

NEWSLETTER



n. 246 Settembre 2020
Anno XXII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

IMPRESE E ISTITUZIONI

L'ambiziosa transizione verde dell'Europa e il ruolo del sistema finanziario

pag. 05

La politica europea per la decarbonizzazione sembra procedere rispettando le tempistiche previste e si combina con un intervento senza precedenti per l'erogazione di risorse a sostegno della ripresa post-COVID-19. Tra i più recenti provvedimenti: nuovi obiettivi per il settore energetico, una strategia per l'idrogeno, incorporazione dei rischi legati al cambiamento climatico nella determinazione dell'adeguatezza patrimoniale delle banche e introduzione di un meccanismo per agevolare gli investimenti in fonti rinnovabili tra Paesi.

Le semplificazioni per il raggiungimento degli obiettivi 2030

pag. 13

Revisione dei procedimenti autorizzativi, aree idonee e regole per amianto, cave e impianti dismessi per il fotovoltaico, alleggerimento dello spalma incentivi, nuove regole per le stazioni di ricarica, con le forniture che entrano in tutela, metanizzazione della Sardegna con le navi e i nuovi terminali che potranno entrare in tariffa, fast track per le grandi infrastrutture energetiche, regole autorizzative per gli accumuli finalmente chiarite. Parte così una nuova stagione di semplificazioni.

02

MERCATO ELETTRICO

La nuova metodologia di Terna per la capacità di rete obiettivo

pag. 20

Nell'ambito della revisione della regolazione tariffaria verso un'incentivazione di tipo output-based, Terna ha recentemente pubblicato due consultazioni per presentare le metodologie di calcolo delle capacità obiettivo e dei benefici inerenti alla riduzione delle congestioni intrazonali. La metodologia per la capacità obiettivo è stata migliorata rispetto alla prima versione del 2018, rendendola più accurata e robusta. Rimangono alcuni aspetti che potrebbero essere oggetto di ulteriori riflessioni, anche nelle prossime edizioni del report.

03

GARE GAS

Una nuova consultazione per gli incentivi alle aggregazioni

pag. 27

Nel pieno stallo delle gare gas, acuito dalla crisi Covid, ARERA ripropone l'incentivo alle aggregazioni, per superare la frammentarietà e razionalizzare il settore, con diverse attenzioni a non influenzare negativamente le eventuali gare.

04

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

Dati di mercato

pag. 31

Dati di settore incentivati e regolati

pag. 32

05

INDICI: ITEC E MAGI

pag. 33



01

Imprese e istituzioni

L'ambiziosa transizione verde dell'Europa e il ruolo del sistema finanziario

La politica europea per la decarbonizzazione sembra procedere rispettando le tempistiche previste e si combina con un intervento senza precedenti per l'erogazione di risorse a sostegno della ripresa post-COVID-19. Tra i più recenti provvedimenti: nuovi obiettivi per il settore energetico, una strategia per l'idrogeno, incorporazione dei rischi legati al cambiamento climatico nella determinazione dell'adeguatezza patrimoniale delle banche e introduzione di un meccanismo per agevolare gli investimenti in fonti rinnovabili tra Paesi.

EU 2030 CLIMATE TARGET PLAN

Dopo il lancio del *Green Deal* nel dicembre 2019, con cui l'Europa ha annunciato l'intenzione di indirizzare 1000 miliardi di euro nei settori strategici alla decarbonizzazione, la recente presentazione (il 17 settembre) del 2030 *Climate Target Plan*¹, propone di innalzare il target di riduzione delle emissioni a effetto serra al 2030 dal -40% attualmente stabilito ad almeno -55%².

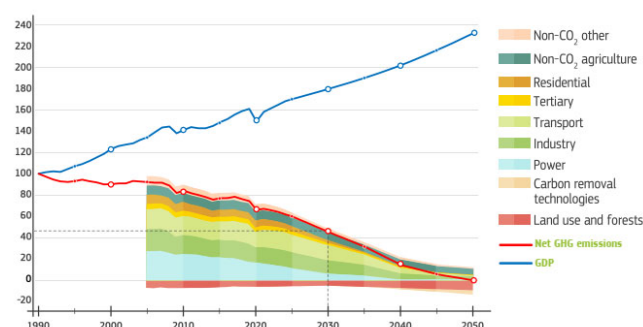
Il nuovo piano clima è composto da diversi documenti e include una proposta di ripotenziamento degli obiettivi 2030 corredata da uno studio di *impact assessment*³, valutazione dell'effetto complessivo dei Piani Nazionali per

l'Energia e il Clima (PNIEC)⁴ e un *draft* dell'*European Climate Law*⁵ integrato con i nuovi obiettivi proposti. I nuovi obiettivi richiederanno un adeguamento della legislazione europea con la revisione di numerosi elementi che dovrebbero garantire la realizzazione pratica di queste riduzioni addizionali, le proposte per cui devono essere presentate entro giugno 2021.

Tra le principali aree di intervento si segnalano:

- il rafforzamento del ruolo del carbon pricing attraverso la revisione e l'estensione del sistema dei certificati europei includendo nel perimetro ETS il trasporto marittimo e, potenzialmente, anche quello stradale e l'edilizia
- il miglioramento degli standard CO₂ per il trasporto stimolando la diffusione di veicoli "puliti"
- la revisione degli obiettivi dell'*Effort Sharing Regulation* che gestisce la riduzione delle emissioni non-ETS per garantire che tutti settori contribuiscono alla decarbonizzazione
- il rafforzamento del ruolo delle foreste e dei terreni agricoli, valorizzando il potenziale di assorbimento di CO₂ e preservando nello stesso tempo la biodiversità e la salute della natura.

FIGURA 1. CRESCITA ECONOMICA E RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA FINO AL 2050 (1990=100)



Fonte: 2030 Climate Target Plan

¹ https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030_ctp_en

² Rispetto ai livelli 1990; assorbimenti inclusi.

³ *Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people*, COM(2020) 562 final (https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/com_2030_ctp_en.pdf)

⁴ *An EU-wide assessment of National Energy and Climate Plans*, COM(2020) 564 final (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1600328628076&uri=COM:2020:564:FIN>)

⁵ *Amended proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on establishing the framework for achieving climate neutrality and amending regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law)*, 2020/0036 (COD) (https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/prop_reg_ecl_en.pdf)

La sostituzione dei combustibili fossili è tra le principali azioni ritenute necessarie per la transizione accelerata. La generazione e l'edilizia da sole hanno infatti il potenziale di ridurre le emissioni di GHG di almeno 60% al 2030 rispetto ai livelli 2005, con l'apporto delle rinnovabili, dell'efficienza, dell'elettrificazione e dell'integrazione del sistema energetico. La proposta della CE suggerisce che il contributo delle risorse rinnovabili nella generazione elettrica debba raggiungere il 65% nel 2030 (rispetto all'attuale 32%), con ricadute positive anche sui settori dell'*heating&cooling* dell'edilizia e dell'industria. La nuova visione 2030 della CE prospetta una quota delle rinnovabili nel *heating&cooling* intorno al 40% come contributo diretto, che sarà ampliato dall'elettrificazione (almeno 30%) e dall'utilizzo di idrogeno verde nei processi industriali ad alta intensità di carbonio.

Nel complesso, il *mix* energetico al 2030 dovrà diventare molto più verde per rispettare i nuovi vincoli di emissioni: si prevede che il consumo di carbone si dovrà ridurre di almeno il 70% rispetto al 2015, più contenute le riduzioni dell'olio e del gas -30% e 25% rispettivamente, mentre le fonti rinnovabili arriveranno a coprire circa 38-40% del consumo interno lordo nel 2030.

La valutazione complessiva dei PNIEC da parte della CE è generalmente positiva e senza dubbio promuove gli sforzi pianificati sul fronte rinnovabili ed emissioni, ma permangono delle criticità su lato efficienza e le misure intraprese, che secondo le stime non basteranno per raggiungere gli obiettivi prefissati. Per il momento la valutazione si ferma sull'impatto cumulato degli elementi chiave inclusi nei singoli PNIEC, mentre sono attesi per il prossimo ottobre commenti e dettagli sui singoli piani nazionali, che ciascun Paese dovrà rivedere cercando di trovare la sintesi tra potenziali nazionali e obiettivi europei.

Per quanto riguarda l'Italia, gli obiettivi appaiono già avanzati in termini di efficienza, mentre è maggiore il *gap* sulla penetrazione delle fonti rinnovabili, la cui realizzazione dipenderà sia dall'evoluzione dello scenario energetico che dagli strumenti specifici che verranno messi a disposizione.

Ridurre le emissioni del 55% al 2030 richiede notevoli sforzi e investimenti: per il sistema energetico, con il fabbisogno addizionale annuo stimato pari a circa 350 milioni di euro in più rispetto a quello del decennio 2011-2020. L'allocazione di almeno il 30% dai 1.8 trilioni di euro dedicati dal *Next Generation EU* e dal budget pluriennale europeo⁶ alla ripresa economica post-COVID, sono previsti a supporto del raggiungimento degli obiettivi clima rappresenta un'opportunità unica per accelerare la transizione europea e consolidare l'allineamento agli obiettivi di un 2050 *climate neutral*.

Le richieste, in termini di sforzi e investimenti, al settore energetico dovranno essere supportate da un sistema finanziario orientato alla sostenibilità e da forme di incentivo che stimolino la competizione tra paesi sulla base non soltanto del livello dei prezzi, ma anche dell'efficienza delle reti di trasmissione e del quadro regolatorio e autorizzativo.

In questo contesto, il ruolo che si va delineando per il pacchetto finanza dell'Europa nella ripresa economica del post-COVID-19 e il ruolo degli istituti di credito e degli investitori sono di cruciale importanza. Appare quindi utile:

- monitorare l'avanzamento dell'*Action plan on Sustainable Finance*, presentato nel marzo 2018 dalla Commissione
- valutare i possibili sbocchi dell'attenzione posta dalla BCE nel rapporto dello scorso agosto sulla determinazione dell'adeguatezza patrimoniale delle banche (*ICAAP Practices*) ai rischi legati ai cambiamenti climatici
- comprendere i principi di funzionamento del nuovo *EU Renewable Energy Financing Mechanism* adottato dalla Commissione Europea nel 2030 *Climate Target Plan* allo scopo di agevolare gli investimenti di Paesi in cui è difficoltoso produrre energia rinnovabile in altri Stati membri dove vento e sole siano abbondanti.

⁶ *Multiannual Financial Framework for 2021-2027*.

TABELLA 1. CONFRONTO DEGLI OBIETTIVI NAZIONALI E INTERNAZIONALI SULL'ENERGIA E CLIMA

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030		Proposta nuovi obiettivi 2030 (2030 Climate Target Plan)
	EU	Italia	EU	Italia (PNIEC)	EU
Energia rinnovabile (RES)					
Quota RES totale	20%	17%	32%	30%	38-40%
Quota RES nel settore elettrico				55%	almeno 65%
Quota RES nel settore trasporti	10%	10%	14%	22%	24%
Quota RES nel settore termico			+1.3% /anno (indicativo)	+1.3% /anno (indicativo)	40%
Efficienza energetica					
Risparmio di energia primaria versus lo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32.5% (indicativo)	-43% (indicativo)	da -39% a -40%
Riduzione dei consumi di energia finale	-1.5% /anno (senza trasporti)	-1.5% /anno (senza trasporti)	-0.8 % /anno (senza trasporti)	-39.7% (-0.8 % /anno) senza trasporti	da -36% a -37%
Emissioni di gas a effetto serra					
Riduzione delle emissioni ETS (vs livelli 2005)	-21%		-43%	-56%*	
Riduzione delle emissioni ESR (vs livelli 2005)	-10%	-13%	30%	-33%	
Riduzione complessiva (vs livelli 1990)	-20%		-40%		-55% at least (inclusi emissioni e assorbimenti)

*Riduzioni conseguibili qualora si realizzassero i benefici attesi dall'attuazione di tutte le politiche e misure del PNIEC

Fonte: elaborazioni REF-E su dati del Pacchetto Energia e Clima 2020 e 2030, PNIEC 2030 e 2030 Climate Target Plan

UNA STRATEGIA PER L'IDROGENO

Un ulteriore tassello per la realizzazione del *Green Deal* la Comunicazione della Commissione per una strategia sull'idrogeno per un'Europa a zero emissioni (COM(2020) 301 final), lanciata in luglio insieme all'Alleanza Europea per l'idrogeno pulito. L'Europa si prefigge di sviluppare la filiera dell'idrogeno verde attraverso investimenti, regolamentazione, creazione di un mercato, ricerca e innovazione. Si introducono per la prima volta obiettivi indicativi di capacità, che non sono poco ambiziosi: elettrolizzatori per 6 GW entro il 2024 (per una produzione di 1 milione di tonnellate di idrogeno, pari a 40 TWh) e 40 GW al 2030 (per produrre 10 milioni di tonnellate, pari a 400 TWh), alimentati da 80-120 MW di capacità eolica e solare.

