

NEWSLETTER



n. 242 Aprile 2020
Anno XXII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

IMPRESE E ISTITUZIONI

Covid-19: si ampliano gli interventi sul mercato elettrico

pag. 05

I recenti interventi ARERA consentono di spostare a monte della filiera parte degli effetti della morosità, e permettono di socializzare, sempre in parte, i costi di sbilanciamento: un aiuto per i fornitori a tutela della pluralità di operatori e della garanzia delle forniture.

Covid-19: la Commissione Europea modifica temporaneamente la normativa sugli aiuti di Stato

pag. 10

Per fronteggiare l'emergenza la Commissione ha attenuato il controllo sugli aiuti pubblici erogati dagli Stati membri, con possibili effetti negativi sulla concorrenza nel mercato interno. Ferma per ora la revisione delle regole in ambito energetico, rimandata al 2021-2022, mentre prosegue quella per il regime ETS. In entrambi i casi, l'aggiornamento potrebbe essere influenzato dagli esiti delle politiche di aiuto messe in atto dagli Stati membri.

Concessioni idroelettriche: al via le prime leggi regionali

pag. 14

Il Governo centrale frena mentre le Regioni accelerano: l'emergenza ha risvegliato l'attenzione delle istituzioni attorno alla disciplina delle concessioni idroelettriche, ma le gare sembrano ancora lontane.

02

MERCATO ELETTRICO

Mercato infragiornaliero europeo: inizia la fase implementativa

pag. 17

Con l'avvio della fase implementativa da parte del GME, l'adesione dell'Italia a XBID potrebbe divenire operativa entro un anno, adeguando finalmente il mercato infragiornaliero alle regole europee. Il disegno, ormai definito, introduce la contrattazione continua, alternata con aste europee, e porterà diverse novità rilevanti come le offerte per portafoglio e i prezzi negativi. Una maggiore complessità per gli operatori, a fronte di benefici incerti

Connessione Italia-Tunisia: un ponte elettrico tra Europa e Nord Africa

pag. 21

200 Km di cavo sottomarino uniranno per la prima volta, nei piani di Terna, i due continenti entro il 2030: un progetto rilevante, strategico e sfidante, che potrebbe alimentare la crescente domanda energetica tunisina ma che in futuro potrebbe consentire l'import verso l'Europa dell'abbondante energia solare nord-africana.

03

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

Dati di mercato

pag. 25

Dati di settore incentivati e regolati

pag. 26

04

INDICI: ITEC E MAGI

pag. 28



01

Imprese e istituzioni

Covid-19: si ampliano gli interventi sul mercato elettrico

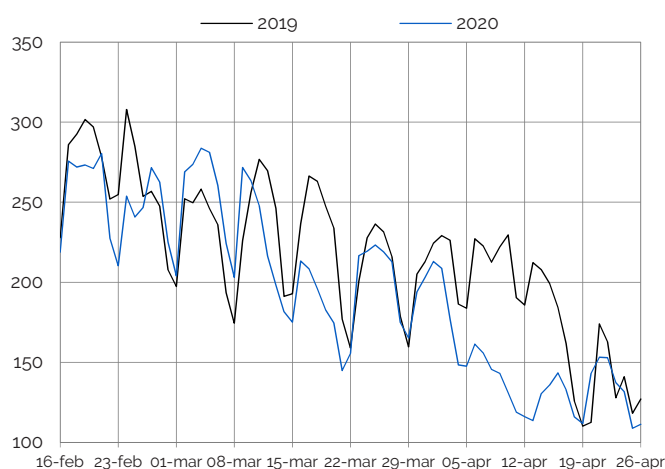
I recenti interventi ARERA consentono di spostare a monte della filiera parte degli effetti della morosità, e permettono di socializzare, sempre in parte, i costi di sbilanciamento: un aiuto per i fornitori a tutela della pluralità di operatori e della garanzia delle forniture.

PROROGHE IN LINEA CON GLI INTERVENTI DEL GOVERNO

Il protrarsi dell'epidemia da coronavirus in Italia ha portato il Governo a posticipare al 3 maggio il termine dell'attuale stato di *lockdown* ([DPCM 10 aprile 2020](#)), in cui sono sospese le attività produttive non essenziali e sono limitati al minimo gli spostamenti delle persone, con forti conseguenze sui consumi di energia elettrica e gas (**Figure 1 e 2**). In linea con questi interventi anche ARERA ha prorogato la sospensione dei distacchi per morosità per il periodo dal 10 marzo al 3 maggio ([124/2020/R/com](#)) per tutelare le fasce della popolazione con maggiori difficoltà economiche assicurando la continuità della fornitura.

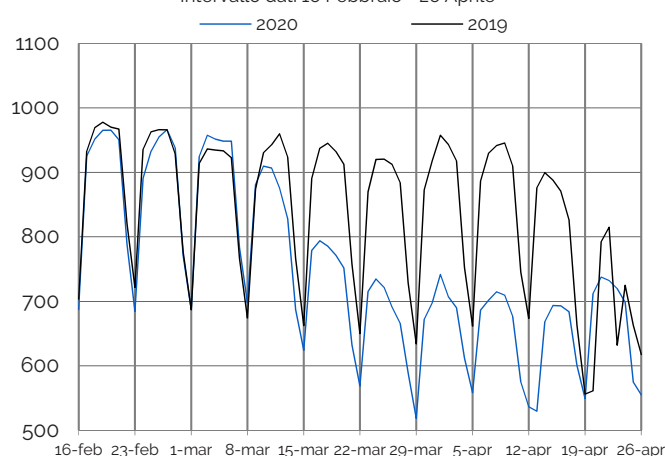
I beneficiari di questa misura sono per l'energia elettrica i clienti connessi alla rete in bassa tensione e per il gas tutti i punti di riconsegna con consumo annuo inferiore a 200 mila metri cubi. Per l'acqua invece sono incluse tutte le tipologie di utenza domestica e non domestica. Dunque tutte le forniture di energia elettrica, gas e acqua che sono state limitate o disattivate a partire dal 10 marzo, dovranno essere rialimentate. Il fornitore solo dopo il 3 maggio avrà la possibilità di riattivare le procedure di sospensione e predisporre nuovamente la messa in mora del cliente finale. Le bollette dei clienti morosi non sono così cancellate ma solo temporaneamente sospese e terminato il suddetto periodo i clienti dovranno procedere al pagamento per evitare la disalimentazione delle forniture. La sospensione della procedura è prevista anche per quelle avviate prima del 10 marzo e i relativi fornitori sono tenuti a inviare nuovamente la comunicazione di messa in mora successivamente al 3 maggio. Anche la disalimentazione dei clienti

FIGURA 1. CONSUMO TOTALE GAS (Mcm)
Intervallo dati 16 Febbraio - 26 Aprile



Fonte: Snam

FIGURA 2. ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA ITALIA (GWh)
Intervallo dati 16 Febbraio - 26 Aprile



Fonte: rielaborazione dati Terna (GWh)

già morosi prima del 10 marzo che si trovano nel servizio di default del gas è sospesa e rimandata. Si tratta di una sospensione di quasi due mesi che potrebbe avere un forte impatto sulla liquidità dei fornitori che invece si trovano costretti a pagare i

costi per garantire la fornitura di energia elettrica, gas e acqua. Alcuni operatori hanno infatti espresso preoccupazioni in merito ai rischi di liquidità in seguito alla crescita degli insoluti e per il calo dei ricavi dovuto ai consumi inferiori nel periodo di lockdown. Un altro dato fortemente preoccupante per i fornitori riguarda l'aumento delle richieste di rateizzazione delle bollette che arrivano da clienti domestici e che in genere prevedono un rientro in sei mesi. Se tali piani di rateizzazione non venissero rispettati si aprirebbero ulteriori crediti per i fornitori.

Per gestire l'emergenza è stato stanziato un fondo di 1.5 miliardi di euro presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA). Sebbene non sia ancora definito come questo fondo verrà utilizzato, i fornitori temono che possa essere indirizzato in misura maggiore alla riduzione degli oneri in bolletta piuttosto che a sostenere direttamente gli operatori. La situazione potrebbe inoltre aggravarsi per il prolungamento delle misure in atto e dal conseguente rischio di una più vasta platea di soggetti in difficoltà economiche.

DAL FORNITORE AL DISTRIBUTORE: RISCHI PER TUTTA LA FILIERA

Il divieto di attivare le procedure di sospensione può comportare effetti problematici per i fornitori che in questo modo non dispongono del principale strumento di tutela del proprio credito e di pressione nei confronti dei clienti finali. Il mancato pagamento delle bollette dei clienti finali può rappresentare il rischio di non essere in grado di pagare i fornitori, ossia le controparti dei contratti necessarie per garantire l'esecuzione fisica delle proprie forniture alla clientela finale (contratto trasporto energia elettrica e contratto distribuzione gas).

In questo contesto, a inizio aprile ARERA è intervenuta sospendendo le procedure di inadempimento per il mese di aprile attivabili dai distributori in caso di mancato pagamento da parte dei fornitori ([116/2020/R/com](#)). Il mancato pagamento dei fornitori è giustificato solamente in relazione ai possibili mancati incassi di quei clienti finali che beneficiano della sospensione della messa in mora.

Data la difficoltà per i distributori di individuare la quota degli importi relativa ai soli clienti finali che hanno effettivamente maturato una morosità all'interno di tutti i punti di prelievo e di riconsegna sottostanti ai loro contratti, ARERA ha ritenuto opportuno utilizzare dei criteri che facciano riferimento a una quota percentuale degli importi fatturati dall'impresa distributrice. La sospensione non è quindi attivabile solo nel caso in cui il fornitore abbia già pagato al distributore almeno il 70% del totale degli importi dovuti con riferimento al settore elettrico e l'80% al settore gas.

Il mancato pagamento delle bollette può riflettersi sugli obblighi dei distributori di versare gli oneri generali di sistema, fatturati agli stessi fornitori, alla CSEA e al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), generando così difficoltà lungo tutta la filiera del settore energetico. Per calmierare questo rischio ARERA ha prima ribadito che la mancata attivazione delle procedure di inadempimento non comporta la sospensione dei termini di pagamento delle fatture emesse dai distributori ai fornitori e ha poi attivato un meccanismo di tutela per i distributori. Questi ultimi potranno infatti corrispondere alla CSEA e al GSE una quota di quanto effettivamente riscosso dai fornitori entro un limite minimo, pari all'80% per i punti di prelievo in bassa tensione del settore elettrico e al 90% per il settore del gas, in modo da garantire il proseguimento delle attività finanziate dagli oneri generali di sistema. La differenza tra le due percentuali è dovuta al peso maggiore che hanno gli oneri di sistema nel settore elettrico.

La nuova impostazione definita da ARERA consente di ripartire maggiormente lungo tutta la filiera il peso dei mancati pagamenti da parte dei clienti finali che beneficiano della sospensione della messa in mora.

In termini percentuali la CSEA e il GSE potrebbero non vedersi pagati il 20% degli oneri generali di sistema per il settore elettrico e il 10% in quello del gas. Mentre sui distributori, in seguito ai livelli minimi di pagamento imposti ai fornitori, ricadrebbe il 10% del rischio in entrambi i settori.

