

NEWSLETTER



n. 248-249 Novembre/Dicembre 2020
Anno XXII

Osservatorio
energia

REF4E

Indice

01

IMPRESE E ISTITUZIONI

La governance degli altri per l'utilizzo del Recovery Fund

pag. 05

La sottovalutazione dei problemi di governance può contribuire al fallimento di programmi ambiziosi e innovativi, come è il Recovery Plan. L'accentramento delle decisioni è stato più forte in Germania e Spagna, federali nel primo caso e con forti autonomie regionali dall'altro, che in Francia, da sempre più centralizzata. La Commissione ha privilegiato la giustapposizione di tutti le forme di intervento che aveva a disposizione, ma ha sottovalutato le complessità di gestione che la molteplicità di obiettivi, soglie di spesa minima, mancanza di esplicite priorità, riforme da svolgere insieme alla spesa, ha finora creato per il disegno e l'attuazione dei Recovery Plan nazionali.

In partenza il Servizio a Tutele Graduali per le PMI

pag. 16

Mentre viene confermata la selezione ad asta dei soggetti che serviranno le 200 mila microimprese che non avranno più accesso alla tutela, si chiarisce il quadro delle informazioni che saranno rese disponibili dall'Acquirente Unico e che forniranno indicazioni preziose per la definizione del valore del servizio e per tarare l'offerta. I principali fattori di incertezza riguardano la possibile evoluzione del numero di clienti che usufruiranno del servizio e le caratteristiche di morosità, anche in relazione alle conseguenze della pandemia in corso.

02

MERCATO ELETTRICO

Riforma del mercato: indirizzi europei e progetti pilota

pag. 22

Eliminazione di limiti di prezzo e PUN, riforma degli sbilanciamenti, partecipazione attiva della domanda, liberalizzazione del retail, ottimizzazione di rete, prosecuzione del capacity market: numerosi i suggerimenti della Commissione per la riforma del disegno di mercato italiano. Nel frattempo, prosegue l'apertura del Mercato dei Servizi Ancillari a nuove tecnologie e nuovi soggetti, con le consultazioni di Terna sui progetti pilota per la regolazione di tensione e la regolazione secondaria di frequenza.

System needs europei e capacità di rete obiettivo. Cosa ci attende nello sviluppo della rete elettrica? pag. 27

Dalle analisi di ENTSO-E e TERNA sullo sviluppo della rete elettrica (europea e italiana) ottimale, che consenta una maggiore integrazione delle rinnovabili, dei mercati elettrici europei e la riduzione delle emissioni, emergono le sfide per il sistema elettrico italiano: import che rimane elevato, forte riduzione di inerzia di sistema, variazioni di frequenza più repentine e ampie, sostenibilità economica a rischio.

BOX. Incentivi e rinnovabili in Europa: nuova ondata di aste 2021-2025 per la Germania e per la Spagna

pag. 33

03

MERCATO GAS NATURALE

Tornano gli interrompibili gas

pag. 36

Con l'anno termico 20 viene reintrodotta il meccanismo di remunerazione per l'interrompibilità dei prelievi gas del sistema industriale, con modifiche rispetto alla formulazione prevista fino al 2013. I soggetti interessati potranno aggiudicarsi il servizio tramite asta. La remunerazione, fissa e variabile in caso di interruzioni, verrà definita nelle aste stesse. Gli operatori nelle offerte dovranno tenere conto dei cap predefiniti, della probabilità di interruzione, e del rischio di penali. Prevista la riattivazione della CVI per la copertura dei costi.

04

GARE GAS

Monitoraggio gare gas

pag. 41

Il decreto semplificazioni, che sottrae alcuni investimenti all'obbligo di analisi costi benefici, spinge l'ARERA ad accelerare la revisione delle aree di socializzazione, che potrebbero essere riviste già dal 2022. Intanto, mentre prosegue lo stallo lato gare, arrivano dopo diversi mesi di silenzio, alcune approvazioni di differenze VIR-RAB superiori al 10%.

05

DATI DI MERCATO E SETTORI INCENTIVATI

Dati di mercato

pag. 45

Dati di settore incentivati e regolati

pag. 46

06

INDICI: ITEC E MAGI

pag. 48



01

Imprese e istituzioni

La governance degli altri per l'utilizzo del Recovery Fund

a cura di Elena Saraceno (*)

La sottovalutazione dei problemi di governance può contribuire al fallimento di programmi ambiziosi e innovativi, come è il Recovery Plan. L'accentramento delle decisioni è stato più forte in Germania e Spagna, federali nel primo caso e con forti autonomie regionali dall'altro, che in Francia, da sempre più centralizzata. La Commissione ha privilegiato la giustapposizione di tutti le forme di intervento che aveva a disposizione, ma ha sottovalutato le complessità di gestione che la molteplicità di obiettivi, soglie di spesa minima, mancanza di esplicite priorità, riforme da svolgere insieme alla spesa, ha finora creato per il disegno e l'attuazione dei Recovery Plan nazionali.

INTRODUZIONE

Questo articolo si occupa delle modalità di attuazione - la *governance* - dei Piani di Ripresa e Resilienza di alcuni Stati membri, i *Recovery Plan*, frequentemente menzionati negli ultimi mesi in tutti i mezzi di comunicazione. Questi piani nazionali di ripresa sono finanziati dal *Recovery Fund* (o anche *Recovery facility*) uno dei fondi del programma *Next Generation EU* (NGEU).

Questi sono fondi straordinari europei, approvati dal Consiglio Europeo nel Luglio 2020 in risposta all'emergenza sanitaria ed economica creata dalla pandemia COVID-19.

Nella prima parte si analizzano le indicazioni di *governance* date dall'UE agli Stati membri nei documenti finora resi disponibili, mettendo in evidenza le differenze importanti che sono state introdotte tra la governance adottata per il *Recovery Plan* e quella che da 30 anni caratterizza l'utilizzazione dei fondi strutturali europei negli Stati membri.

Nella seconda parte si analizza invece quanto si sa delle modalità di attuazione dei piani di ripresa di Germania, Francia e Spagna, tre Stati membri che hanno già presentato delle bozze di piano. L'intenzione è quella di fornire un quadro utile per il lettore italiano, che lo aiuti a capire i diversi vincoli e margini di libertà di cui gli Stati membri dispongono nel decidere e organizzare non solo cosa fare nel loro piano nazionale, ma come farlo, con quali soggetti istituzionali, con quali competenze attribuite a ciascuno, con quali regole.

I messaggi principali che risultano dall'analisi svolta più sotto si possono riassumere brevemente, per agevolare la lettura di temi come la *governance*, che ricorda organizzazioni burocratiche, linguaggi contorti, verità nascoste. Eppure ce ne dobbiamo occupare perché si tratta di un tema importante per il nostro futuro dopo la pandemia.

In primo luogo si sostiene che c'è a tutti i livelli istituzionali, dall'Unione Europea (UE) in giù, una sottovalutazione delle scelte di *governance* come fattore che può determinare il successo o il fallimento di un piano. Più precisamente, se la UE ora richiede agli Stati membri l'accentramento delle decisioni a livello nazionale per l'attuazione dei piani di ripresa, piuttosto che insistere perché l'attuazione venga fatta a livello regionale o locale come in passato per l'attuazione dei Fondi Strutturali, ci dovremmo interrogare sui motivi di un cambio di *governance* del genere. E la risposta ci serve per capire come elaborare i piani, cosa si vuole ottenere, come organizzarci per raggiungere i risultati desiderati.

In secondo luogo, si sostiene che con tutte le indicazioni che vengono date dall'UE su molteplici finalità da perseguire, soglie di spesa obbligate da rispettare, riforme da fare, regole da seguire, in realtà, l'aggiunta di una visione strategica e di una gerarchia di priorità che informi gli interventi del piano a livello nazionale, ha tutto sommato un ruolo del tutto secondario rispetto alle indicazioni obbligatorie dei regolamenti.

(*) Consulente in materia di politiche territoriali, ex -funzionaria della Commissione Europea.

In terzo luogo, che la novità di metodo introdotta nei documenti comunitari riguardanti il *Recovery Fund*, relativa alla combinazione in uno stesso piano di ripresa, di spesa per lo sviluppo da un lato e di riforme strutturali dall'altro, comprensibile in una prospettiva politica, rischia di creare problemi seri di *governance*, in sede di approvazione dei piani da parte dell'UE e di realizzazione delle misure da parte degli Stati membri.

LE INDICAZIONI UE SULLA GOVERNANCE DEL RECOVERY FUND: UN CAMBIO DI METODO DOVUTO ALLA PANDEMIA, MA NON SOLO

L'emergenza sanitaria COVID-19 è diventata visibile e grave nel suo impatto sulla salute dei cittadini europei e sull'economia a fine febbraio 2020 ed è tuttora in corso. Sebbene inizialmente i focolai dell'infezione siano stati circoscritti territorialmente, proprio perché si è capito che si trattava di una pandemia e che si sarebbe diffusa senza controlli, le decisioni su cosa fare sono state prese dai governi nazionali. Questo accentramento della gestione della pandemia, si è mantenuto nel tempo, nonostante il ruolo importante che le regioni hanno avuto nell'affrontare in pratica l'emergenza con le proprie strutture e il personale medico a disposizione. Una volta decisa la chiusura o l'apertura di scuole, commercio, imprese, mobilità, dal governo nazionale, lo Stato si è dovuto far carico dell'emergenza sociale ed economica che ne era la conseguenza obbligata. In questo modo, l'accentramento della gestione dell'emergenza sanitaria è stato accompagnato da un accentramento della risposta economica e sociale per quanto riguarda il sostegno finanziario di imprese e occupazione con sussidi, garanzie, crediti e disposizioni. E questo è successo in tutti gli Stati coinvolti nell'emergenza sanitaria. Il punto che interessa è che nella gran maggioranza dei casi, anche al di fuori dell'UE, sono stati i governi nazionali a gestire e decidere come reagire alla pandemia, anche in modi molto diversi tra di loro e indipendentemente dal fatto che in molti di essi le competenze sanitarie fossero statali o regionali. In Europa, nella prima fase della pandemia, l'UE ha capito la gravità della situazione, ma si è ritrovata senza strumenti per intervenire. La sanità non è

una competenza dell'UE e quindi ha fatto quello che poteva: ha appoggiato l'espansione monetaria della Banca Centrale Europea, ha ampliato l'uso del Fondo di Solidarietà per affrontare il Coronavirus e ha consentito di modificare le destinazioni d'uso dei Fondi Strutturali non ancora impegnati. Ha inoltre derogato temporaneamente il Patto di Stabilità e attivato un quadro temporaneo per gli aiuti di Stato, che consente agli Stati membri di aumentare il sostegno alle imprese. Ha approvato un intervento per finanziare la disoccupazione (SURE), ampliato i prestiti della Banca Europea degli Investimenti e l'Eurogruppo ha attivato una linea di credito all'interno del MES (Meccanismo Europeo di Stabilità) con l'unica condizione di essere usata per fini sanitari.

Va inoltre tenuta presente una coincidenza del tutto casuale: proprio nel 2020 finisce un periodo di programmazione (2014-2020) e nel 2021 ne comincia un altro (2021-2027), e gli orientamenti, regolamenti e decisioni del bilancio comunitario riguardanti il nuovo periodo erano stati elaborati sin dal 2018 dalla Commissione ed erano in fase di discussione finale all'interno del Consiglio e del Parlamento Europeo, per essere attuati a partire da gennaio 2021. C'era anche stata l'elezione di un nuovo presidente della Commissione, nella persona di Ursula von der Leyen. Le priorità strategiche europee per il nuovo periodo di programmazione, condivise con gli Stati membri, erano sostanzialmente due, la lotta al cambiamento climatico per una Europa verde, e la digitalizzazione. Le scelte della Commissione in questa situazione di pandemia, mancanza di competenze e nuovo ciclo di programmazione è stata energica, innovativa e ambiziosa: a fine Maggio 2020 la Commissione, che detiene il potere d'iniziativa nei possibili ambiti di intervento dell'UE, ha presentato una serie di proposte aggiuntive rispetto a quelle del bilancio comunitario.

Il *Next Generation EU* è un piano di ripresa, giustificato dall'emergenza pandemica, che utilizza fondi ottenuti attraverso l'emissione di obbligazioni da parte della Commissione sul mercato internazionale - non è pertanto finanziato con trasferimenti dagli Stati membri - e, come già menzionato, fornisce risorse aggiuntive rispetto

a quelle del bilancio 2021-2027. Il *Recovery Fund* è soltanto uno dei programmi contenuti nel *Next Generation EU* (NGEU), quello con i fondi maggiori, quasi il 90% del totale, pari a 672,5 miliardi per l'insieme degli Stati membri. Gli altri programmi del NGEU (*ReactEU*, *Horizon*, *InvestEU*, Sviluppo Rurale, Transizione Giusta, *RescEU*) hanno una governance diversa da quella del *Recovery Fund*, in quanto si tratta di nuove risorse per programmi già inseriti nel bilancio 2021-2027 e quindi seguiranno le modalità di attuazione già stabilite in precedenza, accentrate o decentrate, per ognuno di questi canali programmatici.