Investimenti. Gli obiettivi fissati potrebbero richiedere tra 24 e 42 miliardi di euro di investimenti che darebbero impulso a 220-340 miliardi di euro per gli impianti produzione di energia elettrica da rinnovabili e 11 miliardi per il *retrofitting* degli impianti di produzione dell'idrogeno fossile con metodologie di cattura del carbonio. 65 sono invece i miliardi previsti per il trasporto, stoccaggio e distribuzione. A questi numeri sono da aggiungere gli investimenti per la riconversione delle installazioni presso i clienti finali per adattarli al consumo di idrogeno.

Solo attivando al più presto questi investimenti sarà possibile raggiungere la maturità tecnologica e la competitività sul mercato nel periodo successivo al 2030. La strategia per l'idrogeno ricade negli IPICEI (*investments in projects of common European Interest*) con conseguente alleviamento della normativa sugli aiuti di stato, ritenuti indispensabili per avviare la strategia.

Promozione della domanda. Strumenti di supporto alla domanda sono necessari per avviare la filiera nei diversi settori di potenziale domanda (mobilità, navale, industria). La commissione prende in considerazione forme di quote obbligatorie, mentre una interessante opzione potrebbe essere quella di introdurre forme di *blending* virtuale.

Promozione dell'offerta. È innanzitutto necessaria una chiara definizione di cosa è idrogeno verde (quote minime di CO₂ emessa nel processo di produzione) per dare certezza agli investimenti. Una

modalità, suggerita per abbattere i costi variabili di produzione dell'idrogeno verde, è quella di contratti per differenze sulla CO₂. Questi contratti sarebbero stipulati tra gli investitori in elettrolizzatori e una controparte pubblica. Dovrebbero coprire la differenza tra costo di acquisto di quote di emissione nel sistema ETS e abbattimento delle emissioni di CO₂ attraverso l'utilizzo di idrogeno verde, garantendo la competitività dell'idrogeno per i settori industriali soggetti a ETS. L'idea è quella di garantire il pagamento agli investitori della differenza tra il livello della CO₂ che renderebbe competitivo l'idrogeno verde (*strike price* messo all'asta) e il livello della CO₂ effettivo. Questo strumento potrà tuttavia essere efficace solamente a fronte di una revisione del meccanismo ETS che consenta di risolvere il problema del *carbon leakage* con strumenti diversi dalle allocazioni gratuite. Una *call for proposal* per un impianto dal 100 MW dovrebbe essere presto avviata, per favorire l'ampiamiento della dimensione degli investimenti e la competizione tra tecnologie.

Il framework regolatorio. L'assenza di regole sull'organizzazione del mercato deve essere superata. La possibilità del *blending* potrebbe portare alla nascita di una produzione decentralizzata di idrogeno verde nei punti strategici per la rete, mentre un altro modello prevede lo sviluppo di produzione vicino alla domanda. In una seconda fase dovrebbero nascere infrastrutture dedicate. Il ruolo del *blending* così come quello degli attuali TSO del gas deve essere chiarito (sia tecnicamente che organizzativamente) ma le proposte su questo aspetto rimangono generiche, mentre si ribadisce che il modello del *third party access* dovrebbe essere mantenuto anche per il mercato dell'idrogeno.

I FINANZIAMENTI VERDI: ACTION PLAN ON SUSTAINABLE FINANCE

Il piano d'azione della Commissione Europea per la finanza sostenibile presentato nel marzo 2018 è incentrato su tre pilastri:

- indirizzare i flussi finanziari sugli investimenti sostenibili per una crescita inclusiva e sostenibile
- gestire i rischi finanziari legati ai cambiamenti climatici, ai danni ambientali e alle questioni sociali
- rafforzare la trasparenza e la prospettiva a lungo termine delle attività economiche e finanziarie.

Negli ultimi due anni un pacchetto di provvedimenti ha preso vita dal piano d'azione di marzo 2018. I passaggi più importanti sono incentrati sulla tassonomia e sul regolamento.

Nel maggio 2018 la Commissione ha avanzato una proposta di regolazione per facilitare gli investimenti sostenibili attraverso l'introduzione di una tassonomia che definisca nella pratica i settori e le attività economiche che possono essere considerate sostenibili rispetto a diverse macro dimensioni ambientali quasi: il *Climate Change* (mitigazione e adattamento), l'uso sostenibile e la protezione di acqua e risorse marine, la transizione

a un'economia circolare, il controllo e la riduzione degli inquinanti, la protezione e il ripristino di biodiversità ed ecosistemi.

Nel dicembre 2019 la Commissione ha stretto un accordo con il Consiglio e il Parlamento Europeo. La proposta si avvia ora, attraverso atti delegati, a essere operativa. La tabella di marcia, dopo un periodo di consultazione che si è chiuso di recente, prevede che la tassonomia sia completata - per quanto riguarda il *Climate Change* sia nella dimensione della mitigazione (riduzione delle emissioni) che dell'adattamento (risposte al cambiamento climatico comunque in atto) - per fine 2020 in modo che sia operativa per il 2021, mentre per le altre quattro dimensioni ambientali il *framework* normativo dovrà essere completato al 2021, per essere operativo al 2022. Per dotare la tassonomia di strumenti tecnici di implementazione la Commissione ha nominato nel luglio 2018 un *Technical Expert Group* (TEG). Nel marzo 2020 il TEG ha pubblicato il report finale contenente le raccomandazioni alla Commissione sul disegno della tassonomia stessa e una guida per le imprese su come impiegarla per la trasparenza (*Disclosure*) finanziaria circa la sostenibilità. Il report contiene gli allegati tecnici in cui vengono forniti i criteri per

settanta settori circa la mitigazione del *Climate Change* (senza arrecare altri danni ambientali) e 68 settori per l'adattamento.

I settori che rientrano nella tassonomia sono quelli significativi nella transizione energetica, sia dal punto di vista degli impatti sia da quello della dotazione di tecnologie per la transizione.

Nel settore della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata, che rappresenta il 29% delle emissioni dirette, vengono valutati 25 settori, relativi alla produzione elettrica con rinnovabili, gas e bioenergie, trasporto e storage di energia, servizio di fornitura di calore, raffrescamento con fonti rinnovabili e gas. L'inclusione nella tassonomia dipende dal potenziale di riduzione diretta o potenzialmente abilitante. Nella proposta del TEG non rientrano nella tassonomia per il *Climate Change* né la generazione elettrica da nucleare né quella a gas naturale con un'emissione superiore ai 100 gCO₂/kWh. Sono quindi esclusi gli impianti a ciclo combinato che non abbiano possibilità di associare *Carbon Capture and Storage*. Non rientra inoltre nella tassonomia proposta dal TEG la generazione elettrica da incenerimento di rifiuti.

Un secondo provvedimento del piano d'azione è la proposta di un regolamento sull'informativa in materia di investimenti sostenibili e rischi per la sostenibilità. La cosiddetta Disclosure. Il regolamento introdurrà obblighi di informativa per gli investitori istituzionali e i gestori patrimoniali sulle modalità di integrazione dei fattori ambientali, sociali e di *governance* (ESG) nei loro processi di gestione del rischio ed entrerà in vigore da marzo 2021. La valutazione dell'esposizione degli investimenti al rischio climatico comporta l'uso di metodologie complesse in grado di prendere in considerazione non solo l'impatto delle attività economiche sui cambiamenti climatici, ma anche rischi e opportunità che le prospettive di decarbonizzazione comportano.

Allo scopo di rendere il processo di allineamento delle istituzioni finanziarie europee agli obiettivi

climatici di Parigi 2015 trasparente e misurabile è stato sviluppato il modello denominato *Paris Agreement Capital Transition Assessment*, che incorpora le raccomandazioni della TCFD (*Task Force on Climate-Related Financial Disclosures*), che, attraverso un tool informatico, permette di valutare on-line l'allineamento dei propri investimenti rispetto a uno scenario *benchmark* compatibile con gli obiettivi in questione. Il modello è in grado di produrre un rapporto liberamente scaricabile e riservato.

Molte imprese parallelamente al percorso di consolidamento del *framework* normativo sulla finanza sostenibile hanno sottoscritto impegni volontari di decarbonizzazione facilitando in questo modo gli obblighi di trasparenza per gli investitori. Gli impegni riguardano solitamente l'intenzione di affidarsi unicamente a forniture di energia rinnovabile - come ad esempio nel programma RE100⁷ nella quale si trovano oltre 230 imprese e multinazionali - oppure impegni più ampi per la decarbonizzazione - come ad esempio l'iniziativa climate action 100+⁸ o il *Climate Disclosure Project*⁹. Possono inoltre essere considerate delle tappe verso la trasparenza, le *policy* interne degli investitori nei confronti dei settori con una più evidente esposizione al rischio di *lock in*. Queste *policy* declinano sia i criteri e le tempistiche con le quali gli investitori mantengono i capitali nelle imprese maggiormente esposte al *climate change* per gli investimenti in *equity*, che le modalità con le quali si continuano a finanziare e si finanzieranno i nuovi progetti industriali e infrastrutturali. Per il comparto assicurativo le *policy* comprendono le garanzie per le infrastrutture esistenti e per i nuovi contratti nei settori maggiormente esposti (come quelli dell'olio e del carbone).

Nell'ambito della finanza pubblica sempre sul finire del 2019 la Banca europea per gli investimenti ha inoltre pubblicato una *policy* interna a supporto della decarbonizzazione, anticipando l'intenzione di non finanziare infrastrutture riferibili alle fonti fossili, inclusi gli impianti di generazione con un

⁷ <http://there100.org/>

⁸ <http://www.climateaction100.org>

⁹ <https://www.cdp.net/en>

coefficiente di emissione superiore ai 250 gCO₂/kWh. Il piano di azione descritto, e la tassonomia in particolare, fornirà lo schema di riferimento per l'accesso alle risorse disponibili.

La BIS (*Bank for International Settlements*, la cui missione è quella di supportare le banche centrali nel perseguire gli obiettivi di stabilità monetaria e finanziaria) ha pubblicato inoltre a inizio 2020 il libro intitolato "*The Green Swan - Central Banking and Financial Stability in the Age of Climate Change*" in cui viene messa a fuoco l'esposizione del sistema finanziario internazionale a eventi potenzialmente dirompenti legati al cambiamento climatico che potrebbero portare alla prossima crisi finanziaria sistemica e il ruolo chiave delle banche centrali in questo contesto. L'alta incertezza e la necessità di una trasformazione strutturale del sistema socioeconomico mondiale rendono ogni modello inadeguato a rappresentare nella loro completezza gli impatti macroeconomici e finanziari del cambiamento climatico, chiamando le banche centrali a un ruolo attivo nel coordinare e supervisionare un cambiamento sistemico per far fronte a tali rischi e continuare a perseguire i tradizionali obiettivi di stabilità finanziaria e monetaria. Tale ruolo di coordinamento si dovrebbe secondo BIS concentrare su tre differenti al cambiamento climatico: quello della definizione della misura del rischio, quello dell'ampliamento dell'orizzonte temporale di riferimento e quello dei cambiamenti strutturali necessari approccio a garantire la resistenza del sistema.

ICAAP PRACTICES: BCE, SUPERVISIONE BANCARIA E VALUTAZIONE DEL RISCHIO LEGATO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI

Facendo seguito all'*Action Plan on Financing Sustainable Growth* di cui sopra e alle indicazioni della BIS, la BCE nel maggio 2020 ha identificato per il secondo anno consecutivo i rischi legati al cambiamento climatico come driver chiave nella mappatura dei rischi a cui è soggetto il sistema bancario europeo e pubblicato la *Guide on Climate-Related and Environmental Risks*¹⁰ nell'intento di

esplicitare le aspettative della banca centrale relative alla gestione del rischio e alla trasparenza. Il documento non è vincolante per le istituzioni finanziarie e non sostituisce le leggi vigenti, ma vuole rappresentare una base per il dialogo con le istituzioni significative, ovvero direttamente supervisionate dalla BCE su questi temi.

Le aspettative della BCE sono sintetizzate in una lista di tredici pratiche che vanno dalla comprensione da parte degli istituti finanziari dell'impatto dei rischi climatici e ambientali sul loro business nel breve, medio e lungo termine, alla determinazione e inclusione dei suddetti rischi nelle *business strategies*, all'attribuzione di responsabilità al *management* su questi temi. Le istituzioni finanziarie dovrebbero inoltre incorporare i rischi climatici e ambientali come driver di alcune categorie di rischio già presenti nei sistemi di gestione del rischio in uso, prendere in considerazione i rischi climatici e ambientali in tutti gli stadi del processo di valutazione dell'affidabilità del credito e inserirli nel monitoraggio dei portafogli proprietari. Viene poi menzionata la necessità di una valutazione dei potenziali impatti avversi del cambiamento climatico sulla continuità del business, sulla reputazione degli istituti, sul *cash flow* e sulla liquidità, sviluppando modelli di stress test da incorporare nei loro scenari base e avversi. Gli istituti finanziari soggetti al monitoraggio diretto della BCE dovrebbero infine pubblicare le informazioni rilevanti e i parametri utilizzati per la valutazione dei rischi in questione.