RIVISTE LE REGOLE PER I PREZZI DI SBILANCIAMENTO

Il *lockdown* imposto dal Governo a quasi la metà delle imprese italiane ha fatto precipitare i consumi di energia elettrica, impattando in modo significativo anche sul valore dell'energia fissato sul Mercato del Giorno Prima (MGP), che si è ridotto vertiginosamente per l'effetto congiunto della bassa domanda e del valore della *commodity* gas. Al contrario, la necessità di far fronte alla crescente volatilità e mantenere in sicurezza il sistema in questa situazione di forte incertezza ha ampliato la necessità di Terna di ricorrere al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e al Mercato del Bilanciamento (MB), in cui si è assistito a una evidente crescita dei volumi movimentati e alla divaricazione dei prezzi dei servizi rispetto a quelli del giorno prima, con conseguente impatto sugli oneri di sistema.

Soprattutto nella prima fase di *lockdown*, gli sbilanciamenti dei fornitori sono cresciuti sensibilmente a causa della difficoltà di effettuare previsioni di consumo corrette dei loro clienti: i fornitori si sono dunque trovati a sostenere dei costi di sbilanciamento molto alti, dovuti alla crescita dei volumi e dei prezzi di sbilanciamento, rapportati a dei consumi in rapida diminuzione.

A impattare in modo rilevante sugli oneri di sbilanciamento dei fornitori, oltre ai crescenti volumi sbilanciati, sono due aspetti dell'attuale regolazione economica degli sbilanciamenti. In primo luogo, i prezzi di sbilanciamento sono determinati sulla base dei prezzi delle offerte accettate da Terna sul MB, nella fase di tempo reale, in cui gli operatori in prelievo attualmente non partecipano, alla pari degli altri non abilitati (come gli operatori che gestiscono rinnovabili non programmabili): pertanto, i fornitori risultano completamente passivi rispetto alla formazione dei prezzi di sbilanciamento, a differenza degli operatori abilitati (i produttori programmabili), che, partecipando al MB, fissano i prezzi di offerta sul mercato, utilizzati per la valorizzazione degli sbilanciamenti. In secondo luogo, per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento, vengono considerate (per

carenza informativa) tutte le offerte accettate da Terna sul MB, senza distinguere la finalità per cui l'offerta è accettata: rientrano quindi nel calcolo anche offerte accettate per movimentazioni effettuate da Terna in tempo reale, ma che non sono strettamente connesse alla compensazione degli sbilanciamenti, e che possono raggiungere spread molto alti rispetto al MGP.

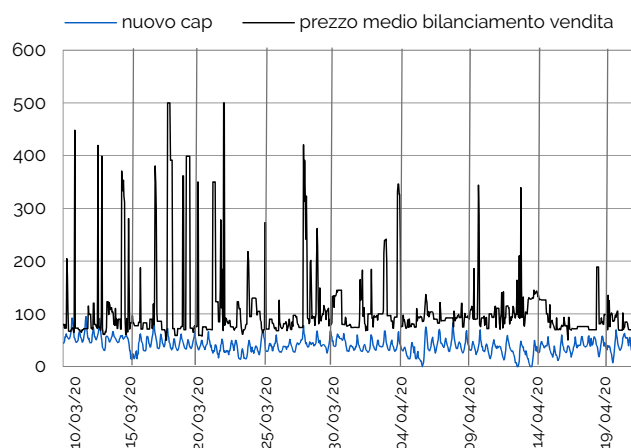
Ciò risulta quindi distorsivo rispetto al "valore temporale, spaziale, merceologico dell'energia in tempo reale", che secondo l'Autorità è il principio che dovrebbe regolare una corretta valorizzazione degli sbilanciamenti.

ARERA è quindi intervenuta a tutela dei fornitori nel tentativo di contenere i costi fissando un tetto massimo e minimo ai prezzi di sbilanciamento ([121/2020/R/eel](#)), contenendo gli oneri a carico dei fornitori anche in presenza di volumi di sbilanciamento elevanti.

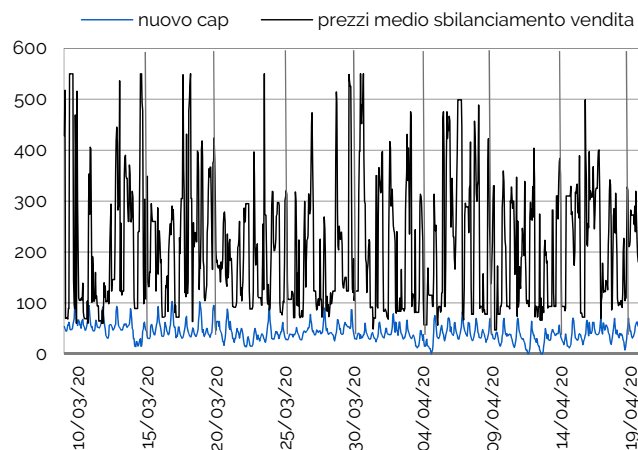
L'alternativa di porre una franchigia sui volumi è stata esclusa per la sua difficoltà di implementazione in tempi molto stretti e per evitare di deresponsabilizzare i fornitori nella formulazione delle loro previsioni di consumo.

Il *cap* ai prezzi degli sbilanciamenti è stato fissato pari al massimo tra 1.5 volte il prezzo del MGP e il costo variabile di un ciclo aperto a gas, stimato nel mese di marzo a 61 €/MWh.

Le due grandezze dovrebbero risultare mediamente equivalenti, in quanto 1.5 rappresenta il rapporto tra l'efficienza media di un ciclo combinato che fissa il prezzo marginale sul MGP e l'efficienza del ciclo aperto, considerato come impianto di punta. Il *floor* è invece fissato pari alla metà del prezzo in uscita da MGP. Per non creare disuguaglianze, questa misura viene applicata a tutti gli operatori soggetti alla regola di *single pricing* per gli sbilanciamenti, vale a dire tutti gli operatori non abilitati al MSD, includendo quindi anche i produttori rinnovabili non programmabili. Anche i produttori rinnovabili che hanno scelto di partecipare al regime perequativo di regolazione degli sbilanciamenti, beneficeranno degli stessi limiti di prezzo validi per il *single pricing*. Nessuna variazione è stata invece prevista per gli operatori soggetti alla regola di *dual pricing*.

FIGURA 3. PREZZI SBILANCIAMENTO IN ZONA CORTA- NORD (€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

FIGURA 4. PREZZI SBILANCIAMENTO IN ZONA CORTA SUD (€/MWh)

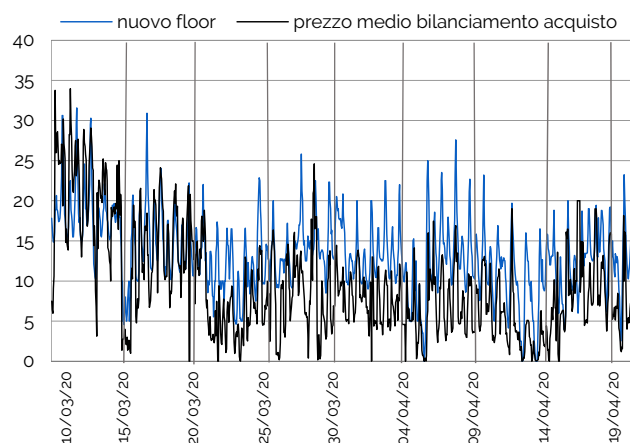
Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

In entrambe le macrozone Nord e Sud, i prezzi di sbilanciamento in caso di macrozona "corta" per le unità non abilitate (pari al prezzo medio ponderato delle offerte accettate in vendita sul MB, nell'ora e nella macrozona di riferimento) risultano molto più elevati rispetto al nuovo *cap*, con punte fino a 500 €/MWh (**Figure 3 e 4**).

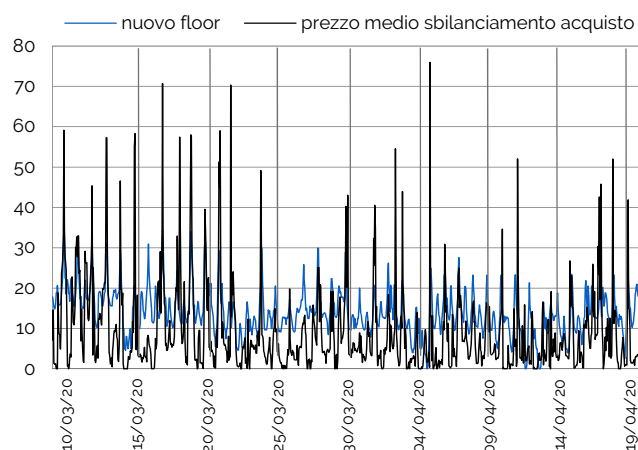
Nella macrozona Nord, si sono verificati picchi dei prezzi di bilanciamento soprattutto nel primo periodo di *lockdown*, in cui la previsione dei consumi era molto incerta, mentre i prezzi si sono poi stabilizzati a partire dai primi giorni di aprile. Invece nella macrozona Sud i prezzi di bilanciamento continuano tuttora a presentare picchi molto elevati rispetto ai prezzi del MGP.

I prezzi di sbilanciamento in caso di macrozona "lunga" per le unità non abilitate (pari al prezzo medio ponderato delle offerte accettate in acquisto sul MB, nell'ora e nella macrozona di riferimento) risultano invece più vicini al nuovo *floor*, in quanto l'assenza di prezzi negativi sul mercato costituiva già un *floor* ai prezzi del bilanciamento (**Figure 5 e 6**).

Ci si può attendere, quindi, un aumento della componente *uplift* relativamente al periodo in cui saranno in vigore tali limiti di prezzo, in quanto la differenza tra i costi sostenuti da Terna per il bilanciamento e gli oneri di sbilanciamento pagati dagli operatori, contenuti dai nuovi *cap* e *floor*,

FIGURA 5. PREZZI SBILANCIAMENTO IN ZONA LUNGA NORD (€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

FIGURA 6. PREZZI SBILANCIAMENTO IN ZONA LUNGA SUD (€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Terna e GME

sarà socializzata nella componente della bolletta relativa all'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento.

I valori massimi e minimi fissati da ARERA verranno applicati retroattivamente a partire dal 10 marzo e fino almeno al 30 giugno, anche se il termine è suscettibile di successive revisioni, in quanto sarà necessario gestire il rischio anche nella fase in cui i consumi torneranno a crescere nuovamente e che sarà nuovamente caratterizzata da un'incertezza elevata.

La proposta ARERA è tuttavia di mantenere questa regola senza scadenza fino all'approvazione della nuova riforma degli sbilanciamenti, che ridefinisca il prezzo di sbilanciamento secondo i criteri di "valore temporale, spaziale e merceologico" alla base della disciplina. In merito a quest'ultimo punto ARERA ha riconosciuto la possibilità per tutti i soggetti interessati di presentare proposte e osservazioni finalizzate ad adeguare tale decisione al futuro contesto in cui si troverà il mercato elettrico.

Covid-19: la Commissione Europea modifica temporaneamente la normativa sugli aiuti di Stato

Per fronteggiare l'emergenza la Commissione ha attenuato il controllo sugli aiuti pubblici erogati dagli Stati membri, con possibili effetti negativi sulla concorrenza nel mercato interno. Ferma per ora la revisione delle regole in ambito energetico, rimandata al 2021-2022, mentre prosegue quella per il regime ETS. In entrambi i casi, l'aggiornamento potrebbe essere influenzato dagli esiti delle politiche di aiuto messe in atto dagli Stati membri.