L'operazione che viene svolta dalla UE, riconosciuta ampiamente come non solo coraggiosa, ma anche adeguata ai problemi del momento, ha per risultato la giustapposizione di obiettivi molteplici e diversi: quelli ereditati dai nuovi indirizzi per la spesa del bilancio comunitario 2021-2027 relativi alla transizione energetica e alla digitalizzazione, quelli dell'emergenza sanitaria relativa alle insufficienze emerse per affrontarla, le compensazioni per cittadini e imprese che subivano l'impatto economico della crisi. Si tratta di obiettivi molteplici, senza un collegamento o gerarchia obbligata. A questi si sono aggiunti la necessità di fare presto e mettendo sul tavolo risorse cospicue, ritenute indispensabili per dare una spinta forte alla ripresa, e da qui nasce l'esigenza di una separazione del nuovo strumento di intervento che si stava disegnando rispetto a quelli già previsti dal bilancio comunitario.

A questo punto si aggiunge un ulteriore obiettivo, ritenuto necessario vista l'entità delle risorse che sarebbero state rese disponibili. Questo consiste nell'incorporare, tra le cose da fare, anche la realizzazione delle riforme raccomandate dal Semestre europeo, riforme di natura strutturale che possono riferirsi ad ambiti molto diversi come la giustizia, le pensioni, la fiscalità delle imprese e del lavoro, il debito, il carico amministrativo, la scuola e la formazione, l'efficienza della Pubblica Amministrazione, gli investimenti pubblici e privati. Queste raccomandazioni, avviate come forme di coordinamento tra politiche diverse sin dai primi anni del 2000, vengono rivolte individualmente dalla Commissione a ogni Stato membro, ogni

anno. Dato che si tratta di riforme politicamente sensibili, e che le raccomandazioni non sono obbligatorie, la risposta degli Stati è stata piuttosto tiepida e svogliata. Si è deciso di conseguenza, nella proposta per il funzionamento del *Recovery Fund* a livello comunitario, di incorporare le raccomandazioni più recenti - 2019/2020 - come interventi obbligatori da attuare da parte degli Stati membri e come criterio di valutazione per l'approvazione dei *Recovery Plan* da parte dell'UE. Va tuttavia osservato che i tempi per realizzare ed approvare riforme sostanziali in ambiti come quelli appena menzionati, non sono necessariamente compatibili con la necessità di dare un forte stimolo, concentrato nel tempo, come quelli ipotizzati dai *Recovery Plan* per rilanciare l'economia europea dopo la pandemia.

La trovata geniale della Commissione per dare un senso alla molteplicità di obiettivi, all'accentramento della *governance* dei piani di ripresa ovviando consultazioni e partecipazione degli *stakeholders*, all'emergenza pandemica e alle sue conseguenze economiche, alla necessità di riforme che sbloccassero le strozzature che non consentono la crescita, alla transizione ecologica e alla competitività, è stata quella di trasformare la crisi in opportunità. Quindi di ricostruire sì, ma non come prima, approfittando della distruzione avvenuta per intraprendere un nuovo cammino con istituzioni riformate, un'economia sostenibile, fonti energetiche rinnovabili, digitalizzazione e crescita. Il disegno è grandioso e stimolante, ma quando si riflette sul come realizzarlo, con quali modalità di attuazione, con quali soggetti, procedure e tempi, le cose si complicano. La sottovalutazione della governance per realizzare tutto questo è un problema serio che rischia di far fallire una ottima idea.

È utile per l'analisi che segue, menzionare brevemente come l'UE ha organizzato la sua governance per gestire il *Recovery Plan* all'interno del NGEU. Questo è anche utile per capire come gli Stati membri abbiano di fatto replicato, simmetricamente, la propria, come si vedrà nei piani di ripresa di Germania, Francia e Spagna.

La Commissione Europea ha istituito una *task force* nel Segretariato Generale, che risponde

alla Presidenza della Commissione, con la collaborazione della Direzione Generale dell'Economia e Finanze (DG ECFIN). Sebbene il personale della *task force* è stato recuperato tra i funzionari delle diverse Direzioni Generali che hanno avuto lunghe esperienze nella gestione dei Fondi Strutturali, né il Segretariato Generale, né la Presidenza della Commissione, né la DG ECFIN in quanto istituzioni, hanno mai gestito programmi di spesa in precedenza. Questa *task force* opera dall'agosto 2020 e ha non solo un ruolo centrale nell'analisi dei programmi in vista della loro approvazione, ma anche assiste le cabine di regia degli Stati membri, se lo richiedono, nella preparazione dei piani.

Le altre Direzioni Generali della Commissione possono essere chiamate a dare un parere ma formalmente non intervengono nella gestione dei *Recovery Plan*. Esse continuano a essere responsabili per la gestione dei programmi di spesa relativi al bilancio comunitario 2021-2027, nonché degli altri programmi contenuti nel *NGEU*, ma non finanziati dal *Recovery Fund*. Il modo come avverrà il coordinamento delle complementarità attese nei programmi gestiti da questi due tipi di soggetti - *task force* del Segretariato Generale per il *Recovery fund* e Direzioni Generali responsabili dei programmi con i Fondi Strutturali e gli altri programmi del *NGEU* - non sono ancora state chiarite.

Nella valutazione e approvazione delle proposte di *Recovery Plan* degli Stati membri da parte della Commissione, è coinvolto anche il Consiglio Europeo, che può obiettare, ed anche il Parlamento Europeo, che va informato delle decisioni periodicamente. In queste valutazioni, il peso dato alle riforme specifiche del Semestre europeo incorporate nel piano ha un valore più alto rispetto agli altri componenti della valutazione. Ciò parrebbe indicare che questi tipi di intervento hanno una priorità rispetto agli altri. Questa condizionalità è stata in parte modificata dal Parlamento, e si è deciso che in nessun caso la mancanza di riforme può bloccare al 100% i fondi del *Recovery Plan*, ma soltanto il 25% di questi, oppure, a titolo di sanzione, un ammontare non superiore allo 0,25% del PIL dello Stato in questione.

Le soglie di spesa obbligata riguardano da un lato gli interventi per la transizione ecologica ed energetica, poste al 30% nelle conclusioni del Consiglio di luglio, e successivamente innalzate nelle negoziazioni con il Parlamento al 37%; dall'altro lato la soglia di spesa per gli interventi di digitalizzazione sono stabiliti al 20%. Inoltre il Parlamento ha ottenuto di definire una metodologia comune e trasparente per calcolare come si raggiunge questa soglia secondo i diversi tipi di misura.

È stata inoltre modificata la procedura per i pagamenti a stati di avanzamento del piano. Mentre in passato il rimborso da parte della Commissione avveniva sulla base della presentazione dei pagamenti ai beneficiari già anticipati dallo Stato, per il *Recovery Fund* si è passati a pagamenti sulla base di stati di avanzamento, al raggiungimento di traguardi stabiliti in anticipo, e risultati ottenuti. Questo cambiamento di metodo nei trasferimenti è importante e modifica tutte le procedure di rendicontazione della spesa, rendendola più adeguata che in passato, ma tutta ancora da definire.

In conclusione, con il *Recovery Fund* la Commissione ha modificato in modo sostanziale la governance dei rapporti Stato-UE e ha sottovalutato le difficoltà di attuazione per gli Stati membri e l'impatto che queste difficoltà potrebbero avere sui risultati dell'ambizioso programma di ripresa. La molteplicità di obiettivi e condizionalità lo rende molto complesso da attuare nei tempi stretti e i modi previsti. Si è privilegiata una formulazione dei programmi accentrata, top down, lasciando allo Stato membro la scelta e la convenienza di decentrare compiti a livelli istituzionali inferiori, così come quella di elaborare una visione d'insieme strategica.

LE SCELTE DEGLI ALTRI

A oggi nessuno Stato membro ha presentato un piano definitivo per il *Recovery Plan*. La stessa Commissione Europea ha stabilito inizialmente che gli Stati membri potevano trasmettere i piani a partire dal 15 ottobre 2020 e fino alla fine di aprile 2021. Ma, con il ritardo nell'approvazione dei regolamenti e dei veti sopraggiunti ciò che

gli Stati potevano presentare da ottobre in poi sono state soltanto "bozze" di piano, per poi, una volta analizzate e discusse con i servizi della Commissione, presentare piani definitivi. Questo consente di guadagnare tempo nell'effettiva implementazione dei piani dal 2021. Nell'esperienza passata il periodo di approvazione di un piano da parte della Commissione richiede tempi lunghi e diversi passaggi di andata e ritorno tra questa e lo Stato membro, con richieste di precisazioni, modifiche di azioni non eleggibili, correzione nelle stime dei costi e quant'altro. Una volta approvato, un piano è a tutti gli effetti un contratto con valore legale, e data l'emergenza, si è voluto avviare gli scambi di documentazione al più presto, in via informale. Rispetto al passato questi scambi informali appaiono più informali che in passato: date le novità sulle "cose da fare" nei piani si offre assistenza da parte della *task force* istituita ad hoc nel Segretariato Generale della Commissione, nell'assistere e guidare le scelte degli Stati Membri. Hanno finora consegnato bozze o linee guida del *Recovery Plan*, Germania, Francia, Spagna, Portogallo, Repubblica Ceca, Slovenia, Grecia, Bulgaria, Italia. Qui analizzeremo le bozze di Germania, Francia e Spagna, per quanto riguarda gli aspetti più sopra analizzati e soprattutto le novità introdotte in materia di *governance* nazionale. Non tutti i piani sono disponibili, e va detto subito che le decisioni di governance sono poco dettagliate in tutti i casi. Le informazioni su chi fa - o farà - che cosa, per la stesura della strategia, il coordinamento e priorità dei molteplici obiettivi, il loro seguimiento, la scelta dei progetti, il rapporto tra diversi livelli istituzionali, tra pubblico e privato, di sinergie tra programmi diversi, del peso da dare a sussidi e prestiti, a fondi nazionali e fondi europei, sono molto scarse. Ciò conferma l'osservazione generale di una sottovalutazione dell'importanza attribuita ai meccanismi di decisione e attuazione sia da parte di Stati che hanno esperienze di efficienza amministrativa che di quelli che invece hanno esperienze di inefficienza.

Dati i cambiamenti di metodo e di modalità di attuazione a livello europeo, non serve semplicemente riprodurre l'esperienza precedente; è necessario affrontare e organizzare in brevissimo tempo nuovi soggetti attuatori, nuovi sistemi di monitoraggio e rendicontazione, nuove modalità di ottenere anticipi e pagamenti, di intervenire allo stesso tempo su riforme istituzionali, spesa per investimenti, emergenza immediata a medio-lungo periodo, raggiungimento di target climatici e digitalizzazione. La carne al fuoco è davvero tanta, e anche la fretta. Le differenze tra gli assetti istituzionali della Pubblica Amministrazione dei diversi Stati sono notevoli, e quindi gli 'adattamenti' che ogni Stato dovrà fare sono diversi. Di queste differenze inoltre, la Commissione ne sa poco e non se ne è mai occupata troppo, perché ritiene che si tratti di questioni interne che non gli competono. Eppure, se da un lato si chiedono riforme strutturali che bloccano la crescita, e queste riguardano la giustizia, la pubblica amministrazione, il mercato del lavoro, il debito, per menzionarne solo alcune, e tutte sono di fatto riforme della governance in senso lato di uno stato, allora sarebbe utile saperne molto di più e anche attribuire a questi aspetti molta più importanza di quanto sia stato fatto finora.

IL RECOVERY PLAN DELLA GERMANIA

La Germania si è mossa in anticipo rispetto alle decisioni UE: fin dal giugno scorso 3-4 giugno per precisione - ben prima delle decisioni del Consiglio Europeo di fine luglio, ha approvato e finanziato per conto suo un "Pacchetto di Congiuntura" (*Konjunkturpaket*) per fornire una risposta all'emergenza sanitaria COVID-19.