Dal momento della pubblicazione della guida, le istituzioni significative avrebbero dovuto avviare un processo di valutazione del grado di aderenza delle proprie politiche di gestione del rischio e di trasparenza sui rischi climatici e ambientali ai criteri di sicurezza e presenzialità delineati nella guida stessa. Dove necessario, le istituzioni significative avrebbero dovuto agire prontamente per adottare queste pratiche.

Nel report dello scorso agosto sui processi interni di valutazione dell'adeguatezza patrimoniale (ICAAP

¹⁰https://www.bankingsupervision.europa.eu/legalframework/publiccons/pdf/climate-related_risks/ssm.202005_draft_guide_on_climate-related_and_environmental_risks.en.pdf

Practices¹¹), la BCE ha fatto per la prima volta esplicito riferimento ai *Climate-Related Risks* e allo stato di avanzamento degli istituti finanziari nell'implementazione delle linee guida delineate nel documento pubblicato a maggio.

La BCE sottolinea qui come le procedure per incorporare il rischio climatico nei processi di valutazione e gestione del rischio siano ancora a uno stadio embrionale ed estremamente eterogeneo, con solo un terzo degli istituti che vede già il rischio climatico come un rischio materiale (la tassonomia è quindi ancora fortemente disomogenea) e il più delle volte incorporato in altre categorie di rischio, e come i criteri di valutazione utilizzati sono inoltre di una natura qualitativa e non quantitativa.

La banca centrale segnala inoltre che soltanto una su cinque banche utilizza indicatori di rischio climatico (come potrebbero essere limiti alle emissioni di CO₂ per le azioni in portafoglio o volumi *target* per *green-bonds*) e che sulla base di questi indicatori di nuovo soltanto una su cinque ha implementato azioni concrete per la riduzione dell'impatto sul clima come ad esempio il "*negative screening*", ovvero l'esclusione degli investimenti da determinati settori o categorie di azioni o paesi sulla base di criteri predeterminati (politiche climatiche, emissioni, etc.).

La BCE conclude infine che il fatto che quasi un terzo delle banche non abbiano nemmeno considerato il rischio legato al cambiamento ambientale nel loro processo di individuazione e valutazione dei rischi e che la maggior parte non abbia comunque definito un processo interno a questo scopo le esponga a

decisioni non informate e a potenziali conseguenze materiali negative in termini di adeguatezza del capitale nel medio lungo termine, incentivandole a rimediare in tempi brevi a tali mancanze.

L'orientamento della BCE appare quindi chiaro nella direzione di un'introduzione rigorosa dei fattori di rischio climatici e ambientali nelle valutazioni sull'adeguatezza patrimoniale dei maggiori istituti finanziari.

EU RENEWABLE ENERGY FINANCING MECHANISM

Al fine di conseguire l'obiettivo vincolante dell'UE di almeno il 32% di energia prodotta da fonti rinnovabili nel 2030 e di incentivare il contributo degli investitori privati, la Commissione Europea ha pubblicato il regolamento di esecuzione per l'*EU Renewable Energy Financing Mechanism*¹² che entrerà in vigore da inizio 2021. La ratio del meccanismo è quella di facilitare e distribuire gli investimenti in progetti rinnovabili. Gli Stati membri e gli investitori privati potranno aderire allo schema di incentivi per finanziare progetti in altri Stati membri che presentino caratteristiche tali da garantire un migliore rapporto costi-efficienza e l'energia rinnovabile incrementale risultante conterà per il raggiungimento dei target sia del paese ospitante che del contribuente.

L'allocazione delle quote di rinnovabili attribuite a ciascun partecipante che avrà ricevuto un sostegno finanziario non rimborsabile verrà definita da una formula in modo da tener conto dei rispettivi contributi finanziari e della ripartizione stabilita nell'invito a presentare proposte. La partecipazione al meccanismo porterà inoltre a un aumento dell'energia sostenibile nei portafogli (e a una conseguente riduzione delle componenti di rischio legate al cambiamento climatico) e di guadagnare l'*EU-Green Label*.

Il meccanismo verrà gestito dalla Commissione Europea, che permetterà l'incontro tra investitori e sviluppatori dei progetti e dovrebbe mettere tempestivamente a disposizione dei progetti selezionati risorse finanziarie adeguate.

FIGURA 2. RILEVAZIONI BCE SULLA TASSONOMIA DEI RISCHI LEGATI AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Own risk category				
Operational/reputational risk	Environmental and social risk			Environmental, social and reputational risk
Business/strategic risk	Sustainability risk	Climate change risk	Environmental, social and governance risk	Environmental and economic development
Credit risk		Corporate social responsibility risk	Sustainable and responsible lending, corporate sustainability	
	Most common	Less common	Unique	

Fonte: BCE

¹¹ <https://www.bankingsupervision.europa.eu/ecb/pub/pdf/ssm.reportbanksicaappactices202007~fc93bf05d9.en.pdf>

¹² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32020R1294>

Attraverso il meccanismo verranno raccolti i contributi finanziari da tutti gli stati membri e i fondi saranno successivamente allocati dalla Commissione stessa attraverso inviti a presentare proposte competitive.

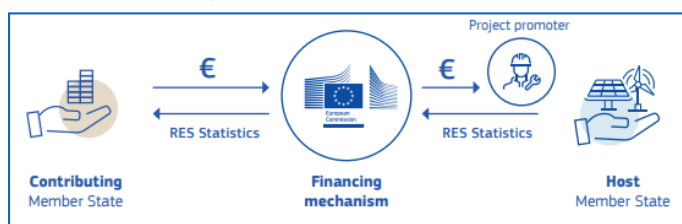
Tutte le tecnologie rinnovabili (ai sensi della [direttiva \(UE\) 2018/2001](#)) dovrebbero essere ammissibili al sostegno dal meccanismo di finanziamento. Le risorse a sostegno dei progetti potranno includere anticipi sugli investimenti o contributi elargiti al conseguimento di traguardi intermedi e collegati agli aumenti verificati delle capacità di energia rinnovabile, oltre a possibili premi addizionali sui prezzi di mercato e aiuti sotto forma di strumenti finanziari, quali prestiti agevolati.

La Commissione potrà organizzare specifiche procedure di concessione delle sovvenzioni volte a sostenere progetti su piccola scala o

progetti innovativi, compresi progetti nelle regioni ultraperiferiche e nelle isole remote o piccole, nell'ambito del contributo del meccanismo al quadro favorevole.

Le fonti di finanziamento del meccanismo potranno essere: pagamenti degli Stati membri, fondi dell'Unione Europea, e contributi privati.

FIGURA 3. FUNZIONAMENTO DEL MECCANISMO PER IL FINANZIAMENTO EU DELLE RINNOVABILI



Fonte: Commissione Europea

Le semplificazioni per il raggiungimento degli obiettivi 2030

Revisione dei procedimenti autorizzativi, aree idonee e regole per amianto, cave e impianti dismessi per il fotovoltaico, alleggerimento dello spalma incentivi, nuove regole per le stazioni di ricarica, con le forniture che entrano in tutela, metanizzazione della Sardegna con le navi e i nuovi terminali che potranno entrare in tariffa, fast track per le grandi infrastrutture energetiche, regole autorizzative per gli accumuli finalmente chiarite. Parte così una nuova stagione di semplificazioni.

I PROVVEDIMENTI CHIAVE SUL SETTORE ENERGIA NEL DECRETO DI LUGLIO

Oltre ai provvedimenti relativi a contratti pubblici, edilizia e digitalizzazione, il DL Semplificazioni ha introdotto importanti disposizioni in tema di energia, focalizzandosi soprattutto sulla razionalizzazione delle procedure amministrative necessarie alla realizzazione degli impianti rinnovabili e, in generale, degli interventi connessi alla realizzazione degli obiettivi fissati nel PNIEC. Analizziamo le principali misure per categoria, così come concepite nel testo iniziale del decreto del 16 luglio.

MONITORAGGIO DEI TEMPI PROCEDIMENTALI E CONFERENZA DEI SERVIZI SEMPLIFICATA

Congli articoli 12 e 13 del decreto vengono apportate modifiche alla disciplina del procedimento amministrativo e viene istituita una procedura di conferenza di servizi straordinaria.

Il primo provvedimento esplicita per le pubbliche amministrazioni l'obbligo di misura e pubblicazione dei tempi effettivi di conclusione dei processi amministrativi di maggiore impatto per la collettività, spesso viziati da un eccesso di inerzia in fase applicativa e in cui ricadono grandi opere rilevanti in tema energia. Le tempistiche rilevate dovranno essere confrontate coi termini massimi previsti dalle normative in vigore e viene garantita la piena efficacia della regola del silenzio-

assenso per la maggior parte degli adempimenti burocratici: scaduti i termini massimi previsti dalla legge, i cosiddetti "atti tardivi" risulteranno quindi privi di qualsiasi efficacia.

Il secondo provvedimento permette, fino al 31 dicembre 2021, alle amministrazioni coinvolte in una conferenza di servizi decisoria, di optare per la procedura semplificata, che fissa in 60 giorni il termine perentorio di presentazione dei giudizi da parte delle amministrazioni stesse. Dovesse essere convocata una successiva conferenza dei servizi, questa dovrà rispettare le medesime tempistiche e anche il procedimento di conferenza simultanea¹ è velocizzato in maniera coerente.

PROCEDURE DI VIA ESPECIFICHE PER I PROGETTI FUNZIONALI AL PNIEC

L'articolo 50 del decreto apporta una serie di modifiche alla disciplina in materia di valutazione d'impatto ambientale (VIA), step procedimentale chiave per la maggior parte dei progetti nel mondo dell'energia e non solo, contenuta nel Codice ambientale. L'obiettivo del provvedimento è quello di efficientare le procedure, in particolare tramite una riduzione dei termini previgenti, ad esempio nell'ambito dei procedimenti di verifica di assoggettabilità a VIA e di rilascio del provvedimento unico ambientale.

Viene inoltre sancita l'identificazione delle tipologie di progetti e di opere funzionali all'attuazione del

¹ Modalità eccezionale di svolgimento della conferenza dei servizi per i procedimenti amministrativi complessi, in cui confluiscono molteplici sotto-procedimenti finalizzati alla produzione di specifici atti di assenso. Vi si può ricorrere: per consentire il confronto tra amministrazioni che la conferenza semplificata non ha permesso; nei casi in cui il grado di complessità della decisione da prendere è elevato.

PNIEC da sottoporre a una procedura dedicata di assoggettabilità a VIA o a VIA in sede statale, nonché di aree non idonee alla loro realizzazione. Per lo svolgimento delle procedure di VIA di competenza statale legate a questa tipologia di progetti, viene istituita una commissione ad hoc, la Commissione Tecnica PNIEC, funzione del MinAmbiente.

INTERVENTI SU PROGETTI O IMPIANTI RINNOVABILI E SPALMA INCENTIVI

Con l'articolo 56 del decreto vengono presi provvedimenti per razionalizzare le procedure legate all'ottenimento delle autorizzazioni ad effettuare interventi su impianti rinnovabili e vengono riviste alcune limitazioni introdotte per determinate categorie di impianti col decreto Spalma incentivi ([n. 91/2014](#)).

Relativamente agli interventi da effettuare su impianti FER, viene stabilito che, nel caso di progetti di modifica di impianti rinnovabili afferenti a rifacimenti, riattivazioni, ripotenziamenti o integrali ricostruzioni, la VIA abbia come oggetto d'esame le sole implicazioni ambientali delle modifiche proposte al progetto rispetto alla configurazione esistente.

Viene stabilito inoltre che, tramite un decreto del MiSE, di concerto col MinAmbiente, vengano definite, per ogni fonte e tipologia di impianto, le modifiche di natura sostanziale da assoggettare ad autorizzazione unica (AU). Gli interventi non appartenenti a questa tipologia, anche se relativi a progetti autorizzati ma non ancora realizzati, sono assoggettati invece alla procedura abilitativa semplificata² (PAS).

Non vengono poi considerati sostanziali gli interventi da realizzare su progetti e impianti fotovoltaici e idroelettrici che non comportano variazioni delle dimensioni fisiche delle apparecchiature, della volumetria delle strutture e dell'area ospitante gli impianti stessi, né delle opere connesse.

È stabilito che non debbano essere sottoposti a valutazioni ambientali e paesaggistiche, e che quindi siano realizzabili a seguito del solo deposito

della dichiarazione di inizio lavori, gli interventi su impianti esistenti e le modifiche di progetti già autorizzati che non prevedano incremento di area occupata dagli impianti o dalle opere connesse, a prescindere dalla potenza elettrica risultante a seguito dell'intervento, e ricadano nelle seguenti quattro categorie:

1. impianti eolici: interventi di sostituzione del rotore che comportino un aumento massimo delle dimensioni fisiche delle pale e delle volumetrie di servizio pari al 15% rispetto al progetto o impianto esistente
2. impianti fotovoltaici con moduli a terra: interventi che comportino un aumento massimo delle volumetrie di servizio massimo pari al 15% e una variazione dell'altezza massima da terra non superiore al 20% rispetto al progetto o impianto esistente
3. impianti fotovoltaici con moduli su edifici: interventi di sostituzione dei moduli fotovoltaici su edifici a uso produttivo ed interventi su edifici residenziali che non comportino variazioni o comportino una diminuzione dell'angolo tra il piano dei moduli e il piano della superficie su cui i moduli sono collocati; interventi di installazione di nuovi impianti fotovoltaici i cui moduli siano collocati sulle coperture di fabbricati rurali e di edifici a uso produttivo, o i cui moduli siano installati in sostituzione di coperture di fabbricati rurali e di edifici su cui è operata la completa rimozione di eternit o amianto
4. impianti idroelettrici: interventi che, senza determinare incrementi della portata derivata, comportino un aumento massimo delle dimensioni dei componenti e della volumetria delle strutture pari al 15% rispetto al progetto o impianto esistente.