La Commissione Europea si è mossa prontamente per assicurare il supporto della disciplina degli aiuti di Stato per interventi volti a sostenere i cittadini e le imprese europee colpiti dalla pandemia di COVID-19. Vista l'eccezionalità dello shock economico connesso all'attuale crisi sanitaria e all'impossibilità di prevedere queste circostanze, una maggiore flessibilità dell'intervento pubblico a favore delle imprese è sicuramente fondamentale per evitare che imprese altrimenti sane debbano cessare la propria attività. Tuttavia, un mancato coordinamento degli aiuti a livello europeo e un eccessivo spazio di azione lasciato ai singoli Stati membri potrebbero andare a creare delle distorsioni alla concorrenza nel mercato interno.

IL CONTROLLO SUGLI AIUTI DI STATO

Le regole europee in materia di aiuti di Stato definiscono le condizioni che rendono un aiuto pubblico compatibile con il mercato interno. L'obiettivo primario di queste regole è quello di limitare le distorsioni alla concorrenza che possono derivare dall'intervento di uno Stato membro volto a favorire ingiustamente ed eccessivamente specifiche imprese o settori.

Non tutti gli aiuti statali sono soggetti a notifica e a valutazione da parte della Commissione Europea. Infatti, gli interventi pubblici che non sono offerti su base selettiva e che non hanno un effetto distorsivo sul mercato possono essere direttamente applicati dagli Stati membri.

Questi interventi includono misure che possono contribuire al supporto delle imprese colpite

dall'attuale crisi, come ad esempio le integrazioni salariali, le sospensioni di imposte, IVA e contributi previdenziali, e forme di sostegno finanziario diretto ai consumatori.

Anche per quelle misure che rientrano nell'obbligo di notifica, gli articoli 107.2 e 107.3 del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea ("[TFEU](#)") prevedono delle condizioni che, se soddisfatte, rendono un intervento pubblico comunque compatibile con il mercato interno, direttamente o discrezionalmente a una valutazione della Commissione Europea. Alcuni regolamenti hanno poi previsto delle esenzioni valide per specifiche categorie di interventi con un ruolo strategico per il raggiungimento di obiettivi comunitari o volti a eliminare delle inefficienze.

LE NUOVE DISPOSIZIONI TEMPORANEE

Nonostante la disciplina degli aiuti di Stato preveda già delle modalità di intervento per salvaguardare le imprese dalla pandemia di coronavirus compatibili con il mercato interno, in seguito all'accentuarsi dello shock economico derivante da tale crisi sanitaria, la Commissione Europea è intervenuta per chiarire e per rendere maggiormente flessibili gli strumenti pubblici per far fronte agli effetti della pandemia. Questo intervento è stato necessario visto il ruolo primario assegnato ai bilanci nazionali per rispondere all'attuale crisi.

Le misure introdotte dalla Commissione Europea a partire dal 13 marzo 2020 hanno messo a disposizione degli Stati membri tre alternative per intervenire a sostegno delle imprese nazionali

all'interno della disciplina degli aiuti di Stato.

1 – Intervento ai sensi dell'Articolo 107.2.b TFEU

La Commissione ha espressamente riconosciuto che la situazione creata dalla pandemia di COVID-19 rientra nella definizione di "evento eccezionale" richiesta per l'applicazione dell'articolo 107.2.b TFEU. Sono quindi ritenuti automaticamente compatibili con il mercato interno gli aiuti volti ad ovviare ai danni arrecati dagli effetti della diffusione del coronavirus. Gli interventi coperti dall'articolo 107.2.b TFEU devono consistere nella compensazione di danni diretti subiti a causa della pandemia di COVID-19 e non devono invece essere volti a preservare o ripristinare la redditività, la liquidità o la solvibilità di un'impresa. Uno specifico schema di riferimento che stabilisce le informazioni richieste agli Stati membri per procedere alla notifica è stato pubblicato dalla Commissione. Questo schema dovrebbe facilitare gli Stati membri nell'aiuto dei settori maggiormente colpiti dalla pandemia (come il settore dei trasporti, del turismo, della cultura, della sanità e della vendita).

2 - Intervento ai sensi dell'Articolo 107.3.b TFEU

La Commissione ha stabilito che gli effetti generati dalla pandemia di COVID-19 possano essere considerati dei "gravi turbamenti dell'economia", visto il consistente shock economico, sia dal lato dell'offerta che da quello della domanda, da loro causato. Gli Stati membri possono quindi sottomettere all'esame della Commissione aiuti destinati a porre rimedio all'impatto della crisi sanitaria ai sensi dell'articolo 107.3.b TFEU. Il 19 marzo 2020, la Commissione ha pubblicato un nuovo quadro giuridico temporaneo di riferimento (*Communication from the Commission Temporary Framework for State aid measures to support the economy in the current COVID-19* [2020/C 91 I/01](#)) che descrive le tipologie di aiuti che possono essere accettate ai sensi di questo articolo e che ne facilita il processo di valutazione e di approvazione. Questo quadro rimarrà in vigore solo fino al 31 dicembre 2020 ed è potenzialmente applicabile ad aiuti a favore di imprese attive in tutti i settori che non erano in difficoltà prima del 31 dicembre 2019

e che hanno subito una carenza di liquidità o che rischiano di vedere compromessa la loro redditività a causa delle perturbazioni economiche derivanti da COVID-19. Le tipologie di aiuti per far fronte a bisogni immediati di liquidità includono:

- Sovvenzioni dirette, anticipi rimborsabili e agevolazioni fiscali (inferiori a 800,000 euro)
- Garanzie pubbliche sui prestiti
- Tassi di interesse agevolati
- Garanzie sui prestiti tramite enti creditizi e altri intermediari finanziari (la Commissione sottolinea che questi interventi non devono avere il fine di favorire gli enti creditizi attraverso cui gli aiuti vengono erogati, viene infatti richiesta prova dello sforzo degli enti creditizi volto a garantire il massimo trasferimento dei vantaggi ai soggetti finali)
- Assicurazione del credito all'esportazione nel breve termine, qualora possa essere dimostrata l'indisponibilità di copertura per il rischio da parte del mercato assicurativo privato.

Con la comunicazione del 4 aprile 2020 la Commissione è poi intervenuta per ampliare lo scopo del nuovo quadro normativo temporaneo, incrementando il supporto per gli aiuti a favore dei settori strategici per affrontare la crisi, ovvero le attività di ricerca e sviluppo farmaceutica e per la produzione di prodotti necessari per rispondere alla pandemia, e per preservare l'occupazione.

3 - Intervento ai sensi dell'Articolo 107.3.c TFEU

L'articolo 107.3.c TFEU stabilisce che gli aiuti destinati ad agevolare lo sviluppo di talune attività o di talune regioni economiche, possano essere considerati compatibili con il mercato interno, sempre che non alterino le condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse. Attraverso questo articolo gli Stati membri possono quindi notificare dei regimi di intervento volti a limitare delle gravi carenze di liquidità o delle difficoltà finanziarie per le imprese (anche) a causa dalla diffusione di COVID-19. In generale, le imprese che hanno già ricevuto aiuti a nome di questo articolo negli ultimi dieci anni non dovrebbero essere

idonee per ricevere un sostegno ai sensi di questo articolo, ma la Commissione ha già annunciato di essere pronta ad accettare delle eccezioni viste le circostanze.

L'APPLICAZIONE DEL NUOVO QUADRO TEMPORANEO E I SUOI LIMITI

Dall'entrata in vigore delle nuove linee guida temporanee per l'applicazione della normativa sugli aiuti di Stato, la Commissione ha già approvato più di 50 interventi degli Stati membri.

Nonostante il ruolo fondamentale di questi aiuti per il sostegno delle imprese nazionali e l'efficienza della Commissione nell'adottare celermente tutti gli aiuti richiesti dagli Stati, sono stati evidenziati i possibili limiti dalla strategia adottata dalla Commissione Europea. In particolare, il fatto che gli interventi debbano essere sostenuti dagli Stati membri, e non da un bilancio europeo, crea delle distorsioni negli aiuti ricevuti dalle imprese. Infatti, gli Stati membri non dispongono delle stesse risorse per intervenire a sostegno delle imprese nazionali, e, di conseguenza, alcune imprese attive in un mercato esteso a livello europeo potrebbero ricevere, indebitamente, aiuti più consistenti rispetto ai propri rivali, falsando la concorrenza nel mercato. In aggiunta, alcuni Stati membri potrebbero utilizzare le disposizioni temporanee per sostenere lo sviluppo di settori o imprese ritenuti di particolare rilievo nazionale, qualora questo non fosse stato possibile in tempi di stabilità sotto le regole della concorrenza vigenti nel mercato interno europeo.

Tali rischi sono maggiormente accentuati dalla nuova proposta della Commissione Europea che prevede la possibilità di interventi pubblici volti a ricapitalizzare le imprese in difficoltà attraverso strumenti che includono la partecipazione di capitale pubblico. La Commissione ha chiarito che specifiche misure volte a limitare eventuali distorsioni della concorrenza nel mercato unico verrebbero messe in atto e che gli Stati membri dovrebbero elaborare fin da subito strategie di uscita per garantire il ripristino della situazione originaria una volta ristabilite le normali condizioni

economiche. Tuttavia, per il momento, sembra difficile che la Commissione sia in grado di definire regole sufficienti per contrastare gli effetti distorsivi di queste misure.

Le problematiche evidenziate sopra potrebbero essere limitate se, anziché affidare il sostegno delle imprese ai singoli Stati membri, la Commissione Europea intervenisse direttamente, coordinando e finanziando un programma di aiuti europeo. Attraverso questo programma la Commissione potrebbe infatti non solo supportare le imprese per superare la crisi innescata da COVID-19, ma anche utilizzare questi interventi al fine di allineare lo sviluppo dei settori agli obiettivi europei e per prepararli alle trasformazioni previste dall'agenda europea.

ALTRE NOVITÀ NELLE POLITICHE DI CONTROLLO SUGLI AIUTI DI STATO

Il quadro normativo temporaneo per gli aiuti di Stato è stato introdotto dalla Commissione Europea in un periodo in cui la disciplina degli aiuti pubblici stava già attraversando una fase di modifica. Infatti, diversi regolamenti e linee guida sugli aiuti di Stato europei sono in scadenza tra la fine del 2020 e del 2022, e la Commissione sta attualmente procedendo alla revisione e all'aggiornamento dei loro contenuti. Questo processo coinvolgerà in particolare le linee guida per gli aiuti Stato nell'ambito del sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra (ETS) (*Guidelines on certain State aid measures in the context of the greenhouse gas emission allowance trading scheme post-2012* ([2012/C 158/04](#))) e le linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia (*Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020* ([2014/C 200/01](#))), al fine di allinearle con i nuovi obiettivi europei sul clima.

REVISIONE DELLE LINEE GUIDA PER GLI AIUTI DI STATO IN AMBITO ETS

Le linee guida per gli aiuti di Stato in ambito ETS sono state introdotte nel 2012 con l'obiettivo primario di limitare i rischi di *carbon leakage*. Attraverso queste regole la disciplina degli aiuti di Stato permette

infatti agli Stati membri di compensare le imprese maggiormente soggette a questo fenomeno per evitarne le conseguenze negative.