La peculiarità tedesca sta proprio in questo anticipo di piano¹, fatto prevalentemente con fondi federali e a uso interno: sui 130 miliardi stanziati, il governo dovrebbe ricevere soltanto 23 miliardi di trasferimenti dall'UE. La struttura e i contenuti del piano, essendo stati definiti nei primi giorni di giugno 2020, qualche settimana dopo le proposte

¹ A dire il vero il piano tedesco di giugno è stato impostato in parallelo a quello della Commissione Europea. Infatti in un articolo di Politico.eu del 15.7.2020: *The Coronavirus Recovery Program that von der Leyen built*, si racconta che il lavoro di preparazione del *Recovery Plan*, all'interno di una task force informale della Commissione, è iniziato in marzo ed è proseguito fino a fine aprile quando sono arrivati a una proposta, allora la von der Leyen ha chiesto a Merkel e Macron di lavorarci ulteriormente in modo da rafforzarla nella discussione con gli altri Stati membri. Da questo lavoro è risultato il piano franco-tedesco, uscito il 18 maggio, molto simile alle proposte poi fatte dalla Commissione e pubblicate il 27 maggio. Tutto il percorso è stato fatto a stretto contatto con la Merkel e il suo staff, ed ha informato il piano tedesco di giugno.

di regolamento sul pacchetto *NGEU* di fine maggio da parte della Commissione, ma prima del Consiglio Europeo di fine luglio che ha avviato l'intervento comunitario, sono stati concepiti autonomamente dal governo e attuati come risposta all'emergenza sanitaria, non tenendo conto - almeno formalmente - di alcuna indicazione da parte della Commissione. Quello che la Germania ha ora intenzione di fare è di presentare ufficialmente dopo il 1° gennaio un *Recovery Plan* all'UE, scegliendo all'interno del piano nazionale già predisposto le misure che meglio rispondono agli obiettivi comunitari tra le misure già in via di attuazione, fino a raggiungere la sua quota di fondi dall'UE. Dei fondi europei allocati alla Germania per il *Recovery Plan*, essa intende utilizzare soltanto i prestiti e non i sussidi.

L'entità totale della cifra stanziata ha impressionato molto gli altri governi europei, imprese e parti sociali, in quanto risultava evidente che non tutti gli Stati membri erano in grado di finanziare autonomamente un pacchetto di stimoli e misure così importante. Si è osservato che in questo modo gli squilibri economici nell'uscire dalla crisi si sarebbero acuiti e che il mercato interno europeo non avrebbe funzionato a parità di condizioni. Da questo punto di vista, l'anticipo del piano tedesco ha messo sul tavolo il problema della necessità di fondi quantitativamente importanti per affrontare la crisi, che questi dovevano essere messi a disposizione subito, e che lo shock causato dalla pandemia - uguale per tutti - rischiava di avere impatti economici molto differenziati negli Stati membri, in relazione alla loro situazione economica precedente, in molti casi ancora non ancora ristabilita dopo la crisi finanziaria del 2008. Questi argomenti hanno contribuito non solo a preparare il terreno per il *NGEU*, rafforzandolo, ma anche a far fare un passo indietro alle misure cosiddette di austerità, promosse dall'UE in risposta a quella crisi, facilitando la sospensione temporanea del Patto di Stabilità e delle regole sugli aiuti di Stato.

Gli interventi del pacchetto di stimoli del governo tedesco sono di natura eterogenea e includono misure indirizzate a:

a) contrastare gli effetti immediati della pandemia stimolando la domanda attraverso misure fiscali di breve periodo (riduzione temporanea dell'IVA,

bonus per le famiglie, sostegno all'occupazione e agli apprendisti, riduzione delle tasse per le imprese, in particolare per le piccole e medie, riduzione del costo dell'elettricità per piccoli consumatori e imprese), fornendo liquidità, prestiti e sussidi a sostegno delle attività culturali e delle imprese non profit, garanzie e prestiti attraverso il *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (la banca del governo federale e dei Länder), liquidità alle imprese, alle autorità locali, interventi nel settore sanitario;

b) misure più di medio-lungo periodo indirizzate al sostegno di investimenti in tecnologie verdi per affrontare il riscaldamento climatico (energie rinnovabili - sostegno all'idrogeno, all'energia solare, tassa sulle emissioni di carbonio, sostegno al trasporto sostenibile e al rinnovo abitativo;

c) misure a favore dell'innovazione, della ricerca e della digitalizzazione del settore pubblico e privato.

Nel piano tedesco non si stabiliscono gerarchie o priorità tra i diversi obiettivi/indirizzi, ma soltanto allocazioni differenziate, che riflettono i costi dei ristori e delle trasformazioni del sistema produttivo e sociale perseguite. Si indica invece una sequenza, prima l'emergenza e poi gli interventi di ristrutturazione verde e digitalizzazione. C'è, come poi si osserverà anche nel *NGEU*, l'intenzione di collegare i due aspetti: riparare i danni alla società e al tessuto produttivo tenendo presente di non ricostruire tutto come prima, ma sostenendo la trasformazione del sistema per renderlo più sostenibile in senso ambientale da un lato, e più competitivo attraverso la digitalizzazione dall'altro. La strategia in realtà è proprio questa: riparare sì, ma ricostruendo in modo diverso e sostenibile. L'aiuto deve essere massiccio e concentrato in poco tempo per avere l'effetto-spinta considerato indispensabile.

La gestione del piano è affidata al Ministero delle Finanze ed è stato concepito e costruito dal governo federale, con risorse umane - poche, a quanto si sa - già presenti nella pubblica amministrazione e con modalità del tutto "*top-down*", pur avendo la Germania un assetto istituzionale che attribuisce agli Stati-Regione le competenze in materia di sanità e sviluppo. I Länder sono beneficiari e attuatori di alcune misure, ma non hanno contribuito alla formulazione del piano

né alla scelta delle misure. L'emergenza sanitaria ha pertanto giustificato una rinazionalizzazione e accentramento della governance per la ripresa a livello federale, nonostante la Germania sia stata una sostenitrice da sempre della sussidiarietà.

Nel piano tedesco, nella stesura attuale, non ci sono riferimenti espliciti a riforme strutturali in conformità con le raccomandazioni del semestre europeo. Eppure queste specificano chiaramente² che la Germania evidenzia squilibri macroeconomici che dovrebbero essere corretti: in particolare in relazione all'elevato surplus delle partite correnti, che riflette un modesto livello di investimento in relazione al risparmio, ed è rilevante negli scambi con l'esterno. Per promuovere la ripresa post-COVID la Commissione raccomanda alla Germania di dare priorità agli investimenti pubblici e privati, in particolare nella transizione verde e digitale, riducendo il carico amministrativo e di regolamentazione alle imprese. Le raccomandazioni riguardano sostanzialmente l'aumento della spesa e gli investimenti pubblici: questo non dovrebbe essere complicato da fare, visto che sia la pandemia che la ricostruzione consistono in misure straordinarie di spesa per investimenti.

Il piano tedesco non fa riferimento esplicito ai fondi europei che riceverà attraverso il bilancio comunitario 2021-2027, sebbene il governo fosse a conoscenza e avesse appoggiato sin dall'inizio della sua elaborazione la svolta verde del *Green Deal* e la digitalizzazione.

Tuttavia, la sequenza e il collegamento che si stabiliscono nel piano tra risposta alla pandemia e ristrutturazione di una economia più sostenibile e competitiva tiene senz'altro conto dei fondi che metterà a disposizione della Germania il bilancio comunitario. Dal punto di vista della divisione dei compiti tra Stato e Länder resta un importante problema di *governance* su come verrà affrontato il coordinamento necessario tra un *Recovery Plan* gestito dal governo federale e i molteplici programmi con i diversi Fondi Strutturali che verranno invece gestiti dai Länder. I due livelli istituzionali hanno dimostrato finora una

buona capacità amministrativa della Pubblica Amministrazione nell'attuazione dei programmi di spesa europea. In questo caso, data la modesta entità dei fondi straordinari del *NGEU* per la Germania e quelli molto più importanti provenienti dal bilancio comunitario, questo coordinamento non dovrebbe presentare problemi.

IL "PLAN DE RELANCE" DELLA FRANCIA

La Francia ha pubblicato la sua bozza di piano – il "*Plan de Relance*" – il 3 settembre 2020. Come la Germania, la Francia aveva partecipato alla preparazione del piano franco-tedesco, che aveva preceduto di pochi giorni il pacchetto del *NGEU* proposto dalla Commissione a fine maggio, rafforzandone il senso di urgenza e la necessità di una spesa straordinaria per affrontare l'impatto della pandemia a livello comunitario. Il piano francese, diversamente da quello tedesco, ha un orizzonte temporale più ampio ("costruire la Francia del 2030"), punta più decisamente alla trasformazione del modello di sviluppo economico, con scelte politiche importanti, sebbene si tratti di spesa da impegnare in due anni, il 2021 e il 2022.

I fondi stanziati dal *Plan de Relance* sono 100 miliardi, di cui 50 provenienti dai fondi del *NGEU* ed in particolare dal *Recovery Fund* e gli altri 50 da fondi nazionali. Il ruolo dei fondi europei è dunque più importante che nel caso tedesco. Il piano è già strutturato sulla base delle indicazioni fornite dalla Commissione sul *NGEU* agli Stati membri: anche se si tratta ancora di una bozza, questa è ben articolata, in uno stato di avanzamento quasi definitivo, non solo nelle 70 misure molto dettagliate, ma anche nell'organizzazione della sua *governance*: accordi già stabiliti su chi fa che cosa nella sua attuazione. Non contiene misure d'intervento immediato per l'emergenza sanitaria, fatte a parte e per un ammontare che a settembre arrivava a 470 miliardi di euro. Dei fondi europei la Francia sarebbe orientata a utilizzare tutta la sua quota di trasferimenti in forma di sussidi (40 miliardi) e soltanto una piccola parte (10 miliardi) dei prestiti a cui avrebbe diritto (67,8 miliardi). Ciò è stato giustificato dal Ministro delle Finanze, Bruno

² COM(2020) 505 final: Recommendation for a Council Recommendation on the 2020 National Reform Programme of Germany and delivering a Council opinion on the 2020 Stability Programme of Germany.

Le Maire, argomentando che ai tassi con cui la Francia si finanzia attualmente sui mercati, negativi anche sulle lunghe scadenze, non avrebbe alcuna convenienza a richiederli. Anche in questa decisione, le scelte francesi sono state diverse da quelle tedesche. E si potrebbe aggiungere che le condizionalità dei finanziamenti a tassi di mercato sono inesistenti, mentre quelle che la Commissione ha introdotto per ottenere i fondi del *Recovery Fund* sono senz'altro più pesanti.

Il piano francese contiene una strategia esplicita e ambiziosa, al di là degli orientamenti generali dati dall'UE su una ricostruzione verde più sostenibile e la digitalizzazione. Si afferma che con questo piano "la Francia si riprende il destino nelle sue mani", "è stato concepito come un acceleratore della sovranità economica e l'indipendenza tecnologica", attraverso la rilocalizzazione delle produzioni industriali di beni essenziali, anche nel campo delle importazioni agro-alimentari, e con lo sviluppo di nuove fonti energetiche sostenibili che sostituiscano le importazioni e creando nuova occupazione in tutte le regioni. Più che incentivare i consumi come motore dello sviluppo, qui si privilegiano le imprese e gli investimenti pubblici e privati. Le 70 misure incluse si distribuiscono su tre aree di intervento: a) la transizione ecologica con 30 miliardi (edilizia sostenibile, recupero di zone industriali abbandonate, decarbonizzazione, economia circolare, transizione agricola, infrastrutture e mobilità verde, l'idrogeno); b) la competitività delle imprese con 35 miliardi (riduzione massiccia delle tasse alle imprese, piano di rilocalizzazione in settori strategici, innovazione di filiere, tecnologie digitali, agricoltura sostenibile); c) la coesione sociale e territoriale con altri 35 miliardi (sostegni all'occupazione, formazione, contributi a famiglie per contrastare l'abbandono scolastico, sostegno al terzo settore, enti locali, nuova mobilità a bassa emissione di CO₂).

Si tratta di misure di natura eterogenea, che soltanto in parte rispondono alla strategia adottata, dato che, ad esempio, la forte detassazione temporanea delle imprese in generale non contiene alcuna selettività di sostenibilità, di innovazione o competitività. Due peculiarità importanti delle misure del piano: la prima è il ruolo di rilievo attribuito all'agricoltura

nel raggiungimento degli obiettivi climatici, si direbbe quasi più significativa di quella attribuita all'industria; la seconda è l'attenzione particolare data alla distribuzione territoriale degli aiuti su tutto il territorio, con accordi formali di metodo e procedura con tutte le regioni e da queste con i dipartimenti.

Mentre la Germania con l'emergenza tende ad accentrare le decisioni delimitando la sussidiarietà, con un approccio *top-down*, la Francia si muove in direzione opposta, mantenendo il controllo in seno al governo ma decentrando l'attuazione delle misure e la selezione di alcuni progetti nel territorio in un approccio misto che dà spazio anche a un approccio *bottom-up*. La Francia è uno Stato in cui le competenze sono fortemente centralizzate da sempre. Si pensi che fino all'ultimo periodo di programmazione europea, i Fondi Strutturali per lo sviluppo regionale e rurale venivano gestiti dallo Stato, e soltanto nel periodo 2014-2020 c'è stato un decentramento della *governance* dei fondi europei alle Regioni e ai Dipartimenti.