Questi interventi potranno essere effettuati anche su impianti incentivati. Se le soglie di incremento di potenza nominale dell'1% (intero impianto, singole macchine o sezioni di impianto) e del 5% (in caso di potenza fino a 20 kW) non sono rispettate in

² La procedura prevede che il richiedente (colui che gode della disponibilità sugli immobili interessati dall'impianto e dalle opere connesse), almeno 30 giorni prima della data di inizio dei lavori, presenti all'amministrazione comunale una dichiarazione che attesti la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici approvati e i regolamenti vigenti, coadiuvata dagli opportuni elaborati e relazioni progettuali.

seguito alle modifiche apportate, l'eccedenza di potenza installata sarà considerata non incentivata, come previsto dal D.M. 23 giugno 2016.

Relativamente alle revisioni delle disposizioni legate allo Spalma incentivi, sempre tramite l'articolo 56 viene ripristinata la possibilità di partecipare a programmi di incentivazione successivi all'entrata in vigore del decreto per gli impianti che avevano deciso di continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo, senza "spalmare" appunto il premio sull'intera vita utile. Conseguenza di tale scelta, infatti, era l'impossibilità, per un periodo di dieci anni a partire dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, di accedere a nuovi strumenti di supporto pubblico per qualsiasi tipo di intervento realizzato sullo stesso sito.

Per questa tipologia di impianti, il GSE dovrà predisporre delle graduatorie separate e dovrà prevedere condizioni di assegnazione di capacità e premio particolari: gli impianti afferenti a queste graduatorie separate saranno infatti ammessi agli incentivi nel limite della potenza che, in ciascuna procedura e per ciascun gruppo di impianti, non dovesse essere assegnata agli impianti appartenenti alle graduatorie principali; e, qualora risultino assegnatari dell'incentivo, la tariffa ricevuta sarà decurtata di una percentuale aggiuntiva (5% in caso di iscrizione alle aste, 3% in caso di iscrizione ai registri) rispetto all'offerta di ribasso presentata dal produttore.

REALIZZAZIONE DI PUNTI E STAZIONI DI RICARICA DI VEICOLI ELETTRICI

L'articolo 57 del decreto introduce nuove disposizioni per semplificare la realizzazione di nuove infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici. Secondo i nuovi provvedimenti, tali infrastrutture potranno essere realizzate (i) all'interno di aree e edifici pubblici e privati, (ii) su strade private non aperte all'uso pubblico, (iii) su strade pubbliche e private aperte all'uso pubblico, oppure (iv) all'interno di aree di sosta, di parcheggio e di servizio, pubbliche e private, aperte all'uso pubblico.

I Comuni potranno consentire, in regime di autorizzazione o concessione, la realizzazione e la gestione di questo tipo di infrastrutture a soggetti sia pubblici che privati, eventualmente prevedendo una suddivisione in lotti degli spazi da adibire allo scopo. I comuni potranno inoltre prevedere la riduzione o l'esenzione dei canoni legati all'occupazione di suolo pubblico per i gestori, nel caso in cui venga certificata l'erogazione di energia proveniente esclusivamente da fonti rinnovabili. Viene infine demandata all'ARERA la definizione delle tariffe per la fornitura dell'energia elettrica destinata alla ricarica dei veicoli, applicabili nei vari casi, assicurandone un costo non superiore a quello previsto per i clienti domestici.

INFRASTRUTTURE DELLE RETI ENERGETICHE NAZIONALI

Obiettivo dell'articolo 60 del decreto è quello di avviare un percorso di semplificazione nella fase di permitting legata ad interventi di sviluppo e modernizzazione delle reti di trasmissione nazionale (RTN) elettrica e gas, prevedendo anche un rafforzamento in termini di risorse umane per gli enti coinvolti nella gestione di tali procedimenti.

È prevista un'accelerazione dell'iter autorizzativo per gli interventi o le opere rilevanti contenuti in piani di sviluppo non ancora approvati (come ad esempio il Tyrrhenian Link³), ma già individuati nel PNIEC.

Sempre per le opere già individuate dal PNIEC, o funzionali alla realizzazione dei suoi obiettivi, le procedure di dibattito pubblico sono snellite, secondo le modalità previste dal [Regolamento UE n.347/2013](#).

Per gli interventi generici di rifacimento o adeguamento tecnologico delle infrastrutture di trasmissione obsolete, che valorizzano asset esistenti evitando l'occupazione di suolo addizionale e minimizzando gli impatti sul territorio e l'ambiente, si stabilisce invece che l'autorizzazione a procedere possa essere concessa per il tramite della sola dichiarazione d'inizio attività nei seguenti due casi:

³ Collegamento in cavo sottomarino HVDC tra la penisola, la Sicilia e la Sardegna. Rappresenta al momento uno dei progetti più ambiziosi legati allo sviluppo della rete nazionale e dovrebbe essere realizzato (secondo le stime di Terna) entro il 2028. I costi stimati dell'opera oscillano al momento tra i 3,5 e i 4 miliardi di euro.

- linee aeree sullo stesso tracciato, o su un tracciato discosto per un massimo di 15 metri lineari, che non comportino un innalzamento delle linee aeree superiore al 20% rispetto all'altezza attuale
- linee in cavo interrato, sullo stesso tracciato, o su un tracciato che rimanga nei limiti del margine della strada impegnata o nei limiti dei 3 metri dal margine esterno della trincea di posa.

La disposizione prevede anche una razionalizzazione della procedura di redazione e approvazione dei Piani di sviluppo (PdS) di Terna, allineandosi alla pianificazione coordinata a livello europeo da ENTSO-E. A tale scopo viene definito un contenuto minimo del piano, che dovrà contenere non più tutti i progetti ma almeno quelli afferenti alla RTN, e viene ridotta la cadenza di redazione, che da annuale diventa biennale.

Infine, vengono disposte misure finalizzate alla realizzazione degli obiettivi PNIEC di rilancio produttivo e *phase-out* del carbone relativi alla Sardegna, per i cui cittadini e per le cui attività economiche va garantito un approvvigionamento energetico a costi sostenibili e in linea con quelli del resto del paese.

A tal proposito, il legislatore afferma di voler considerare parte della RTN gas l'insieme delle infrastrutture (esistenti e da realizzare) di trasporto e rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL) necessarie a garantire la fornitura di gas naturale all'Isola a partire dai terminali di rigassificazione italiani regolati⁴. Per rendere effettiva questa misura viene stabilito che Snam attivi una procedura per consentire la presentazione di richieste di allacciamento alla RTN gas per il tramite di tali infrastrutture già entro 30 giorni dalla data di conversione in legge del decreto, e che avvii immediatamente le attività propedeutiche alla realizzazione delle stesse.

Similmente a quanto accaduto per le RTN, con l'articolo 61 sono istituite delle misure per facilitare il rilascio di autorizzazioni relative al potenziamento delle reti di distribuzione elettrica, il cui sviluppo è fondamentale per aumentare la *hosting capacity* e la flessibilità del sistema elettrico in ottica di raggiungimento degli obiettivi al 2030. A tal fine,

il legislatore prevede di istituire delle linee guida nazionali che delineeranno un iter autorizzativo unico e prevederanno dei *fast track* per interventi di limitato impatto ambientale.

ADEGUAMENTO DI IMPIANTI DI PRODUZIONE E SISTEMI DI ACCUMULO

L'articolo 62 del decreto riporta uno dei provvedimenti più significativi in tema di nuove tecnologie. Questo dispone infatti misure legate all'iter autorizzativo dei sistemi di accumulo elettrochimico, oggetti ormai di interesse conclamato per il settore elettrico italiano, ma ancora difficili da gestire a livello regolatorio e burocratico. Vengono identificati quattro casi:

- nel caso in cui l'installazione non comporti estensione delle aree, né aumento degli ingombri in altezza all'interno di (i) aree in cui sono situati impianti industriali, anche non più operativi o in corso di dismissione, (ii) aree in cui sono situati impianti termoelettrici di potenza inferiore ai 300 MWt termici in servizio, (iii) aree di cava o di produzione e trattamento di idrocarburi liquidi e gassosi in via di dismissione, l'autorizzazione è concessa tramite PAS
- nel caso di installazioni all'interno di aree già occupate da impianti FER o termoelettrici di potenza maggiore o uguale a 300 MWt in servizio, o di installazioni *stand-alone* ubicate in aree non industriali, i progetti e le eventuali connessioni alla rete devono essere autorizzati mediante AU rilasciata dal MiSE
- nel caso di connessioni a unità di produzione FER attive al di sotto dei 300 MWt, invece, l'AU è rilasciata dalla Regione competente
- la realizzazione di impianti di accumulo elettrochimico inferiori alla soglia di 10 MW, ovunque ubicati, è invece attività libera e non richiede il rilascio di titoli abilitativi al di fuori degli atti di assenso legati alle normali leggi in materia ambientale, di sicurezza e di prevenzione degli incendi. Per completare il processo sarà necessaria poi l'approvazione alla connessione da parte di Terna o del gestore del sistema di distribuzione elettrica di competenza.

⁴ Ovvero il terminale ligure di Panigaglia (di proprietà della Gnl Italia, controllata da Snam) e l'unità flottante OLT Offshore LNG in Toscana (controllata da Snam assieme a First Sentier Investors).

RILASCIO DI GARANZIE SU FINANZIAMENTI A FAVORE DI PROGETTI GREEN

La Legge di Bilancio 2020 contiene misure volte alla realizzazione di un piano di investimenti pubblici per lo sviluppo di progetti green, in linea con la strategia ambientale promossa dalla Commissione Europea, e per la cui attuazione è stato istituito un fondo di oltre 4 miliardi di euro per il quadriennio 2020-2023.

Lo sfruttamento di questo fondo si traduce nella fornitura di garanzie pubbliche (per il tramite di SACE) a sostegno di specifici programmi di investimento volti a realizzare progetti caratterizzati da elevata sostenibilità ambientale e sociale.

A tal fine, le disposizioni all'articolo 64 del decreto Semplificazioni predispongono un meccanismo semplificato di rilascio della garanzia pubblica sul finanziamento di progetti legati, in particolare, all'economia circolare e alla mobilità sostenibile, frazionando per l'anno 2020 una quota del fondo pari a 2,5 miliardi di euro.

LE MODIFICHE APPORTATE AL TESTO CON LA CONVERSIONE IN LEGGE

La conversione in legge del decreto, avvenuta il 10 settembre scorso ha sancito l'apporto di alcune variazioni rispetto al testo originale, modificato dopo il passaggio in Senato. Le strette tempistiche per la conversione hanno infatti lasciato poco spazio al dibattito parlamentare, e la gran parte degli emendamenti proposti dai vari stakeholder non ha trovato spazio nel testo convertito. Di seguito le modifiche più significative.

AREE IDONEE

Il testo definitivo del decreto riporta indicazioni aggiuntive per l'identificazione delle aree idonee alla realizzazione delle opere funzionali al raggiungimento degli obiettivi PNIEC.

A questo proposito viene sottolineata la predilezione per superfici di strutture edificate, "tra cui le piattaforme petrolifere in disuso" e rimarcata la volontà di proteggere il più possibile le aree agricole, già oggetto di dibattito per l'accesso agli incentivi del decreto FER1.

CONTROVERSIE LEGATE A PROGETTI INFRASTRUTTURALI

Con l'aggiunta dell'articolo 50-bis, viene istituito il rito abbreviato per la gestione delle controversie relative ai processi amministrativi legati all'autorizzazione di diversi tipi di infrastrutture lineari energetiche. Tra queste vi sono i gasdotti, gli elettrodotti, gli oleodotti, le reti di trasporto di fluidi termici, i gasdotti e gli oleodotti necessari alla coltivazione e lo stoccaggio degli idrocarburi.

ULTERIORI PRECISAZIONI PER GLI ACCUMULI ELETTOCHIMICI

Con modifiche agli articoli 56 e 62, viene integrato il testo originale del decreto, che dava indicazioni per l'iter di sistemi di storage elettrochimico da connettere a impianti rinnovabili che si intende però siano già esistenti. La norma modificata prevede che le batterie da esercitare "in combinato o meno" con impianti rinnovabili siano classificate come "opere connesse" a tali impianti e che possano essere approvate tramite:

- AU rilasciata dalla regione o dalle province delegate (dal MiSE per impianti di potenza termica installata superiore a 300 MWt), nel caso in cui gli impianti rinnovabili siano ancora da realizzare
- procedura di modifica, nel caso in cui gli impianti rinnovabili siano già stati realizzati e l'impianto di accumulo elettrochimico comporti l'occupazione di nuove aree rispetto all'impianto esistente
- PAS, nel caso in cui gli impianti rinnovabili siano già stati realizzati e l'impianto di accumulo elettrochimico non comporti l'occupazione di nuovi spazi.

