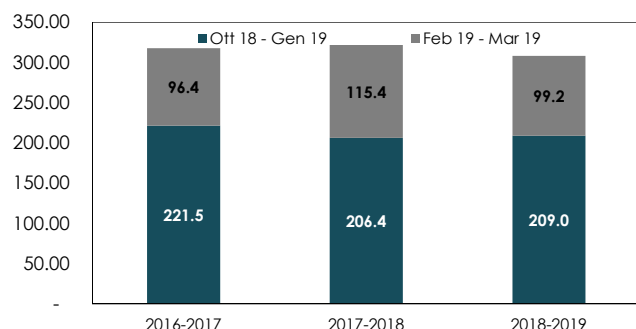
Fonte: dati storici Albasoluzioni e previsioni REF-E

FIGURA 2.4. CONSUMI DI GAS NATURALE IN EUROPA
(Dati in Gmc, anno solare)



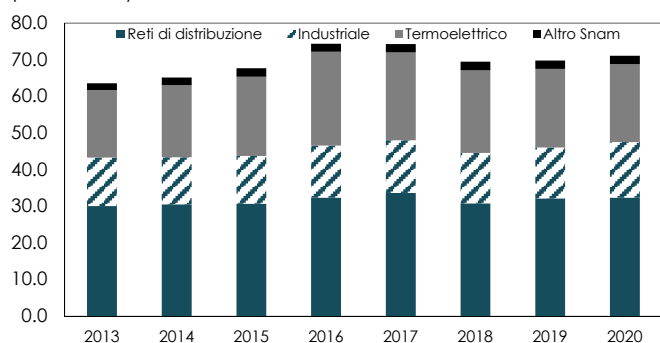
Fonte: dati storici Snam e previsioni REF-E

FIGURA 2.5. DOMANDA DI GAS NATURALE IN EUROPA (INVERNO 2018):
STORICO E PREVISIONE (Dati in Gmc)



Fonte: dati storici Snam e previsioni REF-E

FIGURA 2.6. CONSUMI DI GAS NATURALE IN ITALIA PER SETTORE
(Dati in Gmc)



Fonte: dati storici Snam e previsioni REF-E

A livello italiano, l'ultimo trimestre del 2018 ha fatto registrare, rispetto allo stesso periodo del 2017, una discesa della domanda di circa 2 Gmc (-9%).

I prelievi da reti di distribuzione risultano il comparto più colpito dalla flessione (-1.1 Gmc, -10%), seguito dal termoelettrico (-0.6 Gmc, -9%) e dall'industriale (-0.2 Gmc, -6%). Nello scenario di riferimento, e dunque in condizioni climatiche nella norma, le proiezioni mostrano volumi complessivamente prelevati lungo l'intero anno termico 2018 non superiori a 70 Gmc, una discesa del 7% circa (-5 Gmc) rispetto all'anno termico precedente. Il prelievo da reti di distribuzione, risentendo di quanto già registrato a inizio anno termico, risultano particolarmente in discesa (-2.8 Gmc, -8%); il comparto termoelettrico, risentendo del maggiore apporto idrico soprattutto a partire dall'avvio della stagione primaverile, subisce un rallentamento rispetto allo scorso anno termico (-1.5 Gmc, -6%); il prelievo industriale soffre del rallentamento economico ed è prevista una continuazione del trend di discesa avviata a inizio anno termico (-0.6 Gmc, -4%).

RIMANGONO SOSTENUTE LE IMPORTAZIONI VIA GASDOTTO

Nonostante la contrazione della domanda, nell'anno solare 2018 le importazioni di gas europee sono rimaste complessivamente stabili rispetto al 2017 (293 Gmc, circa 1 Gmc in aumento), per via della necessità di riempimento degli stoccaggi.

Il principale fornitore si conferma la Russia: la somma dei volumi sulle tre principali linee verso l'Europa (Nord Stream, Yamal Pipeline e rotta Ucraina) ammonta nel 2018 a 137 Gmc, 4.4 Gmc in più (+3.3%) rispetto al 2017, volume che non tiene conto delle esportazioni di GNL aumentate recentemente (vedasi *paragrafo successivo*). Secondo i dati Gazprom, i volumi esportati sono vicini alla quantità massima prevista dai contratti di export in essere, ma sono in atto negoziazioni degli accordi contrattuali al fine di poter permettere un ulteriore aumento dei flussi nei prossimi anni.

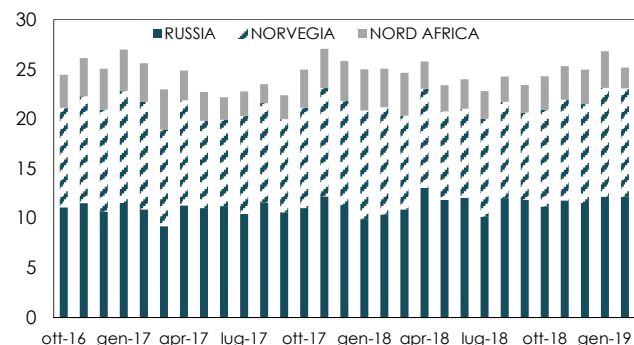
Sulle importazioni dalla Russia pesano, tuttavia, due incertezze: il transito del gas russo attraverso l'Ucraina dopo il 31 dicembre 2019, e la costruzione del Nord Stream 2.

A fine dicembre scadrà il contratto di transito che permette alla Russia di inviare parte del gas verso l'Europa attraverso il territorio ucraino, e le condizioni di rinnovo non sono state ancora definite. A inizio gennaio è stato aperto un tavolo trilaterale tra Russia, Ucraina e Unione Europea per facilitare le negoziazioni. La posizione della Russia è indebolita dai ritardi nei lavori del Nord Stream 2, gasdotto parallelo all'esistente Nord Stream 1, che raddoppierebbe la capacità di trasporto di gas russo verso la Germania fino a 110 Gmc all'anno, e che consentirebbe di terminare la dipendenza dal transito ucraino per la vendita dei volumi di gas ai compratori europei.

La costruzione è stata avviata a maggio dello scorso anno, ma da un lato l'opposizione degli Stati Uniti alla sua costruzione e dall'altra il possibile allargamento della direttiva gas ai gasdotti da e verso paesi terzi (e dunque l'applicazione del *Third Party Access* al gasdotto di proprietà della stessa Gazprom), porterebbero a limitare i flussi sulla nuova infrastruttura.

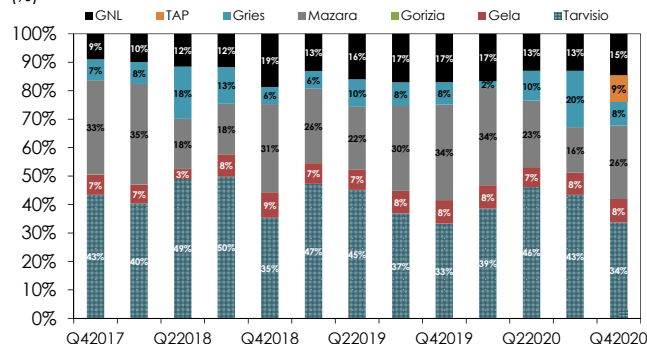
In Italia, dove i prelievi di stoccaggio sono largamente regolamentati e dunque lo svuotamento era stato meno aggressivo nell'inverno 2018, l'andamento delle importazioni ha riflesso quello della domanda, con una discesa dei flussi (-2 Gmc, -3%),

FIGURA 2.7. VOLUMI DI GAS IMPORTATI IN EUROPA DALLE PRINCIPALI ROTTE (Gmc)



Fonte: Reuters

FIGURA 2.8. QUOTA DELLE SINGOLE FONTI D'IMPORTAZIONE IN ITALIA (%)



Fonte: dati storici Snam e previsioni REF-E

principalmente da Mazara (-1.8 Gmc, -9%) da cui sono stati importati 17.1 Gmc, e da Tarvisio (-0.6 Gmc, -2%) da cui sono provenuti 29.5 Gmc. Da Gela sono giunti complessivamente 4.5 Gmc, in leggera flessione (-4%) a causa della prolungata manutenzione di aprile sugli impianti libici di Mellitah.

I minori volumi sono stati compensati dal rialzo delle importazioni da Gries durante lo stesso periodo, contributo che ha permesso di raggiungere sull'intero 2018 un volume importato di 7.7 Gmc (+0.5 Gmc, + 7%).

Tuttavia, i volumi di gas dal Nord Europa transitati da Gries continuano a essere inferiori a quelli degli scorsi anni: si tratta di 1 Gmc in meno rispetto alla media dei precedenti cinque anni, causata da uno *spread* tra il PSV e il TTF medio sull'anno di 1.50 €/MWh non adeguato a coprire completamente i costi logistici di importazione quantificabili mediamente attorno a 2 €/MWh.

La manutenzione in atto sul gasdotto TENP I (che dovrebbe terminare a ottobre 2020) non ha dunque, in media, causato problematiche alle importazioni da Gries, la principale fonte via gasdotto che assicura flessibilità al mercato italiano.

L'entrata in funzione già a partire da marzo 2020 si fa sempre più difficile: oltre alle opposizioni politiche, è stato reso noto che i lavori propedeutici alla costruzione del TAP, il metanodotto di 55 Km e di capacità di 10 Smc/a, sono stati avviati a inizio gennaio, mentre la costruzione vera e propria verrà avviata nei prossimi mesi. Appare dunque probabile uno slittamento dell'avvio del funzionamento dell'infrastruttura rispetto alla data prevista di marzo 2020 verso la fine dell'anno, e il funzionamento a regime solo nell'anno termico 20-21, quando i flussi potrebbero raggiungere e superare i 6 Gmc, volume in linea con la *minimum quantity* associata ai contratti di lungo termine scritti con i produttori Azeri.

LE DINAMICHE DEL GNL RIMANGONO PROTAGONISTE NEI MERCATI GAS

Il commercio di GNL, l'aumento dell'offerta disponibile e gli andamenti dei principali *benchmark* di prezzo sono gli elementi che hanno avuto l'impatto maggiore sulle dinamiche del prezzo del gas europeo nel 2018. Spinto da una domanda sostenuta lungo l'intero anno e da un prezzo del petrolio in forte ascesa, il prezzo medio del GNL *spot* nel nord-est asiatico sul 2018 è stato di 9.7 \$/MMBtu (28 €/MWh), con picchi massimi di 11.5 \$/MMBtu (32 - 33.5 €/MWh) raggiunti più volte durante l'anno. Prima a febbraio, e poi tra giugno e settembre, i prezzi *spot* del GNL asiatico si sono allineati ai prezzi delle formule *oil-index*, ancora il principale metodo di *pricing* del gas nell'area asiatica. Durante l'estate la domanda è risultata sostenuta, ma al contempo sono state attivate strategie di *hedging* volte alla copertura dei volumi di portafoglio e al riempimento di stoccaggio, con l'obiettivo di prevenire lo *shortage* avvenuto lo scorso inverno e di ridurre l'approvvigionamento sui mercati *spot*.

Al fine di attirare carichi *spot* di GNL per coprire la domanda di stoccaggio (a inizio aprile 2018, a causa dell'ondata di gelo di febbraio e marzo, gli stoccaggi europei risultavano con una giacenza di circa 8 Gmc inferiore rispetto al 2017), i prezzi europei si sono progressivamente allineati ai *benchmark* asiatici. In questo contesto, le tariffe di trasporto di GNL sono letteralmente esplose: nel periodo giugno - novembre, le tariffe da Sabine Pass (US) sono salite del 77% verso il Giappone e del 92% verso l'Europa, con picchi che hanno raggiunto rispettivamente 10 €/MWh e 5 €/MWh verso le due destinazioni. Si è dunque verificato uno scenario di alta domanda e contemporaneamente bassa disponibilità di carichi *spot* per l'Europa, unito a un'aspettativa rialzista sul timore di ulteriori *spike* per il successivo inverno e di un prezzo del petrolio che raggiungeva i massimi dal 2014.

Eppure durante il quarto trimestre dell'anno diversi elementi contrastanti si sono affacciati sul mercato, contribuendo ad assorbire il premio di mercato accumulatosi durante i precedenti mesi:

- l'avvio di stagione invernale mite sia in Europa sia in Asia
- la discesa dei prezzi del petrolio, con il *benchmark* europeo Brent che dopo aver toccato il picco massimo di 86 \$/bbl a inizio ottobre è precipitato fino a raggiungere i 50 \$/bbl di fine dicembre
- il violento crollo dei costi di trasporto di GNL a partire da novembre, anche a causa di un largo numero di

metaniere GNL rimaste ormeggiate nel bacino asiatico in attesa di sfruttare la curva a termine in contango dei prezzi asiatici

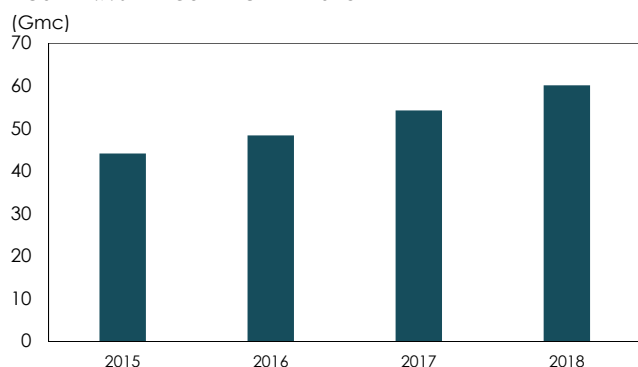
- l'entrata in funzione delle nuove infrastrutture di liquefazione, soprattutto in Australia, Stati Uniti e Russia, per una capacità di 37 Gmc che hanno contribuito a immettere nuova liquidità sui mercati.

La conseguenza di questo insieme di fattori è il crollo dei prezzi del gas, con i *benchmark* asiatici portatisi al di sotto dei prezzi europei scontati del costo di trasporto, fattore che ha portato l'Europa a essere la meta ambita per i carichi provenienti dal bacino atlantico.