Il problema di un eventuale ri-accentramento con il *Plan de Relance* poneva un problema politicamente delicato, soprattutto se si tiene presente la recente ribellione dei "Gilets Jaunes" che ha contestato allo Stato l'abbandono dei territori regionali. Di conseguenza il governo ha impostato con molta attenzione il rapporto Stato-Regioni nel suo piano di ripresa, non sottovalutando in alcun modo il ruolo che le scelte di governance possono avere sul raggiungimento dei risultati di un programma.

Il capofila del piano è il Ministro dell'Economia, delle Finanze, e del Rilancio, che sarà l'autorità unica per l'attuazione nei due anni in cui è prevista la spesa straordinaria. Si è costituito un conto separato nell'amministrazione per questo scopo, per assicurarsi che i fondi messi a disposizione restino separati da quelli ordinari e restino temporanei. Un calendario di attuazione sarà indicato per ogni misura: se i tempi stabiliti non sono rispettati, i fondi verranno riallocati ad altre misure. La rapidità della spesa è considerata un aspetto centrale della sua efficacia nello stimolare la ripresa.

A livello nazionale sono stati costituiti tre organismi incaricati del conseguimento del piano: un **Consiglio per il rilancio**, presieduto dal Primo ministro, con il

compito di rivedere lo stato di avanzamento in una prospettiva settoriale e territoriale, associando i parlamentari, le parti sociali, i rappresentanti delle collettività, le ONG e la società civile, economisti e servizi dello Stato. Il secondo è un **Comitato di indirizzo del rilancio**, presieduto dal Ministro dell'Economia, delle Finanze e del Rilancio, che si riunisce con cadenza settimanale, per seguire dettagliatamente il piano e per assicurare il rispetto degli impegni di spesa nei due anni di operatività. Il terzo è un **Consiglio interministeriale**, presieduto dal Primo ministro, con la presenza del ministro dell'Economia e di altri ministri competenti, che si riunisce ogni 6 mesi o più se necessario, per decidere la riallocazione dei fondi non spesi.

Sempre a livello nazionale è stato riattivato un organismo statale esterno, il "*Commissariat Générale du Plan*" con 40 anni di esperienza di pianificazione, soppresso nel 2006 e ora recuperato per assistere il governo nella gestione del *Recovery Plan*, con la funzione di fornire indicazioni di pianificazione e interventi pubblici, e di coordinamento delle azioni governative. Dovrà anche riportare a livello centrale le difficoltà e ostacoli amministrativi che i prefetti e sotto-prefetti delle regioni devono affrontare nelle procedure di spesa. François Beyrou è stato nominato a capo di questa struttura, che risponde al Ministro dell'Economia. La struttura è finanziata con fondi a disposizione del Primo ministro.

A livello locale, dei **Comitati regionali**, si occuperanno di informare gli attori locali delle modalità di attuazione del programma, seguire l'avanzamento dei progetti nei singoli territori, e di identificare e risolvere gli intoppi eventuali; vi partecipano i servizi di Stato, i rappresentanti delle collettività locali e le parti sociali.

L'avanzamento dei progetti nei territori e gli indicatori verranno regolarmente resi pubblici per assicurare trasparenza. Il Primo ministro si è impegnato a relazionare sull'esecuzione del piano in Parlamento ogni due mesi. L'articolazione territoriale di alcune misure riguarda i trasferimenti diretti alle collettività locali, attuate dai prefetti regionali; le misure che potranno essere oggetto di accordi contrattuali per la ripresa e la transizione ecologica; le misure ministeriali che verranno attuate a livello locale.

Per quanto riguarda le raccomandazioni del semestre europeo alla Francia per il 2020, queste non sono menzionate nel *Plan de Relance* in maniera diretta. Le raccomandazioni fatte dalla UE, tenendo conto dell'impatto della pandemia sono 4:

- 1) di ritornare a politiche di bilancio che tendenzialmente assicurino la sostenibilità del debito a medio termine quando la situazione economica lo consenta e di rafforzare la resilienza del sistema sanitario;
- 2) mitigare l'impatto occupazionale della crisi anche con sostegni attivi per i disoccupati;
- 3) garantire il sostegno alla liquidità delle piccole e medie imprese nonché promuovere gli investimenti pubblici e privati per la ripresa privilegiando la transizione energetica, trasporti sostenibili, ricerca e innovazione;
- 4) continuare a migliorare il contesto normativo, ridurre gli oneri amministrativi per le imprese e semplificare il sistema fiscale. Le misure introdotte nel piano parrebbero a prima vista rispondere alle prime tre raccomandazioni, mentre per la quarta saranno necessarie ulteriori precisazioni nella fase di discussione e revisione del piano con la Commissione, prima della sua approvazione.

Tutto sommato, le raccomandazioni nel caso della Francia, come si era osservato anche per la Germania, non sembrano complicate da affrontare, né richiedono riforme strutturali significative.

I fondi del *Plan de Relance* finanziati con il *Recovery Fund*, verranno attuati con modalità diverse dagli altri programmi inclusi nel *NGEU*. L'Accordo di Metodo del 30.7.2020 stabilisce infatti che questi altri programmi - *Just Transition Fund*, *ReactEU*, Sviluppo Rurale - verranno gestiti in Francia dalle autorità di gestione pre-esistenti, con le modalità già stabilite per ognuno di essi, dunque separatamente dalla *governance* del *Plan de Relance*. Per quanto riguarda le complementarità richieste tra quest'ultimo ed i programmi finanziati con il bilancio comunitario 2021-2027 si afferma nei documenti disponibili che sono iniziati i lavori per determinare l'articolazione con le Regioni delle modalità di attuazione dei diversi programmi.

Nel caso francese queste articolazioni e complementarità tra fondi straordinari e fondi

di bilancio non dovrebbero presentare grosse difficoltà di attuazione dato che in entrambi i casi la gestione è condivisa tra Stato e Regioni, limitando i problemi di coordinamento tra soggetti istituzionali a livelli territoriali diversi.

IL "PLANDERECUPERACIÓN, TRANSFORMACIÓN Y RESILIENCIA" DELLA SPAGNA

Una bozza del *Recovery Plan* della Spagna è stata presentata il 7 settembre 2020, pochi giorni dopo il piano francese. Il piano dispone complessivamente di 140 miliardi di euro di fondi europei, di cui 72 corrispondono a sussidi ed i rimanenti 68 a prestiti. La Spagna è il secondo paese, dopo l'Italia, per l'importanza dei fondi attribuiti. I fondi europei, in questo caso, sono gli unici disponibili, senza alcuna integrazione di fondi nazionali, come si è visto nei piani di Germania e Francia.

L'intenzione del governo è di utilizzare nei primi tre anni di attuazione i fondi allocati come sussidi, e soltanto se necessario, in un secondo momento, di utilizzare la quota offerta come prestiti. Le motivazioni di questa scelta non sono basate, come si è visto nel caso francese, sul fatto che la Spagna si può finanziare sul mercato a tassi più bassi di quelli che otterrebbe con i prestiti della Commissione, ma piuttosto sul timore che le condizionalità legate all'ottenimento dei fondi straordinari del *NGEU* siano politicamente difficili da realizzare in un momento di emergenza come quello attuale. In particolare, come si vedrà più avanti, i timori riguardano le raccomandazioni di riforme strutturali fatte all'interno del Semestre europeo dalla Commissione alla Spagna e rimandate di anno in anno e ora collegate all'erogazione del *Recovery Fund*. L'esperienza negativa delle condizionalità imposte alla Spagna durante la crisi del 2008 per il suo salvataggio hanno lasciato il segno e spiegano questi timori. La sfida di riuscire a spendere i fondi attribuiti in un periodo di tempo relativamente breve è molto alta. La *task force* che ha elaborato il piano spagnolo, consapevole della sfida, ha cominciato a ragionare sui possibili contenuti sin dai principi di aprile, in pieno *lockdown*, quando si è saputo che la Commissione ci stava lavorando. La capacità della Spagna di spendere i fondi europei che riceve è stata tradizionalmente bassa.

Gli interventi previsti seguono da vicino le indicazioni fornite dalla Commissione e si distribuiscono in quattro grandi indirizzi: la transizione ecologica, la trasformazione digitale, la coesione territoriale e sociale, e le parità di genere. Questi si suddividono a loro volta in 10 politiche prioritarie, che includono il miglioramento delle infrastrutture (12% dei fondi), l'istruzione e la formazione (18%), modernizzazione dell'industria (17%), ricerca e innovazione (17%), la modernizzazione del sistema fiscale.

Gli interventi per la parità di genere hanno per obiettivo non solo l'equità ma anche sostenere un maggior tasso di occupazione femminile con ricadute sulla produttività del lavoro. Le singole misure non sono dettagliate e la loro ulteriore precisazione viene rimandata a fasi successive della bozza di piano, che si intende presentare in forma definitiva entro la fine di aprile 2021, con l'aiuto dei servizi della Commissione, che finora hanno contribuito a guidare le scelte del piano. Non si ha l'impressione che ci sia una strategia esplicita nazionale che ha ordinato gli interventi. Si sono raccolti possibili progetti, con l'aiuto delle associazioni imprenditoriali che hanno creato un gruppo di lavoro di 15 grandi imprenditori, in parallelo a quelli che operavano all'interno del governo. La cabina di regia del piano è sin dall'inizio alla Moncloa, sede del governo e del Presidente Sanchez.

Una prima versione dell'organizzazione della *governance* del piano spagnolo è stata respinta informalmente dalla Commissione, e se ne sta organizzando un'altra, con pressioni da parte di gruppi di interesse e partiti politici per attribuire le competenze a un ministero piuttosto che a un altro. La bozza presentata in settembre è stata costruita in forma accentrata, a livello di governo centrale.

L'assetto istituzionale della Spagna è caratterizzato da forti autonomie regionali, in competizione e spesso in conflitto con lo Stato centrale.

L'emergenza pandemica ha favorito l'accentramento delle risposte pubbliche, e questo accentramento ha poi contagiato i piani di ripresa, come si è visto nel caso tedesco, e, tutto sommato è stato favorito anche dalle decisioni di *governance* della stessa Commissione Europea.

Le riforme strutturali richieste dalle raccomandazioni alla Spagna del Semestre europeo sono percepite come molto impegnative rispetto a quelle osservate per Germania e Francia. Gli aspetti che più inquietano riguardano le riforme fiscali e le procedure per eccessivo debito che scatterebbero al momento della sospensione delle deroghe al patto di stabilità, ma anche la riforma del sistema delle pensioni e la riforma della pubblica amministrazione. Il timore per queste richieste è talmente forte che si preferisce non richiedere la quota di prestiti del *Recovery Fund*, fino che si capisce meglio come verranno applicate queste condizionalità.

La Spagna ha fatto pressioni sul Parlamento Europeo per ottenere che venisse modificata la decisione presa dal Consiglio di luglio di poter bloccare il 100% dei fondi se le riforme fiscali richieste non venissero attuate. Questa regola è stata modificata il 18.12.2020 nell'accordo definitivo tra Consiglio e Parlamento, riducendo, come già indicato più sopra, la percentuale di fondi che potrà essere bloccata per inadempimenti eventuali.

Il piano di ripresa spagnolo è a uno stadio ancora molto preliminare di avanzamento, con uno schema di *governance* appena delineata, ma molto contestata, sia da parte delle opposizioni, sia da parte delle autonomie regionali, sia da parte della Commissione che ha consigliato di rivedere alcune parti, soprattutto per il ruolo dato nella scelta dei progetti a entità private.

Nonostante questi aspetti da elaborare ulteriormente, l'interesse per il caso spagnolo è molto significativo per riflettere sul caso italiano.

CONCLUSIONI MOLTO PRELIMINARI

Il tipo di analisi qui svolta, anche se ancora basata su informazioni incomplete e programmi più o meno abbozzati sembra promettente e senz'altro da continuare. Apre finestre di solito ignorate e lasciate chiuse, nonostante sembri evidente che la sottovalutazione dei problemi di *governance*, a tutti i livelli istituzionali, può contribuire in maniera significativa al fallimento di programmi ambiziosi e innovativi, come il *Recovery Plan*, promosso dalla UE in risposta all'emergenza sanitaria, economica e sociale che tuttora ci affligge.

Uno degli effetti più sorprendenti della *governance* adottata dalla UE con il *Recovery Fund* è stato l'accentramento delle decisioni, sia a livello comunitario che degli Stati membri, indipendentemente dell'assetto istituzionale accentrato o decentrato degli Stati analizzati. Infatti si potrebbe concludere che l'accentramento è stato più forte in Germania e Spagna, federali nel primo caso e con forti autonomie regionali dall'altro, che in Francia, da sempre più centralizzata.

Nell'impostazione delle modalità di attuazione a livello europeo la Commissione ha privilegiato la giustapposizione di tutti le forme di intervento che aveva a disposizione, ma ha sottovalutato le complessità di gestione che la molteplicità di obiettivi, soglie di spesa minima, mancanza di esplicite priorità, riforme da svolgere insieme alla spesa, ha finora creato per il disegno e l'attuazione dei *Recovery Plan* nazionali.