FOTOVOLTAICO, AMIANTO, AREE AGRICOLE E INCENTIVI

Con una serie di aggiunte all'articolo 56, vengono effettuate importanti modifiche e precisazioni in materia di impianti fotovoltaici e accesso agli incentivi.

Il testo modificato rafforza il supporto al fotovoltaico installato in sostituzione dell'amianto, per cui devono essere garantite priorità nell'accesso ai sistemi incentivanti e agevolazioni premiali. Viene inoltre stabilito che non sarà necessario che l'area

in cui viene installato l'impianto coincida con quella precedentemente occupata dall'amianto, purché l'impianto sia installato sullo stesso edificio o su altri edifici catastalmente confinanti e nella disponibilità dello stesso soggetto.

Viene poi finalmente regolarizzato l'accesso agli incentivi statali anche per gli impianti fotovoltaici realizzati su discariche chiuse e ripristinate o cave esaurite, anche se afferenti ad aree agricole. Un provvedimento rilevante, che potrebbe contribuire a incrementare la partecipazione di progetti fotovoltaici alle prossime sessioni delle aste del decreto FER1, che hanno visto finora una scarsità di progetti solari anche per le limitazioni eliminate da questo provvedimento.

In materia generale di incentivi è stabilito che, qualora nel corso delle procedure di assegnazione degli incentivi si verifichi un eccesso di offerta (situazione di asta corta) rispetto a una determinata categoria di potenza, sarà possibile destinare la quota parte di incentivi non assegnati ad altre procedure per impianti di potenza diversa, per le quali sia invece riscontrato un eccesso di domanda (situazione di asta lunga).

Viene esteso a interventi di efficienza energetica e rinnovabili termiche quanto già previsto per le rinnovabili tradizionali: ovvero che il GSE non potrà più decretare la decadenza degli incentivi né recuperare quelli già versati, una volta trascorsi 18 mesi dal riconoscimento degli stessi.

STOCCAGGIO GEOLOGICO DI CO₂

L'aggiunta dell'articolo 60-bis, apporta specifici provvedimenti al fine di consentire l'avvio di iniziative di cattura e stoccaggio geologico della CO₂, collocate nella categoria di progetti cosiddetti *carbon sink*, semplificandone le relative procedure autorizzative.

A questo proposito, l'articolo stabilisce che eventuali licenze di esplorazione ed autorizzazioni allo stoccaggio siano rilasciate, provvisoriamente, nel rispetto delle disposizioni in materia di contratti pubblici previste dallo stesso decreto Semplificazioni convertito. Per quanto riguarda

l'individuazione dei siti adatti alle prime sperimentazioni, viene espressa una predilezione per i giacimenti di idrocarburi esauriti situati in mare, per i quali il MiSE può subito autorizzare i titolari delle relative concessioni ad avviare progetti pilota. Programmi sperimentali che coinvolgeranno un ammontare complessivo di stoccaggio di CO₂ inferiore a 100.000 tonnellate non saranno sottoposti a valutazione ambientale.

UN PASSO AVANTI, MA ANCORA TANTO PUÒ ESSERE FATTO

Considerando il testo definitivamente convertito in legge, le modifiche legislative introdotte nel complesso dal DL Semplificazioni presentano dei miglioramenti rispetto alla situazione attuale. Gli sforzi di semplificazione fatti dal Governo lasciano tuttavia ancora insolute alcune criticità legate prevalentemente ai procedimenti autorizzativi per gli impianti FER, il cui sviluppo rappresenta uno dei fondamenti del processo di decarbonizzazione e di ripresa economica post-pandemia per il paese.

I provvedimenti riguardanti le semplificazioni autorizzative apportate in materia di grandi infrastrutture, in materia di sistemi di storage elettrochimico e di stazioni di ricarica, o di regolazione dell'accesso agli incentivi per i fotovoltaici situati su terreni non più utilizzabili per scopi agricoli come cave e discariche dismesse rappresentano un indubbio passo avanti.

Esiste però ulteriore spazio di miglioramento o dibattito su:

- la fissazione di termini perentori per la durata dei procedimenti autorizzativi relativi a nuovi progetti rinnovabili che includano tutti gli endoprocedimenti⁵, e la possibilità di valutare risarcimenti ai proponenti dei progetti per eventuali danni che potrebbero essere loro ingiustamente arrecati dalle amministrazioni procedenti, in seguito all'inosservanza dei termini di conclusione dei procedimenti
- un ammodernamento delle ormai datate "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" (D.M 10 settembre 2010);

⁵ Frazioni di un procedimento concertativo che hanno come scopo la predisposizione di un provvedimento parziale necessario per il completamento dell'intero procedimento.

- una valutazione delle revisioni alle modalità di opposizione al Presidente del Consiglio da parte delle Soprintendenze dopo la conclusione della conferenza dei servizi
- ulteriori semplificazioni (bipasso) relative al processo di VIA per impianti esistenti su cui effettuare interventi di *revamping*, *repowering* o integrali ricostruzioni, allo scopo di valorizzare i siti già adibiti alla produzione di elettricità da fonti rinnovabili e diminuendo la mole di lavoro per i dipartimenti amministrativi che seguono i processi.

Potrebbe poi essere opportuno riconsiderare la proposta di definizione a priori delle aree idonee e non idonee allo sviluppo delle opere legate alla realizzazione degli obiettivi PNIEC, tenendo presenti le difficoltà nel conciliare il punto di vista dei diversi enti locali con quelli delle amministrazioni centrali.

La valutazione, in alternativa, di aree a "priorità FER", ad esempio quelle in cui sono già presenti installazioni, potrebbe ad esempio risultare più congeniale ed efficace.

Pertanto, alla luce anche della recente pubblicazione del 2030 *Climate Target Plan*, che pone come obiettivo europeo al 2030 una riduzione delle emissioni di CO₂ del 55% (invece del precedente 40% sulla cui base è stato redatto il PNIEC), e alla contestuale approvazione del regolamento di esecuzione del *EU Renewable Energy Financing Mechanism* (che ha lo scopo di favorire la cooperazione su progetti in energia rinnovabile tra Stati membri⁶), è auspicabile che il legislatore provveda ad un ulteriore snellimento delle procedure autorizzative delle opere funzionali al raggiungimento dei target e necessarie a rendere competitivo il nostro paese nel contesto europeo.

⁶ Si veda articolo a pag. 5 di questa Newsletter "L'ambiziosa transizione verde dell'Europa e il ruolo del sistema finanziario"

02



Mercato **elettrico**

La nuova metodologia di Terna per la capacità di rete obiettivo

Nell'ambito della revisione della regolazione tariffaria verso un'incentivazione di tipo output-based, Terna ha recentemente pubblicato due consultazioni per presentare le metodologie di calcolo delle capacità obiettivo e dei benefici inerenti alla riduzione delle congestioni intrazonali. La metodologia per la capacità obiettivo è stata migliorata rispetto alla prima versione del 2018, rendendola più accurata e robusta. Rimangono alcuni aspetti che potrebbero essere oggetto di ulteriori riflessioni, anche nelle prossime edizioni del report.

LA REVISIONE DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA VERSO UN'INCENTIVAZIONE OUTPUT-BASED

Negli scorsi mesi, Terna ha messo in consultazione due proposte riguardanti le metodologie di calcolo per stimare i valori ottimali delle capacità obiettivo¹ e per calcolare il beneficio derivante da "interventi di sviluppo finalizzati alla risoluzione delle congestioni intra-zonali, dei vincoli di rete per la regolazione di tensione e delle condizioni di essenzialità".

LA BASE REGOLATORIA VERSO L'OUTPUT-BASED

Queste consultazioni si collocano nel più ampio procedimento di revisione della regolazione tariffaria del servizio di trasmissione, iniziata nel 2015 con la delibera 653/2015² e finalizzata al superamento dei meccanismi di incentivazione di tipo *input-based* verso un'incentivazione di tipo *output-based*, basata cioè sui benefici attesi di un investimento nelle infrastrutture di trasmissione.

Con la [delibera 884/2017](#)³ e con la successiva 129/2018⁴, l'Autorità aveva infatti affrontato in prima attuazione la questione di sviluppare e rafforzare gli strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*, prevedendo tra l'altro la definizione da parte di Terna della metodologia per la determinazione delle capacità obiettivo (*target capacities*), ossia

gli obiettivi economicamente efficienti di sviluppo della capacità di trasporto tra zone, con riferimento non solo alle interconnessioni in interazione con ENTSO-E, ma anche ai principali colli di bottiglia a livello nazionale, per poi predisporre un rapporto di identificazione di queste capacità obiettivo. Inoltre, per promuovere l'efficienza nel servizio di dispacciamento, sempre all'interno della [delibera 129/2018](#), l'Autorità aveva previsto di incentivare interventi per la risoluzione dei vincoli di rete interni alle zone, come primo *step* di implementazione di strumenti rivolti alla riduzione dei costi di dispacciamento. I dettagli su come valutare l'incentivo per lo sviluppo di questi interventi sono stati successivamente delineati nella [delibera 699/2018/R/eel](#).

IL PRIMO RAPPORTO SULLA CAPACITÀ OBIETTIVO

Nel 2018, come previsto dalla delibera 129/2018, Terna aveva svolto una prima consultazione sulla metodologia di determinazione delle capacità obiettivo⁵ e successivamente aveva pubblicato il rapporto contenente i risultati dell'analisi poi ratificati dall'Autorità con la [delibera 698/2018/R/eel](#) (**Tabella 1**) insieme a una serie di richieste di accorgimenti e migliorie da attuare in vista della predisposizione del nuovo rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, previsto per la fine di Settembre 2020.

¹ Ossia la capacità di trasporto che è economicamente efficiente sviluppare su ogni sezione di rete, fino al livello in cui i benefici marginali attesi superano i costi marginali dell'investimento

² Delibera 653/2015/R/eel: "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023", 23 dicembre 2015.

³ Delibera 884/2017/R/eel: "Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione", 21 dicembre 2017.

⁴ Delibera 129/2018/R/eel: "Disposizioni urgenti in ordine a meccanismi di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione. Adeguamento delle disposizioni in materia di riconoscimento di incentivi a progetti con rischi elevati", 8 marzo 2018.

⁵ Si veda l'articolo "[La valutazione delle capacità di rete obiettivo](#)", Newsletter 222, Giugno 2018

TABELLA 1. CAPACITÀ OBIETTIVO DETERMINATE DALL'AUTORITÀ

Confini e Sezioni Analizzate	Capacità esistente (MW)	Capacità Obiettivo (MW)
Italia – Nazioni a Nord (Francia, Svizzera, Austria)	7705 (Import)	11805 (Import)
Italia – Nazioni a Est (Slovenia, Grecia)	1230 (Import)	1530 (Import)
Zona Nord – Zona Centro Nord	4000 ND - CN	4500 ND - CN
	1300 CN - ND	1800 CN - ND
Zona Centro Nord – Zona Centro Sud	1300 CN - CS	Non applicabile CN - CS
	2700 CS - CN	3800 CS - CN
Zona Centro Sud – Zona Sud	Senza limitazioni CS - SU	Non applicabile CS - SU
	4600 SU - CS	5500 SU - CS
Zona Centro Nord – Zona Sardegna	0 CN - SA	500 CN - SA
	0 SA - CN	500 SA - CN
Zona Sardegna – Zona Centro Sud	900 SA - CS	1300 SA - CS
	720 CS - SA	1120 CS - SA

Fonte: ARERA, Delibera 698/2018/R/eel

In agosto, Terna ha quindi pubblicato una consultazione riguardante l'aggiornamento della metodologia per la determinazione delle capacità obiettivo.

LA METODOLOGIA PROPOSTA E GLI AFFINAMENTI RISPETTO ALLA PRIMO RAPPORTO

GLI SCENARI ALLA BASE DELLA VALUTAZIONE

Il primo passo nella metodologia di calcolo delle capacità obiettivo è la scelta degli scenari e dell'orizzonte temporale su cui svolgere le valutazioni dei benefici previsti (che andranno poi confrontati con i costi). Da questo punto di vista Terna ha optato per l'utilizzo di due scenari contrastanti: uno scenario *business as usual* (BAU) che non prevede il raggiungimento di *target* di *policy*, mantenendo gli attuali *trend* di evoluzione del mercato, e lo scenario PNIEC che al contrario prevede il raggiungimento dei *target* nazionali ed europei previsti per il 2030. Questi scenari sono utilizzati anche nella redazione del Piano di Sviluppo (PdS) e sono stati scelti proprio per garantire continuità tra tali attività.