LA DOMANDA DI GNL

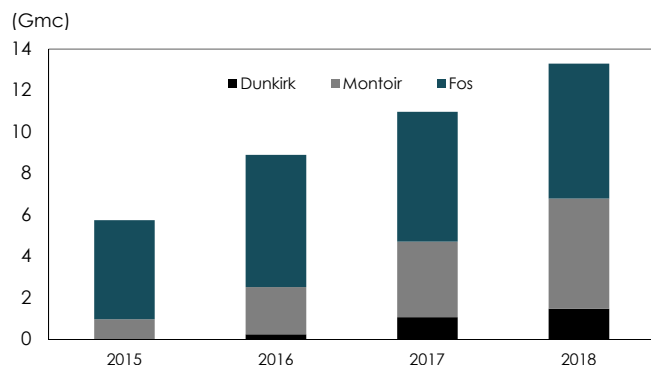
La domanda globale di GNL ha raggiunto il record di 432 Gmc, in crescita del 9% rispetto all'anno

FIGURA 2.9. SEND-OUT DI GNL IN EUROPA



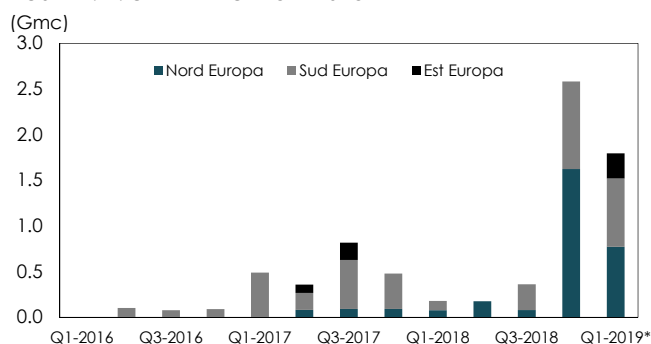
Fonte: dati storici Reuters

FIGURA 2.10. ARRIVI DI GNL IN FRANCIA



Fonte: dati storici Reuters

FIGURA 2.11. GNL AMERICANO IN EUROPA



* Previsione

Fonte: dati storici Reuters e previsioni REF-E

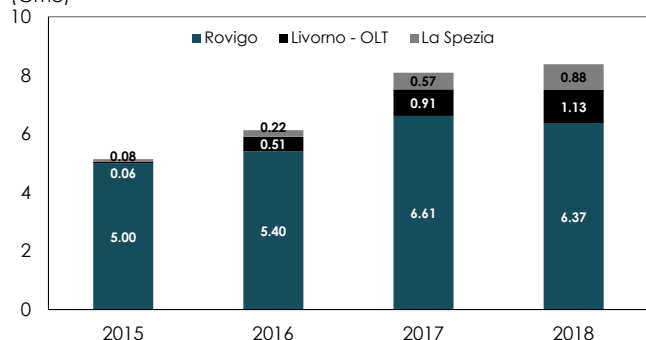
precedente. L'intera area asiatica ha totalizzato una crescita di 35 Gmc, con il maggior contributo proveniente da Cina (+20 Gmc) e Corea del Sud (+8 Gmc). Stagnante, invece, la domanda del Giappone (-0.4%), il principale importatore di GNL al mondo, a seguito del ripristino della disponibilità degli impianti nucleari: da marzo a giugno 2018, sono rientrati funzione quattro reattori di capacità di 1.2 GW, mentre non sono previsti ulteriori riavvii fino a marzo 2020.

In Europa, complessivamente, sono stati importati via GNL più di 60 Gmc, quasi 6 Gmc in più rispetto allo scorso anno, segnando un livello record. I Paesi Bassi vantano la maggiore crescita dei volumi importati in valore assoluto, 2.4 Gmc in più rispetto al 2017 per una quota complessiva di 3.8 Gmc (+172%). *Performance* record anche in Francia e Belgio: nel 2018, i rigassificatori francesi in Nord Europa (Dunkirk e Montoir) hanno totalizzato un import di 2.1 Gmc, +44% per un volume totale di 6.8 Gmc (volume aggregato che per la prima volta supera quanto giunto al porto Fos del sud francese), mentre al porto belga di Zeebrugge sono giunti volumi per 3.1 Gmc, il 110% in più rispetto al 2017.

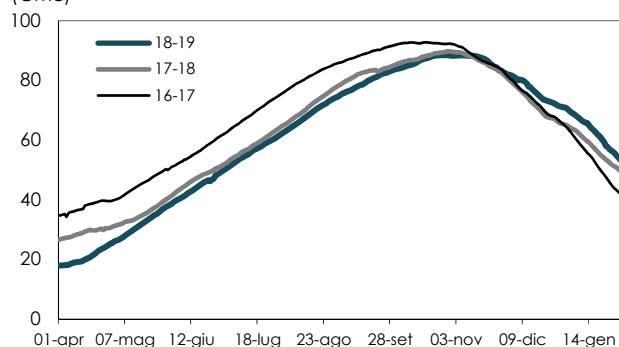
In Italia, è stato importato complessivamente un volume di 8.4 Gmc di GNL nel 2018, in crescita del 4% rispetto al 2017, con la maggior parte dei volumi (6.4 Gmc) concentrata sull'infrastruttura di Rovigo grazie al contratto *long-term* attivo per l'80% della capacità disponibile. Record di importazione per il rigassificatore livornese OLT: le aste di rigassificazione in vigore da aprile 2018 hanno permesso al gestore del terminale di offrire tariffe in linea con le quotazioni del GNL e con quelle dei terminali degli altri paesi europei che affacciano sul Mediterraneo, fornendo una maggiore appetibilità dell'infrastruttura. Livorno è stata meta ambita anche per i carichi americani: sul totale di 3.3 Gmc importati dal Nuovo Continente, 0.4 Gmc (il 13%) sono giunti a OLT nel quarto trimestre 2018.

STOCCAGGIO: IN EUROPA GIACENZA AI MASSIMI DEGLI ULTIMI TRE ANNI

Le conseguenze del massiccio arrivo di carichi di GNL in Europa è apprezzabile soprattutto sui volumi presenti nelle infrastrutture di stoccaggio. La campagna iniezione di aprile 2018 è partita con 8 Gmc di giacenza in meno rispetto al 2017 e 16 Gmc in meno rispetto al 2016, dando spazio alla domanda di riempimento durante l'estate. L'insieme di fattori elencati precedentemente ha portato gli stoccaggi a essere ben forniti in pieno inverno, con uno spaccato di fine gennaio sui seguenti livelli: in tutta Europa, vi sono in giacenza 3.6 Gmc in più rispetto allo stesso periodo del 2017 e 11.4 Gmc rispetto al 2016; concentrato sui paesi dell'Europa Nord-Ovest (Belgio, Francia, Germania e Paesi Bassi), il *gap* rispetto allo scorso anno si amplia ulteriormente portandosi ai 5 Gmc. Volumi non erogati che risultano allineati

FIGURA 2.12. GNL IN ITALIA
(Gmc)

Fonte: dati storici Reuters

FIGURA 2.13. ANDAMENTO DEGLI STOCCAGGI IN EUROPA
(Gmc)

Fonte: dati storici Reuters

ai maggiori apporti di GNL, e che dunque hanno contribuito a spingere ulteriormente al ribasso le quotazioni del gas europeo via via che maturavano i giorni residui al termine della stagione invernale.

Tale situazione sui mercati del Nord Europa è visibile sui differenziali Summer - Winter: lo *spread* ha raggiunto i 3 €/MWh, valore difficilmente osservabile e frutto di una domanda estiva di gas in stoccaggio che, salvo novità durante l'ultimo mese di erogazione, sarà più debole rispetto agli anni passati. Sulla stagione invernale invece continua a montare un premio al rischio legato ai fattori più critici verificatisi gli scorsi anni: la chiusura della produzione di Groningen, il rischio temperature anomale e prelievi superiori alle attese e, in misura minore visto, la scarsità di GNL sul mercato europeo.

In Italia la situazione è differente: dato un minore apporto di GNL nel paese rispetto al Nord Europa e tenendo conto della componente termica che caratterizza i consumi del paese, l'utilizzo delle infrastrutture è rimasto allineato a quello dello scorso anno fino a gennaio (-2% al 31/1) ed è presumibile che il *trend* prosegua simile fino a fine marzo. Tuttavia, lo *spread* tra estate e inverno rimane sostenuto (3 €/MWh di picco), con il contratto *Summer 19* al PSV coerente con uno *spread* con il TTF di 2 €/MWh. Nel frattempo è entrato in funzione, anche se solamente con volumi ridotti e servizi speciali, lo stoccaggio gestito da Ital Gas Storage: la nuova infrastruttura è adibita all'offerta di servizi di stoccaggio flessibili, che assicurano una punta più dinamica rispetto alle altre infrastrutture attualmente presenti in Italia. Tuttavia, perché l'infrastruttura lavori a pieno regime è necessario attendere il termine della fase di *ramp up*, e dunque non è ancora certo quanti volumi saranno messi a disposizione durante le prime aste di marzo.

APPROFONDIMENTO 1. MERCATO GNL: CAPACITÀ E DOMANDA A CONFRONTO

Gli ultimi mesi hanno confermato che le dinamiche del mercato globale del GNL sono un *driver* sempre più significativo dell'andamento dei prezzi del gas europei. La crescita della domanda asiatica è esponenziale, ma esposta comunque a forti oscillazioni in base alle condizioni meteorologiche. Nei prossimi inverni l'entrata della capacità di liquefazione, attualmente in costruzione, dovrebbe arginare il rischio di *shortage* simili a quelli della passata stagione, anche grazie alla realizzazione di nuove vie di approvvigionamento di gas per la Cina. Tuttavia, già dalla fine del 2021 potrebbe rivelarsi difficile sostenere la domanda di GNL di un inverno freddo, a meno che non si avvii velocemente la realizzazione dei pur numerosi progetti attualmente in discussione. Oltre a una seconda ondata di liquefattori statunitensi, tra i progetti più interessanti rientrano quelli canadesi, quelli qatariani nonché quelli africani.

CAPACITÀ AVVIATA E IN COSTRUZIONE

I dati sulle esportazioni di gas naturale liquefatto relativi al 2018 mostrano un forte aumento dell'export statunitense (+63%, 30 Gmc circa), russo (+70%, 24 Gmc) e australiano (+23%, 93 Gmc), che insieme hanno contribuito a soddisfare circa il 34% della domanda globale (pari a 432 Gmc, +9% rispetto al 2017).

Nel corso del 2018 è entrata in esercizio capacità di liquefazione addizionale per oltre 37 Gmc/anno, la quasi totalità realizzata proprio in questi tre paesi:

- negli Stati Uniti ha raggiunto i 32 Gmc/anno (+30% rispetto al 2017) grazie all'entrata in funzione dell'impianto di Cove Point (7.2 Gmc/anno), situato sulla costa atlantica del paese, e al raggiungimento della piena capacità operativa di Sabine Pass, situato invece nel Golfo del Messico
- in Russia è aumentata di oltre 10 Gmc/anno grazie all'avvio delle unità 2 e 3 dell'impianto siberiano di Yamal, con quasi 12 mesi di anticipo rispetto a quanto previsto dal progetto iniziale
- in Australia è stata superata la soglia dei 100 Gmc/anno con l'avvio della seconda unità dell'impianto di Wheatstone (6 Gmc/anno) e dell'impianto Ichthys (12 Gmc/anno).

Il *trend* di crescita della capacità di liquefazione non si è esaurito: nei prossimi due anni è previsto infatti l'ingresso di ulteriori 75 Gmc/anno da impianti già in costruzione, la maggior parte dei quali appartengono alla cosiddetta *first wave* di progetti statunitensi avviati nei primi anni 2010 a seguito dell'esplosione del fenomeno *shale gas*. Tra i progetti in fase più avanzata vi sono:

- Cameron (18.2 Gmc/anno), situato sulle coste della Louisiana
- le prime due unità di Corpus Christi (12.2 Gmc/anno)
- la prima unità di Freeport (6.8 Gmc/anno), situato sull'Isola di Quintana, in Texas
- Elba Island (3.3 Gmc/anno), l'unico situato sulla costa orientale.

Questi impianti hanno valenza strategica per le esportazioni di GNL statunitense e saranno fondamentali nel definire gli equilibri del mercato nei prossimi anni.

Oltre alla capacità americana, esistono altri 15 Gmc/anno in procinto di entrare in funzione:

- in Russia è previsto l'avvio di un piccolo liquefattore situato nei pressi di Vysotsk e il completamento del *ramp-up* del liquefattore di Yamal, che raggiungerà la capacità di regime e sarà dotato anche di una quarta unità da circa 1.2 Gmc/anno; quest'ultima infrastruttura, benché di dimensioni ridotte rispetto alle altre unità dell'impianto, avrà un ruolo chiave: il suo scopo è infatti quello di testare una tecnologia di liquefazione completamente sviluppata in Russia e il buon esito del test potrebbe sancire l'indipendenza tecnologica del paese in questo campo
- in Australia si sommeranno alle esportazioni dei grandi impianti *onshore* quelle della più grande unità flottante al mondo, Prelude (5 Gmc/anno), che ha dato il via alla fase di collaudo a fine 2018; nel corso del 2019 il paese supererà i 115 Gmc/anno di capacità, oltrepassando i 104 Gmc/anno del Qatar, attualmente primo paese esportatore a livello mondiale.

Ulteriori progetti in costruzione, ma che richiederanno prevedibilmente più di un anno per entrare in funzione, sono:

- l'impianto americano di Freeport (13.5 Gmc/anno) e
- l'espansione di due progetti nell'area asiatica, uno situato in Indonesia (6 Gmc/anno) e uno situato in Malesia (2 Gmc/anno).