In partenza il Servizio a Tutele Graduali per le PMI

Mentre viene confermata la selezione ad asta dei soggetti che serviranno le 200 mila microimprese che non avranno più accesso alla tutela, si chiarisce il quadro delle informazioni che saranno rese disponibili dall'Acquirente Unico e che forniranno indicazioni preziose per la definizione del valore del servizio e per tarare l'offerta. I principali fattori di incertezza riguardano la possibile evoluzione del numero di clienti che usufruiranno del servizio e le caratteristiche di morosità, anche in relazione alle conseguenze della pandemia in corso.

Con la Delibera [491/2020/R/eel](#) del 24 novembre 2020 l'ARERA entra nel vivo il processo che porterà alla fine della tutela ([Newsletter 245](#)).

La liberalizzazione dei prezzi finali viene suddivisa come previsto in due scaglioni (a inizio 2021 per le PMI e a inizio 2022 quella per microimprese e domestici), dando seguito allo [schema di decreto ministeriale](#) concernente le modalità e i criteri per un ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato dell'energia pubblicato il 13 novembre.

CRITERI DI IDENTIFICAZIONE E AUTOCERTIFICAZIONE

Il criterio di identificazione delle microimprese si conferma quello della potenza contrattualmente installata, che deve essere inferiore a 15 kW. Al di sopra di tale soglia le microimprese non hanno più diritto al servizio di maggior tutela e accedono al servizio a tutele graduali.

Ai fini della corretta attribuzione alla categoria delle microimprese, è previsto che l'esercente la maggior tutela a partire dal 1 gennaio 2021 richieda ai clienti non domestici di autocertificare i requisiti di appartenenza alla categoria in termini di fatturato (inferiore a 2 milioni di euro) e numero di dipendenti (minore di 10) previsti dalla normativa europea.

Visto che anche in caso di silenzio questi clienti rimangono comunque nel servizio di maggior tutela, la richiesta di autocertificazione appare in questo contesto finalizzata alla compilazione di una sorta di censimento.

La richiesta di autocertificazione per le PMI che hanno diritto al servizio di tutele graduali, ha invece uno scopo incentivante. In sua assenza, il cliente viene infatti attribuito al servizio di salvaguardia.

L'ASSEGNAZIONE PROVVISORIA

Accogliendo il suggerimento di ARERA di prorogare di sei mesi l'attuale tutela e prevedere l'effettivo passaggio delle PMI agli esercenti il STG da metà 2021, lo schema di decreto del MiSE parla di una disciplina provvisoria per le piccole imprese dal 1 gennaio 2021 fino alla stipula di un contratto sul mercato libero. In ragione delle tempistiche necessarie allo svolgimento delle attività di preparazione delle gare, l'ARERA ha quindi previsto un periodo di assegnazione provvisoria di sei mesi (dal 1 gennaio al 30 giugno 2021) in cui gli esercenti la maggior tutela sono responsabili dell'erogazione della fornitura con vincolo di approvvigionamento dall'Acquirente Unico, con la sola differenza rispetto al servizio di maggior tutela che il prezzo dell'energia sarà pari alla media dei valori consuntivi del PUN nel mese di applicazione; verrà quindi applicato un prezzo ex-post in luogo dell'attuale componente PE calcolata ex-ante.

IL SERVIZIO

Nel periodo di assegnazione provvisoria, gli esercenti la maggior tutela (EMT) sono responsabili dell'erogazione della fornitura con vincolo di approvvigionamento da Acquirente Unico.

Nella gestione a regime, invece, viene confermata la selezione di operatori che si impegnano a fornire i clienti nel STG e che svolgono sia le attività di commercializzazione che di approvvigionamento, anche attraverso una società del medesimo gruppo, per tutto il periodo di assegnazione. La gestione del contratto di dispacciamento non potrà quindi, diversamente da quanto proposto in consultazione, essere demandata a un terzo.

METODO DI ASSEGNAZIONE E TEMPISTICHE

Si conferma la scelta della procedura concorsuale per la selezione dei fornitori del STG, il cui regolamento verrà pubblicato dall'Acquirente Unico sul proprio sito entro il 22 gennaio 2021, con nove lotti oggetto d'asta. L'individuazione dell'esercente le tutele gradualı per il periodo di assegnazione dovr  avvenire entro il 31 maggio 2021.

AREE TERRITORIALI E INFORMAZIONI RILEVANTI

Per la determinazione delle aree   stato favorito il criterio dell'omogeneit  per profilo dimensionale e di rischio morosit , rispetto a quello della contiguit  geografica. Le aree territoriali cos  determinate presentano quindi differenze sostanziali, non soltanto in termini di tasso di morosit , ma anche per numero di *POD* e consumi. Per ovviare al problema del vantaggio informativo, di cui avrebbero beneficiato gli attuali esercenti la maggior tutela rispetto ai possibili nuovi entranti, l'ARERA ha individuato una serie di informazioni, per area territoriale, che verranno messe a disposizione dei partecipanti alle gare entro il 19 febbraio 2021, relative a dimensione, consumo e morosit  dei punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW (e dei punti di prelievo con potenza inferiore a 15 kW, ma nella titolarit  degli stessi clienti titolari dei punti di prelievo con potenza superiore a 15 kW di cui sopra). In particolare, verranno resi noti:

- il numero totale dei punti di prelievo per classe di potenza, tipologia del misuratore e categoria del cliente (disalimentabile o meno)
- il consumo medio e il profilo orario aggregato tra gennaio 2019 e dicembre 2020
- la percentuale di mancato incasso sulle fatture emesse tra ottobre 2017 e giugno 2020 valutata a settembre 2020 dopo tre, sei, dodici e ventiquattro mesi, distinguendo tra disalimentabili e non
- il numero di richieste di sospensione nei 24 mesi precedenti settembre 2020 incluso
- la percentuale di clienti che hanno scelto una modalit  di addebito automatico delle fatture e di quelli che hanno scelto la bolletta elettronica a settembre 2020

AREE TERRITORIALI



Con tecnologia Bing
© DSAT for MSFT, GeoNames, Microsoft, TomTom

- 1 Puglia, Toscana
- 2 Lazio
- 3 Lombardia senza comune di Milano
- 4 Piemonte, Emilia-Romagna
- 5 Comune di Milano, Friuli-Venezia-Giulia, Valle d'Aosta
- 6 Veneto, Liguria, Trentino-Alto Adige
- 7 Campania, Marche
- 8 Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Calabria
- 9 Sicilia, Sardegna

- il numero totale di punti di prelievo aventi diritto al servizio a tutele gradualı per i quali sono stati rilevati prelievi fraudolenti e l'energia elettrica da questi prelevata (per tutte le regioni a eccezione della Valle d'Aosta e del comune di Milano), per il periodo gennaio 2018 - settembre 2020 incluso.

Tre giorni lavorativi prima del termine ultimo per la presentazione delle offerte economiche, verranno inoltre comunicati:

- il numero di punti di prelievo serviti in tutele gradualı aggiornati al 1 aprile 2021
- i prelievi aggiornati per i mesi di gennaio e febbraio 2021.

I dati resi disponibili costituiscono un'indubbia facilitazione, favorendo la partecipazione alle gare di nuovi entranti. Di particolare interesse l'*unpaid* ratio a diverse cadenze temporali, la cui analisi permette di fare una distinzione tra i cos  detti pagatori lenti e gli effettivi *bad debts* o crediti inesigibili. Visti tuttavia il profondo impatto del COVID-19 sul sistema economico e le forti conseguenze prospettiche, il fatto che le rilevazioni disponibili arrivino fino alle fatture emesse a giugno 2020 limita l'efficacia previsiva del *set* informativo. L'effetto delle restrizioni messe in atto nel primo semestre 2020,   infatti difficilmente visibile

prendendo in considerazione soltanto il mancato pagamento di fatture emesse entro giugno e valutate a settembre, venendo a mancare proprio la possibilità di distinguere tra clienti che possono avere chiesto il piano di rientro e altri che invece potrebbero rivelarsi definitivamente insolventi.

Nell'attuale contesto di forte volatilità post COVID-19 per gli esercenti si renderanno, con buona probabilità, necessarie ulteriori valutazioni sull'evoluzione futura della morosità per settore e area geografica. Come argomentato nel [Seminario](#) tenuto dall'Osservatorio Energia lo scorso luglio, il 30-40% delle imprese era visto a rischio *downgrade* e gli impatti negativi della pandemia non erano ancora consolidati.

Questi saranno pienamente riscontrabili nel corso del primo semestre 2021, con un peggioramento del rischio credito e un possibile aumento del rischio per *weak payment discipline*, nei casi in cui i ritardi, o i mancati pagamenti, non siano giustificati da un'effettiva situazione di difficoltà economico-finanziaria delle controparti.

CRITERI DI AGGIUDICAZIONE

L'aggiudicazione dell'area avverrà sulla base del prezzo applicato ai clienti, ed entro i limiti di una soglia massima e di una soglia minima (*cap* e *floor*) stabilite dall'ARERA, al di sopra e al di sotto delle quali le offerte non verranno ritenute valide e il partecipante conseguentemente escluso dalla graduatoria. Le componenti del prezzo del STG saranno quasi interamente definite da ARERA in continuità con le condizioni di maggior tutela e a copertura di tutti i costi tipici dei fornitori, a meno di un parametro definito appunto in sede di asta e relativo ai costi di commercializzazione e sbilanciamento, le uniche componenti di fatto non passanti espresso in €/MWh e offerto per ciascuna area territoriale.

PROCEDURA DI GARA

Sono previste aste a doppio turno per ciascuna area territoriale. Nel primo turno a busta chiusa i partecipanti devono fare un'offerta per tutte le aree territoriali in cui vogliono competere. Per tutte quelle aree territoriali nelle quali vengono presentate almeno due offerte, si svolge, immediatamente dopo, un secondo turno a cui

sono ammessi unicamente i due operatori con le offerte risultate più basse al primo turno. Nel caso in cui per un'area territoriale non venga presentata o ammessa nessuna offerta, è prevista un'asta reiterata a turno unico che verrà aggiudicata al partecipante che offre il parametro più basso.

L'ARERA, nell'intento di ridurre il rischio che un operatore rilevante si aggiudichi la maggior parte delle aree, ha posto un limite al numero massimo che può essere assegnato a ciascun partecipante. Il vincolo è definito dalla somma dei volumi di energia elettrica, che deve essere inferiore al 50% del totale di tutte le aree oggetto d'asta. Il vincolo cade nel caso in cui un partecipante risulti l'unico ad avere presentato un'offerta valida o abbia presentato l'offerta più bassa in un'asta reiterata dopo il fallimento di quelle precedenti.

REQUISITI DI AMMISSIONE ALLE GARE

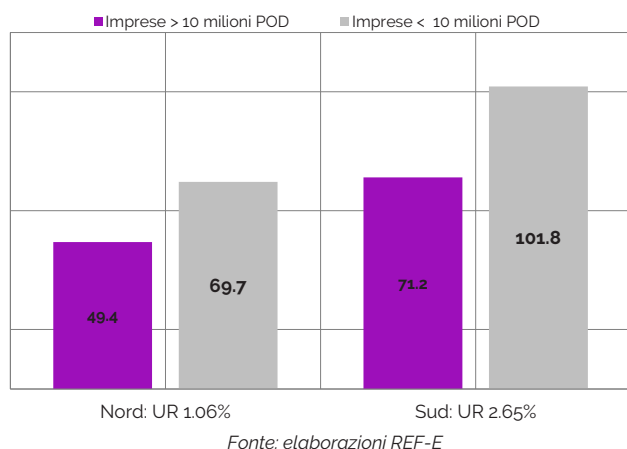
Nel tentativo di conciliare l'obiettivo di selezionare operatori affidabili con quello di favorire la partecipazione di nuovi entranti, l'ARERA ha stabilito di limitare la partecipazione alle gare a una sola azienda per gruppo societario che sia utente di dispacciamento e trasporto e che abbia tra le proprie attività quella della vendita di energia elettrica.

Oltre a un capitale versato non inferiore a 100 mila euro, le società dovranno soddisfare una serie di requisiti che ne attestino la solidità e affidabilità, come l'assenza di procedure fallimentari, il versamento delle garanzie per il dispacciamento a Terna, il non avere generato oneri irreversibili. Nel caso, infine, in cui l'azienda non sia anche utente del dispacciamento e del trasporto, i requisiti di ammissione devono essere soddisfatti dall'utente del dispacciamento e del trasporto appartenente al medesimo gruppo societario a cui farà capo l'esecuzione dei contratti di somministrazione con i clienti finali.