Le attuali linee guida scadranno al termine del 2020 e sono quindi già state indette consultazioni pubbliche per la loro revisione. La Commissione ha precisato che con l'aggiornamento delle linee guida verranno ridotti i settori che possono beneficiare di compensazioni¹ e verrà diminuito il tasso compensazione massimo ricevuto dalle imprese che possono beneficiare di questi aiuti in modo da limitare il sostegno ai processi produttivi inefficienti e da incentivare le imprese a adottare tecnologie più efficienti dal punto di vista energetico. Con queste variazioni, la Commissione intende assicurare che le nuove linee guida siano conformi alle modifiche alla direttiva ETS (Directive (EU) 2018/410) che regolerà la quarta fase del sistema di scambi di emissioni (2021-2030).

REVISIONE DELLE LINEE GUIDA PER GLI AIUTI DI STATO A FAVORE DELL'AMBIENTE E DELL'ENERGIA

Le linee guida per gli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia sono state introdotte nel 2014 con lo scopo principale di supportare l'ingresso delle fonti rinnovabili nel mercato e di facilitare il raggiungimento degli obiettivi climatici per il 2020. Nonostante la scadenza di queste linee guida sia stata rinviata da dicembre 2020 a dicembre 2022, nel *Green Deal*, la Commissione ha riportato che intende concluderne la revisione entro la fine del 2021 per allinearsi al più presto con i nuovi obiettivi energetici per il 2050.

Nel Piano di investimenti per il *Green Deal*, la Commissione ha anticipato che le modifiche delle linee guida saranno volte ad aumentare la disponibilità degli aiuti pubblici volti a incentivare le imprese nella decarbonizzazione o nell'elettrificazione dei processi di produzione. La Commissione ha poi indicato alcune delle specifiche variazioni che intende implementare attraverso il processo di revisione delle linee guida.

Queste includono:

- un maggiore supporto per gli aiuti diretti a incrementare l'efficienza energetica degli edifici
- la definizione di nuove misure per l'approvazione degli aiuti volti ad aumentare l'efficienza dei sistemi di teleriscaldamento, con l'obiettivo di aumentarne il potenziale contributo alla transizione energetica
- la definizione di aiuti per la chiusura degli impianti a carbone
- l'incremento del sostegno per gli aiuti a supporto del passaggio a un'economia circolare.

La Commissione ha sottolineato che nell'attesa delle nuove linee guida, gli Stati membri potranno continuare ad intervenire a sostegno dello sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica delle imprese secondo le indicazioni stabilite dalle linee guida del 2014.

Il compito attribuito agli aiuti pubblici nell'attuale crisi economica e sanitaria potrebbe contribuire a mettere in luce i rischi legati ad un eccessivo ed indipendente intervento degli Stati membri nell'economia e la necessità di incrementare il coordinamento europeo anche in quelle aree originariamente lasciate alla discrezionalità degli Stati membri, influenzando il processo di revisione della disciplina degli aiuti di Stato in atto prima della crisi.

La disciplina degli aiuti di Stato ha un ruolo centrale nel determinare gli obiettivi delle imprese europee e la loro capacità di raggiungerli, rimarrà quindi importante continuare a monitorare le decisioni della Commissione Europea su questa materia.

¹ I settori che non beneficeranno più delle compensazioni sono: confezioni di vestiario in pelle, produzione di alluminio, produzione di prodotti chimici inorganici, produzione di zinco, piombo e stagno, fabbricazione di pasta per la carta, fabbricazione di carta e carbone, siderurgia e fabbricazione di prodotti derivanti da raffinazione petrolifera.

Concessioni idroelettriche: al via le prime leggi regionali

Il Governo centrale frena mentre le Regioni accelerano: l'emergenza ha risvegliato l'attenzione delle istituzioni attorno alla disciplina delle concessioni idroelettriche, ma le gare sembrano ancora lontane.

In piena emergenza coronavirus sono arrivate le prime leggi regionali in tema di concessioni di grandi derivazioni idroelettriche. Pochi giorni prima della scadenza per la presentazione, fissata dal DL Semplificazioni ([135/2018](#)) al 31 marzo 2020, le giunte regionali di Lombardia e Piemonte hanno approvato un disegno di legge per la gestione autonoma di dighe e invasi tramite la riassegnazione delle concessioni. I due testi finora pubblicati recepiscono la normativa nazionale del 2018 che attribuisce alle Regioni, una volta scadute le concessioni in essere, la proprietà di dighe e grandi invasi, le modalità di assegnazione delle concessioni, l'avvio dei bandi e la definizione del canone di concessione con l'introduzione di una quota fissa e una variabile. Le due leggi dettano tuttavia delle disposizioni di carattere generale rinviando la disciplina di dettaglio e gli aspetti essenziali della materia ai bandi di gara relativi alla singola concessione. Altre regioni tra cui Toscana, Abruzzo e Friuli-Venezia-Giulia sono prossimi alla definizione di un disegno di legge e le rispettive commissioni dei Consigli Regionali hanno iniziato l'esame delle proposte presentate. A fine febbraio il Dipartimento per gli affari regionali e le autonomie aveva inviato alle Regioni una richiesta sullo stato di avanzamento delle iniziative intraprese in modo da definire un quadro completo a livello nazionale. Le Regioni che non hanno presentato ancora una legge regionale saranno quindi tenute a dare indicazioni sulle motivazioni che hanno portato a ritardi.

La rapida diffusione dell'epidemia da coronavirus e le conseguenti decisioni del Governo in merito alla chiusura di alcune imprese e alla limitazione nei movimenti dei cittadini ha portato a un rallentamento delle attività normative delle regioni. In questo contesto, è stato approvato un

emendamento al Decreto Cura Italia ([18/2020](#)) che prevede una proroga della data di scadenza per la presentazioni delle leggi regionali al fine di dare alle regioni il tempo necessario per legiferare su un tema di grande rilevanza. Il nuovo termine è fissato al 31 ottobre 2020, ulteriormente posticipato di 7 mesi a decorrere dalla data di insediamento del nuovo Consiglio regionale nel caso in cui le regioni siano interessate dalle elezioni regionali. Di conseguenza tale proroga prevede uno slittamento dei vari termini delle procedure di riassegnazione delle concessioni.

La nuova proroga può essere un preludio a una possibile riorganizzazione dell'intera disciplina dettata anche dalle difficoltà delle singole regioni nell'approvazione delle leggi regionali. In questo senso l'accelerazione mostrata da Lombardia e Piemonte, Regioni in cui si trovano più di un terzo delle concessioni idroelettriche, sembra rincorrere un possibile rischio di cambiamento sostanziale nella normativa. Il tema delle grandi concessioni idroelettriche ripropone il dualismo tra stato e regioni i cui rapporti e le reciproche competenze, definiti nel titolo V della Costituzione, sono sempre stati oggetto di interpretazioni differenti.

LE NUOVE TEMPISTICHE PER L'ASSEGNAZIONE DELLE CONCESSIONI

La posticipazione del termine di presentazione delle leggi regionali comporta uno slittamento della data di partenza delle procedure di assegnazione. In particolare sono previste due diverse modalità di avvio delle procedure in base alla data di scadenza delle concessioni.

Le concessioni scadute o in scadenza entro il 31 luglio 2024 (termine prorogato di 7 mesi rispetto alle previsioni iniziali) possono proseguire le loro

attività per il tempo necessario al completamento della documentazione necessaria per la procedura di assegnazione e comunque non oltre due anni dall'entrata in vigore della relativa legge regionale. Le diverse tempistiche di approvazione delle leggi regionali comporterebbero la prosecuzione dell'attività dei concessionari in possesso di concessioni già scadute in maniera non omogenea sul territorio nazionale. Per tutte le altre concessioni invece, almeno 5 anni prima della scadenza di una concessione, la Regione avvia le procedure necessarie per l'indizione della gara richiedendo al concessionario uscente un resoconto di fine concessione relativo allo stato dei beni e degli impianti in suo possesso.

I NUMERI DELLE CONCESSIONI IN ITALIA

Le concessioni di grande derivazione idroelettrica sono poco più di 400 di cui quasi il 70% è localizzato nel nord Italia. In particolare, Lombardia, Trentino Alto Adige e Piemonte, coprono il 45% in termini di numero di concessioni e il 62% in termini di potenza nominale di concessione, pari a 3.4 GW. I principali operatori sono Enel, Edison e CVA che coprono insieme il 66% delle quote di mercato.

La scadenza della maggior parte delle concessioni è prevista dopo il 2029 (86%), a causa della proroga prevista dal Decreto Bersani di tutte le concessioni Enel proprio nel marzo di questo anno, mentre quelle già scadute o in scadenza nel 2020 sono pari al 15% (**Figura 1**).

I PARERI ARERA

Nella complessa normativa sottostante alle concessioni di grande derivazioni idroelettriche ([Newsletter 229](#)), a fine 2019, è intervenuta anche ARERA in riferimento al canone che i concessionari sono tenuti a corrispondere semestralmente alle regioni ([490/2019/l/eel](#)). In particolare ARERA ha adottato delle linee guida propedeutiche al rilascio del parere alle Regioni sui disegni di legge. Il parere è tuttavia relativo alla sola componente variabile del canone e le funzioni consultive attribuite ad ARERA vengono esercitate in due fasi:

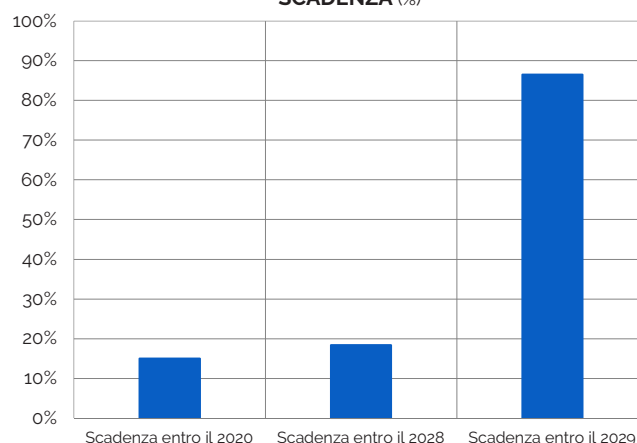
- ex ante, con la definizione di linee guida di valutazione non vincolanti
- ex post, con l'espressione del parere non vincolante per ogni legge regionale.

Il canone è destinato per almeno il 60% alle province in cui è presente la derivazione idroelettrica. La mancata pubblicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico che avrebbe dovuto determinare il valore minimo della componente fissa ha fatto sì che questo compito ricadesse sulle regioni con l'unica clausola che il *floor* non fosse inferiore a 30 €/kW/anno. I pareri finora rilasciati sono 3 relativi alle regioni Piemonte, Abruzzo e Toscana.

IL NODO DA RISOLVERE CON LA COMMISSIONE EUROPEA

La continua proroga dell'avvio delle procedure di assegnazione delle concessioni si scontra con la procedura d'infrazione avviata nel 2011 dalla Commissione Europea ([n. 2011/2026](#)) che contestava alla normativa italiana un'eccessiva tutela degli operatori nazionali. Infatti il prolungamento della durata delle concessioni idroelettriche già scadute, in massima parte attribuite a operatori nazionali, viola la libertà di stabilimento delle imprese di altri Stati membri, che non possono entrare nel mercato italiano fino a quando restano in vigore le attuali concessioni. Tuttavia va sottolineato che la Commissione Europea non ha avviato procedure d'infrazione simili a quella italiana nei confronti di altri Paesi che hanno un regime di assegnazione delle concessioni su base *first-come-first-served* (Bulgaria) o ancora che prevedano concessioni di durata illimitata (Svezia per le concessioni assegnate prima del 2003) o molto più lunga di quella italiana (tra i 40 e gli 80 anni per Austria, Spagna e Portogallo).