Rispetto all'orizzonte temporale, l'approccio scelto, che conferma quanto fatto per la prima versione del rapporto, è quello di valutare i benefici solo per l'anno 2030 mantenendo il *cashflow* dei benefici costante sino al termine di vita economica dell'esercizio dell'*asset* (25 anni). Un'ulteriore valutazione al 2040 sarà aggiunta, se possibile,

con l'unico scopo di indicare la robustezza dei risultati ottenuti. Questo sembra essere un primo punto di possibile miglioramento da discutere sulla metodologia consultata, in quanto condurre le analisi per il solo anno di studio 2030 potrebbe restituire dei risultati parziali, in termini di benefici per il sistema, considerata la prospettiva di forti cambiamenti strutturali nel lungo termine per seguire il processo di decarbonizzazione.

La struttura zonale di riferimento è quella che sarà in vigore dal prossimo anno, quindi con la zona geografica Calabria in sostituzione del polo di Rossano e con l'Umbria appartenente al Centro Sud e non al Centro Nord. Inoltre, la capacità di transito tra le zone e con i paesi limitrofi incorporerà gli interventi già autorizzati o in via di autorizzazione il cui completamento, secondo il PdS 2020, è previsto entro l'inizio del 2025 (**Tabella 2**).

Le sezioni ed i confini (ossia sezioni che separano una zona italiana da una zona estera) su cui si svolge l'analisi includono tutte le sezioni tra le zone italiane, compresi i collegamenti Sicilia-Centro Sud e Sardegna-Sicilia attualmente non esistenti ma oggetto del Tyrrhenian Link. Per quanto riguarda i confini sono considerati il confine Nord che comprende le interconnessioni con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia⁶, il confine Est che comprende Montenegro, Grecia e un'eventuale connessione con la Croazia, e il confine con il Nord Africa per tenere in considerazione i progetti di interconnessione previsti con la Tunisia.

⁶ Nonostante nella delibera 698/2018 l'ARERA abbia preferito separare il confine con la Slovenia dagli altri tre, unendolo al confine Est

TABELLA 2. INTERVENTI COMPLETATI ENTRO L'INIZIO DEL 2025

Progetto	Sezione/Confine coinvolto	Aumento di capacità di trasporto (MW)	Completamento (PdS 2020)
HVDC Italia – Francia	Italia – Francia	1200	2020*
EL 220 kV Nauders – Glorenza	Italia – Austria	300	2022
EL 132 kV Brennero – Steinach	Italia – Austria	100	2023
EL 380 kV Calenzano – Colunga	Nord – Centro Nord	400	2023
EL 380 kV Deliceto – Bisaccia	Sud – Centro Sud	400	2021

*Terna nel corso del 2020 ha chiesto e ottenuto la proroga ad aprile 2022 per il completamento del progetto HVDC con la Francia

Fonte: Terna

BENEFICI E INDIVIDUAZIONE DELLE LINEE DA VALUTARE: IL METODO TOPSIS

La valutazione dei benefici si basa sul confronto, a partire dal caso base, dei risultati di simulazioni zonali di mercato dell'energia e dei servizi di dispacciamento, in presenza o meno dei rinforzi di rete. L'approccio alla valutazione dei benefici è differenziato a seconda che si stiano valutando gli interventi già previsti da PdS e incorporati nel caso base o gli sviluppi ulteriori, in particolare:

- un approccio denominato TOOT (*Take out One at the Time*), per gli interventi già autorizzati e in costruzione, che consiste nel rimuovere uno alla volta gli interventi previsti e valutare il beneficio come differenza tra il caso base e quello senza l'intervento di sviluppo
- un approccio denominato PINT (*Put IN one at the Time*), per le valutazioni di capacità aggiuntiva, in cui vengono aggiunti incrementi unitari di capacità e valutati i benefici come differenza tra il caso con l'intervento e il caso base.

Nel metodo PINT, per costruire la strategia o le strategie di sviluppo e selezionare, iterazione dopo iterazione, le sezioni e i confini a cui aggiungere degli incrementi di capacità è stata introdotta, a integrazione della metodologia adottata per la costruzione del primo rapporto, un'analisi multi-criterio, svolta attraverso il metodo TOPSIS⁷.

Il metodo TOPSIS prevede che in ogni iterazione e per ogni sezione o confine vengano monitorati quattro criteri:

1. Ore di congestione da simulazione del mercato dell'energia
2. Differenziale di prezzo da simulazione del mercato dell'energia

3. Costo marginale di realizzazione della capacità nella specifica iterazione

4. Stato di avanzamento della realizzazione nella specifica iterazione

Sulla base di questi quattro criteri, le sezioni/confini su cui si procede ad aggiungere capacità nell'iterazione successiva sono quelle che risultano più "vicine" alla soluzione ideale, rappresentata dai punteggi migliori registrati nei quattro criteri.

Ogni iterazione del metodo PINT prevede un aumento di 400 MW alla capacità di scambio sulle sezioni e di 500 MW per i confini. Tale incremento viene effettuato solo nel caso in cui, oltre a essere selezionato dal metodo TOPSIS descritto in precedenza, il rapporto tra benefici e costi è maggiore di 1.

Per migliorare, rispetto alla prima edizione, la descrizione delle curve di beneficio e costo in prossimità del loro punto di intersezione, Terna ha previsto di svolgere step ridotti in prossimità di tale punto, considerando incrementi ridotti della metà e quindi pari rispettivamente a 200 MW e 250 MW per sezioni e confini.

LE CURVE DI COSTO MARGINALE

Oltre alla stima dei benefici, l'altra valutazione fondamentale alla base della determinazione della capacità obiettivo è la definizione del costo marginale della capacità aggiuntiva.

Come Terna stessa evidenzia, tale stima è soggetta a un forte livello di aleatorietà, in quanto il costo di costruzione di capacità di interconnessione può variare significativamente in base alla tecnologia utilizzata, alla lunghezza oggetto dell'intervento e alla capacità del collegamento.

⁷ Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution

Per questo Terna propone che si utilizzi la stima dei costi indicata nell'ultima versione del Piano di Sviluppo per i progetti su sezioni e confini che sono già previsti e che quindi si possono considerare fino ai valori di capacità già pianificati. Invece, per valori di incremento di capacità di scambio superiori a quelli già previsti nel Piano di Sviluppo, la stima dei costi è basata sull'utilizzo dei costi standard identificati in un report⁸ predisposto dalla *Agency for the Coordination of Electricity Regulators* (ACER), in esito a una specifica *survey* tra i diversi TSO.

Inoltre, sulla base dei riscontri ottenuti a valle del primo studio sulla capacità obiettivo, sono stati considerati anche gli OPEX, in linea con i valori considerati nel PdS per gli incrementi già previsti e posti pari al 1.3% dei CAPEX in assenza di informazioni.

LA DETERMINAZIONE DELLA CAPACITÀ OBIETTIVO

A conclusione delle iterazioni di simulazione, per ognuno dei due scenari simulati, sarà disponibile l'insieme dei valori delle capacità obiettivo di ogni sezione/confini analizzato. Per determinare l'insieme di valori finale si usa il metodo del *least regret*, ossia, si sceglie quel *set* di valori che minimizza la massima possibile perdita rispetto ai diversi scenari considerati, in termini di minori benefici raggiunti.

Anche il metodo del *least regret* è stato affinato rispetto alla prima edizione, infatti i due set di valori tra cui scegliere sono originati da scenari tra loro molto contrastanti e la selezione di uno dei due *set* potrebbe essere migliorata investigando set di valori intermedi tra le opzioni fino a individuare una strategia di sviluppo che presenti il minor rimpianto tra tutte quelle analizzate.

Questa metodologia, seppur nel documento di consultazione non venga spiegata nel dettaglio, si può certamente ritenere utile e condivisibile, permettendo l'individuazione di una soluzione intermedia che possa essere più efficiente rispetto ai due *set* di valori iniziali.

SPUNTI MIGLIORATIVI ALLA PROPOSTA DI TERNA

La proposta redatta da Terna fa tesoro dell'esperienza maturata nell'edizione di due anni fa e le modifiche e gli affinamenti introdotti migliorano la metodologia proposta, nonostante la complessità dell'analisi da svolgere. Rimangono tuttavia alcuni aspetti che potrebbero essere oggetto di ulteriori riflessioni, anche nelle prossime edizioni del report.

Il primo spunto nasce dalla considerazione che la *System Adequacy* è composta da *Transmission Adequacy* e *Generation Adequacy*, che possono essere considerate complementari e, in alcuni casi, sostitute. Sarebbe pertanto importante dettagliare come si coordina lo sviluppo della capacità di rete con la capacità di generazione: ad esempio, specificando se gli scenari utilizzati prendono in considerazione una capacità di generazione allineata ai risultati delle recenti aste del *Capacity Market*, e come si intende considerare il possibile risultato di successive aste, con le quali potrebbe essere contrattualizzata ulteriore nuova capacità di generazione.

Andrebbero inoltre resi maggiormente trasparenti i criteri adottati per stabilire la capacità di trasmissione *target* in modo coordinato con la definizione di quello di capacità di generazione da approvvigionare sul mercato e se esistano o meno ragioni di priorità o non sostituibilità tra le due.

La medesima questione, in termini più estesi e sicuramente complessi da affrontare, riguarda il coordinamento fra Paesi interconnessi degli standard di adeguatezza e della capacità di interconnessione dedicata al mutuo soccorso nei periodi di criticità.

La valutazione delle capacità obiettivo, così come configurata ora, lega strettamente la stima dei benefici alle assunzioni di scenario considerate, in particolare ai prezzi delle commodities: soprattutto nello scenario BAU, dal prezzo delle commodities assunto dipenderanno le dinamiche di *coal-to-gas switching* a livello europeo e quindi l'import netto, il livello di sviluppo tecnologico, il livello dei

⁸http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/UIC%20Report%20%20-%20Electricity%20infrastructure.pdf

prezzi e l'entità dei flussi sul territorio nazionale, determinando i benefici attesi. Si segnala altresì che nello scenario PNIEC le *commodities* sono assunte a valori particolarmente elevati rispetto alle più recenti dinamiche. Un'analisi sulla robustezza dei risultati potrebbe essere svolta, per esempio, tramite degli scenari di sensitività in cui valutare come cambia la stima dei benefici rispetto alle possibili variazioni dei fondamentali, ad esempio rispetto ai prezzi delle commodities come gas, carbone e CO₂.

GLI INCENTIVI PER L'EFFICIENTAMENTO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO

La delibera 699/2018 identifica le specifiche modalità per calcolare gli incentivi destinati a Terna per la realizzazione di interventi che riducano le congestioni intrazonali, dei vincoli di rete per regolazione di tensione e le condizioni di essenzialità.

Come precisato nella delibera stessa, possono rientrare tra gli interventi di sviluppo anche gli interventi effettuati da soggetti terzi nel caso in cui, tramite contratti a termine di lungo periodo siglati al termine di procedure concorsuali, Terna acquisisca la disponibilità delle risorse messe a disposizione dai medesimi.

La delibera stabilisce anche che il premio che Terna ha diritto a ricevere per gli interventi realizzati è pari alla somma del:

- a) 50% dell'annualità dei benefici attesi derivanti dalla riduzione dei costi MSD, dei costi di essenzialità e dall'integrazione delle fonti rinnovabili, calcolati secondo la metodologia Analisi Costi-Benefici 2.0⁹
- b) 50% della riduzione dei costi di dispacciamento, derivanti dalla riduzione dei costi di MSD-ex ante annuali, dei costi di essenzialità e dei costi della mancata produzione eolica (MPE).

Terna ha quindi pubblicato la lista degli interventi per i quali calcolerà i benefici e ha messo in consultazione la metodologia di calcolo di quest'ultimi.

Gli interventi presentati sono i seguenti:

- Installazione compensatori sincroni area Sud/

Centro Sud

- Installazione di un compensatore sincrono da 250 MVar presso la stazione di Garigliano
- Installazione di due compensatori sincroni da 250 MVar presso la stazione di Matera
- Installazione di un compensatore sincrono da 250 MVar presso la stazione di Foggia (ex Manfredonia)
- Raddoppio collegamento Brindisi Enipower
- Realizzazione del Raddoppio del Collegamento 380 kV Stazione Elettrica Brindisi C.le Enipower e Stazione Elettrica Brindisi Pignicelle.
- Contratto per l'approvvigionamento di disponibilità di risorse per la regolazione della tensione nell'area di Brindisi (uno dei progetti pilota approvato dall'Autorità con Delibera 675/2018/R/eel).

Per quanto riguarda la metodologia di calcolo dei benefici, la delibera 699/2018 prevedeva già tutta una serie di dettagli che lasciano poco spazio di manovra a Terna. Per la prima metà dei benefici (vedi punto a. sopra) la metodologia è direttamente quella prevista dalla ACB 2.0, mentre per la seconda metà (punto b.), la consultazione entra più nel dettaglio, descrivendo un approccio che sembra essere condivisibile.