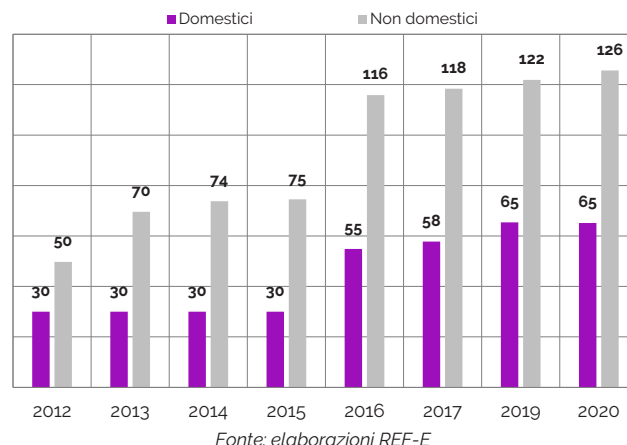
GLI ELEMENTI PER L'OFFERTA

Le uniche componenti non passanti del prezzo da applicare nel regime di tutele gradualistiche, e dunque quelle su cui potrà essere tarata l'offerta, sono le componenti di sbilanciamento e soprattutto di commercializzazione.

**FIGURA 1. COSTI DI COMMERCIALIZZAZIONE RICONOSCIUTI
AGLI ESERCENTI LA MAGGIOR TUTELA - RCV
(€/POD)**



**FIGURA 2. EVOLUZIONE DEI COSTI DI
COMMERCIALIZZAZIONE PAGATI DAI CLIENTI IN MAGGIOR
TUTELA - PCV (€/POD)**



La metodologia ARERA per la maggiori tutela prevede che i costi di commercializzazione, già stimati in riferimento sia al mercato libero che al mercato vincolato (parametri RCV e PCV) espressi in €/POD, siano stimati secondo la metodologia utilizzata per la valorizzazione delle reti e data dalla remunerazione del capitale investito (CAPEX*WACC) e dei costi operativi (OPEX).

In particolare, per le due categorie di costi vengono distinti i costi legati alla morosità da altri costi tipici delle attività. I costi tipici delle attività di commercializzazione sono valutati a partire dai costi comunicati dalle imprese mentre i costi legati alla morosità sono stimati a partire da valutazioni parametriche.

I dati pubblicati da ARERA, anche nell'evoluzione storica, insieme all'analisi delle offerte presentate nelle aste della salvaguardia possono fornire indicazioni sull'evoluzione attesa del servizio. Tuttavia la metodologia e i valori alla base dei parametri pubblicati da ARERA non sono completamente ricostruibili.

Una seconda incertezza riguarda l'evoluzione attesa del numero, e delle caratteristiche principali, dei clienti che usufruiranno del servizio messo ad asta. Oggi (ma i dati andranno confermati a valle della prima fase del lavoro) i clienti della maggior tutela mostrano in media tassi di morosità e di reclusività inferiori a quelli del mercato libero. Tuttavia i tassi di switch sono attualmente molto elevati e in aumento e l'attivazione del servizio di tutele gradualie potrà imprimere un'accelerazione al processo.

La stima dei volumi consumati all'inizio del servizio e per i tre anni successivi è dunque rilevante.

I costi non legati alla morosità, CAPEX e OPEX, includono a titolo di esempio: sistemi informatici, personale, ecc. L'entità dei lotti non è probabilmente tale da comportare un guadagno in termini di economie di scala dalla loro aggiudicazione (ARERA ha definito indicativamente in 10 milioni di clienti la soglia perché di registrino concreti fenomeni dimensionali).

Questi costi non dovrebbero essere dunque diversi in ragione della regione/area (in termini di costi a cliente), ma dipendono prevalentemente dalla struttura preesistente e dagli investimenti necessari per poter garantire il servizio. Sarà dunque questa categoria di costi a differenziare maggiormente gli operatori tra di loro.

Per quanto riguarda l'evoluzione attesa dei costi, i dati sembrano mostrare un costo operativo maggiore per i clienti del mercato libero rispetto a quelli del mercato tutelato. Tuttavia, a oggi è difficilmente valutabile se i clienti che usufruiranno del servizio di tutele gradualie saranno assimilabili a quelli tipici della maggior tutela o a quelli del mercato libero (al netto naturalmente dei costi che non devono essere sostenuti, come costi di marketing o di acquisizione del cliente).

I costi legati alla morosità: l'analisi dettagliata dei costi di morosità è invece fondamentale in quanto questi rappresentano non solo una voce rilevante dei costi complessivi ma anche la principale voce di differenziazione tra le diverse aree geografiche.

Un'attenta analisi dei costi di morosità e della loro attesa evoluzione è fondamentale per tarare adeguatamente l'offerta nelle diverse aree e evitare la cd maledizione del vincitore (offerta inferiore ai costi da sostenere). Tra le variabili da tenere sotto controllo rientrano i giorni medi di pagamento, che determinano le necessità di cassa delle aziende aggiuntive rispetto a un valore fisiologico che è di circa 67 giorni, e la probabilità di default delle aziende della regione, determina l'*unpaid ratio*

come definito da ARERA, ossia la probabilità di dover far fronte a mancati incassi di lungo termine. Le informazioni messe a disposizione da Acquirente Unico saranno fondamentali per tarare i valori iniziali, ma poco possono aiutare nella stima della possibile evoluzione di questi parametri man mano che il numero dei soggetti che usufruiscono del servizio si ridurrà sei tre anni di gestione.

02



Mercato elettrico

Riforma del mercato: indirizzi europei e progetti pilota

Eliminazione di limiti di prezzo e PUN, riforma degli sbilanciamenti, partecipazione attiva della domanda, liberalizzazione del retail, ottimizzazione di rete, prosecuzione del capacity market: numerosi i suggerimenti della Commissione per la riforma del disegno di mercato italiano. Nel frattempo, prosegue l'apertura del Mercato dei Servizi Ancillari a nuove tecnologie e nuovi soggetti, con le consultazioni di Terna sui progetti pilota per la regolazione di tensione e la regolazione secondaria di frequenza.

LA COMMISSIONE SUGGERISCE MODIFICHE SIGNIFICATIVE ALLA RIFORMA DI MERCATO

Rispettando i tempi che erano previsti dal Regolamento del Mercato Elettrico (entro 3 mesi dalla data di sottomissione del Piano di Attuazione da parte dello Stato membro), la Commissione Europea ha pubblicato la propria opinione in risposta al Piano di Attuazione condiviso dall'Italia a fine giugno. Nel documento la Commissione entra nel merito dei singoli aspetti della riforma del mercato che erano stati proposti, suggerendo una serie di modifiche significative, volte a completare il disegno futuro del mercato elettrico italiano, e, in generale, ad abbreviare i tempi previsti per l'attuazione delle misure.

ELIMINAZIONE DI LIMITI DI PREZZO E PUN

Nell'ambito dei mercati all'ingrosso, viene accolta favorevolmente l'intenzione dell'Italia di procedere all'eliminazione dei *cap* e *floor* di prezzo sui mercati dell'energia entro il 2021, coerentemente a quanto richiesto dal Regolamento, che prevede la possibilità per il mercato di dare segnali di prezzo non limitati artificialmente.

Tale misura comporterà l'introduzione dei prezzi negativi sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato Infragiornaliero (MI), così come l'innalzamento del prezzo massimo realizzabile sul mercato a 9.999 €/MWh (che costituisce un limite puramente tecnico dell'algoritmo di risoluzione del mercato).

Parallelamente, sarà implementata la partecipazione al *coupling* infragiornaliero, caratterizzato da un mercato in negoziazione continua con *gate closure* ravvicinata al tempo reale (1 ora), integrato da due aste complementari

che garantiranno un passaggio di continuità con il meccanismo attuale.

La Commissione richiede inoltre di procedere in tempi brevi (entro il 1 gennaio 2022) anche all'eliminazione del PUN, oggi utilizzato per valorizzare gli acquisti sul MGP, prevedendo anche lato domanda una valorizzazione delle transazioni a prezzo zonale. Ciò sarebbe propedeutico al ruolo sempre più attivo sul mercato che è previsto e richiesto al consumo, in particolare al grande consumatore in grado di gestire e regolare i propri carichi. Aniché ricevere un segnale di prezzo smorzato dalla media nazionale su cui si basa il PUN, il consumatore pagherebbe un prezzo zonale, che esprime il valore dell'energia nella specifica zona di consumo, e questo lo incentiverebbe a contribuire all'adeguatezza e alla sicurezza del sistema, attraverso la propria flessibilità (offribile come *demand response*) o integrando nel proprio sito sistemi di supporto, quali batterie o *asset* di generazione ausiliaria, laddove necessario.

RIFORMARE LA DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI

In ambito bilanciamento, la Commissione promuove il programma dell'Italia di partecipare alle piattaforme europee per lo scambio di risorse di bilanciamento transfrontaliere (per il contenimento della frequenza, per il ripristino della frequenza automatico e manuale e per la compensazione dello sbilanciamento). Nel breve termine il programma riguarderà in particolare la piattaforma TERRE, per lo scambio della Riserva Terziaria di Sostituzione (*Replacement Reserve*), già attiva e a cui Terna si dovrebbe unire nel corso del prossimo anno.

Rilevanti modifiche sono invece richieste lato regolazione degli sbilanciamenti: la Commissione boccia infatti l'attuale disegno italiano, che prevede una regola di *settlement* diversa per gli impianti abilitati al MSD (dual pricing a prezzo marginale) da quella per gli impianti non abilitati al MSD (single pricing a prezzo medio ponderato).

La Commissione richiede di uniformare la regolazione, evitando la discriminazione tra i partecipanti e indicando la soluzione a single pricing con l'utilizzo dei prezzi marginali come preferibile, così come indicato nell'*Electricity Balancing Code*. Quest'ultima soluzione avrebbe impatto su tutti i partecipanti del mercato, garantendo una compensazione economica degli sbilanciamenti per gli impianti abilitati, che oggi sono penalizzati dal *dual pricing*, ma aumentando allo stesso tempo il rischio per gli impianti non abilitati, che potrebbero essere soggetti a un prezzo di sbilanciamento significativamente più elevato.

La Commissione richiede infine di procedere alla definizione di una "funzione di scarsità", cioè di un algoritmo che generi segnali di prezzo di bilanciamento maggiorati in caso di scarsità, con impatto crescente a seconda della gravità, fino a raggiungere il valore del carico perso (VOLL) in caso di assenza di riserve.

L'attuale valore di 3.000 €/MWh non è infatti accettabile, in quanto inferiore agli stessi limiti di prezzo dei mercati, oltre che alle valutazioni fatte in diversi altri casi: l'Italia è quindi invitata a stimare un VOLL coerente con la metodologia europea e in ogni caso non inferiore ai limiti di prezzo validi su MI (9.999 €/MWh), in modo tale da permettere segnali di prezzo che ricadano tanto sul *Balance Responsible Party* (BRP, responsabile del programma e bilanciamento degli asset) quanto sul *Balance Service Provider* (BSP, responsabile dell'offerta e erogazione dei servizi di bilanciamento verso il TSO).

RENDERE ATTIVA LA DOMANDA

I mercati dovranno facilitare una partecipazione più attiva della domanda: positivi, quindi, i progetti pilota messi in campo da Terna sotto la [delibera 300/2017](#) di ARERA, volti a questo scopo (in particolare, il progetto UVAM che consente l'abilitazione alla

fornitura di alcuni servizi di dispacciamento ad aggregati di risorse oggi non abilitate, tra cui appunto il carico modulabile). È quindi necessario proseguire su questa strada, superando i progetti pilota e adattando la regolazione per permettere una partecipazione piena della demand response ai mercati del bilanciamento.

Viene inoltre ribadito che, come indicato nell'*Electricity Balancing Code*, la normativa europea prevede la possibilità per il BSP di fornire servizi lato domanda anche senza l'esplicito consenso del BRP: nel caso della demand response, il BRP è l'operatore che ha il contratto di fornitura verso il cliente finale, mentre il BSP può essere un operatore terzo che funge da aggregatore e offre servizi di flessibilità a Terna per conto del cliente finale. L'aggregatore (in caso non sia il medesimo soggetto) può quindi ricevere mandato dal cliente finale per la partecipazione alla fornitura di servizi, senza che sia necessaria l'approvazione da parte del fornitore, che potrebbe essere un *competitor*. In ogni caso, la normativa europea prevede che siano definite delle regole di compensazione economica, per coprire il fornitore dal rischio sbilanciamento derivante dall'utilizzo dei suoi clienti per la fornitura di servizi.

PROCEDERE ALLA LIBERALIZZAZIONE DEL RETAIL

La Commissione commenta la prevista fine del mercato tutelato *retail* per l'energia elettrica e il gas: positiva l'intenzione di procedere alla completa liberalizzazione del mercato, così come l'introduzione di uno strumento di confronto tra prezzi da parte di ARERA a vantaggio dei consumatori. Viene fatto notare come la concorrenza nel mercato al dettaglio non sia ancora totalmente esplicitata e sia necessario introdurre ulteriori strumenti per stimolare la competizione. Non vengono tuttavia fornite indicazioni concrete sull'attuazione di questa indicazione, se non con l'esempio di un'adeguata campagna informativa.