FIGURA 1. CONCESSIONI SECONDO ANNO DI SCADENZA (%)



Fonte: elaborazioni REF-E

02



Mercato **elettrico**

Mercato infragiornaliero europeo: inizia la fase implementativa

Con l'avvio della fase implementativa da parte del GME, l'adesione dell'Italia a XBID potrebbe divenire operativa entro un anno, adeguando finalmente il mercato infragiornaliero alle regole europee. Il disegno, ormai definito, introduce la contrattazione continua, alternata con aste europee, e porterà diverse novità rilevanti come le offerte per portafoglio e i prezzi negativi. Una maggiore complessità per gli operatori, a fronte di benefici incerti

La pubblicazione nelle scorse settimane del [documento di consultazione 02/2020](#) da parte del GME sembra indicare che l'implementazione del mercato unico infragiornaliero con le caratteristiche previste dal CACM ([Regolamento europeo 2015/1222](#)) nel contesto del mercato italiano si stia avviando alla sua conclusione avendo definito quali sono i passaggi ancora da compiere. Al momento la data prevista per l'avvio operativo è il primo trimestre del 2021¹, anche se il numero di volte che è stata modificata non garantisce che si possa considerare definitiva.

IL PERCORSO DI IMPLEMENTAZIONE DEL MERCATO INTRADAY FINO A QUESTO MOMENTO

Il Regolamento CACM ha delineato le caratteristiche dei mercati *day ahead* e *intraday*, oltre che le metodologie per determinare le zone di mercato e la capacità di trasmissione tra di queste. In tutta Europa, il *day ahead* è già implementato e la sua realizzazione in Italia è stata agevolata dal fatto che la struttura richiesta dal CACM fosse molto simile a quella utilizzata a livello nazionale.

Diverso è il caso del mercato *intraday*, molto più eterogeneo a livello europeo e per il quale il CACM ha previsto due prescrizioni:

- l'utilizzo del meccanismo di contrattazione continua (*continuous trading*), ossia la possibilità di comprare e vendere in ogni momento sulla piattaforma fino a un'ora prima della *delivery* in

tempo reale

- la necessità di una valorizzazione esplicita e basata su meccanismi di mercato della capacità di trasmissione tra le zone di offerta.

Queste due prescrizioni sono tuttavia difficilmente conciliabili. Il *continuous trading* realizza infatti l'allocazione della capacità di interconnessione secondo la regola "*first come, first served*": la capacità disponibile è assegnata gratuitamente agli operatori di mercato che per primi sono stati collegati tra loro dal sistema di abbinamento degli ordini previsto dal *continuous trading*.

Oltre a questi due aspetti, il CACM ha previsto anche la possibilità di prevedere lo svolgimento di aste implicite, cosiddette "aste complementari", organizzate solo tra alcune zone del mercato elettrico europeo.

Il percorso di implementazione di questi tre elementi (contrattazione continua, meccanismo di valorizzazione esplicita della capacità e aste complementari) a livello europeo e italiano è iniziato ormai diversi anni fa e la situazione attuale è la seguente:

- Il meccanismo di contrattazione continua si sta estendendo via via a tutti i paesi europei tramite il progetto *Cross Border Intra Day* (XBID), avviato a giugno 2018 e attualmente attivo in quasi tutti i paesi europei ad esclusione di Italia, Grecia e UK².
- I TSO europei hanno proposto come metodologia di valorizzazione della capacità delle aste

¹ <https://www.bsp-southpool.com/news-item/sidc-record-months-and-welcoming-new-members.html>.

² I paesi attualmente coinvolti sono 22: Austria, Belgio, Bulgaria, Croazia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Norvegia, Olanda, Polonia, Portogallo, Repubblica Ceca, Romania, Slovenia, Spagna, Svezia e Ungheria.

implicite da svolgersi in tutti i paesi europei³, come già avviene per *MGP*. Il lungo percorso di approvazione, concluso con la decisione ACER 01/2019, ha portato all'istituzione di 3 aste che si terranno alle ore 15 e 22 del D-1 e alle ore 10 del giorno D. Tali aste saranno avviate a partire da gennaio 2023.

- A livello regionale, Terna e il GME con i TSO e i NEMO dei paesi confinanti, hanno previsto l'organizzazione di aste implicite da svolgersi solo tra le zone coinvolte (quindi le zone del mercato italiano, Francia, Austria, Slovenia e Grecia⁴). Il meccanismo delle aste complementari è stato approvato definitivamente nell'estate 2019⁵ dalle Autorità dei paesi coinvolti e verrà utilizzato fino all'avvio delle aste pan-europee di cui al punto precedente.

A questo percorso, legato all'implementazione del regolamento CACM, negli ultimi mesi si è aggiunto quello di ridefinizione delle regole del mercato del dispacciamento italiano, avviato lo scorso luglio con il [DCO 322/2019](#), a seguito del quale l'Autorità ha pubblicato la [delibera 350/2019](#) invitando GME e Terna ad attuare, per quanto di loro competenza, gli sviluppi necessari al coordinamento tra *MI* e *MSD* per permettere l'avvio del progetto *XBID* sulle frontiere italiane. Proprio in attuazione della delibera 350/2019, il GME ha pubblicato il documento di consultazione 02/2020 con lo scopo di presentare e descrivere le modifiche che dovranno essere attuate dal GME in vista della nuova organizzazione prevista per il mercato infragiornaliero.

IL NUOVO MERCATO INFRAGIORNALIERO ITALIANO: LE TEMPISTICHE E IL COORDINAMENTO CON MSD

Quando l'Italia entrerà a far parte di *XBID*, la struttura del mercato infragiornaliero sarà ibrida facendo convivere la contrattazione continua con le aste⁶, che rispetto alla situazione attuale si ridurranno da

7 a 3.

Il mercato infragiornaliero sarà quindi organizzato secondo le seguenti tempistiche:

- Alle 15 (D-1), si svolgerà la prima asta di *MI*⁷. La contrattazione sarà per tutte le 24 ore del giorno di *delivery* D.
- Alle 15.30 (D-1) aprirà la contrattazione continua, per tutte le 24 ore del giorno D. Il GME indica la contrattazione continua con la sigla *MI-XBID*.
- Alle 22 (D-1) si svolgerà *MI2*, la seconda sessione della contrattazione ad asta. Si potranno scambiare tutte le 24 ore del giorno successivo. Durante lo svolgimento dell'asta, dalle 21.45 alle 22.30, *MI-XBID* sarà sospeso⁸.
- Alle 23 (D-1) si chiudono le contrattazioni su *MI-XBID* riferite all'ora 1 (00:00 – 01:00) del giorno D. Da questo momento in poi ogni ora si conclude su *MI-XBID* la contrattazione dell'ora successiva, secondo la regola h-1.
- Alle 10 (D) si svolgerà la terza asta, *MI3*. La contrattazione riguarderà solo le ore dalla 13 alla 24 del giorno D. Durante lo svolgimento dell'asta, dalle 09.45 alle 10.30, *XBID* sarà sospeso.

L'avvio della contrattazione continua con la chiusura un'ora prima del tempo reale avrà un impatto rilevante anche su *MSD* in quanto non sarà più possibile svolgere le fasi del mercato dei servizi successivamente alla chiusura di *MI*. La revisione del coordinamento tra *MI* e *MSD* sarà probabilmente argomento di una prossima consultazione di Terna, la quale aveva già presentato i suoi orientamenti in una consultazione nel 2018⁹.

Ciò che emerge dal documento del GME è che durante le sessioni di *MSD*, svolte con la contrattazione continua ancora in corso, Terna comunicherà agli operatori e al GME le offerte accettate, il programma di funzionamento conseguentemente aggiornato e un intervallo di fattibilità, ossia un intervallo entro il quale dovrà

³ Si veda [Newsletter 228](#).

⁴ Svizzera e Montenegro non rientrano in quanto non fanno parte dell'Unione Europea.

⁵ Si veda [Newsletter 234](#).

⁶ Inizialmente sarebbero le aste complementari aperte (forse) ai paesi confinanti, dal 2023 saranno sostituite dalle aste pan-europee.

⁷ Al momento sembra che le aste complementari saranno aperte a Slovenia e Grecia mentre Francia e Austria preferiscono aspettare l'avvio delle aste pan-europee.

⁸ La sospensione di *XBID* riguarda solo le zone di mercato coinvolte nelle aste. Il CACM prevede che la sospensione sia ridotta al minimo indispensabile e a tendere non dovrebbe superare i 10 minuti.

⁹ Si veda [Newsletter 222](#).

rimanere il programma dell'impianto a conclusione degli scambi sul mercato infragiornaliero.

LE PRINCIPALI NOVITÀ DEL MERCATO INFRAGIORNALIERO: OFFERTE PER PORTAFOGLIO E PREZZI NEGATIVI

Le principali novità del mercato infragiornaliero non riguarderanno però solo le tempistiche e l'introduzione della contrattazione continua: l'adesione al mercato *intraday* europeo richiederà infatti anche l'abilitazione delle offerte per portafoglio e l'introduzione dei prezzi negativi.

OFFERTE PER PORTAFOGLIO

La contrattazione continua non si concilia facilmente con lo *unit bidding*, ossia l'offerta per singolo impianto, in quanto le strategie di *bidding* devono essere adeguate costantemente ed in tempo reale in base all'evolversi dei prezzi di negoziazione e delle quotazioni offerte. Perciò si rende necessario l'introduzione della contrattazione per portafoglio. Tale contrattazione sarà riservata alle unità che partecipano al mercato e che sono valorizzate a prezzo zonale, ossia gli impianti di produzioni (UP) gli impianti di pompaggio (UMPP) e le unità virtuali di import ed export (UPV e UCV). I portafogli saranno suddivisi a livello zonale e per ogni operatore di mercato conterranno le unità a sua disposizione. Gli operatori avranno la possibilità di decidere, di volta in volta, se operare a livello di portafoglio o di singola unità. Non è chiaro però se si potranno creare più portafogli a livello zonale, oppure sarà previsto un unico portafoglio con tutte le unità nella titolarità dell'operatore.

Le unità di consumo (UC) non rientrano nei portafogli di offerte delle unità valorizzate a prezzo zonale in quanto sono valorizzate a PUN e per consentire, come già previsto attualmente, di applicare alle contrattazioni che riguardano le UC i corrispettivi di non arbitraggio. Inoltre, essendo già previsto che ogni utente del dispacciamento è titolare, in ciascuna zona, di un'unica UC rappresentativa di tutti i clienti finali, non è necessario prevedere la creazione di portafogli di sole UC.

Rimarrà comunque, almeno fino al completamento

della riforma del dispacciamento, una stretta relazione tra il portafoglio e il sottostante fisico di unità, infatti le offerte presentate su *MI-XBID* non potranno eccedere la somma dei margini a salire (o a scendere) degli impianti contenuti nel portafoglio e tali margini verranno via via aggiornati considerando le modifiche ai programmi delle singole unità derivante sia delle aste di *MI* sia delle sessioni di *MSD* che si svolgeranno prima della chiusura delle contrattazioni su *MI-XBID*.