Una volta realizzati tutti questi progetti, la capacità nominale di liquefazione a livello globale risulterà prossima ai 600 Gmc/anno. Considerando che il tasso di disponibilità medio delle infrastrutture è compreso tra l'80% e l'82%, la capacità massima disponibile nei prossimi anni potrebbe, dunque, consentire il *send-out* di circa 480-490 Gmc/anno al 2020.

NUOVI PROGETTI

Gran parte dei progetti appena descritti appartengono a un ciclo di investimenti apertosi agli inizi del decennio, in un momento storico caratterizzato da forti prospettive di crescita della domanda asiatica dopo l'incidente di Fukushima nel 2011 e dalle grandi scoperte di *shale gas* in Nord America.

A partire dal 2015, tuttavia, il numero di progetti che ha ottenuto una decisione finale di investimento (o FID, dall'inglese *final investment decision*) si è progressivamente ridotto a causa dei segnali ribassisti forniti dal mercato, con crescita della domanda più lenta del previsto e prezzi trainati al ribasso dall'andamento delle quotazioni del petrolio.

Nel 2018, però, questo *trend* si è invertito: la nuova spinta della domanda asiatica, trainata questa volta dalla Cina, ha stimolato e riacceso l'interesse degli investitori, che hanno dato il via a una vera e propria corsa all'approvazione di nuovi progetti, peraltro più diffusi tra i diversi paesi produttori.

Rientrano in questo nuovo ciclo di investimenti almeno tre progetti di rilievo:

- il progetto *offshore* Greater Tortue (3.4 Gmc/anno), situato nelle acque tra Mauritania e Senegal, la cui entrata in esercizio è prevista per il 2021
- la terza unità dell'impianto statunitense di Corpus Christi (6 Gmc/anno), che sarà operativa nel 2022
- e la prima fase del progetto Canada LNG (17.6 Gmc/anno), primo tra i progetti proposti in Canada a ricevere il definitivo via libera, che sarà operativo a partire dal 2025.

Più recente invece, ma non meno significativo, l'annuncio relativo all'avvio dell'impianto americano di Golden Pass (21 Gmc/anno), supportato dalle *major* Qatar Petroleum ed ExxonMobil, che ha ricevuto la FID proprio agli inizi di febbraio.

TABELLA 1. PROGETTI DI LIQUEFAZIONE CON ALTA PROBABILITÀ DI APPROVAZIONE

Paese	Impianto	Entrata in esercizio	Capacità (Gmc/anno)
Canada	Woodfibre LNG	2021	2.8
Canada	Bear Head LNG, Fase 1	2022	2.7
Canada	Goldboro LNG	2022	13.5
Mozambico	Mozambique LNG	2023	17.6
Mozambico	Rovuma LNG, T1-T2	2024	20.5
Qatar	Espansione del North Field	2024	44.6
Russia	Arctic LNG 2, T1-T2	2022	17.8
Russia	Arctic LNG 2, T3	2022	8.9
USA	Driftwood LNG, T1-T2	2023	14.9
USA	Sabine Pass, T6	2022	6.1
USA	Calcasieu Pass LNG	2023	14.7
USA	Plaquemines LNG, Fase 1	2023	13.5
USA	Texas LNG Brownsville, T1	2023	2.7

Fonte: elaborazioni REF-E

Abbiamo inoltre censito altri 25 progetti, per una capacità totale di oltre 300 Gmc/anno, che potrebbero ottenere la FID entro i prossimi due anni, localizzati prevalentemente in Nord America (per 150 Gmc/anno) e in Russia (per 34 Gmc/anno). Una novità importante per il settore è il risveglio del Qatar, paese che sta per perdere il primato di primo esportatore (l'Australia potrebbe sorpassarlo già dal 2020) e dal quale ci si attendeva da tempo una risposta: i progetti di espansione del North Field porterebbero da soli a un aumento di oltre 40 Gmc/anno. Rientrano tra i progetti che hanno una maggiore probabilità di essere finalizzati (riportati in **Tabella 1**) anche quelli africani, in particolare quelli legati alle iniziative in via di sviluppo in Mozambico.

- Primo tra i progetti in lizza per importanza e dimensione è l'espansione da oltre 40 Gmc/anno dell'infrastruttura di Ras Laffan promossa da Qatar Petroleum. La realizzazione dell'opera è di fatto sicura e la decisione finale è prevista per la seconda metà del 2019, anche se nulla sarà verosimilmente comunicato prima che la società abbia deciso se finanziare il progetto da sola o tramite l'appoggio di partner strategici (praticamente tutti i grandi operatori del settore sono infatti interessati a una partecipazione). Il progetto prevede l'apertura della società qatariana a offrire ai compratori anche contratti non indicizzati al petrolio.
- Quasi il 30% della capacità che compete per ottenere l'approvazione finale nel 2019 è legata a progetti statunitensi. Tra questi, la sesta unità del liquefattore di Sabine Pass ha già completato il percorso autorizzativo, mentre per le prime due unità del complesso Driftwood LNG si attende l'autorizzazione finale per dare il via alla costruzione. L'impianto di Calcasieu Pass, situato in Louisiana, la prima fase del progetto Plaquemines LNG, proposto da Venture Global, e la prima unità dell'impianto texano di Brownsville, proposto da Texas LNG, sono invece ancora in attesa della valutazione ambientale finale da parte della FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), organismo che vigila sulle questioni di natura energetica e ambientale. Alcuni cambiamenti subiti recentemente dalla Commissione alla

guida dell'agenzia hanno infatti provocato un rallentamento della macchina burocratica, ritardando di conseguenza la presa di decisioni importanti riguardanti anche le valutazioni ambientali legate ai progetti di esportazione di GNL.

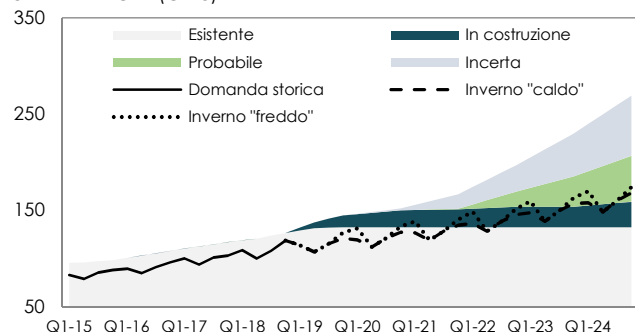
- In Canada, l'attenuazione delle posizioni adottate dalle comunità locali nei confronti dei proponenti ha giocato un ruolo importante nella rottura dell'immobilismo relativo alla situazione dei progetti di liquefazione proposti e rimasti in *standby* in attesa del verificarsi di migliori condizioni al contorno. La propensione a concedere agevolazioni fiscali e requisiti ambientali autorizzativi meno rigidi ha, infatti, contribuito a riattivare e ad accelerare i processi decisionali degli investitori. Così, dopo il via libera al progetto Canada LNG, altri tre progetti si stanno avviando verso una decisione finale d'investimento: si tratta dell'impianto di Woodfibre, situato nei pressi di Vancouver (Colombia Britannica), che avrà come principale *target* il mercato asiatico, e delle infrastrutture di Bear Head e Goldboro, situate sulla costa atlantica del paese, che avranno invece come *target* principali il mercato europeo e quello sudamericano.
- In Mozambico, gli sponsor dei progetti Mozambique LNG e Rovuma LNG, ovvero Anadarko e il duo Eni-ExxonMobil rispettivamente, stanno completando la stipula dei contratti di *offtake* necessari ad assicurare i finanziamenti e il definitivo via libera è atteso per entrambi i progetti nel corso dei prossimi mesi.
- In Russia, Novatek è prossima a raggiungere una decisione finale sulla realizzazione della seconda infrastruttura nella Penisola di Yamal (Arctic LNG 2) per sfruttare le immense risorse della regione. L'alta probabilità per l'impianto di ricevere una FID entro il 2019 deriva anche dal fatto che la società proponente intende sviluppare il progetto, anche in assenza di accordi preliminari di lungo periodo.

MERCATO

Le dinamiche internazionali del mercato globale del GNL influenzano in maniera sempre più sensibile il mercato del gas europeo. L'Europa rappresenta un mercato di riserva per i produttori di GNL, che sono

normalmente attratti dai maggiori prezzi offerti sui mercati asiatici. D'altra parte, la competizione del GNL è oramai uno dei pochi limiti al potere di mercato del principale fornitore europeo, ossia la Russia. Per attrarre GNL in Europa, le quotazioni del gas naturale scambiato agli *hub* devono allinearsi a quelle del GNL consegnato in Asia. Questo prezzo dipende dall'andamento del mercato globale del GNL, a sua volta fortemente influenzato dall'andamento della domanda asiatica, che rappresenta ormai oltre il 60% del totale. In caso di mercato del GNL corto, con domanda vicina alla massima capacità produttiva, i prezzi *spot* asiatici si allineano a quelli di lungo termine (legati all'andamento del petrolio). Questa situazione (Figura 1) si è verificata di frequente nel recente passato. In particolare, lo scorso inverno, nonostante la crescita dell'offerta, l'esplosione della domanda cinese ne aveva ridotto il margine di riserva all'8%. La domanda sostenuta sul mercato del gas europeo aveva dunque causato un picco di prezzo, con allineamento del prezzo europeo al livello del prezzo del GNL consegnato in Asia. Al contrario questo inverno, nonostante un *trend* di domanda più che sostenuto, le

FIGURA 1. EVOLUZIONE DEL BILANCIO GLOBALE DI DOMANDA E OFFERTA DI GNL (Gmc)



Fonte: stime REF-E, dati storici Reuters

temperature miti e la crescita dell'offerta hanno consentito il ritorno su margini di riserva di sicurezza, tali da mantenere i prezzi *spot* al di sotto di quelli *long term*.

Nonostante le previsioni di domanda di GNL rimangano sostenute nei prossimi anni, la crescita potrebbe rallentare grazie all'attivazione per la Cina, uno dei paesi in cui la domanda di gas sta crescendo maggiormente, di fonti di approvvigionamento via *pipeline*. Dopo il 2020, tuttavia, il *trend* potrebbe nuovamente accelerare grazie alla domanda indiana, insieme all'ingresso sul mercato di nuovi paesi importatori. Molte sono le variabili che possono influenzare la domanda di gas e di GNL, ma anche per il GNL, come per altre *commodities*, le temperature invernali rivestono oramai un ruolo fondamentale. Tra un inverno relativamente freddo e un inverno mite la differenza può, secondo le nostre stime, ammontare fino a 6 Gmc di GNL.

In base allo scenario descritto, la probabilità che il mercato del GNL vada in *shortage* nelle prossime stagioni rimane basso, anche in caso di inverno freddo, con il margine di riserva medio che rimane superiore al 10%, a fronte della disponibilità della nuova capacità già in costruzione. Ritardi nella realizzazione di questi progetti, oggi già in stato avanzato di realizzazione, sono infatti poco probabili.

Questa nuova capacità dovrebbe essere riassorbita però entro il 2021. Già dall'inverno a cavallo tra 2021 e 2022, infatti, la nuova capacità non sarebbe sufficiente a mantenere un adeguato margine di riserva in caso

di inverno freddo. Anche ammettendo che i progetti che abbiamo classificato come "probabili" ottengano una rapida approvazione e diano inizio velocemente ai lavori, considerando i tempi di costruzione dichiarati dai proponenti, la nuova capacità sarà a disposizione solo a partire dal 2022, tranne pochissime eccezioni in cui si potrebbero avere tempi di realizzazioni più brevi. Durante l'inverno in questione la probabilità che il mercato fatichi a coprire direttamente la domanda in caso di inverno freddo è dunque potenzialmente elevata. Naturalmente è anche possibile che alcuni degli investimenti che abbiamo caratterizzato come incerti, ma compatibili con tempi di realizzazione relativamente brevi, possano sbloccarsi nei prossimi mesi. In questo senso, però, il sovraffollamento dei progetti descritto potrebbe risultare in qualche modo controproducente. Infatti alcuni investitori potrebbero ritardare le decisioni di investimento proprio perché spaventati dalla massiccia concorrenza tra diversi progetti.

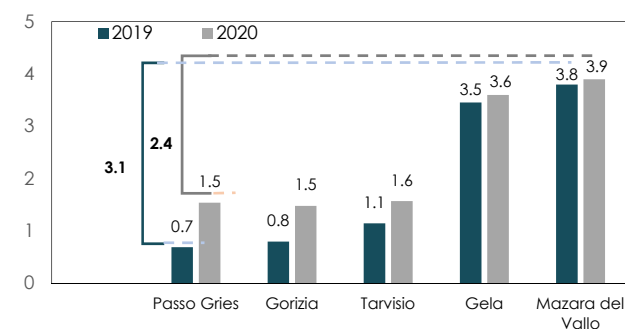
APPROFONDIMENTO 2. NUOVE TARIFFE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE: LE CONDIZIONI PER LA RIDUZIONE DELLO SPREAD

LE MODIFICHE PROPOSTE DA ARERA

Gli equilibri del mercato del gas saranno scossi, nei prossimi mesi, dalle riforme delle tariffe gas per il fatto che i diversi Stati membri si adeguano progressivamente al Codice di rete europeo NC TAR¹. L'ARERA² ha pubblicato, tramite consultazione, le proposte per l'Italia, a cui sono seguite le analisi di ACER³ sui contenuti e sulla conformità dei metodi e dei risultati rispetto a quanto richiesto dal Codice stesso.

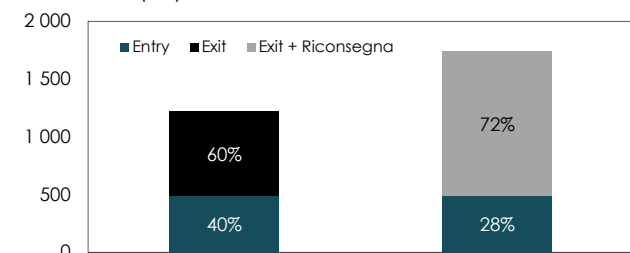
Pur confermando, nel solco di quanto già previsto dall'NC TAR, la struttura *entry-exit*, rispetto all'assetto attuale, le modifiche proposte, che dovrebbero per lo più essere confermate essendo ormai passate anche al vaglio della revisione dell'agenzia europea, prevedono cambiamenti significativi nella modalità di trasformazione dell'ammontare di ricavi totali nelle diverse componenti tariffarie, rispetto a un assetto rimasto per lo più invariato da diversi anni, nonostante i ricorsi alla giustizia amministrativa più volte intentati da alcuni operatori⁴ e che avranno impatti rilevanti sia sulle modalità operative degli utilizzatori della rete sia sulle dinamiche di formazione del prezzo.