OTTIMIZZARE L'UTILIZZO DELLA RETE DI TRASMISSIONE

Per il superamento degli attuali limiti zonalı impattanti sugli scambi di mercato, il Piano di Attuazione elenca gli interventi di sviluppo previsti

sulla rete di trasmissione, inerenti nuove linee o nuovi elementi di rete, mentre la risposta della Commissione favorisce l'ottimizzazione dell'utilizzo della rete esistente, rispetto allo sviluppo fisico della rete. È necessario cioè valutare soluzioni che permettano di aumentare la capacità di trasmissione a costi efficienti per il sistema, come ad esempio il *rating* dinamico delle linee di trasmissione.

POSSIBILITÀ DI PROSEGUIRE IL *CAPACITY MARKET*

Il parere della Commissione non approfondisce il tema *Capacity Market*, limitandosi a un generico invito ad adattare il meccanismo, per quanto necessario, al nuovo Regolamento interno del Mercato dell'Energia Elettrica.

L'Italia è tenuta a produrre un piano di riforma modificato e a darne comunicazione alla Commissione, ma questo passaggio non risulta vincolante rispetto al giudizio di compatibilità di qualsiasi meccanismo nazionale rispetto al diritto dell'Unione, cioè dovrebbe essere fatta salva l'approvazione del *Capacity Market*, emanata nel 2018 e confermata nel 2019, rispetto alla normativa europea degli Aiuti di Stato.

Rimane quindi aperta la possibilità di proseguire con il meccanismo di remunerazione della capacità, previa verifica dell'adeguamento alle nuove regole e valutazione dell'esigenza di adeguatezza nel nuovo scenario di mercato.

LA RIFORMA DEL DISPACCIAMENTO CONTINUA TRAMITE PROGETTI PILOTA

Nel frattempo, la riforma del *MSD* continua sotto la delibera 300/2017 di ARERA, con l'attuazione di progetti pilota da parte di Terna, volti a sperimentare la capacità delle risorse oggi non abilitate al *MSD* di contribuire alla sicurezza del sistema tramite la fornitura di servizi ancillari.

Nelle ultime settimane, Terna ha proposto in consultazione agli operatori un regolamento per l'approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione e per l'abilitazione alla fornitura alla Regolazione Secondaria di frequenza (RS).

IL PROGETTO PILOTA PER LA FORNITURA DI REGOLAZIONE DI TENSIONE

Con questo [progetto](#) Terna intende testare la possibilità di fornire regolazione di tensione (mediante un opportuno adeguamento impiantistico) da parte delle risorse programmabili e non programmabili che finora non erano obbligate e adeguate alla fornitura di tale servizio. Il fine ultimo è quello di verificare l'efficacia nella fornitura di potenza reattiva da parte di diverse soluzioni tecnologiche e valutare la possibilità da parte del TSO di coinvolgere nella regolazione di tensione anche fonti primarie che sono per loro natura aleatorie.

I PARTECIPANTI

Il progetto pilota riguarda specificamente due tipologie di impianti (*inverter-based* e generazione sincrona non già adeguata alla regolazione di tensione) che si trovano in determinate aree del sistema elettrico, corrispondenti approssimativamente alle direttrici Basilicata-Calabria, Abruzzo-Umbria-Lazio, Abruzzo-Molise-Puglia e Campania. Il progetto pilota prevede 8 procedure d'asta distinte (una per ciascuna delle 4 aree e delle 2 tipologie tecnologiche) per la contrattualizzazione a termine di potenza reattiva su un periodo di tempo che va da novembre 2021 (o alternativamente da febbraio 2022) e termina in ogni caso nel gennaio 2025. Le aste prevedono una remunerazione di capacità di potenza reattiva, valorizzata in €/MVar/anno, al fine di supportare i costi dell'adeguamento tecnologico necessario agli impianti per la fornitura di regolazione di tensione secondo i requisiti tecnici richiesti.

IL MECCANISMO D'ASTA

Ciascuna asta si svolgerà con un meccanismo di assegnazione *pay-as-bid* e sarà costituita da sessioni multiple (fino a un massimo di 5). Ai partecipanti sarà richiesto di specificare la capacità di potenza reattiva offerta per il servizio di regolazione (espressa in MVar), il prezzo offerto di remunerazione (in €/MVar/anno) e la data di avvio della fornitura del servizio. In ciascuna sessione d'asta, Terna ordinerà le offerte per prezzi crescenti e le selezionerà fino al raggiungimento

del fabbisogno, determinato preliminarmente per ciascuna asta. Verranno escluse a priori le offerte con prezzo superiore al *Reservation Price*, ossia un prezzo limite fissato da Terna per la remunerazione del servizio e che non sarà noto ai partecipanti. Le offerte saranno sempre accettate per l'intera quantità di potenza reattiva offerta, a patto che l'importo complessivo da riconoscere ai soggetti selezionati non superi un Controvalore Limite, definito come il prodotto tra il fabbisogno e il *Reservation Price*. In tal caso, le offerte con prezzi più elevati che determinano il superamento di tale soglia verranno escluse interamente. Al termine di ciascuna sessione d'asta, Terna comunicherà le offerte che sono state selezionate e le offerte con prezzo di offerta superiore al *Reservation Price*. Nelle successive sessioni d'asta, ciascun partecipante avrà la facoltà di presentare un'offerta a un prezzo inferiore di almeno il 5% rispetto a quello iniziale. Qualora questa opportunità non venga sfruttata, verrà considerata valida l'offerta precedente e non saranno accettate offerte inferiori nelle sessioni successive. La conclusione dell'asta avverrà nella sessione (in ogni caso non superiore alla quinta) in cui si verificherà per la prima volta una di queste condizioni:

- tutto il Fabbisogno è soddisfatto da offerte con prezzo inferiore al *Reservation Price* e con un importo complessivo inferiore al Controvalore Limite
- invarianza delle offerte presentate rispetto alla sessione precedente
- il prezzo di tutte le offerte presentate non supera il *Reservation Price*.

PUNTI APERTI

Il progetto pilota rappresenta un importante passo in avanti per l'apertura dei servizi ancillari a nuove tecnologie, al fine di supportare la sicurezza del sistema nell'ambito del processo di decarbonizzazione secondo gli obiettivi del PNIEC. Alcuni punti nel documento di consultazione richiederebbero tuttavia ulteriori approfondimenti.

Non è chiara la metodologia utilizzata da Terna per la determinazione del fabbisogno di potenza reattiva nelle varie aree di sistema individuate, né i criteri in base ai quali tale fabbisogno sia poi

distribuito tra le due diverse tecnologie abilitabili al servizio. Non vengono inoltre forniti molti dettagli sulla metodologia che il TSO applicherà per determinare il *Reservation Price* per ciascuna categoria impiantistica, in modo da assicurare la neutralità tecnologica del progetto pilota. Questi due elementi sono particolarmente rilevanti poiché potrebbero impattare direttamente sul meccanismo d'asta e sulla selezione delle offerte.

La procedura d'asta sembra prevedere uno scarso contenuto informativo in quanto il *Reservation Price* non verrà comunicato direttamente ai partecipanti, i quali conosceranno in esito a ciascuna sessione d'asta solo le offerte che sono state selezionate e quelle con prezzo di offerta superiore al *Reservation Price*.

Alcuni dei criteri individuati per determinare la conclusione dell'asta noti solo a Terna, quali il raggiungimento del Controvalore Limite o la presenza di offerte tutte minore del *Reservation Price*, potrebbero costituire un limite alla piena esplicitazione della competizione tra i partecipanti

IL PROGETTO PILOTA PER LA FORNITURA DI REGOLAZIONE SECONDARIA

Nel contesto di una maggiore apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento a nuove risorse, Terna ha presentato anche un nuovo [progetto pilota](#) per la fornitura di regolazione secondaria di frequenza. L'obiettivo di questo progetto è di valutare la capacità e l'affidabilità da parte di risorse non programmabili e a energia limitata di contribuire alla regolazione di frequenza del sistema.

I PARTECIPANTI

Il progetto apre alla partecipazione al servizio di regolazione secondaria (finora fornito esclusivamente da impianti programmabili qualificati) a due tipologie aggiuntive di soggetti:

- Utenti del Dispacciamento di Unità di Produzione rilevanti che sono alimentate da fonti rinnovabili (sia programmabili che non programmabili) o costituite da sistemi di accumulo;
- *Balance Service Provider* (BSP) responsabili di Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) con determinate caratteristiche tecniche (indicate nell'Allegato Tecnico del progetto) e i cui punti

associati dispongano di dati di misura su base quartoraria.

È richiesta, per entrambe le tipologie di soggetti, la qualificazione di una semi-banda di regolazione (a salire e/o a scendere) di almeno 1 MW.

NUOVE REGOLE PER LA PARTECIPAZIONE A MSD

In seguito all'esito positivo della procedura di abilitazione, i partecipanti al progetto avranno la possibilità di presentare offerte volontarie su *MSD*. Le quantità in acquisto e/o vendita di tali offerte (non necessariamente simmetriche) dovranno essere comprese tra la quantità minima di 1 MW e la semibanda massima di regolazione qualificata dall'impianto. Su questo punto, è importante precisare che le quantità offerte per regolazione secondaria non potranno essere contemporaneamente offerte anche per Altri Servizi. Terna ha fornito alcuni dettagli sulle modalità con cui le offerte presentate dai nuovi soggetti qualificati verranno selezionate sul mercato. In particolare, viene specificato che, anche a fronte di offerte simmetriche per una singola unità qualificata, i relativi volumi selezionati in vendita e in acquisto potranno in generale essere diversi, fermo restando che gli approvvigionamenti a salire e a scendere sulla totalità di risorse abilitate al servizio saranno di pari entità. Viene precisato che le offerte saranno selezionate tenendo conto del "livello di affidabilità" delle diverse unità qualificate, ma Terna per il momento non ha chiarito la metodologia con cui tale parametro sarà calcolato.

Viene infine introdotto un vincolo sulla ripartizione delle offerte accettate, specificando che la quota parte di volumi selezionati da unità con energia limitata o da *UVAM* senza punti ad energia limitata non potrà superare il 60% (sia in vendita che in acquisto) dell'energia attivata da risorse abilitate sotto il progetto pilota. Sembra tuttavia che tale vincolo sia definito a prescindere dal tipo e dalla numerosità di unità che saranno poi effettivamente qualificate al servizio e potrebbe risultare svantaggioso per la tecnologia che risulterà prevalente, la quale vedrebbe ridotta di fatto la possibilità di essere accettata sul mercato.

UNA NUOVA OPPORTUNITÀ PER LO STORAGE?

Il progetto pilota per la regolazione secondaria rappresenta un passo ulteriore verso una piena integrazione dei sistemi di accumulo nel *MSD*. Al contrario del progetto *Fast Reserve*, Terna non prevede alcuna remunerazione fissa in termini di capacità, ma semplicemente un'apertura del mercato esistente, con adeguate modifiche ai vincoli tecnici del servizio per tenere conto dei dispositivi a energia limitata. Per partecipare alla fornitura di regolazione secondaria, i sistemi di accumulo dovranno comunicare a Terna una serie di informazioni, tra cui l'energia allocata per il servizio, quella effettivamente immagazzinata e i tempi disponibili per l'erogazione. Il contributo alla regolazione dovrà essere fornito fino al raggiungimento dei limiti di energia allocata. Si specifica inoltre nell'Allegato Tecnico del progetto pilota che tali limiti non dovranno essere raggiunti fino a quando la richiesta di secondaria non ammonterà a più di un'ora continuativa di semibanda massima a scendere o a salire. Questo vincolo sembra implicare che lo *storage* dovrà allocare una capacità energetica sufficiente a garantire un'erogazione continuativa del servizio (sia a scendere che a salire) per almeno un'ora. Vengono forniti maggiori dettagli anche sul ripristino della capacità energetica in seguito alla fornitura del servizio, specificando che tale attività dovrà essere compiuta entro due ore, nel rispetto della baseline di mercato. Non è ancora chiaro come questo vincolo possa essere soddisfatto coerentemente con la disciplina attuale.

IN ATTESA DEL TIDE

Nei prossimi mesi, il processo di riforma del mercato passerà attraverso il confronto tra i suggerimenti della Commissione Europea e il Piano di Attuazione e la valutazione dei risultati dello svolgimento dei diversi progetti pilota, per poi procedere verso l'elaborazione di un nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE).

La ridefinizione del disegno del *MSD* (partecipazione, servizi e remunerazioni) e la disciplina degli sbilanciamenti sembrano essere i punti più caldi, che dovranno essere affrontati da ARERA e da Terna nel breve termine.

System needs europei e capacità di rete obiettivo. Cosa ci attende nello sviluppo della rete elettrica?

Dalle analisi di ENTSO-E e Terna sullo sviluppo della rete elettrica (europea e italiana) ottimale, che consenta una maggiore integrazione delle rinnovabili, dei mercati elettrici europei e la riduzione delle emissioni, emergono le sfide per il sistema elettrico italiano: import che rimane elevato, forte riduzione di inerzia di sistema, variazioni di frequenza più repentine e ampie, sostenibilità economica a rischio.