La contrattazione di portafoglio richiede una piattaforma per la nomina dei programmi delle singole unità. Tale piattaforma sarà organizzata dal GME e integrata nell'ambiente che gestirà gli scambi di *MI-XBID*. La nomina riguarderà la posizione commerciale del portafoglio che dovrà essere suddivisa su ogni impianto appartenente al portafoglio stesso. La nomina dovrà essere effettuata entro 57 minuti dal tempo reale, quindi le operazioni svolte in prossimità della chiusura delle contrattazioni¹⁰ su *MI-XBID* dovranno essere nominate nel giro di pochi minuti.

La nomina della posizione commerciale dovrà rispettare due vincoli:

- i vincoli tecnici degli impianti: la quantità nominata sommata alle quantità già vendute su *MGP*, aste *MI*, *MSD* e scambi *MI-XBID* relativi alla singola unità, non potrà eccedere il limite di potenza massima o gli eventuali intervalli di fattibilità imposti da Terna;
- i vincoli commerciali: ossia la somma delle nomine dovrà corrispondere alla posizione commerciale del portafoglio,

Questi due vincoli potrebbero non essere compatibili e in questo caso sarà data priorità ai vincoli tecnici degli impianti, in particolare per garantire che i programmi in esito a *MI-XBID* siano coerenti con i vincoli imposti da Terna durante le sessioni di *MSD*. Di conseguenza si potranno avere delle differenze tra le quantità nominate e la posizione commerciale, tale differenza è definita "sbilanciamento a programma *MI-XBID*" e, come previsto dalla delibera 350/2019, dovrebbe essere equiparata "agli sbilanciamenti effettivi valorizzati

¹⁰ Nel report della Commissione Europea "The future electricity intraday market design" (<https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f85fbc70-4f81-11e9-a8ed-01aa75ed71a1>) è mostrato come la maggioranza delle operazioni in un mercato a contrattazione continua vengano svolte nell'ultimo quarto d'ora in cui gli scambi sono aperti.

al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate risultante per la specifica zona a cui appartiene il portafoglio".

Infine, va osservato che la contrattazione per portafoglio semplifica la programmazione delle unità in quanto la nomina può essere fatta anche senza aver svolto operazioni su *MI* in quanto la posizione commerciale nulla può dare luogo a nomine di segno opposto sugli impianti del portafoglio, riducendo quindi il programma di una, o più unità, per aumentare quello di altre. Attualmente tale possibilità su *MI* è garantita dalle cosiddette "offerte bilanciate".

PREZZI NEGATIVI

Un'altra novità rilevante dell'avvio di XBID sul mercato italiano sarà l'introduzione dei prezzi negativi. Al momento i prezzi negativi sono previsti su *MGP*, ma solo in termini di *clearing prices*¹¹ ossia c'è la possibilità, puramente teorica, che il prezzo marginale sia negativo ma il prezzo minimo di offerta per gli operatori del mercato italiano rimane o €/MWh¹². Un *clearing price* negativo si potrebbe ottenere solo nel momento in cui le importazioni (a prezzo negativo) dagli altri paesi bastassero a coprire tutto il fabbisogno anche di una sola zona, è evidente come tale situazione non si possa verificare nella pratica.

In presenza di contrattazione continua tale scelta non può essere replicata in quanto non esiste un *clearing price* e la limitazione ai prezzi offerti ridurrebbe in maniera rilevante le opportunità di trading. Di conseguenza i limiti ai prezzi di offerta sono quelli previsti attualmente¹³ pari a -9999 €/MWh e +9999 €/MWh e i medesimi limiti verranno estesi anche alle tre aste implicite per evitare opportunità di arbitraggio. Il GME suggerisce, senza però specificare le motivazioni, che, vista la possibilità di abbinamenti a prezzi negativi su *MI-XBID*, si renderà necessario l'introduzione delle offerte a prezzi negativi anche su *MGP*, con il

minimo fissato a -500 €/MWh.

A dir la verità, sembrano altri gli aspetti rilevanti che dovranno essere affrontati alla luce dell'introduzione dei prezzi negativi. La valorizzazione degli sbilanciamenti, per esempio, dipende al momento dai prezzi *MSD* e *MGP*. Nel caso in cui anche in uno solo dei due mercati venisse mantenuto lo zero come prezzo limite, le unità di produzione preferirebbero lo sbilanciamento (effettivo o a programma *MI-XBID*) a correggere la propria posizione a prezzi negativi. Un altro aspetto che potrebbe richiedere degli interventi con l'introduzione dei prezzi negativi è il comportamento della generazione incentivata.

LA COMPLESSITÀ DEL MERCATO AUMENTERÀ, LA REALE PORTATA DEI BENEFICI È DIFFICILE DA STIMARE

La consultazione del GME è il primo passo verso la conclusione del percorso di modifica del mercato elettrico italiano richiesto dal CACM. Ci sono ancora diversi aspetti da sistemare prima dell'avvio operativo del mercato infragiornaliero, ma la strada sembra segnata e il percorso definito.

I benefici effettivi che questa nuova modalità porteranno al sistema sono ancora difficili da stimare e dipendenti da tante variabili che in alcuni casi si potranno monitorare solo una volta avviato il mercato. Più chiaro invece è l'aumento di complessità del mercato sia per via della struttura ibrida di aste e contrattazione continua, sia per il coordinamento necessario con *MSD* e quindi l'intervento, seppure indiretto, di Terna sui mercati dell'energia e in ultimo per via della complicazione nella gestione operativa da parte degli operatori delle sovrapposizioni e scadenze dei nuovi mercati.

¹¹ In ottemperanza alla decisione ACER 04/2017: "ACER decision no 04/2017 on the nominated electricity market operators' proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling".

¹² Indotto dall'esigenza di mantenere una coerenza complessiva tra i limiti di prezzo del mercato dell'energia e le corrispondenti disposizioni relative ai mercati del dispacciamento, alla valorizzazione degli oneri di sbilanciamento, nonché ai meccanismi di incentivazione degli impianti a fonti rinnovabili.

¹³ Come disposto dalla decisione ACER 05/2017: "ACER decision no 05/2017 on the nominated electricity market operators' proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices for single intraday coupling".

Connessione Italia-Tunisia: un ponte elettrico tra Europa e Nord Africa

200 Km di cavo sottomarino uniranno per la prima volta, nei piani di Terna, i due continenti entro il 2030: un progetto rilevante, strategico e sfidante, che potrebbe alimentare la crescente domanda energetica tunisina ma che in futuro potrebbe consentire l'import verso l'Europa dell'abbondante energia solare nord-africana.

L'approvazione del Mise dei Piani di Sviluppo Terna 2016 e 2017 avvenuta a Marzo 2020 ha dato un nuovo slancio al progetto Elmed di interconnessione tra la rete elettrica italiana e tunisina. Il progetto consiste nella realizzazione di un collegamento sottomarino ad altissima tensione in corrente continua (HVDC) tra la stazione elettrica esistente di Partanna in Sicilia e una stazione di nuova realizzazione nella penisola di Capo Bon in Tunisia (**Figura 1**).

Il collegamento sarà caratterizzato da 200 km di cavi e per la sua importanza strategica è stato inserito nell'elenco dei progetti di interesse comune (PCI) della Commissione europea.

L'opera fornisce uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa e contribuirà a un incremento

dei benefici per il sistema elettrico italiano, tunisino ed anche nel complesso all'intero sistema europeo in termini di sostenibilità e integrazione dei mercati.

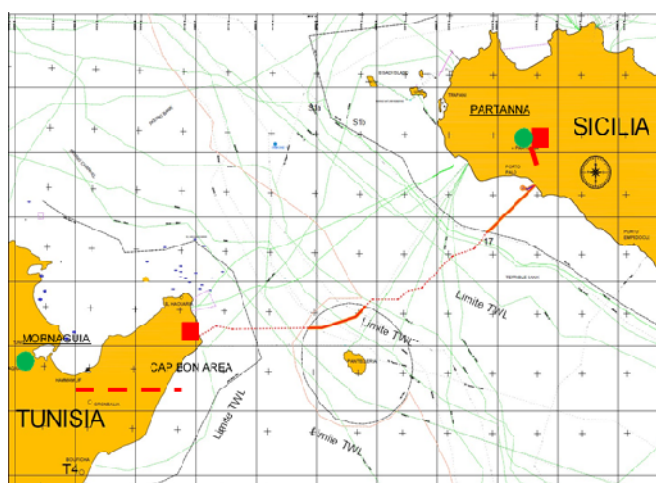
La prima proposta di collegamento tra l'Italia e la Tunisia risale agli anni '90. Già nel giugno 2007 è stato firmato un *Memorandum of Understanding* (MoU) tra Terna e il TSO tunisino STEG (Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz) e nell'aprile 2009 è stata creata la *joint company* Elmed.

Dopo lo stallo seguito alla Primavera Araba nel gennaio 2011, ad aprile 2019 i due governi hanno siglato un accordo che riconosce la strategicità del progetto e mira a favorire la realizzazione dell'opera, seguito nell'ottobre 2019 da un nuovo MoU tra Terna e STEG con l'intenzione di intensificare la collaborazione industriale nel settore delle infrastrutture elettriche.

Nel corso del 2019 è stato avviato uno studio di dettaglio, finanziato dalla Banca Mondiale con una donazione di 12.5 milioni di dollari. In linea con quanto pubblicato da Terna nel Piano di Sviluppo 2020, i lavori saranno avviati nel 2023 e si concluderanno nel 2027.

A fronte di un investimento di circa 300 milioni di euro Terna ha stimato, inoltre, un valore complessivo di circa un miliardo di euro (considerando un tasso di attualizzazione del 4% e un orizzonte di esercizio dell'opera di 25 anni).

FIGURA 1. INTERCONNESSIONE ELETTRICA SICILIA-TUNISIA

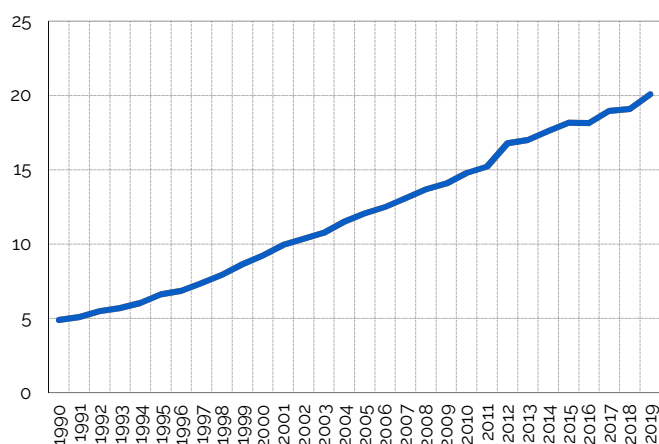


Fonte: Terna - Progetti di interesse comune

IL CONTESTO TUNISINO: AUMENTO DELLA DOMANDA ELETTRICA E FORTE DIPENDENZA DALL'IMPORT

La domanda di energia è aumentata costantemente dopo la rivoluzione araba, quadruplicando la domanda di gas (circa 5 Mtep nel 2019) e di energia elettrica (circa 20 TWh nel 2019) rispetto ai livelli degli anni '90 (**Figura 2**).