Il calcolo dei benefici associati alla riduzione dei costi di MSD-ex ante è suddiviso in due fasi:

- Analisi di sicurezza: si effettuano analisi di sicurezza della rete, volte a identificare le differenze tra i seguenti casi di rete:
 - Caso BASE, caratterizzato dall'assenza di tutti gli interventi oggetto di valutazione
 - Caso SVILUPPO, caratterizzato, in aggiunta rispetto al caso BASE, dall'entrata in esercizio contemporanea di tutti gli interventi oggetto di valutazione
- Simulazioni MSD ex ante: considerando come input gli esiti delle analisi di sicurezza di cui al punto precedente, si simula l'MSD ex-ante tramite un *tool* di simulazione (What-if MSD ex-ante), che, sulla base delle offerte storiche degli operatori e dei vincoli in esito alle analisi di

⁹ <https://download.terna.it/terna/0000/1009/13.PDF>

sicurezza, replica gli esiti delle sessioni MSD1 al fine di stimare la variazione dei costi tra i due casi BASE e SVILUPPO.

L'analisi è svolta sui tre anni antecedenti l'entrata in funzione dell'ultimo progetto oggetto di valutazione.

Il beneficio associato alla riduzione delle condizioni di essenzialità si svolge a partire da una verifica degli esiti delle analisi di sicurezza, da cui si individuano le eventuali rimozioni delle condizioni di essenzialità degli impianti di produzione.

I benefici annui corrispondenti sono pari alla differenza tra la media annua dei corrispettivi che sarebbero stati complessivamente riconosciuti (a copertura dei costi fissi e variabili) agli impianti di produzione ammessi al regime di essenzialità¹⁰ in assenza dei progetti oggetto dell'analisi e la media annua dei corrispettivi che sarebbero stati complessivamente riconosciuti agli impianti di produzione ammessi al regime di essenzialità in presenza dei medesimi progetti.

Infine, i benefici associati alla riduzione della mancata produzione eolica sono anch'essi valutati a partire dai risultati dell'analisi sulla riduzione dei costi di MSD e in particolare utilizzano le simulazioni svolte con il *tool What-if* MSD ex-ante. Da queste simulazioni, infatti, è disponibile, per entrambi i casi BASE e SVILUPPO, la mancata produzione eolica prevista in fase di programmazione per ciascuna zona di mercato (MPE-BASE e MPE-SVILUPPO). Il relativo costo viene ottenuto valorizzando la mancata produzione eolica al prezzo zonale MGP. La differenza tra il costo medio annuo che sarebbe stato sostenuto per la mancata produzione eolica nei casi senza o con gli interventi oggetto di analisi costituisce il beneficio associato alla riduzione di MPE.

I PROSSIMI STEP

La consultazione sulla metodologia per la determinazione della capacità obiettivo si è chiusa il 4 settembre, il rapporto finale, che sarà anch'esso oggetto di una successiva consultazione, è atteso nelle prossime settimane e, come accaduto per il primo rapporto, è verosimile che la delibera dell'Autorità che ratifica i valori definitivi arriverà entro la fine del 2020. Al momento non sono definite scadenze per future edizioni di questo rapporto, ma questa attività dovrebbe diventare una prassi in quanto, già nella delibera 884/2017 l'Autorità ha individuato tale rapporto come "propedeutico a un futuro meccanismo incentivante alla realizzazione di nuova capacità nei limiti della capacità obiettivo". La consultazione sulla metodologia per il calcolo dei benefici e della riduzione dei costi di MSD si chiude il 25 settembre. La delibera 699/2018 prevede che Terna fornisca all'Autorità i risultati della sua applicazione sugli interventi individuati (cfr **Tabella 2**) entro il 30 giugno dell'anno successivo all'entrata in servizio di tali interventi.

¹⁰ Ai fini della quantificazione dei corrispettivi per l'essenzialità si utilizza la stima dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, di cui all'allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06, così come modificata e integrata con deliberazioni successive.



03

Gare gas

Una nuova consultazione per gli incentivi alle aggregazioni

Nel pieno stallo delle gare gas, acuito dalla crisi COVID, ARERA ripropone l'incentivo alle aggregazioni, per superare la frammentarietà e razionalizzare il settore, con diverse attenzioni a non influenzare negativamente le eventuali gare.

A novembre 2019 ([Newsletter 236](#)), nell'ambito dei lavori per l'avvio del nuovo periodo di regolazione per la distribuzione del gas naturale, era stata avviata una consultazione finalizzata a fissare incentivi a promozione delle aggregazioni tra operatori medi e piccoli e conseguentemente a favorire la costituzione di realtà di dimensione e forza competitiva maggiore. In questo senso, la speranza è che il meccanismo anziché sovrapporsi alle gare per ATEM (la modalità principale per favorire le aggregazioni) possa invece contribuire a creare un ambiente più favorevole. Una decisione era stata tuttavia rimandata, e, mentre con la crisi COVID si è intensificato lo stallo delle gare, il disegno del meccanismo è ripreso adesso in una consultazione dedicata ([312/2020/R/gas](#))

Il complesso sistema delle gare per ATEM ha portato negli ultimi anni a uno stallo delle stesse e persiste nel settore un'eccessiva frammentarietà che proprio le gare avrebbero dovuto superare. In attesa delle gare, le aggregazioni degli operatori minori non sono favorite dal sistema di regolamentazione tariffaria che, implicitamente, non incoraggia le fusioni in quanto le componenti tariffarie a copertura delle OPEX di distribuzione prevedono valori inferiori per imprese di grandi dimensioni¹.

In questo contesto, l'obiettivo dell'incentivo proposto dall'Autorità è quello di favorire le aggregazioni tra operatori di distribuzione gas mantenendo un adeguato grado di concorrenzialità e evitando la formazione di posizioni dominanti negli ATEM. In tema di concorrenzialità, l'AGMC ha valutato negativamente le operazioni che portano all'eliminazione di un potenziale concorrente ma

ha al contempo riconosciuto il potenziale effetto positivo delle aggregazioni che non riguardano i 5 maggiori gruppi di distributori nazionali.

Lo schema incentivante proposto dall'Autorità tiene conto della odierna situazione di mercato in cui risultano attive circa 200 imprese di distribuzione di gas naturale (di cui solo il 4,5% grandi e il 79% piccole) e di tre elementi:

- **Dimensione dell'impresa:** si prevede l'applicazione dell'incentivo solo alle aggregazioni che coinvolgono almeno un'impresa piccola o almeno un'impresa media, escludendo le aggregazioni che coinvolgono imprese grandi o il cui soggetto risultante serva meno di 50.000 PDR.
- **Effetti dell'aggregazione sui potenziali concorrenti:** sono escluse dall'incentivo tutte le aggregazioni che abbiano per oggetto imprese che detengono una quota di mercato ritenuta significativa in un ATEM, individuata indicativamente nel 25%.
- **Quota di mercato raggiunta con l'aggregazione:** l'Autorità intende valutare l'ipotesi di azzerare dunque l'incentivo se la quota di mercato raggiunta supera una soglia prefissata (orientativamente intorno all'80%).

Il documento ipotizza l'applicazione del meccanismo per un periodo di quattro anni, interrompendo il riconoscimento alla data di avvio della gestione per ATEM.

L'incentivo non sarebbe quindi applicabile per le aggregazioni:

- che coinvolgono un'impresa *grande*
- che coinvolgono imprese con una quota di mercato nell'ATEM pari o superiore al 25%

¹ Gli operatori sono divisi in tre gruppi: Imprese piccole: con meno di 50.000 PDR serviti; Imprese medie: tra 50.000 e 300.000 PDR serviti; Imprese grandi: con più di 300.000 PDR serviti.

Incentivo unitario I per le imprese oggetto di aggregazione (€/PDR)

Impresa pre-aggregazione	GRANDE		PICCOLA		MEDIA	
	Esclusa dall'incentivo		che diventa post-aggregazione		che diventa post-aggregazione	
Impresa post-aggregazione	Quota di mercato	IMPRESA GRANDE	IMPRESA MEDIA	IMPRESA GRANDE	IMPRESA MEDIA	
	Superiore a 50%-60% in almeno un ATEM	2.4	3.9	0.9	1	
	Superiore a 20%-30% e inferiore a 50%-60%	7.1	7.7	2.6	2	
	Inferiore a 20%-30%	3.6	2.3	1.3	0.6	

- da cui risultano imprese piccole
- da cui risultano imprese con una quota di mercato nell'ATEM pari o superiore all'80%
- che coinvolgono imprese precedentemente separate
- non autorizzate dall'AGCM all'operazione di concentrazione.

Il documento propone una quantificazione dell'incentivo espresso in €/PDR che si differenzia in base alla tipologia di impresa che si aggrega e che risulta dall'aggregazione.

L'incentivo si applica a ciascun PDR delle imprese oggetto di aggregazione ed è tarato in base all'efficienza che il sistema consegue grazie all'aggregazione di imprese piccole e medie e introduce una valorizzazione delle RAB depresse.

Le imprese che da piccole si aggregano in medie (ad esclusione di quelle con quota di mercato inferiore a 20%-30%) possono ricevere un ulteriore incremento di incentivo di circa 2.8 €/PDR in funzione delle condizioni peculiari delle singole

imprese, qualora la RAB riconosciuta in tariffa sia inferiore a quella parametrica media di settore.

L'incentivo mira a compensare, almeno temporaneamente, la perdita in tariffa del valore di copertura dei costi operativi derivante dall'aggregazione: in media un'impresa piccola che "diventa" media perde circa 7 €/PDR all'anno, mentre un'impresa media che "diventa" grande perde intorno a 4,2 €/PDR all'anno.

In base allo schema proposto, le imprese piccole che, a seguito dell'aggregazione, diventano imprese medie (con una quota di mercato media) e le imprese medie che restano tali ma con un incremento della quota di mercato post-aggregazione sono le uniche che avrebbero un guadagno effettivo nell'applicazione dell'incentivo. Nel primo caso infatti, a fronte di una "perdita" in componente tariffaria di 7 €/PDR, l'operatore piccolo riceverebbe un incentivo di 7.7 €/PDR. Nel secondo caso, l'operatore medio che resta tale non subisce "perdite" in tariffa e riceve un incentivo tra 0.6 e 2 €/PDR.

La "perdita" derivante dall'aggregazione in una impresa che diviene grande non viene compensata dal sistema incentivante in quanto a fronte di una riduzione in tariffa di circa 11.3 €/PDR per imprese piccole e di 4.3 €/PDR per imprese medie viene riconosciuto un incentivo rispettivamente tra i 2.4 e i 7.1 €/PDR per le prime e tra i 0.9 e 2.6 €/PDR per le seconde.

**COMPONENTE A COPERTURA DEI COSTI OPERATIVI RELATIVI
AL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE (€/PDR)**

	Densità della clientela*		
	ALTA	MEDIA	BASSA
IMPRESA GRANDE	26.55	29.54	31.4
IMPRESA MEDIA	30.4	33.82	35.95
IMPRESA PICCOLA	37.16	41.37	43.96

*Densità clientela

Alta: oltre 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta

Media: oltre 0,07 e fino a 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta

Bassa: fino a 0,07 punti di riconsegna per metro di condotta



04

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	198 594	215 179	-7.7%
Produzione netta	182 276	191 606	-4.9%
- Termoelettrico	112 974	124 837	-9.5%
- Rinnovabili**	69 302	66 769	3.8%
Saldo estero	18 670	25 165	-25.8%

** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Valori cumulati al 31/08/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

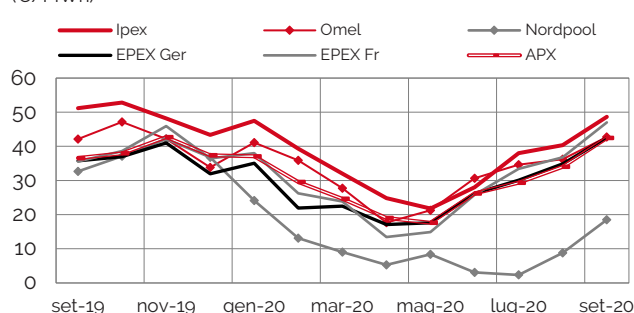
	AS 2020	AS 2019	Var. %	AT 2019	AT 2018	Var. %
Industriale	9.3	10.2	-8.7%	12.7	13.9	-8.6%
Termoelettrico	17.2	18.9	-9.3%	23.2	25.3	-8.3%
Distribuzione	20.2	21.7	-6.9%	29.8	31.8	-6.2%
Altro	1.3	1.6	-22.2%	2.1	2.3	-6.9%
Totale	47.9	52.4	-8.6%	67.8	73.2	-7.4%

Valori cumulati al 20/09/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

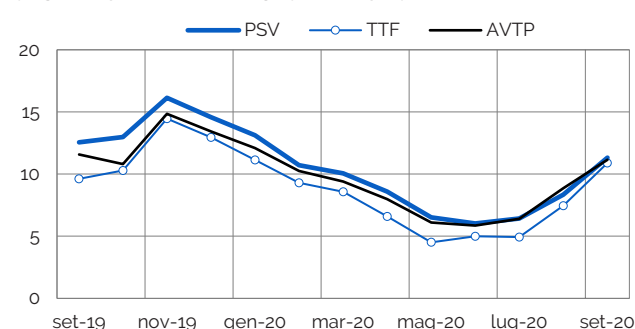
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 20/09/2020

Fonte: Borse Europee

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

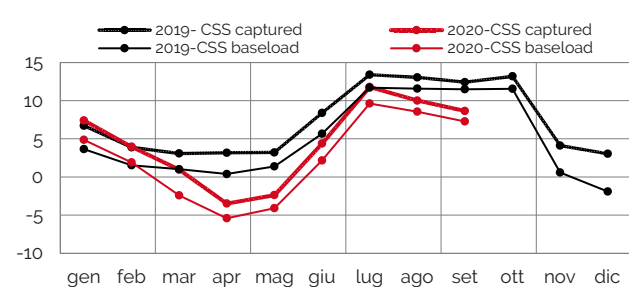


Medie mensili. Ultimo dato al 21/09/2020

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: CLEAN SPARK SPREAD IN ITALIA

(€/MWh)



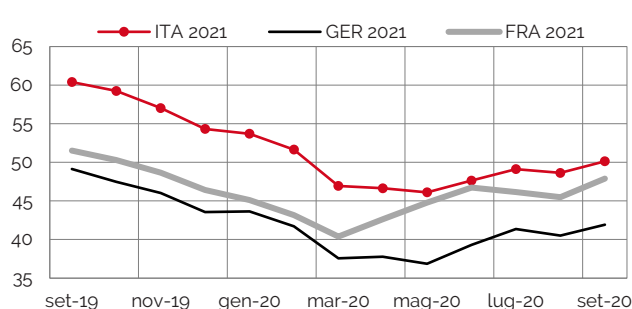
Calcoli su capture prices impianti CCGT, prezzi baseload e prezzi spot (PSV, CO2).