FIGURA 1. TARIFFE Fisse SUI PUNTI DI ENTRY NEL 2019 E NEL 2020
€/a/smc/g



Fonte: Arera

FIGURA 2. RIPARTIZIONE DEI CORRISPETTIVI DA RETE NAZIONALE E REGIONALE (M€)



Ripartizione calcolata a partire dai ricavi relativi al 2018. L'inclusione della rete regionale nella nazionale porta a una ripartizione 28/72, rispetto al 40/60 che non tiene conto dei ricavi di rete regionale.

Fonte: Arera

Il livello delle componenti di *entry* e *exit* dipenderà dalla distanza relativa dei punti ponderata per la capacità prenotata (secondo le previsioni) ai punti stessi (metodo *Capacity-Weighted Distance CWD*), in sostituzione del metodo attuale a matrice, basato sui flussi simulati in transito dai punti stessi. Poiché al nord è disponibile più capacità di trasporto rispetto al sud, anche se pesata per una distanza minore percorsa dal gas, il nuovo metodo causa una riduzione del differenziale tra le tariffe fisse di *entry*, tipicamente maggiori al sud.

La rete regionale, ritenuta parte del servizio di trasporto, verrà inclusa nel sistema *entry-exit*, nonostante la contrarietà dell'ARERA nella consultazione iniziale. Al fine di non incidere al rialzo sui costi di *entry*, è prevista la revisione della quota di ricavo recuperata dai punti di *entry* e da quelli di *exit*: 28/72 contro l'attuale 40/60 (quota già rivista al ribasso per il periodo transitorio 2018-2019 rispetto al 50/50 originario). Una conseguenza dell'inclusione della rete regionale nel sistema *entry-exit* è anche il superamento della suddivisione a valle del PSV tra punti di uscita, oggi divisi per macro area, e punti di riconsegna, a fronte di un solo punto di uscita a livello nazionale.

È prevista l'applicazione di un unico corrispettivo variabile ai punti di uscita, in luogo della struttura attuale che prevede l'applicazione di un corrispettivo variabile applicato agli *entry* e di tre componenti a copertura delle perdite e degli autoconsumi in natura applicati sia agli *entry* sia agli *exit*, anche questi attualmente differenziati e che contribuivano ad aumentare le differenze nei costi di *entry* dalle diverse rotte.

Altri elementi, non meno importanti, riguardano l'applicazione di uno sconto del 50%, il minimo possibile ai sensi del Codice NC TAR, ai punti di ingresso e uscita da stoccaggio, una diversa modalità di recupero dell'ammontare in difetto o in eccesso relativo

alla garanzia dei ricavi per i trasportatori, che avverrà attraverso una componente variabile specifica (*CVFC* calcolata sul $t+1$) in sostituzione degli aggiustamenti annuali delle componenti fisse (attualmente calcolata sul $t+2$).

GLI IMPATTI ATTESI SUL PSV E SUI PUNTI DI USCITA

Le simulazioni effettuate dall'ARERA applicando le modifiche metodologiche proposte ai costi previsti per il 2020, mostrano un aumento di tutte le tariffe fisse in entrata a fronte di una diminuzione di quelle in uscita. Su quelle in entrata, è particolarmente alto l'incremento che si registra a Passo Gries (+123%), la tariffa in

¹ Regolamento (UE) 2017/460 della Commissione che istituisce un Codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas.

² Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

³ Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

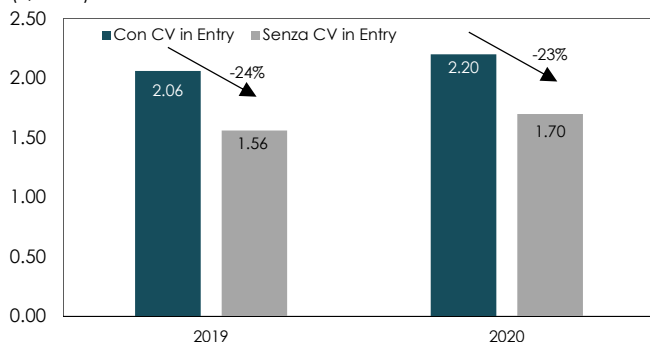
⁴ Europa e ricorsi guidano le scelte per il trasporto gas, Newsletter Osservatorio Energia n. 211, Giugno 2017.

entry più bassa nel 2019, mentre è sostanzialmente stabile (+3%) quella di Mazara del Vallo, la tariffa più alta. Una parte del rialzo delle tariffe fisse in *entry* è dovuto alla riduzione delle capacità oggetto di rimodulazione nel tempo dei diritti di trasporto (*reshuffling*)⁵: gli operatori hanno infatti approfittato della possibilità concessa, di spostare cioè parte della capacità *long term* prenotata per i tre anni successivi alla scadenza della prenotazione, che normalmente coincide con la scadenza dei contratti TOP di lungo periodo. La capacità

“spostata” ammonta, secondo quanto dichiarato dall’ARERA, a circa l’8% della capacità complessiva. La remunerazione di questa capacità contribuisce ai ricavi riconosciuti del trasportatore per l’anno in cui viene effettivamente utilizzata. Dunque, nell’anno in cui era stata originariamente prenotata non può essere considerata ai fini dell’applicazione del metodo di calcolo delle tariffe di *entry*, e il relativo ricavo viene automaticamente spalmato su tutti gli altri punti di ingresso (a meno che il trasportatore non preveda che la capacità venga comunque prenotata da altri operatori, cosa che non sembra al momento).

L’eliminazione dell’applicazione delle componenti di costo variabile ai punti di entrata causa la riduzione (a parità di altre condizioni) del prezzo al PSV a scapito dell’aumento dei costi di logistica a valle dell’*hub*. La rimodulazione dei costi di *entry* potrebbe invece favorire le importazioni dalle rotte a sud (Algeria e Libia) a scapito di quelle a nord. Entrambi i fattori spingono

FIGURA 3. COSTO VARIABILE ED EFFETTI SULLO SPREAD PSV-TTF (€/MWh)



Fonte: elaborazioni REF-E

verso una riduzione dello *spread* tra il mercato italiano e gli altri mercati europei a partire dall’entrata in vigore delle tariffe. L’utilizzo del modello proprietario I-GaMe, che consente di simulare il dispacciamento ottimo del sistema includendo in *input* la replica dei contratti di importazione esistenti sui diversi punti di *entry*, e assumendo uno specifico scenario di domanda e di capacità di stoccaggio, mostra in effetti che nel 2020 (simulato con le nuove tariffe) rispetto al 2019 si riduce la quantità importata da Passo Gries (-10%), il punto di entrata con il più alto rialzo della tariffa, così come lo *spread* medio PSV TTF, in contrazione di 0.50 €/MWh.

Queste conclusioni non tengono conto delle revisioni tariffarie degli altri paesi, e in particolare dei paesi di transito per le importazioni provenienti dal Nord Europa. Esiste in effetti un rischio che la revisione tariffaria sia l’occasione per alcuni paesi di spostare i costi dai punti interni ai punti di transito, un’eventualità che agirebbe in senso contrario rispetto alle modifiche previste dall’Italia, e dunque per un aumento dei costi di logistica a monte del PSV. La maggior parte delle revisioni è tuttavia ancora in discussione e i relativi impatti non sono stati considerati in questo *outlook*.

Sebbene ridotto, il divario tariffario tra singoli punti di *entry* è confermato, soprattutto tra frontiere sud (tariffa fissa media di 3.8 €/a/smc/g, includendo punto di entrata del TAP si sposta a 3.4 €) e frontiere nord (1.6 €/a/smc/g). Non è così per tutti i paesi: alcuni hanno infatti superato tale situazione prevedendo tariffe in *entry* unificate per tutti i punti di importazione. È questa una possibilità contemplata dal codice NC TAR che, tuttavia, non è stata utilizzata per l’Italia.

Lo spostamento del costo variabile verso i punti di uscita avrà l’effetto di spostare al rialzo la tariffa complessivamente pagata dai clienti finali, effetto compensato dalla riduzione dello *spread* con il TTF che riduce il costo della materia prima. L’effetto sul singolo consumatore dipende dall’area di prelievo di appartenenza, conseguente all’aggregazione dei punti di uscita con le riconsegne,

Sui punti di uscita, a esclusione delle interconnessioni, si applica anche il corrispettivo complementare *CVFC* finalizzato alla garanzia dei ricavi. L’introduzione di questa componente contribuisce a stabilizzare le tariffe fisse sulla capacità, poiché di anno in anno queste non saranno più riviste sulla base degli aggiustamenti dei ricavi riconosciuti; dall’altra sposta a valle l’eventuale onere dei mancati ricavi.

L’ANALISI DI ACER

Tra le disposizioni del Codice NC TAR, rientra il compito di ACER di monitorare e analizzare i contenuti dei documenti di consultazione al fine di valutare la completezza e la conformità delle proposte dei singoli Stati membri rispetto a quanto richiesto. Alcuni elementi proposti da ARERA in consultazione sono stati richiamati da ACER poiché non pienamente rispondenti alle disposizioni del Codice.

Trasparenza delle informazioni. Le critiche principali si riferiscono all’impossibilità per gli utenti di replicare il calcolo della tariffa di trasporto: infatti non sono disponibili dettagli sulle distanze necessarie a effettuare il calcolo nel metodo *CWD* e le previsioni della capacità di trasporto prenotata negli anni successivi al 2020. A questo si aggiunge la mancanza di dettaglio relativa alla componente *CVFC*, coerente tuttavia

⁵ Delibera 666/2017/R/gas.

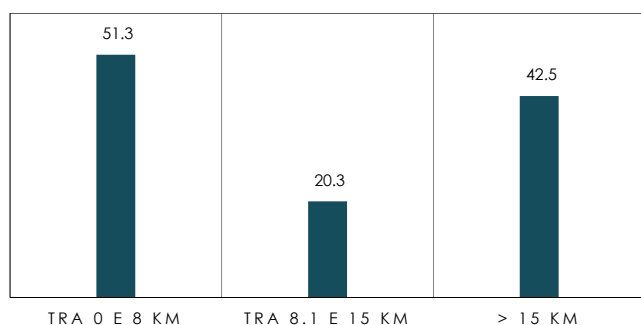
con il fatto che la componente viene valutata sulla base delle partite economiche da regolare nell'anno t ma applicata all'anno $t+1$, pertanto la sua applicazione avverrebbe a partire dal 2021 sui dati consuntivi 2020.

Cost reflectivity. ACER commenta in maniera positiva le previsioni dell'Autorità in termini di valutazione dei fattori di distanza e capacità previsti dal Codice come riferimento da tenere in considerazione, tuttavia con alcune riserve. La complessità della rete italiana, la magliatura della rete regionale e l'impossibilità di identificare un *pattern* di flussi prevalente ha indotto l'ARERA ad adottare un parametro basato sul valore medio della distanza tra punti di riconsegna e rete regionale. Riguardo la capacità invece, permangono dubbi sulla trattazione del meccanismo di *reshuffling*: non è completamente trasparente la logica utilizzata dall'Autorità nella gestione del meccanismo, ma al contempo ACER non bocchia completamente il metodo, e anzi ammette di non avere gli elementi per determinare se si sarebbe potuto proporre un metodo migliore.

Sussidi incrociati. Commenti sul tema sono emersi su due ambiti: il *reshuffling* di capacità e lo sconto distanza entro i 15 Km. Sul *reshuffling*, secondo ACER i fattori moltiplicativi applicati ai punti di *entry* per la sua applicazione favorirebbero gli utenti che hanno effettuato il *reshuffling* di capacità nel 2020 (e oltre) a spese degli altri utenti che non hanno beneficiato di questa possibilità. Sullo sconto distanza, ACER esplicita che il Codice non ammette una possibilità di questo tipo, e richiede all'Autorità di rivederne la struttura.

Distorsione del trading cross-border. Nessuna richiesta di revisione è pervenuta sulle tariffe di *entry/exit* sui punti di interconnessione, ma alcuni commenti sono stati avanzati da ACER relativamente allo *split* 28/72 che include la rete regionale: in particolare, l'ACER nota che il costo di rete regionale possa ricadere in quello della rete nazionale e dunque scaricarsi sui punti di interconnessione in uscita, con effetti distorsivi sulla relativa tariffa. Al momento, tuttavia, il volume in export dall'Italia è trascurabile, e da ciò ne discende anche un effetto trascurabile sulle tariffe in uscita sui punti di interconnessione che non avrebbe, perlomeno nel breve, effetti sulla tariffa.

FIGURA 4. DISTANZA DALLA RETE NAZIONALE DEGLI UTENTI TERMOELETTRICI E CAPACITÀ PRENOTATA (Mcm/g)



Fonte: Snam

Tra i rilievi dell'ACER quello relativo allo sconto per i punti di prelievo entro i 15 Km dalla rete nazionale potrebbe avere il maggiore impatto. Lo sconto è attualmente applicato al corrispettivo di rete regionale e ARERA ha proposto di mantenerlo anche dopo l'inclusione della rete regionale all'interno del meccanismo *entry-exit*. Questa inclusione comporta, tuttavia, il mancato rispetto di uno dei principi di base della metodologia tariffaria, ossia la mancanza di sussidi incrociati tra diversi utilizzatori della rete. Se dunque lo sconto rappresenta un dettaglio della regolazione italiana da sempre applicato e che, data la modalità di ripartizione dei costi, agisce solo sui punti di uscita e non va a aumentare i costi in entrata, difficilmente la sua applicazione potrà essere accettata da ACER come proposto nella versione attuale. Tra i principali beneficiari del provvedimento, come mostrato in **Figura 4**, rientra la maggioranza della capacità di trasporto prenotata dagli utenti termoelettrici, che sono generalmente clienti diretti localizzati in adiacenza della rete nazionale.