FIGURA 2. EVOLUZIONE DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA TUNISINA (TWh)



Fonte: République Tunisienne - Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines

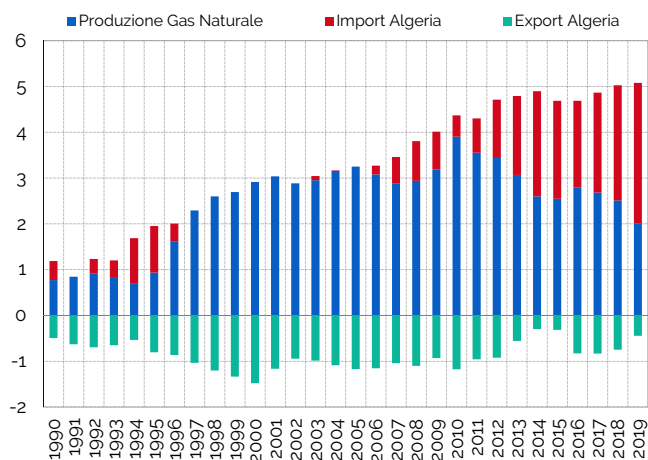
Tuttavia, la capacità di generazione è cresciuta solo del 3,6% all'anno tra il 2010 e il 2018 (contro il 7-8% all'anno negli anni 2000). Alla fine del 2019, il parco di generazione ha raggiunto una capacità installata pari a circa 6 GW ed è composto per l'83% da turbine a gas a ciclo aperto e combinato, per il 15% da unità a vapore a doppio combustibile (gas naturale e olio combustibile pesante) e per il 2% da fonti rinnovabili, per lo più eoliche, che contribuiscono marginalmente alla produzione di energia.

L'eccessiva dipendenza dagli idrocarburi importati minaccia la sicurezza energetica della Tunisia e rende il settore vulnerabile alle fluttuazioni dei prezzi e dei tassi di cambio.

Il gas naturale e il petrolio rappresentano rispettivamente il 53 e il 47 per cento della domanda di energia primaria della Tunisia³. Una volta esportatore netto di petrolio e gas, il paese è diventato fortemente dipendente

dall'approvvigionamento esterno per soddisfare il suo fabbisogno energetico, in particolare per la produzione di energia elettrica. L'estrazione di petrolio e gas a monte è in gran parte diminuita negli ultimi anni, e i movimenti di protesta hanno anche interrotto la produzione e il trasporto di carburanti (**Figura 3**).

FIGURA 3. GAS NATURALE: PRODUZIONE, IMPORT ED EXPORT (Mtep)



Fonte: République Tunisienne - Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines

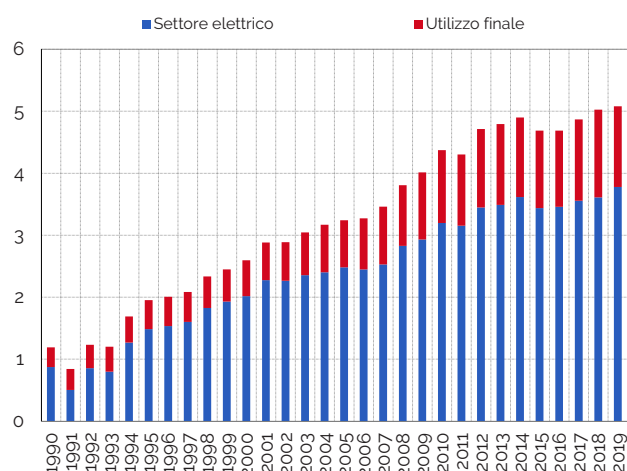
Più della metà del gas naturale, il 74% del quale è utilizzato per la produzione di elettricità, è importato dall'Algeria. Di conseguenza, l'importazione complessiva di energia ha raggiunto il 59% nel 2019 (rispetto al 7% del 2010) e continuerà probabilmente ad aumentare in futuro, riducendo la sicurezza energetica della Tunisia (**Figura 4**).

I prezzi dell'elettricità sono considerevolmente aumentati rispetto al 2010 in linea con l'evoluzione dei prezzi del gas naturale. Tale aumento ha interessato tutti i consumatori di energia elettrica a eccezione delle famiglie a basso consumo (tariffa sociale). In particolare, i prezzi dell'elettricità per le imprese collegate alla rete a media tensione sono aumentati del 69% dal 2010 al 2018 (**Figura 5**).

LA SFIDE PER LO SVILUPPO DELLE ENERGIE RINNOVABILI

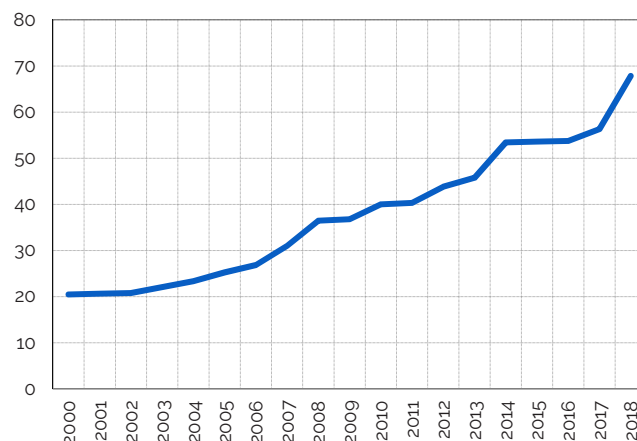
Per far fronte all'aumento della domanda e alla progressiva diminuzione dell'indipendenza energetica, la Tunisia dal 2015 ([Legge n.12-2015](#))

FIGURA 4. UTILIZZO DI GAS NATURALE (Mtep)



Fonte: République Tunisienne - Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines

FIGURA 5. EVOLUZIONE DELLA TARIFFA DELL'ELETTRICITA' TUNISINA (€/MWh)



Fonte: STEG

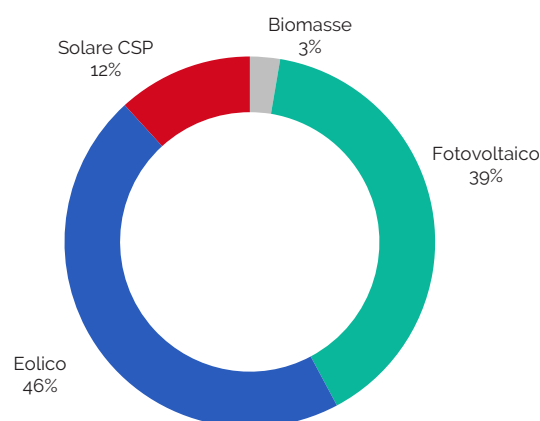
ha adottato il *Plan Solaire Tunisien*, una strategia di transizione energetica basata sull'uso efficiente dell'energia, con l'obiettivo di ridurre il consumo di energia primaria del 30% entro il 2030 e una politica di diversificazione del proprio *mix* energetico basata principalmente sullo sviluppo di energie rinnovabili. Entro il 2030 l'obiettivo del Piano Solare tunisino è quello di installare capacità aggiuntiva rinnovabile di 3815 MW (**Figura 6**).

Nonostante l'importanza di queste risorse, lo sfruttamento delle energie rinnovabili rimane attualmente limitato e le realizzazioni previste nei prossimi anni prevedono l'installazione di capacità eolica per 245 MW, solare PV per circa 55 MW (nell'ambito di progetti di autoconsumo) e idroelettrica per 62 MW.

In questo contesto, lo sviluppo dell'interconnessione tra Tunisia e Italia può concretizzare un vantaggio reciproco, offrendo alla Tunisia il flusso di importazioni necessarie e all'Italia l'opportunità di sfruttare in modo più efficiente la sua capacità di generazione in eccesso. In una prima fase, infatti, il cavo funzionerà principalmente in export dall'Italia.

Le simulazioni condotte da REF-E per valutare l'impatto del progetto sul sistema italiano confermano gli scenari sviluppati da Terna e Snam, che prevedono che almeno nella fase iniziale il cavo venga operato in export per un valore di poco inferiore a 4 TWh a partire dal 2030. L'impatto principale si avrebbe per l'Italia sul prezzo zonale

FIGURA 6. OBIETTIVI 2030 PST PER TECNOLOGIA (MW)



Fonte: Plan Solaire Tunisien

siciliano, che potrebbe aumentare fino a circa 7 €/MWh, e, di conseguenza, sul prezzo unico nazionale.

L'energia esportata attraverso questo cavo, che sarebbe il primo ad attraversare il Mediterraneo, potrebbe raggiungere tramite le connessioni tunisine anche altri stati nord-africani come Algeria e Libia. Il panorama di esportazione dall'Italia potrà pertanto cambiare alla luce degli investimenti tunisini e, in generale degli stati nord-africani, a seguito di una maggiore integrazione di capacità rinnovabile. Se il governo tunisino terrà fede alle politiche e alle tempistiche di investimento strategiche raggiungendo gli obiettivi preposti, l'import verso l'Italia potrebbe ridursi e trasformarsi altresì in export nel lungo termine.



03

Dati di
mercato

e settori
incentivati

Dati di mercato

ENERGIA ELETTRICA: DOMANDA E OFFERTA CUMULATA

(GWh e variazioni tendenziali)

	AS 2020	AS 2019	Var. %
Domanda	76 969	80 341	-4.2%
Produzione netta	66 310	70 847	-6.4%
- Termoelettrico	44 984	49 648	-9.4%
- Rinnovabili**	21 326	21 199	0.6%
Saldo estero	11 320	10 434	8.5%

** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Valori consuntivi di marzo

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

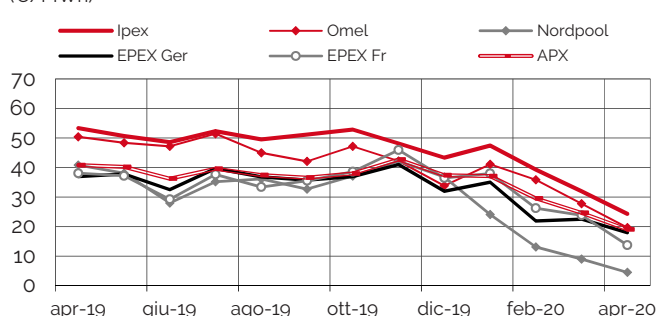
	AS 2020	AS 2019	Var. %
Industriale	4.3	4.8	-11.4%
Termoelettrico	7.3	8.3	-12.5%
Distribuzione	15.2	16.3	-6.9%
Altro	0.6	0.7	-6.6%
Totale	27.4	30.1	-9.2%

Valori cumulati al 26/04/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

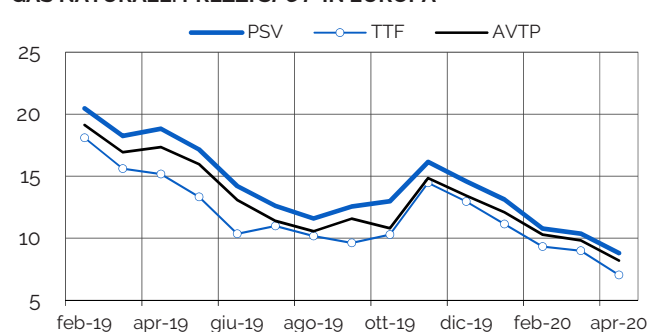
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 20/04/2020

Fonte: Borse Europee

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

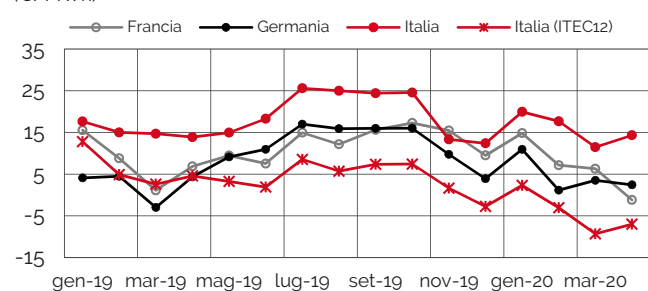


Medie mensili. Ultimo dato al 19/04/2020

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: SPARK SPREAD IN EUROPA

(€/MWh)