Medie mensili. Ultimo dato al 13/09/2020

Fonte: elaborazioni REF-E

ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI

(€/MWh)

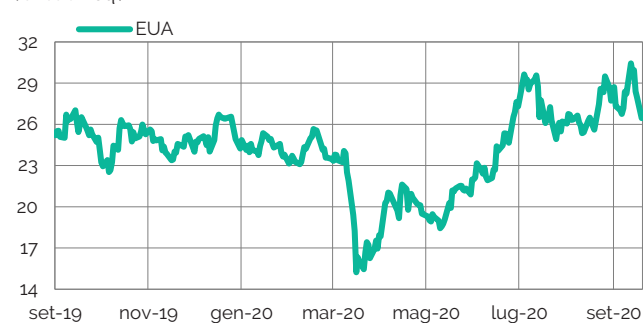


Medie mensili. Ultimo dato al 21/09/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2

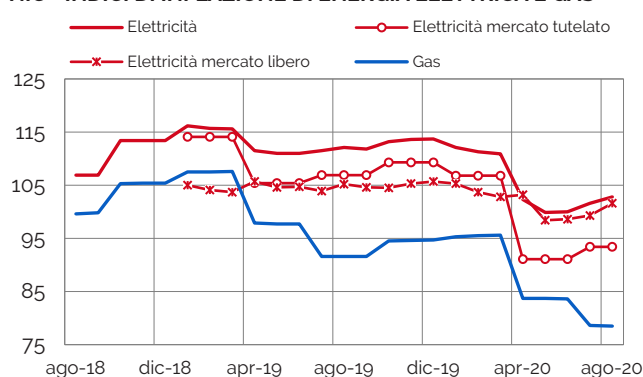
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 21/09/2020

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

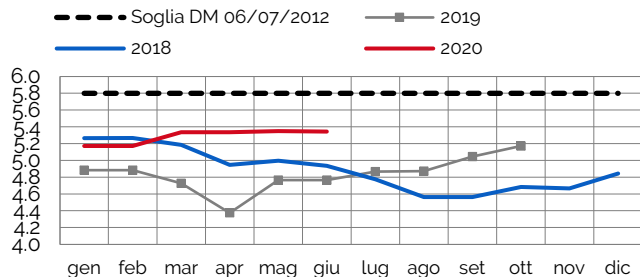


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

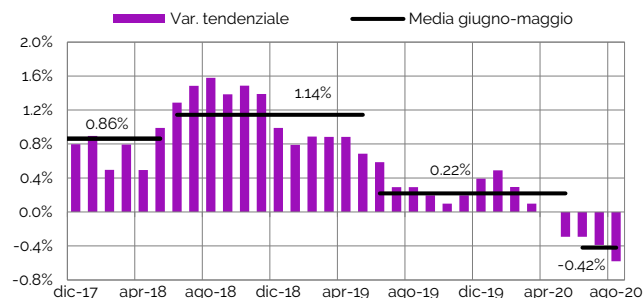


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico fino al 2019. Aggiunta degli esiti FER1 dal 2020. Ultimo dato 30/06/2020

Fonte: GSE

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

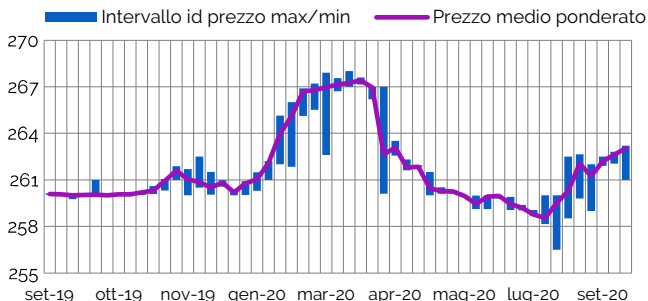


*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: agosto 2020

Fonte: Istat

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

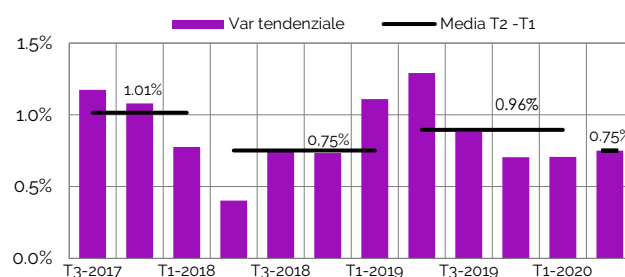


Ultimo dato 15/09/2020

Fonte: GME

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Agosto 2020

Fonte: Istat

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

Componente	III-19	IV-19	I-20	II-20	III-20
Energia, dispac. e commerc.	8.89	9.49	8.99	5.72	6.20
Costi infrastrutture e UC	3.92	3.92	3.91	3.91	3.91
Oneri generali di sistema	4.81	4.70	4.18	4.18	4.18
Totale - tasse escluse	17.62	18.10	17.08	13.81	14.29

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	III-19	IV-19	I-20	II-20	DL Rilancio	III-20	DL Rilancio
Energia, dispac. e commerc.	7.88	8.50	8.46	5.10	5.10	5.59	5.59
Costi infrastrutture e UC	3.34	3.34	3.33	3.33	1.76	3.33	1.76
Oneri generali di sistema	7.97	7.86	7.04	7.04	5.34	7.04	5.34
Totale - tasse escluse	19.19	19.69	18.84	15.48	12.20	15.97	12.68

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€cent/mc)

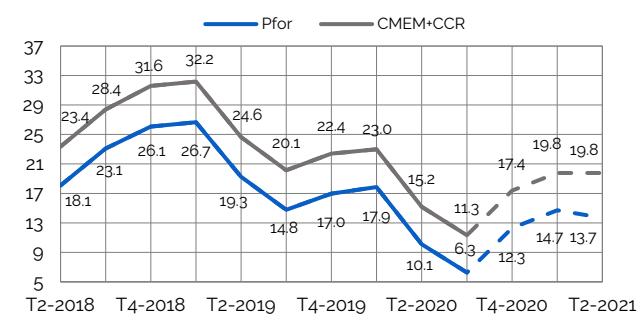
Componente	III-19	IV-19	I-20	II-20	III-20
Approvvig. e vendita	25.25	27.51	28.33	20.52	16.68
Costi di trasporto	3.92	4.59	4.99	4.33	4.327
Costi di distribuzione	10.53	9.92	9.31	9.31	9.475
Oneri generali di sistema	3.39	3.39	3.30	3.28	3.28
Totale - tasse escluse	43.1	45.4	45.9	37.4	33.8

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€cent/mc)



PCS 38.52 MJ/mc, Previsioni (tratteggiato) su forward al 21/09/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA



05

Indici

Itec e Magi

L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di settembre è pari a 32.33 €/MWh, in calo dell'1.1% sul dato di agosto (32.68 €/MWh). L'andamento al ribasso dell'indice è legato alle variazioni dei prezzi delle commodities sottostanti e del tasso di cambio durante il mese di agosto.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di settembre si attesta a 42.95 €/MWh, in calo del 3.0% sul valore consuntivo di agosto (pari a 44.26 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di settembre si attesta a 48.26 €/MWh, in calo del 3.8% rispetto al consuntivo del mese precedente (50.16 €/MWh). Tali andamenti sono legati alle variazioni del valore di mercato dei combustibili registrato negli ultimi mesi, al netto del tasso di cambio €/€/\$ in aumento del 3.1% durante il mese di agosto.

Il valore *forward* per il mese di ottobre dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 17 settembre, è pari a 32.59 €/MWh, in aumento dello 0.8% rispetto al consuntivo di settembre. Il valore *forward* per il mese di ottobre di **ITEC/REF-E**, aggiornato al 17 settembre, è pari a 43.12 €/MWh, in aumento dello 0.4% rispetto al consuntivo di settembre, mentre **ITECccgt/REF-E**, anch'esso aggiornato al 17 settembre, è in aumento dell'1.1% rispetto al consuntivo di settembre e si attesta a 48.80 €/MWh.

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di ottobre sono calcolati da REF-E su dati di mercato al 31/08/2020 e valori giornalieri Reuters al 17/09/2020. 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.

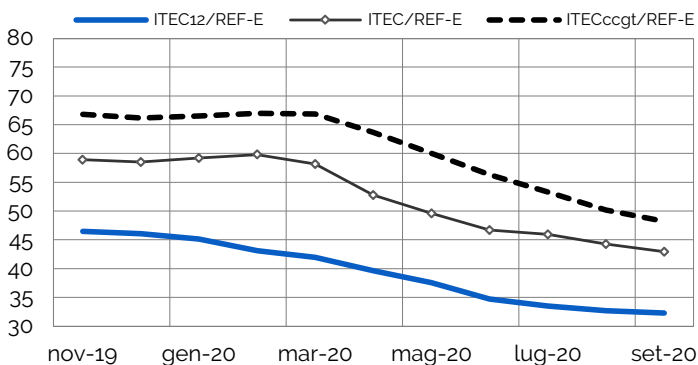
Cos'è ITEC/REF-E

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: Valeria Ghirardi - tel. 02 4344101 - Email: itec@ref-e.com

L'EVOLUZIONE MAGI

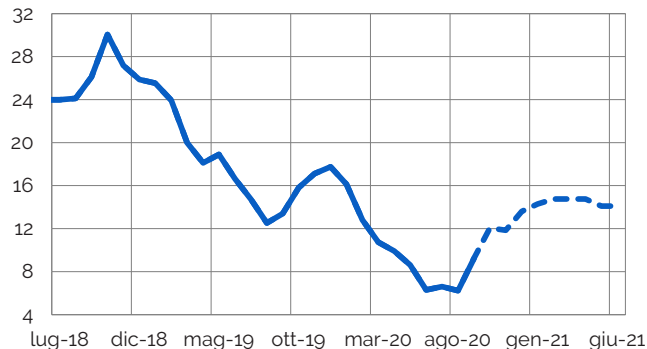
L'indice gas MAGI consuntivo per settembre 2020 è pari a 9.24 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla survey che si attestano rispettivamente a 9.29 €/MWh e 9.13 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a settembre 2020 è aumentata del 48.2% rispetto a quella per le consegne di agosto 2020, ma risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (13.43 €/MWh).

Il volume complessivo transato è diminuito rispetto ad agosto 2020 (7,687 MW contro 10,402 MW), come anche il numero di transazioni registrate (242 contro 281).

Al 17 settembre, gli scambi del prodotto con consegna ad ottobre 2020, relativi a un campione di 128 operazioni e un volume totale scambiato di 4019 MW, indicano un prezzo di 12.06 €/MWh, in aumento rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a settembre 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: Valeria Ghirardi - tel. 02 4344101 - Email: valeria.ghirardi@ref-e.com



Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

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

Editore

REF-E Srl

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

Sottoscrittori

A2A SPA, ACEGAS APS AMGA, ACEA ENERGIA SPA, AET AZIENDA ELETTRICA TICINESE, CSEA CASSA PER I SERVIZI ENERGETICI E AMBIENTALI, CVA TRADING SRL, DOLOMITI ENERGIA SPA, E.ON ITALIA SPA, EDISON SPA, ENGIE ITALIA, ENI GAS E LUCE SPA, EP PRODUZIONE SPA, ERG POWER GENERATION, HERA TRADING SRL, INNOGY ITALIA SPA, IREN SPA, REPOWER ITALIA SPA, SHELL ITALIA SPA, SORGENIA SPA, TENARIS DALMINE, TERNA SPA, TIRRENO POWER SPA

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