3. OUTLOOK PER IL MERCATO ELETTRICO

2018: FORTE IMPATTO DEL PREZZO DELLE COMMODITIES SUL PUN

Nel 2018 il PUN medio annuo ha raggiunto il livello massimo degli ultimi 5 anni (61.31 €/MWh), aumentando in particolare tra marzo e settembre, guidato principalmente dalla salita dei prezzi delle *commodities* e del costo delle emissioni di CO₂ (Tabella 3.1). L'aumento del prezzo non è stato comunque aggravato da altre criticità che avevano reso corto il mercato nei due anni precedenti: i volumi importati hanno ripreso a salire (+6.1 TWh) grazie all'assenza di contingenze del parco nucleare francese, mentre la producibilità idroelettrica è tornata in linea con la media degli ultimi 10 anni (+11.9 TWh), abbassando di conseguenza la domanda contendibile termoelettrica (166.8 TWh nel 2018, decisamente inferiore rispetto ai 181.9 TWh del 2017). Rispetto al 2017, il PUN *baseload* 2018 è aumentato di più di 7 €/MWh per effetto dei maggiori costi variabili di produzione, sostenuti dagli impianti termoelettrici e scaricati nelle offerte di vendita (+14 €/MWh).

TABELLA 3.1. PUNBASELOAD ANNUO E COMPONENTI DEL PREZZO

	2018 consuntivo	2019 EO9	2020 EO9	2019 EO10	2020 EO10
PUN	61.3	70.8	60.6	60.7	60.4
Prezzo gas (€/MWh) ⁽¹⁾	24.3	26.6	22.8	22.5	22.0
Costo variabile fuel: impianto a gas (€/MWh) ⁽²⁾	54.9	59.7	51.6	51.6	51.8
Prezzo carbone (\$/t) ⁽³⁾	91.9	95.4	89.1	82.3	81.9
Costo variabile fuel: impianto a carbone (€/MWh) ⁽⁴⁾	37.3	36.0	37.1	34.3	36.8
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	15.9	26.3	19.8	20.8	20.2
Onere ETS:					
- impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁴⁾	6.0	9.9	7.4	7.8	7.6
- impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁵⁾	15.2	25.2	18.9	19.9	19.4
CSS (€/MWh)	0.4	1.2	1.6	1.2	1.0
CDS (€/MWh)	8.7	9.6	4.6	6.5	4.2

* Prezzi consuntivi fino al 31 Gennaio 2019

⁽¹⁾€/MWh termici a PCS al netto dei costi di logistica dal PSV alla centrale

⁽²⁾€/MWh elettrici a PCI al lordo dei costi di logistica con rendimento 53%

⁽³⁾Al netto dei costi di logistica

⁽⁴⁾Onere ambientale impianto CCGT con rendimento 53%

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

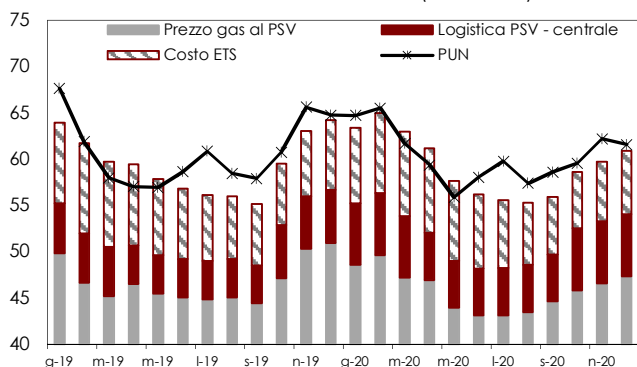
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters, Alba e GME e previsioni con Step

Nonostante i prezzi alti, la marginalità per gli operatori termoelettrici, espressa dal *Clean Spark Spread (CSS) baseload*¹, si è attestata a un livello molto basso (0.43 €/MWh). Infatti, nonostante la richiesta elettrica in leggero aumento (passando dai 320.5 TWh del 2017 ai 321.9 TWh del 2018 secondo il dato provvisorio di Terna), l'aumento della quota di domanda coperta dalle importazioni e dalla produzione idroelettrica ha determinato condizioni di maggiore concorrenzialità del mercato rispetto al 2017.

Per il 2019 e il 2020 si prevede una riduzione del PUN *baseload* rispetto al 2018, per effetto della discesa dei prezzi delle *commodities*: 60.71 €/MWh per il 2019², 60.37 €/MWh per il 2020. La stima per l'anno in corso è stata ridotta significativamente rispetto alla previsione del precedente *Energy Outlook* principalmente a causa del netto ridimensionamento delle previsioni sulle quotazioni delle *commodities*, coerentemente con le dinamiche più recenti: il costo variabile complessivo del costo di trasporto gas e di quello delle emissioni di CO₂ per il ciclo combinato di riferimento è stimato pari a 59.47 €/MWh in media per il 2019 e pressoché stabile nel 2020 (59.38 €/MWh) (Figura 3.1).

Tuttavia, grazie all'inerzia con cui la riduzione del prezzo delle *commodities* si trasferisce sul prezzo elettrico³, il *Clean Spark Spread (CSS) baseload* cresce leggermente rispetto all'ultimo anno (1.24 €/MWh per il 2019 e 0.99 €/MWh per il 2020).

FIGURA 3.1. PREZZO DEL GAS ALLA CENTRALE (€/MWh PCI)



Fonte: Reuters, ARERA e previsioni REF-E

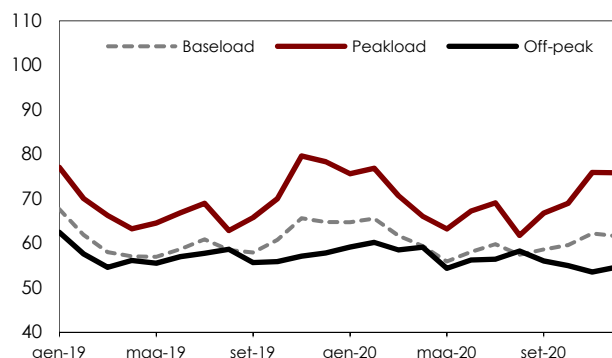
Il CSS previsto per il 2019 e 2020, come già detto in precedenza, si attesta in rialzo sia rispetto al consuntivo dello scorso anno sia alla stessa previsione dell'ultimo *Energy Outlook*. Questo risultato di mercato risente dell'effetto della vischiosità dei prezzi elettrici: le variazioni del prezzo gas non vengono infatti totalmente e immediatamente scaricate sul PUN, sia per ragioni legate alla contrattualizzazione delle forniture di gas sia per motivi relativi alla competitività di mercato. Una parte dei volumi di gas utilizzata per la generazione termoelettrica viene contrattualizzata in anticipo e sulla base delle quotazioni del PSV al momento della contrattualizzazione: per questa ragione, la repentina discesa del prezzo del gas non è ancora stata del tutto assorbita dal mercato elettrico, che scende più lentamente, generando in tal modo delle marginalità positive per gli operatori che acquistano la materia prima sul mercato *spot*.

¹ Margine del ciclo combinato con un'efficienza media del 53% sui costi variabili complessivi (inclusivi dei costi variabili di gas, ETS e oneri variabili di trasporto gas).

² Includendo il dato consuntivo nel mese di gennaio, 67.65 €/MWh.

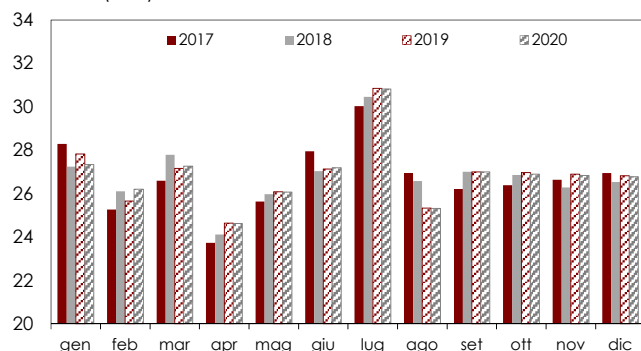
³ Questo fenomeno è stato riscontrato anche nel mese di febbraio.

FIGURA 3.2. PUN 2019 e 2020 MENSILE PER FASCIA ORARIA (€/MWh)



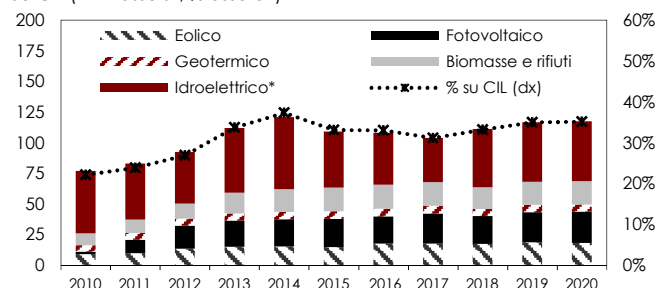
Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

FIGURA 3.3. ANDAMENTO MENSILE DELLA RICHIESTA ELETTRICA 2017-2020 (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

FIGURA 3.4. PRODUZIONE NETTA DA FONTI RINNOVABILI E LORDA SU CIL (TWh asse sx, % asse dx)



2018: dato provvisorio; 2019-2020: dato previsionale

* Al netto della produzione da pompaggio

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

forte incremento dei volumi registrato lo scorso anno (Figura 3.4).

L'offerta idroelettrica per l'anno in corso è assunta pari a 48.5 TWh, con un leggero rialzo rispetto ai 47.6 TWh registrati nel 2018, e riallineata alla media storica di producibilità idroelettrica degli ultimi 10 anni nel 2020 (48.7 TWh): ciò è supportato dalla disponibilità dei bacini idrici che attualmente si attesta a livelli superiori rispetto allo scorso gennaio e in linea con il livello di invaso medio storico. Il 2017, infatti, era stato caratterizzato da scarsa piovosità, contingenza climatica che aveva condotto a una forte contrazione della disponibilità idrica con effetto di riduzione dell'offerta di energia elettrica sul mercato e rialzo della marginalità ottenibile dal termoelettrico; al contrario, nel 2018 i livelli di invaso sono via via cresciuti, rilassando le possibili condizioni di scarsità dell'offerta e contenendo significativamente la marginalità ottenibile dai CCGT.

La generazione fotovoltaica è ipotizzata in rialzo da 22.9 TWh a 24.8 TWh, sulla base del *load factor* medio storico e delle assunzioni di incremento di capacità installata di circa 700 MW. Leggermente minore l'incremento di generazione assunto per la fonte eolica, che immetterà nella rete 18.5 TWh, dunque 1.2 TWh in più rispetto a quanto registrato nel 2018, sulla base di un'assunzione di espansione del parco eolico

Il profilo mensile del PUN, mostrato in Figura 3.2, è caratterizzato da una stagionalità costante e simile a quella degli ultimi anni (al netto delle variazioni delle *commodities* sottostanti): il livello del prezzo è generalmente maggiore durante i mesi invernali per effetto della stagionalità del prezzo del gas, mentre il picco di prezzo estivo è riscontrato nel mese di luglio in corrispondenza del picco della richiesta elettrica. Il PUN *peakload* è molto più volatile e il differenziale fra le due fasce orarie (*peakload* e *off-peak*) si amplia nei mesi di maggior domanda di energia elettrica, quindi quando il prezzo aumenta. Sia per il 2019 che per il 2020 si prevede un PUN baseload inferiore a quello *off-peak* solo nel mese di agosto: in tale mese, la domanda oraria presenta picchi molto smussati a causa della ridotta attività lavorativa, avvicinando i prezzi nelle fasce orarie di picco e di *off-peak*. Le assunzioni sui fondamentali alla base della previsione sono illustrate di seguito.

RICHIESTA ELETTRICA

Per il biennio 2019-2020 si ipotizza una richiesta elettrica pari a 322.4 TWh, con una crescita molto contenuta (+0.5 TWh) rispetto al 2018: ciò deriva da un'ipotesi di sviluppo dell'economia italiana, e quindi dell'industria, in netto rallentamento rispetto allo scorso anno (Figura 3.3).

La previsione di domanda si basa su un'assunzione di temperature in linea con la media dei dati storici registrati degli ultimi anni. L'effetto della variabilità delle condizioni meteorologiche, che impatta significativamente sul livello di generazione rinnovabile, come mostrato nell'*Approfondimento 3*, ha invece un effetto molto limitato sul livello di richiesta: uno scenario di temperature estreme, pari al massimo degli ultimi 10 anni nei mesi caldi e al minimo in quelli freddi, genererebbe un aumento di richiesta elettrica di solo 2.5 TWh nel 2019 e 3.4 TWh nel 2020 (con un effetto diretto di incremento del PUN pari a 0.08 €/MWh il primo anno e 0.17 €/MWh nel secondo); viceversa, uno scenario di temperature miti, pari al massimo degli ultimi 10 anni nei mesi freddi e al minimo in quelli caldi, sarebbe tale da ridurre la domanda di energia elettrica di 6.1 TWh nel 2019 e 6.6 TWh nel 2020 (con un effetto diretto di calo del PUN di rispettivamente 0.40 €/MWh e 0.44 €/MWh).