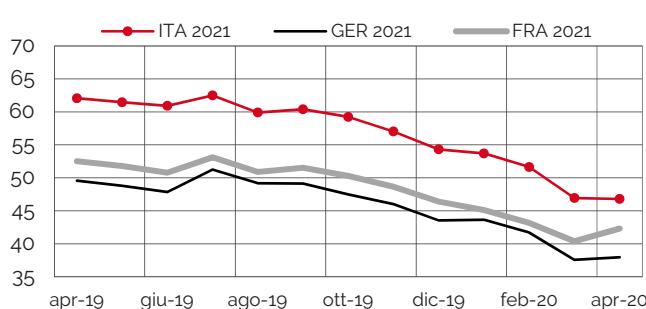
Calcolato su prezzi spot (PEG, Gaspool e PSV). Medie mensili

Ultimo dato al 14/04/2020 Gaspool, PEG. 27/04/2020 PSV

Fonte: elaborazioni REF-E

ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI

(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 27/04/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2

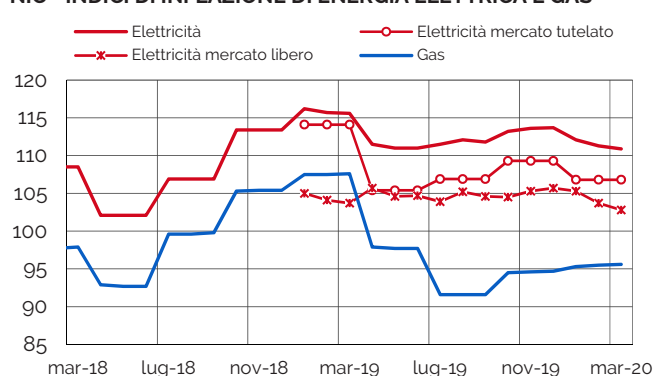
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 15/04/2020

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

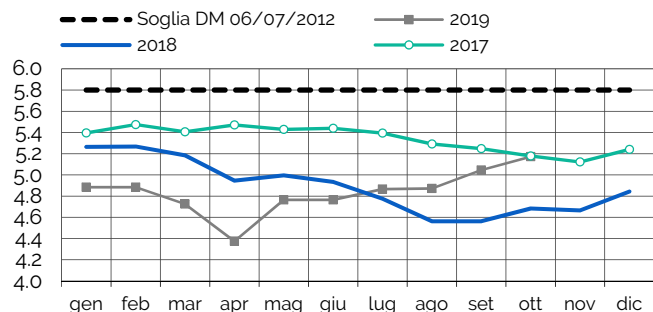


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

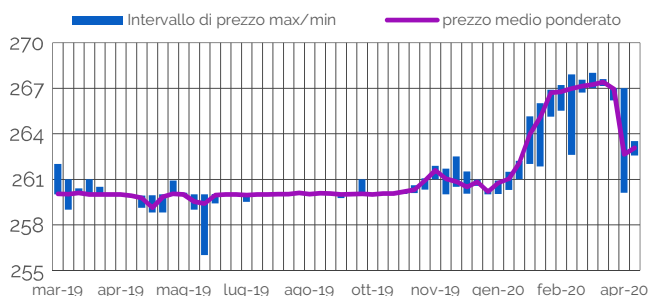


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico. Ultimo dato 31/12/2019

Fonte: GSE

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

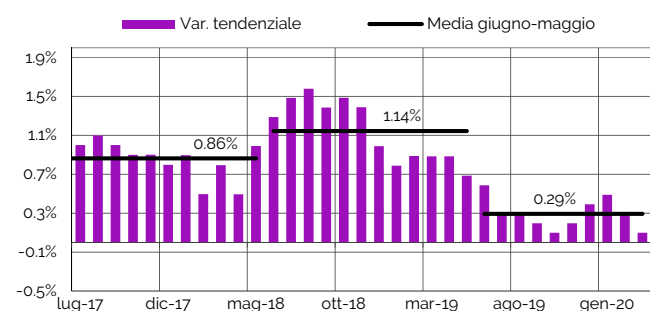


Ultimo dato 15/04/2020

Fonte: GME

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

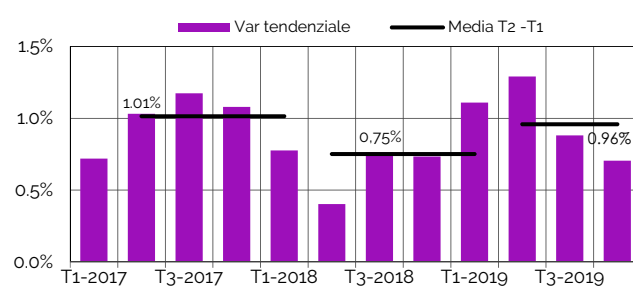


*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: Marzo 2020

Fonte: Istat

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Marzo 2020

Fonte: Istat

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA DOMESTICI

RESIDENTI (€/cent/kWh)

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

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5)

(€/cent/kWh)

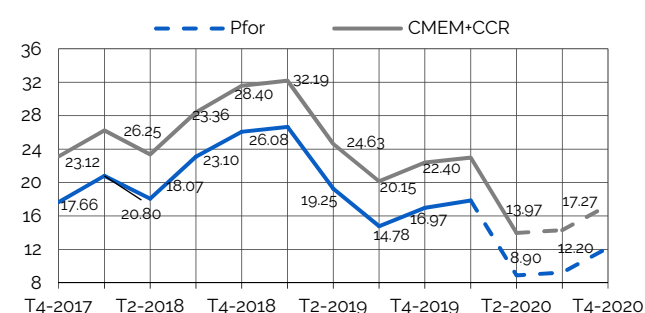
Componente	II-19	III-19	IV-19	I-20	II-20
Energia, dispac. e commerc.	6.86	7.42	8.04	7.97	4.61
Costi infrastrutture e UC	2.79	2.79	2.79	2.77	2.77
Oneri generali di sistema	8.21	7.97	7.86	6.88	6.88
Totale - tasse escluse	17.86	18.18	18.69	17.62	14.26

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggio) su forward al 19/04/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

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

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA



04

Indici

Itec e Magi

L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di aprile è pari a 39.62 €/MWh, in calo del 5.5% sul dato di marzo (41.94 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato all'andamento dei prezzi delle commodities sottostanti durante il mese di febbraio, con tasso di cambio \$/€ in calo.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di aprile si attesta a 52.64 €/MWh, in calo del 9.5% sul valore consuntivo di marzo (pari a 58.17 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di aprile si attesta a 63.61 €/MWh, in calo del 4.9% rispetto al consuntivo del mese precedente (66.87 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€ in calo durante il mese di marzo.

Il valore *forward* per il mese di maggio dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 16 aprile, è pari a 37.80 €/MWh, in calo del 4.6% rispetto al consuntivo di aprile. Il valore *forward* per il mese di maggio di **ITEC/REF-E**, aggiornato al 16 aprile, è pari a 49.99 €/MWh, in calo del 5.0% rispetto al consuntivo di marzo, mentre **ITECccgt/REF-E**, anch'esso aggiornato al 16 aprile, è in calo del 5.3% rispetto al consuntivo di marzo e si attesta a 60.27 €/MWh.

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di aprile sono calcolati da REF-E su dati di mercato al 31/3/2020 e valori giornalieri Reuters al 16/4/2020. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

Cos'è ITEC12/REF-E

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

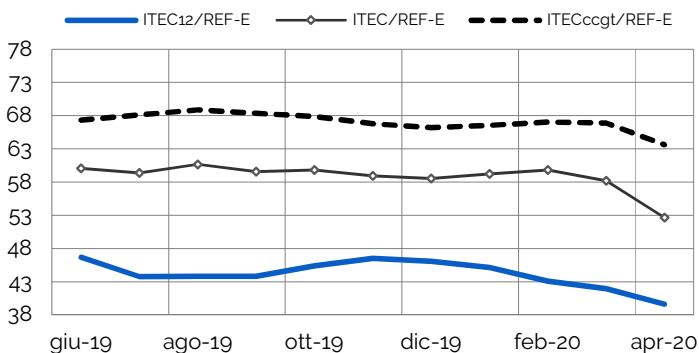
Cos'è ITEC/REF-E

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

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

REF-E si impegna a mantenere la formula di ITEC nella sua struttura attuale fino al 31 dicembre 2020.

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



Fonte: elaborazioni REF-E

Per ulteriori informazioni:

Visita il sito www.ref-e.com/it/itec

Contattare: Jacopo Guarnaccia - tel. 02 43441028 - Email: itec@ref-e.com

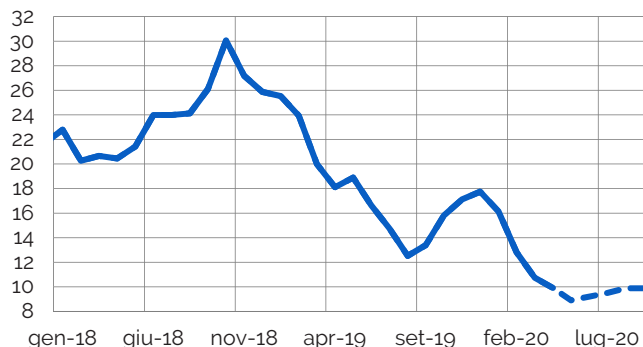
L'EVOLUZIONE MAGI

L'indice gas MAGI consuntivo per aprile 2020 è pari a 9,91 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 9,79 €/MWh e 10,19 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a aprile 2020 è diminuita del 7,7% rispetto a quella per le consegne di marzo 2020 e risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (18,11 €/MWh). Il volume complessivo transato è aumentato rispetto a marzo 2020 (14,626 MW contro 12,766 MW), mentre il numero di transazioni registrate si è ridotto (337 contro 354).

Al 17 aprile, gli scambi del prodotto con consegna a maggio 2020, relativi a un campione di 122 operazioni e un volume totale scambiato di 6,423 MW, indicano un prezzo di 8,94 €/MWh, in calo rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a aprile 2020.

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



Fonte: Albasoluzioni

Cos'è MAGI

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

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

Perché MAGI

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

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

Gli Sponsor

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

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

Per ulteriori informazioni:

Visita il sito www.magindex.org

Contattare: Jacopo Guarnaccia - tel. 02 43441028 - Email: jacopo.guarnaccia@ref-e.com



Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Virginia Canazza, Silvia Checola, Giacomo Ciapponi, Paolo Ciliento, Federico Clementi, Federica Davò, Antonio De Paola, Elena Ferri, Tommaso Franci, Ana Georgieva, Valeria Ghirardi, Jacopo Guarnaccia, Paolo Marino, Marco Pellegrino, Giorgio Perico, Alejandro Sanchez Ben, Ralph Sassun, Clio Scandola, Simona Soci

Editore

REF-E srl

Via Gioberti 5 - 20123 Milano

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

Dalia Imperatori

Tel. +39 02 43441022

Fax +39 02 43441027

E-mail: dalia.imperatori@ref-e.com

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

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

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

Al momento della pubblicazione tutti i link verso siti sono funzionanti.

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

www.ref-e.com

Ref-e srl

via Viancenzo Gioberti 5

20123 Milano

C.F./P.IVA 07642420967