CONTINUA LA CRESCITA DELLA GENERAZIONE RINNOVABILE

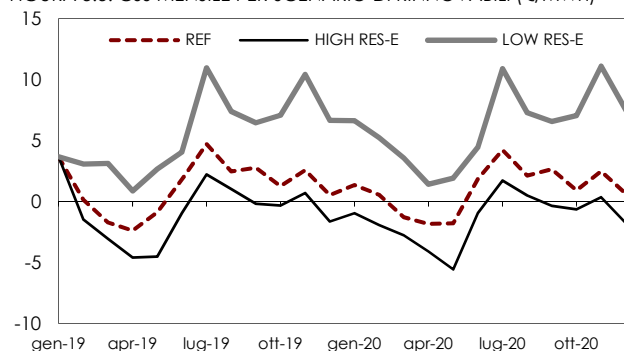
Per il 2019 nello scenario di riferimento l'ipotesi di generazione totale da fonti rinnovabili è di 116.5 TWh e si prevede un ulteriore aumento nell'anno successivo di 0.8 TWh, prevalentemente guidato dall'aumento di capacità rinnovabile installata, principalmente fotovoltaica. Tale crescita è in continuità con il

italiano di circa 300 MW. Alla crescita della generazione rinnovabile contribuiscono, anche se in misura minore, la fonte geotermica e le biomasse, assunte rispettivamente a 5.8 TWh e 18.8 TWh, in aumento di 0.2 TWh e 1.1 TWh rispetto ai valori consuntivati nel 2018.

I consumi da pompaggio, infine, si potranno attestare a quota 0.8 TWh nel 2019, in aumento nel 2020 fino a 1.3 TWh a causa di un maggior sfruttamento dei differenziali di prezzo tra le ore di picco e quelle di *off-peak*. Nel 2018 si sono attestati a 2.2 TWh.

SIGNIFICATIVA SENSIBILITÀ DEL PREZZO ALLA GENERAZIONE RINNOVABILE

FIGURA 3.5. CSS MENSILE PER SCENARIO DI RINNOVABILI (€/MWh)



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E con Step

A differenza della variabilità della richiesta, la variabilità della produzione rinnovabile, derivante dall'incertezza delle condizioni meteo, può avere un impatto significativo, soprattutto nel breve-medio termine, sulla dimensione dell'offerta di energia elettrica sul mercato e quindi sullo spazio contendibile dalla generazione termoelettrica, riflettendosi sul livello di competitività e sulla marginalità esprimibile dal mercato.

Nell'*Approfondimento 3* viene svolta un'analisi finalizzata a valutare il possibile *range* di variazione della generazione rinnovabile, sulla base della variabilità storica, di cui sono qui presentati i principali risultati di impatto sul prezzo elettrico e sul CSS.

A parità di condizioni sugli altri fondamentali di mercato, uno scenario di condizioni meteo sfavorevoli alle rinnovabili contrarrebbe la generazione rinnovabile a un livello di 101.5 TWh

e 100 TWh rispettivamente nel 2019 e 2020: in queste condizioni, l'aumento della domanda contendibile termoelettrica spingerebbe il CSS a quota 5.53 €/MWh nel 2019 e 6.13 €/MWh nel 2020, trasferendosi quindi sul livello di PUN medio *baseload* (+4.29 €/MWh il primo anno e +5.14 €/MWh il secondo). Al contrario, condizioni meteo favorevoli potrebbero spingere la produzione di volumi da fonti rinnovabili fino a 132.5 TWh nel 2019 e 134.5 TWh nel 2020: in questo caso, la maggiore concorrenzialità sul mercato farebbe diventare negativa la marginalità dei cicli combinati, stimata a -0.76 €/MWh e -1.36 €/MWh rispettivamente nel 2019 e 2020, e porterebbe il PUN a scendere fino a 58.71 €/MWh nel 2019 e 58 €/MWh nel 2020. La sensibilità del prezzo e del CSS alla volatilità della generazione rinnovabile può essere quindi considerata, in questo momento storico, maggiormente rilevante rispetto alla sensibilità all'incertezza della domanda, che risulta in ogni caso più contenuta (**Figura 3.5**).

I CAPTURED PRICES TENDONO A SCENDERE SOTTO IL PREZZO BASELOAD

La produzione degli impianti fotovoltaici ed eolici all'interno delle 24 ore giornaliere, data la natura non programmabile di tali tecnologie, è modellata nello scenario prospettico con profili di produzione tipo, differenziati sia all'interno del giorno, per cogliere la stagionalità *intraday*, sia tra mesi, per cogliere la stagionalità in corso d'anno. Il prezzo medio annuo quindi, se può rappresentare un'indicazione di remunerazione per gli impianti che operano prevalentemente *baseload*, non fornisce un riferimento sufficiente per la valutazione della remunerazione delle fonti rinnovabili, che è condizionata dal proprio profilo di produzione. Per questo, accanto al prezzo *baseload*, si valuta anche il *captured price* per le diverse fonti rinnovabili, ottenuto ponderando il profilo di prezzo per il profilo di produzione assunto.

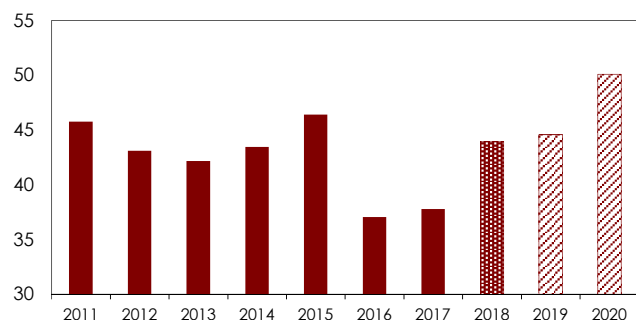
Per il 2019 e il 2020 i *captured prices* stimati per il fotovoltaico si attestano rispettivamente a 61.22 €/MWh e 60.52 €/MWh, leggermente più alti del PUN medio *baseload*. Il livello di capacità fotovoltaica installata non ha ancora raggiunto, quindi, un livello tale da ridurre il ricavo al di sotto del prezzo medio di mercato, invertendo il prezzo medio nelle ore centrali della giornata rispetto alle ore serali-notturne; questa dinamica potrebbe diventare progressivamente significativa nel medio-lungo termine col progressivo incremento della penetrazione del fotovoltaico.

I *captured prices* per gli impianti eolici, invece, si attestano poco al di sotto della previsione del PUN medio annuo sia nel 2019 sia nel 2020, rispettivamente a 60.61 €/MWh e 60.37 €/MWh, poiché la generazione eolica è maggiormente concentrata nei mesi in cui i prezzi sono più bassi.

NESSUNA CRITICITÀ ATTESA SULL'IMPORT

A partire dal 2020, si assume un potenziamento della capacità di interconnessione con la Francia, che viene sfruttata pienamente in importazione grazie al permanere di un differenziale di prezzo alla frontiera a vantaggio della generazione francese, oltre all'entrata in funzione del nuovo collegamento con il Montenegro che, secondo le nostre previsioni, nel 2020 accrescerà l'import netto di circa 4 TWh.

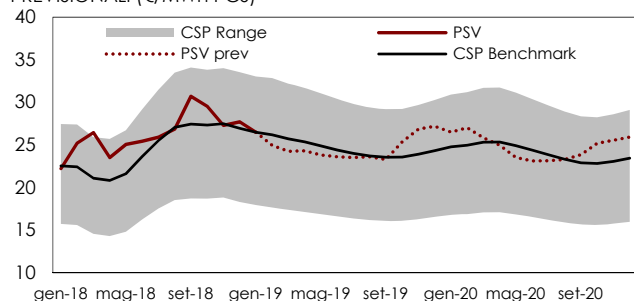
FIGURA 3.6. SALDO ANNUALE IMPORT NETTO DALL'ESTERO (TWh)



2018: dato provvisorio; 2019-2020: dato previsionale

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

FIGURA 3.7. COAL SWITCHING PRICE (CSP) E I PREZZI GAS* PREVISIONALI (€/MWh PCS)



*Inclusivi di costi di trasporto e logistica

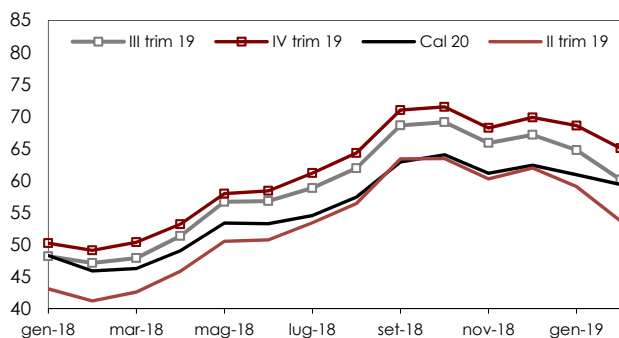
Fonte: stime REF-E

(104.6 TWh), a causa della maggiore richiesta stimata (+1.3 TWh). Questi volumi, però, potranno subire una flessione nel 2020 fino a quota 100.6 TWh in seguito al maggiore import netto previsto. La generazione da impianti a carbone è invece prevista di 30 TWh nel 2019 e 30.5 TWh nel 2020, in leggero aumento a causa dell'ipotesi di una lieve risalita del differenziale dei costi di produzione tra gas e carbone dovuto sia ad aumento contenuto della differenza fra i due prezzi, sia a una riduzione dell'ETS che, come è noto, impatta maggiormente il costo della produzione da carbone.

CONFRONTO CON I FUTURES

Le quotazioni dei mercati a termine sono essenzialmente in linea con le previsioni di prezzo elettrico proposte. Il trend atteso per i prossimi mesi è di una discesa del prezzo in linea con gli andamenti storici del secondo trimestre dell'anno: sia la flessione della richiesta di energia elettrica che quella dei volumi gas consumati per il riscaldamento civile alleggeriscono le pressioni sul PUN, la prima direttamente, la seconda attraverso l'effetto ribassista sul prezzo del gas. Per il 2019, i mercati si attendono un PUN in riduzione rispetto al 2018: dopo la flessione nei mesi primaverili, l'attesa è quella di una risalita del prezzo elettrico in linea con l'aumento stagionale dei consumi. Sebbene le previsioni per l'imminente trimestre siano al di sopra dei livelli attesi dagli operatori di mercato, per la seconda metà dell'anno ci si attende un PUN leggermente inferiore alle attuali quotazioni. Le previsioni, dunque, sono di un prezzo elettrico meno volatile a livello trimestrale rispetto alle attese del mercato.

FIGURA 3.8. EEX FUTURES TRIMESTRALI* (€/MWh)



* Ultimo dato 23 febbraio 2019

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

In assenza di fenomeni contingenti tali da modificare profondamente la struttura degli scambi con l'estero, anche solo per periodi limitati di tempo, come accaduto nel passato più recente, si prevede quindi un volume di importazioni nette di 44.6 TWh al 2019, in linea con la media storica, mentre per il 2020 si assume un'espansione di questi volumi fino a quota 50.1 TWh (Figura 3.6). Durante il 2018, infatti, non vi sono stati particolari problemi riguardanti la disponibilità degli impianti nucleari francesi, come era invece avvenuto nel 2017, e a oggi non sono disponibili informazioni che giustifichino un ripetersi delle criticità manifestatesi negli ultimi due inverni.

LA GENERAZIONE TERMOELETTRICA

Nel 2018, la generazione termoelettrica nazionale ha subito una contrazione di circa 15 TWh, a causa dell'assenza di particolari contingenze illustrate precedentemente (livelli di import dalla Francia tornati in media con lo storico e generazione idroelettrica nettamente superiore). Allo stesso tempo, tuttavia, il prezzo elettrico è stato sostenuto dal crescente costo della generazione termoelettrica, marginale nella maggior parte delle ore, dovuto al continuo apprezzamento del gas al PSV e del costo delle emissioni di CO₂. La Figura 3.7 mostra come durante tutto il 2018 il prezzo del gas naturale non abbia mai varcato la soglia del Coal Switching Price⁴, rendendo il ciclo combinato meno competitivo del carbone. Per il 2019 e il 2020 si prevede un livello di competitività maggiore fra le due commodities, con una generazione a gas meno costosa rispetto a quella a carbone nei mesi più caldi dell'anno in i consumi di gas diminuiscono generandone una contrazione del prezzo.

La produzione degli impianti CCGT a gas è quindi stimata in aumento (106.5 TWh) nel 2019 rispetto alla precedente previsione

(106.5 TWh) nel 2019 rispetto alla precedente previsione

Dalla Figura 3.8 emerge il trend rialzista delle quotazioni dei prodotti futures verificatosi durante il 2018. Questa risalita si è arrestata negli ultimi due mesi dell'anno e sembra essersi innescata una discesa delle quotazioni in linea con le attese del prezzo gas.

⁴ 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.

APPROFONDIMENTO 3. L'EFFETTO DI VOLATILITÀ DELLA GENERAZIONE RINNOVABILE SUL PUN

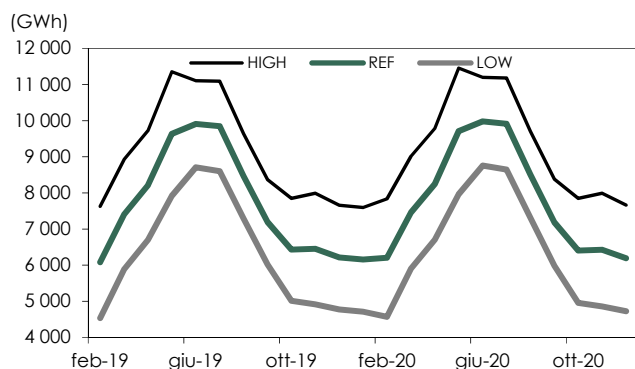
La generazione da fonti rinnovabili, rispetto a quella termoelettrica convenzionale, è caratterizzata da un'elevata variabilità derivante dalle condizioni meteorologiche, che influenza sia l'ammontare annuo della produzione complessiva (oscillato su base annuale tra i 100 TWh e i 120 TWh nel corso degli ultimi 6 anni) sia la distribuzione di questa produzione nel corso dell'anno. A parità delle altre condizioni di scenario (in particolare domanda, prezzo delle *commodity* e livello di importazione), la variazione della generazione rinnovabile può produrre un effetto significativo sia sul livello *baseload* del prezzo elettrico *spot* sia sui *captured prices* degli operatori rinnovabili¹.

Per un'accurata valutazione del rischio di mercato, è quindi fondamentale stimare quanto si possa discostare la generazione rinnovabile dal livello previsto, sulla base dell'incertezza delle condizioni meteorologiche, e in che misura i prezzi possano esserne impattati.

LA GENERAZIONE RINNOVABILE VARIA FINO AL 15% COMPLESSIVO

Mantenendo invariata l'ipotesi di evoluzione della capacità installata per gli anni 2019-2020, nell'esercizio presentato in **Figura 1** si variano i fattori di utilizzo delle diverse fonti rinnovabili (idroelettrico, eolico, fotovoltaico) coerentemente con la variabilità storica, per individuare un possibile *range* di generazione rinnovabile. Con il 95% di probabilità, la generazione rinnovabile varia complessivamente di circa 17 TWh annui, in modo simmetrico, con un impatto del 15% sul valore previsto a condizioni meteo medie (116.5 TWh).

FIGURA 1. RANGE DI GENERAZIONE RINNOVABILE



Fonte: previsioni REF-E

Il contributo alla variabilità è diverso tra le fonti rinnovabili:

- la fonte che presenta la variazione maggiore in livello assoluto è l'idroelettrico con un *range* di 7 TWh intorno ai 48.5 TWh previsti
- la generazione eolica si muove in un *range* leggermente più ridotto (6.7 TWh), ma su un livello di generazione significativamente inferiore (18.5 TWh), a dimostrazione che la variabilità relativa della fonte eolica è significativamente superiore a quella dell'idroelettrico
- la generazione fotovoltaica mostra invece un *range* significativamente più stretto (3 TWh), in quanto è caratterizzata da un profilo orario più costante e la sua variabilità impatta solamente su un insieme di ore circoscritte alla parte centrale della giornata.

MAGGIOR EFFETTO SUL PREZZO IN CASO DI BASSE RINNOVABILI

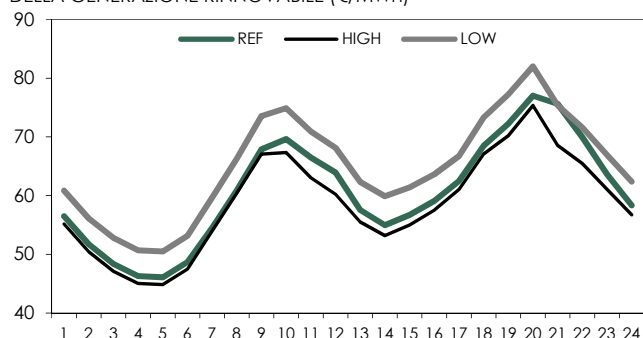
Una nuova previsione di PUN è stata elaborata in corrispondenza dei due scenari estremi di alta produzione rinnovabile (*HIGH*) e bassa produzione rinnovabile (*LOW*), mantenendo invariate le assunzioni sugli altri fondamentali di mercato. Nonostante l'intervallo sia simmetrico, l'effetto stimato sul prezzo non risulta equivalente nei due casi: infatti, nel caso di bassa produzione rinnovabile, il PUN subisce un impatto significativo (+4.29 €/MWh per il 2019 e + 5.14 €/MWh per il 2020), mentre in caso di alta produzione rinnovabile l'effetto stimato è inferiore (-2.01 €/MWh per il 2019 e -2.36 €/MWh per il 2020), come mostrato nella **Figura 2**. Al crescere della domanda contendibile per il termoelettrico, il prezzo cresce in maniera più che proporzionale, a causa della maggior concentrazione del mercato, mentre alla contrazione della domanda contendibile non corrisponde un'equivalente diminuzione di prezzo, in quanto la tecnologia marginale che fissa il prezzo nella maggioranza delle ore rimane il ciclo combinato.

L'effetto della maggiore o minore domanda contendibile però è diverso nelle ore del giorno: durante la notte e le ore centrali, il rischio maggiore è quello dell'aumento del prezzo dovuto alla minore generazione rinnovabile, come commentato precedentemente; al contrario, nelle ore del picco serale, dove il potere di mercato è già elevato, il rischio maggiore è la diminuzione del prezzo atteso dovuta a maggiore generazione rinnovabile.

La profilatura oraria del prezzo rimane simile al variare dello scenario considerato: con l'aumento di generazione rinnovabile, tuttavia, il calo di prezzo è concentrato prevalentemente durante le ore centrali della giornata, per effetto del fotovoltaico. Al momento, nella stima non è considerato il possibile effetto di smussamento del prezzo derivante dall'utilizzo di sistemi di accumulo (a pompaggio o batteria): questo

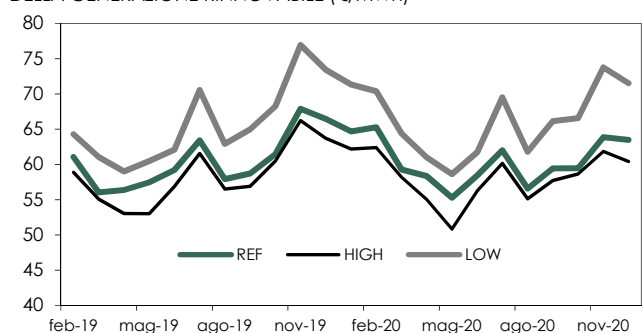
¹ I *captured prices* sono i prezzi medi ponderati che ricevono gli operatori rinnovabili a fronte della produzione elettrica venduta sul mercato. I profili di produzione stagionale variabili determinano uno scostamento dei *captured prices* dal livello di prezzo di mercato.

FIGURA 2. RANGE DEL PROFILO ORARIO DEL PUN AL VARIARE DELLA GENERAZIONE RINNOVABILE (€/MWh)



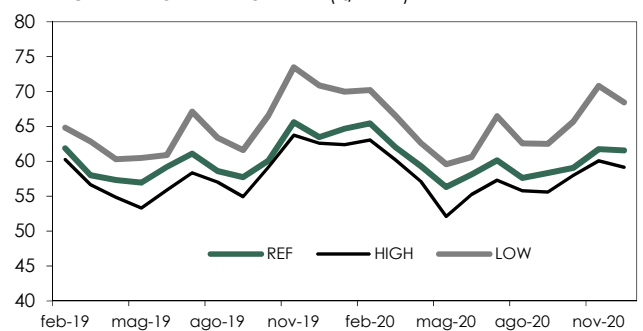
Fonte: previsioni REF-E con STEP

FIGURA 3.A. CAPTURED PRICES (FOTOVOLTAICO) AL VARIARE DELLA GENERAZIONE RINNOVABILE (€/MWh)



Fonte: previsioni REF-E con STEP

FIGURA 3.B. CAPTURED PRICES (EOLICO) AL VARIARE DELLA GENERAZIONE RINNOVABILE (€/MWh)



Fonte: previsioni REF-E con STEP

potrebbe nei prossimi anni avere un effetto significativo sul profilo di prezzo, smussando i picchi più estremi e sostenendone il livello nelle ore di maggior svuotamento della domanda contendibile, oltre che sulla variabilità stessa delle fonti rinnovabili, in caso di accumuli associati a impianti non programmabili.

LE RINNOVABILI AUTO-RIDUCONO IL CAPTURED PRICE

La marginalità media ottenibile dall'eolico e dal fotovoltaico è stimata in **Figura 3** attraverso un indicatore di "captured PUN", ponderando il profilo orario del prezzo nazionale rispetto al profilo medio di produzione della rispettiva fonte.

Come il prezzo *baseload*, anche i *captured prices* mostrano un effetto maggiore di rialzo in caso di ridotta generazione rinnovabile rispetto alla riduzione in caso di maggiore generazione rinnovabile. In altre parole, in presenza di condizioni meteo sfavorevoli alla produzione, gli operatori rinnovabili riescono a compensare parzialmente l'effetto di minori volumi venduti con l'effetto di rialzo del prezzo; al contrario, in presenza di condizioni meteo favorevoli alla produzione, i ricavi sui maggiori volumi venduti sono solo leggermente contenuti dalla ridotta contrazione del *captured price*.

Il *captured price* dell'impianto eolico medio rimane sempre leggermente inferiore al PUN medio al variare dello scenario di generazione rinnovabile e la sua distanza dal prezzo medio non varia in modo significativo.

Per l'impianto fotovoltaico medio, invece, il *captured price* è significativamente più basso del prezzo medio delle ore *peakload*, cioè quelle in cui si colloca la campana di generazione, ma rimane leggermente più alto del prezzo medio *baseload*: è evidente quindi che la penetrazione fotovoltaica stia sempre più riducendo i prezzi nelle ore di maggiore produzione, muovendosi progressivamente verso un'inversione tra il prezzo *peakload* e il prezzo nelle ore *off-peak*, che potrà realizzarsi nel medio-lungo termine.

METODOLOGIA PER LA COSTRUZIONE DEL RANGE DI GENERAZIONE RINNOVABILE

La previsione di generazione rinnovabile per gli anni 2019-2020 si basa su due assunzioni principali:

- l'ipotesi di evoluzione della capacità installata per ogni tecnologia rinnovabile
- l'ipotesi di *load factor* medio annuo, profilato stagionalmente nei mesi dell'anno e nelle ore del giorno.

Per la costruzione del *range* di generazione rinnovabile, l'ipotesi di evoluzione della capacità installata è stata mantenuta costante (in quanto dipendente da dinamiche di prezzo elettrico e costo delle tecnologie e non direttamente collegata alle condizioni meteorologiche), mentre i fattori di utilizzo orari² delle diverse tecnologie rinnovabili sono stati fatti variare all'interno di un *range* stimato sulla base della variabilità storica.

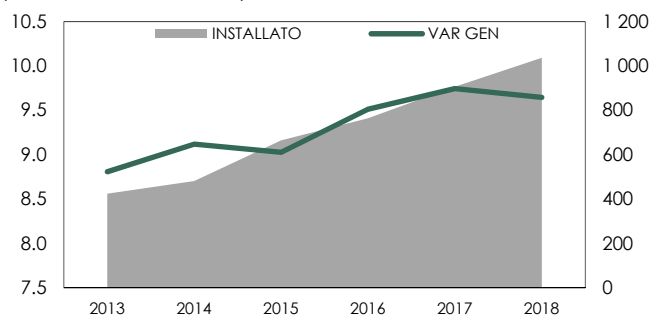
Per ciascuna tecnologia (idroelettrico, eolico, fotovoltaico), la variabilità storica è stata stimata tramite il calcolo della varianza dei fattori di utilizzo orari, con il seguente approccio:

- sono stati utilizzati i dati di *Actual Generation*³ oraria e di capacità installata delle fonti rinnovabili pubblicati annualmente da Terna

² Con "fattore di utilizzo orario" si intende la generazione oraria della fonte, divisa per la capacità installata nel periodo di riferimento.

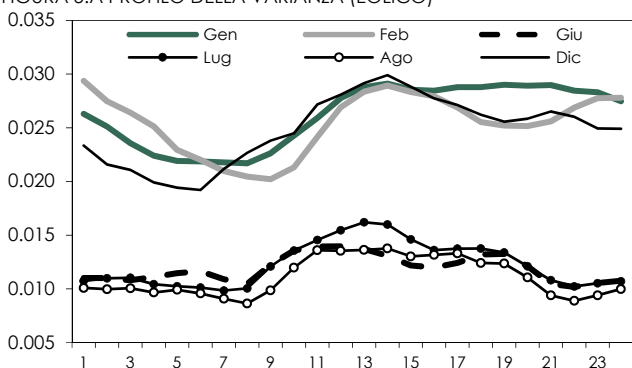
³ Si assume infatti che nel medio termine, in assenza di sbilanciamenti strutturali delle rinnovabili, la vendita di energia sul MGP, che determina il prezzo elettrico, sia mediamente allineata all'effettiva generazione.

FIGURA 4. EVOLUZIONE DELLA VARIANZA E DELLA CAPACITÀ INSTALLATA (GW asse sn; MWh asse dx)



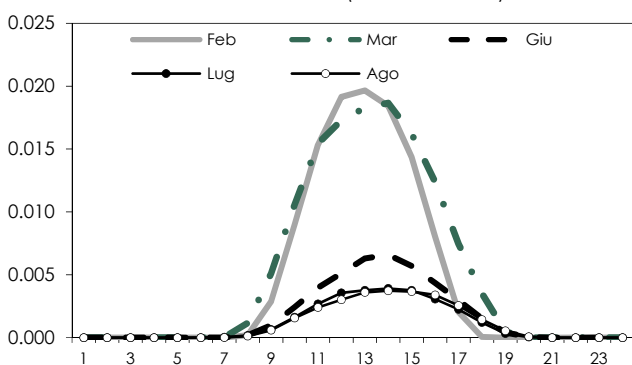
Fonte: dati Terna ed elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 5.A PROFILO DELLA VARIANZA (EOLICO)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

FIGURA 5.B PROFILO DELLA VARIANZA (FOTOVOLTAICO)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

• sono stati considerati i dati relativi agli ultimi 6 anni (2013-2018), per ottenere il migliore *trade-off* tra la profondità del dato considerato e la necessità di avere un campione senza *break* strutturali (come ad esempio, il boom della capacità fotovoltaica negli anni 2011-2012, a causa dei regimi di incentivazione).

• la varianza non è stata calcolata sul livello assoluto di generazione, ma sui fattori di utilizzo, ossia la generazione normalizzata per la capacità installata: in questo modo, è stato possibile depurare la variabilità dall'effetto della crescita della capacità installata, restringendo la stima della variabilità alla sola incertezza dovuta al meteo. Si può ad esempio osservare come, per la generazione eolica, la variabilità assoluta mostri un trend crescente nel campione considerato, più che proporzionale alla crescita della capacità installata; invece, la variabilità dei fattori di utilizzo, seppur ancora crescente negli anni, è caratterizzata da una *trend* significativamente più attenuato (Figura 4)

• la variabilità dei fattori di utilizzo orari è stata differenziata per ore del giorno e per mesi dell'anno, con il fine di cogliere il diverso impatto della variabilità della generazione all'interno del giorno (particolarmente evidente per le fonti con una shape giornaliera caratteristica, come il fotovoltaico) e all'interno dell'anno (rilevante per tutte le fonti rinnovabili, caratterizzate da una forte stagionalità)

• la stima è stata effettuata sull'aggregato nazionale di generazione rinnovabile, per ottenere una stima media dell'effetto della variazione di generazione sul prezzo elettrico e sui *captured prices*. In realtà questo impatto potrebbe manifestarsi in misura diversa nelle zone di mercato, caratterizzate da diversi gradi di penetrazione delle rinnovabili e da diversa variabilità delle condizioni meteo che determinano la generazione.

Per ciascuna fonte rinnovabile, è stato quindi ottenuto un livello di variabilità del fattore di utilizzo, per ogni ora del giorno e per ogni ora dell'anno, come raffigurato in Figura 5.

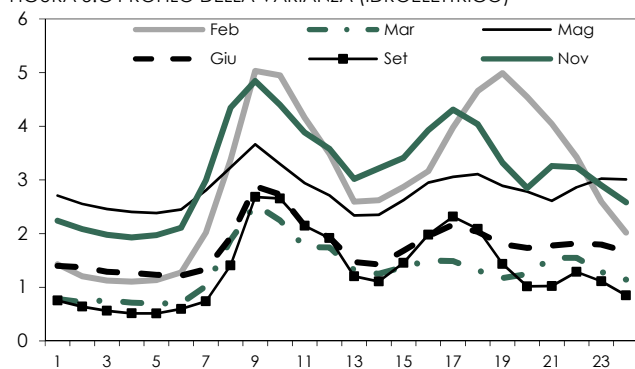
Per l'eolico, la generazione varia molto di più nelle ore centrali della giornata e nei mesi più freddi dell'anno, mentre si contrae durante il periodo estivo.

Per il fotovoltaico, come è ragionevole aspettarsi, la variabilità ha un profilo orario simile a quello della generazione: variabilità nulla nelle ore notturne e crescente nelle ore centrali della giornata, con un picco intorno a mezzogiorno; questa corrispondenza tra livello di generazione e variabilità è invece ribaltata all'interno dell'anno: infatti i mesi che esprimono maggiore variabilità sono quelli invernali in cui la generazione è ridotta.

Infine, anche per l'idroelettrico la variabilità ha un profilo orario molto simile a quello della relativa produzione, sebbene il secondo picco giornaliero sia maggiormente spostato verso le ore serali, e un andamento inverso nell'anno, con un aumento di variabilità principalmente nei mesi invernali, in cui la disponibilità della fonte idroelettrica è solitamente minore.

Per semplicità, nella costruzione dell'intervallo di confidenza sulla generazione rinnovabile, è stata formulata l'ipotesi iniziale secondo la quale le tre variabili siano indipendenti e distribuite secondo una distribuzione normale. In realtà, non è necessariamente vero che la generazione fotovoltaica, eolica ed idroelettrica non siano in relazione tra loro, anzi è molto probabile che ci sia una correlazione dovuta alle condizioni climatiche da cui dipendono le fonti primarie di energia. Inoltre, la distribuzione reale non è continua, ma troncata (non potendo la generazione rinnovabile assumere valori negativi), e non è al momento dimostrato che possa essere approssimata con una distribuzione standard. Tuttavia, sotto le ipotesi di indipendenza e normalità, è stato possibile considerare la distribuzione congiunta come una normale multivariata e di costruire l'intervallo di confidenza sullo scenario incrociando le code delle tre distribuzioni. Il livello di confidenza scelto è stato del 95%, valore largamente utilizzato nell'analisi statistica ed econometrica nonché nelle principali metodologie per la valutazione del rischio.

FIGURA 5.C PROFILO DELLA VARIANZA (IDROELETTRICO)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna

APPENDICE 1. TABELLA DI SINTESI DEGLI SCENARI

TABELLA 1. SINTESI DEGLI SCENARI*

	2017 definitivo	2018 definitivo	2019 Scenario Reference	2020 Scenario Reference	2019 HIGH	2020 HIGH	2019 LOW	2020 LOW
 Mercati del petrolio e scenario macroeconomico								
Pil (% variazione a/a)	1.6%	0.9%	0.4%	0.8%				
Prezzo Brent (\$/bbl)	54.9	71.3	64.1	68.8	80.2	88.1	51.9	49.4
Tasso di cambio (\$/€)	1.13	1.18	1.18	1.17				
 Mercato del gas naturale								
Prezzo gas al PSV (€/MWh a PCS) ⁽¹⁾	19.7	24.3	22.3	22.0	27.7	31.6	19.8	17.4
Spread PSV-TTF (€/MWh a PCS)	2.3	1.5	2.2	1.7	1.2	2.0	1.9	1.6
Costo di logistica variabile gas (€/MWh a PCI)	2.0	2.2	2.6	3.1	2.6	3.1	2.6	3.1
 Mercato del carbone e dei permessi di emissione								
Prezzo carbone (\$/t) ⁽²⁾	84.4	91.9	81.6	81.9	96.1	95.5	67.3	63.7
Prezzo carbonio (€/tCO ₂ eq)	5.8	15.9	20.4	20.2	20.4	20.2	20.4	20.2
 PUN e componenti di costo								
PUN (€/MWh)	53.9	61.3	60.4	60.4	74.5	83.4	54.4	50.3
Costo gas (€/MWh) ⁽³⁾	44.7	54.9	51.3	51.8	62.5	71.7	46.0	42.2
Costo carbone (€/MWh) ⁽³⁾	35.6	37.3	34.1	36.8	39.3	36.8	29.0	27.3
Onere ETS - impianti CCGT (€/MWh) ⁽⁴⁾	2.2	6.0	7.7	7.6	7.7	7.6	7.7	7.6
Onere ETS - impianti a carbone (€/MWh) ⁽⁵⁾	5.6	15.2	19.5	19.4	19.5	19.4	19.5	19.4
CSS (€/MWh)	7.0	0.4	1.4	1.0	4.4	4.1	0.7	0.5
CDS (€/MWh)	12.8	8.7	6.7	4.2	15.7	27.2	5.9	3.7
 Consumi								
Domanda elettrica (TWh)	320.5	321.9	323.0	322.4	325.5	325.7	316.9	315.8
Domanda elettrica (% variazione a/a)	1.8%	0.4%	0.3%	-0.2%	1.1%	0.1%	-1.6%	-1.9%
Domanda gas (Gmc)	74.7	72.3	70.9	70.5	72.8	74.3	69.4	68.1
Domanda gas (% variazione a/a)	8.0%	-3.3%	-1.8%	-0.6%	1.0%	2.0%	-4.0%	-2.0%
Generazione da fonti rinnovabili (TWh)	100.9	111.2	116.5	117.3	101.5	100.0	132.5	134.5
Idro	35.7	47.6	48.5	48.8	42.5	41.7	55.6	55.8
Eolico	17.6	17.3	18.5	18.0	12.5	11.0	24.6	25.0
Fotovoltaico	24.0	22.9	24.8	25.6	21.8	22.4	27.7	28.9
Geotermico	5.8	5.7	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
Biomasse e RSU	17.8	17.7	18.8	19.0	18.8	19.0	18.8	19.0
Import	37.8	43.9	44.6	50.1	44.6	50.1	44.6	50.1
Domanda contendibile	181.9	166.8	161.9	155.0	179.4	175.7	139.8	131.2

* Aggiornato al 28 Febbraio 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



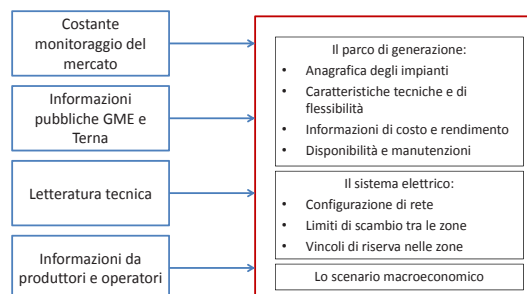
Modello strutturale leader in Italia per la simulazione del mercato elettrico e la previsione del prezzo all'ingrosso

- Orizzonte temporale variabile: settimana, mese, anno, cascata di anni
- Database del sistema elettrico italiano
- Modello delle strategie di offerta dei concorrenti
- Solidità dell'algoritmo di calcolo e velocità di esecuzione
- Interfaccia con funzionalità avanzate per preparazione input / elaborazione output

- Utilizzato da tutte le principali aziende energetiche e istituti universitari in Italia
- Più di 20 versioni di Elfo++ rilasciate dal 2008, con una rappresentazione sempre più accurata del mercato e all'estensione delle potenzialità del modello

Elfo++ è fra i modelli di riferimento nella World Bank review of system planning tools

Il database di Elfo+



Le informazioni sono costantemente aggiornate e validate dal continuo contatto e collaborazione con gli operatori

Gli scenari elaborati di REF-E costituiscono un benchmark in Italia

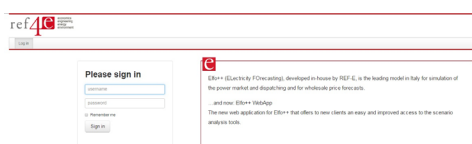


La suite di Elfo+

Elfo+ short term	Elfo+ MSD	Elfo+ CAPACITY
Previsione dei prezzi zonali su un orizzonte di breve periodo	Simulazione delle quantità e dei prezzi sul Mercato dei Servizi	Simulazione dell'equilibrio del capacity market: capacità approvvigionata e premio
Utilizzo di tutte le informazioni pubblicamente disponibili	Modellazione dei requisiti di riserva da soddisfare su MSD	Modellazione delle caratteristiche di disponibilità e tecniche di flessibilità del parco di generazione italiano
Supporto all'attività di bidding, trading e ottimizzazione di breve periodo	Previsione delle quantità e dei ricavi potenzialmente ottenibili sui mercati dei servizi	Stima della remunerazione ottenibile sui mercati della capacità Valutazione del ritorno degli investimenti in flessibilità



La piattaforma web di Elfo++ per semplificare e ampliare le possibilità di utilizzo del modello per l'analisi di scenario da parte di nuovi utenti, in particolare per operatori piccoli e rinnovabili



Upgrade di Elfo++ per la simulazione del Market Coupling europeo



Database del sistema elettrico europeo: 136 paesi membri ENTSO-E, Turchia inclusa

Algoritmo di risoluzione del market coupling

Scenari previsionali europei elaborati da REF-E in linea con gli scenari del TYNDP 2018

I MODELLI DI REF-E

Modello CAST (CApacity Strategic Tool)

Modello strategico per la simulazione del capacity market italiano

Il *capacity market*, con il via libera della Commissione Europea, potrebbe essere a un punto di svolta, dopo una lunga fase di stallo. Le prime aste sono attese entro il secondo trimestre 2017, per una *delivery* che potrebbe riguardare già la seconda metà dell'anno.

Il modello CAST mira a supportare la partecipazione degli operatori alle aste del *capacity market* italiano, nella fase di definizione delle strategie di offerta e di valutazione delle opportunità e rischi connessi al meccanismo.

Il modello CAST permette di:

- ☐ eseguire una simulazione esplicita delle aste del *capacity market*
 - simulando la curva di domanda e di offerta di capacità
 - stimando l'equilibrio in esito all'asta
- ☐ stimare le potenziali ricadute sulle altre fasi del mercato
- ☐ discutere i rischi attesi in base a opportune *assumption* sulle variabili chiave.

I vantaggi del modello CAST:

- ☐ facilità d'uso e immediatezza
- ☐ solidità garantita dal modello strutturale **ref4e** e dal database REF-E
- ☐ affidabilità nella preparazione della strategia di offerta all'asta e nella valutazione delle opportunità e rischi connessi alla partecipazione

Gli altri modelli di ref4e per il mercato elettrico

STP	GR4ET	IDM
Previsione econometrica del PUN	Previsione di sviluppo del mix di rinnovabili nel medio-lungo periodo	Previsione econometrica della domanda zonale
Basato sulle correlazioni con variabili chiave e incorpora le dinamiche storiche del mercato	Basato sulle correlazioni stima dei livelli d'incentivazione e dei relativi meccanismi di aggiornamento fissati dalla normativa e in seguito alle procedure d'asta per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di consumo di energia elettrica rinnovabile	Basato sulle correlazioni con relativi driver: temperature, PIL, produzione industriale, intensità elettrica
Orizzonte temporale dalla settimana all'anno		Orizzonte temporale da mensile a pluriennale

I modelli di ref4e per il mercato gas

I-GaMe	EU-GaMe	GASP
Modello strutturale per la simulazione del mercato italiano del gas del giorno prima e la previsione del prezzo al PSV nel medio periodo	Modello strutturale per la simulazione del mercato europeo del gas del giorno prima e la previsione del prezzo per market area (NBP, TTF, PEG, ...)	Modello econometrico per la previsione del prezzo del gas al PSV e della domanda gas italiana su orizzonte da mensile ad annuale
Simula il dispacciamento e l'utilizzo delle risorse di produzione, import e stoccaggio per tutti gli attuali e futuri entry point	Simula il dispacciamento e l'utilizzo delle risorse di produzione, import e stoccaggio per tutti gli attuali e futuri entry point in Europa	Basato sulle correlazioni storiche con variabili chiave: serie storiche prezzi gas e petrolio, scorte, variabili climatiche
Permette di stimare gli impatti sui prezzi all'ingrosso di nuove infrastrutture sul mercato italiano del gas	Permette di stimare gli impatti sui prezzi all'ingrosso di nuove infrastrutture sui singoli mercati europei del gas, includendo anche dinamiche LNG globali	

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
mail: virginia.canazza@ref-e.com

Dr.ssa Claudia Checchi
Tel. +39 02 43441044
mail: claudia.checchi@ref-e.com