SYSTEM NEEDS E CAPACITÀ DI RETE OBIETTIVO: DUE STUDI ANALOGHI DA DUE PUNTI DI VISTA DIVERSI, UN'OTTIMA OCCASIONE PER FARE UN CONFRONTO

Nel lungo processo di stesura del *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) svolto congiuntamente da ENTSO-E e ENTSO-G, uno dei passaggi fondamentali è l'analisi sulle necessità di sviluppo e investimento della rete elettrica europea¹ che serve da guida all'identificazione dei progetti di interesse comune (PCI) definita in esito all'analisi costi-benefici che rappresenta il cuore del TYNDP.

In realtà, come specificato fin dall'introduzione dello studio, il nome *System Needs* vuole suggerire che lo studio mira a localizzare le aree del sistema elettrico europeo che hanno maggiore bisogno di sviluppo per migliorare l'integrazione dei mercati, delle rinnovabili e ridurre i costi di sistema².

Talibisognisonoindividuatisottoformadiincremento della rete elettrica, ma il potenziamento degli scambi non è l'unica soluzione e, anzi, ENTSO-E si aspetta che lo sviluppo del sistema sia portato avanti da multiple azioni come l'utilizzo di sistemi di stoccaggio di energia (batterie elettrochimiche, pompaggi idroelettrici, soluzioni *power-to-gas*), l'incremento della capacità di generazione o lo sviluppo di *smart grids* che consentano una maggiore flessibilità anche alla domanda.

L'identificazione dei *System Needs* è stata richiesta da ACER fin dal 2012³ e definita con maggior dettaglio nel 2017⁴. Il primo report di identificazione è stato pubblicato con il TYNDP 2018 e ad agosto è stato messo in consultazione il nuovo report svolto nell'ambito dei lavori del TYNDP 2020.

Nello stesso periodo anche Terna è stata impegnata nella predisposizione del nuovo [report](#) sull'identificazione della capacità obiettivo, la cui versione finale è stata sottoposta a consultazione nel mese di novembre. Gli obiettivi dello studio di Terna sono analoghi a quelli di ENTSO-E così come le metodologie adottate che hanno diversi elementi di contatto a partire dagli scenari utilizzati (scenario *National Trends*, sviluppato nell'ambito del TYNDP 2020), gli anni studio (2030 e 2040 per ENTSO-E, 2030 per Terna con un esercizio finale sul 2040) e l'identificazione della rete di riferimento costituita dalla rete attuale più gli sviluppi che saranno completati entro il 2025.

La metodologia⁵ di Terna è sicuramente articolata e completa, a partire dagli indicatori di beneficio considerati che contengono anche la valorizzazione di benefici legati alla sicurezza e adeguatezza del sistema⁶, mentre nel caso dello studio ENTSO-E, l'unico *driver* della valutazione è la minimizzazione dei costi totali di sistema costituiti dalla somma tra costi di investimento in nuove interconnessioni⁷

¹ *Identification of System Needs* (IoSN).

² Intesi come i costi di generazione per la copertura della domanda, i costi relativi alla gestione in tempo reale del sistema, per esempio i costi di MSD in Italia, non fanno parte dell'analisi.

³ Introduzione del concetto di target capacities, ACER Opinion 06/2012.

⁴ Raccomandazioni e criteri per l'esercizio di identificazione dei *System Needs*, ACER Opinion 01/2017.

⁵ [La nuova metodologia di Terna per la capacità di rete obiettivo](#), Newsletter 246.

⁶ Più facilmente stimabili rispetto all'esercizio di ENTSO-E dato il perimetro di analisi limitato.

⁷ Nonostante lo studio si concentri sulle necessità delle interconnessioni transfrontaliere, nei costi di investimento vengono aggiunte anche quote legate allo sviluppo della rete interna agli Stati per tenere in considerazione anche gli effetti sulla rete interna che lo sviluppo di scambi tra le frontiere comporta.

e il costo di generazione per il soddisfacimento della domanda. Rimane comunque interessante confrontare i due esercizi provando a capire cosa ci dicono sul sistema italiano, al di là dei risultati.

CAPACITÀ OBIETTIVO DI TERNA

Il report messo in consultazione a inizio novembre presenta i risultati dell'applicazione della metodologia precedentemente consultata (e commentata nella [Newsletter 246](#)). L'obiettivo dello studio è quello di individuare "la capacità di trasporto che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali"

Come previsto, l'analisi è stata svolta su due scenari "contrastanti", il caso *BAU* e quello *PNIEC*, focalizzandosi su un unico anno studio, il 2030. I due scenari rappresentano due possibili evoluzioni del sistema elettrico:

- lo scenario *BAU*, uno scenario "*technology driven*" che non raggiunge gli obiettivi delle politiche di decarbonizzazione né di breve né di lungo periodo, con uno sviluppo ridotto delle rinnovabili (nel 2030 ci sarebbero 45 GW tra solare e eolico), poco efficientamento energetico (con la domanda elettrica che arriva a 340 TWh) e un *phase-out* del carbone legato a motivi economici e che vede la dismissione degli ultimi impianti solo dopo il 2030
- lo scenario *PNIEC* invece è uno scenario "*policy driven*" che raggiunge gli obiettivi di decarbonizzazione italiani ed europei. Quindi si ipotizza un forte ricorso all'efficientamento (domanda elettrica che arriva a 330 TWh), uno sviluppo sostenuto delle rinnovabili (71 GW tra eolico e solare) e la chiusura totale degli impianti a carbone a partire dal 2025.

Un ultimo dettaglio rilevante riguarda la modellizzazione implicita dell'import, ossia, nei modelli utilizzati, i paesi esteri confinanti sono rappresentati in maniera esplicita e quindi l'import è un *output* diretto delle simulazioni.

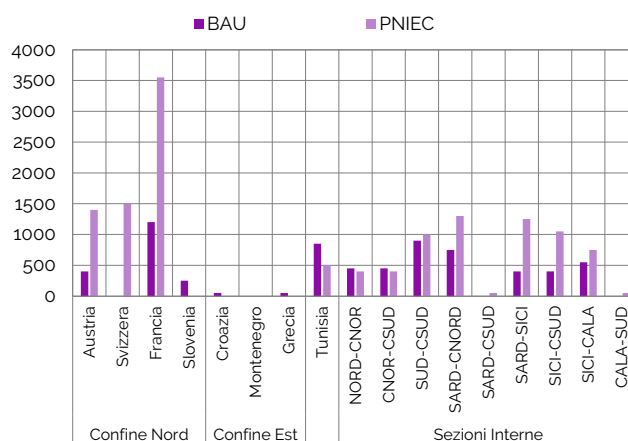
Questo aspetto ha generato, nelle analisi sullo scenario *PNIEC*, una prima soluzione che prevedeva un grande aumento della capacità di

interconnessione con l'estero, in particolare con la Francia, con conseguente forte aumento dell'import netto. Per gestire questa situazione è stata introdotta una normalizzazione dei benefici, mentre ai costi per l'aumento dell'interconnessione con l'estero sono stati aggiunti i costi di decongestionamento della rete interna.

La struttura zonale analizzata è quella che entrerà in vigore a gennaio 2021⁸ e per ogni sezione interna o confine con paesi esteri è stato individuato un valore di capacità obiettivo che corrisponde a quel valore per cui i benefici marginali di avere più capacità di interconnessione coincidono con il costo marginale di costruire tale capacità.

In esito alle analisi, la capacità obiettivo individuata nei due scenari considerati è riportata nella **Figura 1**.

FIGURA 1. VALORI DI CAPACITÀ OBIETTIVO ADDIZIONALE NEGLI SCENARI BAU E PNIEC



Fonte: Terna

Come si può osservare, i risultati ottenuti sono particolarmente divergenti nei diversi scenari considerati per quanto riguarda la frontiera Nord (1850 MW nello scenario *BAU* contro 6450 MW nello scenario *PNIEC*) e in seconda battuta per quanto riguarda i collegamenti con le isole, con il collegamento tra Centro Sud, Sicilia e Sardegna, attuabile tramite il *Tyrrhenian Link*, che passa da 400 MW per lo scenario *BAU* a circa 1.100 MW nello scenario *PNIEC*. Interessante inoltre osservare come il secondo collegamento con il Montenegro (600 MW), negli scenari considerati, non avrebbe particolare "efficienza" economica.

Come previsto dalla metodologia, i valori finali di

capacità obiettivo, un unico valore per ogni frontiera e sezione, sono stati calcolati con il metodo del "least regret"⁹ applicato anche a soluzioni intermedie per meglio approssimare e identificare la soluzione migliore. I valori finali di capacità aggiuntiva sono riportati in **Tabella 1**, insieme con i valori iniziali¹⁰. Analizzando i risultati solo per quanto riguarda gli interventi di rinforzo tra le zone italiane, si osserva che buona parte della capacità obiettivo potrebbe essere realizzata tramite progetti già presenti nel Piano di Sviluppo (PdS) di Terna e gli interventi da individuare sarebbero quelli relativi ai collegamenti tra Sardegna e Centro Nord (solo parzialmente coperto dall'incremento legato alla sostituzione del SACOI2 con il SACOI3) e Calabria - Sicilia. Si osserva inoltre come il *Tyrrhenian Link* risulti un intervento efficiente, mentre l'altro intervento rilevante previsto dal Piano di Sviluppo, ossia l'interconnessione HVDC tra Centro Sud e Centro Nord/Nord potrebbe avere una capacità in MW più contenuta¹¹ rispetto ai circa 1.000 MW finora preventivati nei PdS.

A completamento dell'esercizio di valutazione, è

della soluzione ottenuta.

SYSTEM NEEDS EUROPEI

Nell'esercizio svolto da ENTSO-E, i benefici netti dello sviluppo della rete sono ottenuti comparando gli investimenti per realizzare tale rete con la riduzione dei costi di generazione, stimata confrontando il caso di sviluppo della rete con quello in cui la rete non viene più sviluppata dopo il 2025. Infine, è stato svolto un'ulteriore simulazione per identificare i massimi benefici raggiungibili in una situazione totalmente ideale, ossia quella in cui non ci siano limiti di transito tra gli stati (caso *Copperplate*).

Lo scenario su cui si basa l'analisi è il *National Trends* che, al 2030, incorpora gli obiettivi nazionali dei vari paesi europei, in termini di sviluppo del *mix* di produzione e della domanda, ma, a differenza dei singoli *PNIEC*, i flussi *cross-border* sono esito dell'ottimizzazione e non imposti con input (è quindi allineato allo scenario *PNIEC* dello studio di Terna). L'evoluzione al 2040 è stata costruita a partire dai dati dei singoli TSO (approccio *bottom-up*) e mostra

TABELLA 1. CAPACITÀ OBIETTIVO ADDIZIONALE E TOTALE DETERMINATE DA TERNA

Confini e Sezioni Analizzate	Rete di riferimento (MW)	Capacità Obiettivo aggiuntiva (MW)	Capacità Obiettivo finale (MW)
Italia - Nazioni a Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia)	8435 (Import)	2900 (Import)	11335 (Import)
Italia - Nazioni a Est (Croazia, Montenegro e Grecia)	1100 (Entrambe le direzioni)	50 (Entrambe le direzioni)	1150 (Entrambe le direzioni)
Italia - Tunisia	0 (Entrambe le direzioni)	650 (Entrambe le direzioni)	650 (Entrambe le direzioni)
Zona Nord - Zona Centro Nord	3900 ND - CN	400 (Entrambe le direzioni)	4300 ND - CN
	2700 CN - ND		3100 CN - ND
Zona Centro Nord - Zona Centro Sud	2500 CN - CS	400 (Entrambe le direzioni)	2900 CN - CS
	2400 CS - CN		2800 CS - CN
Zona Centro Sud - Zona Sud	2000 CS - SU	950 SU-CS	2000 CS - SU
	4600 SU - CS		5550 SU - CS
Zona Centro Nord - Zona Sardegna	315 CN - SA	1000 (Entrambe le direzioni)	1015 CN - SA
	395 SA - CN		1095 SA - CN
Zona Sardegna - Zona Centro Sud	900 SA - CS	0 (Entrambe le direzioni)	900 SA - CS
	720 CS - SA		720 CS - SA
Zona Sardegna - Zona Sicilia	0 (Entrambe le direzioni)	800 (Entrambe le direzioni)	800 (Entrambe le direzioni)
Zona Sicilia - Zona Centro Sud	0 (Entrambe le direzioni)	700 (Entrambe le direzioni)	700 (Entrambe le direzioni)
Zona Sicilia - Zona Calabria	1200 SI - CA	650 CA-SI	1200 SI - CA
	1100 CA - SI		1750 CA - SI
Zona Calabria - Zona Sud	2.350 CA - SU	0 (Entrambe le direzioni)	2350 CA - SU
	1100 SU - CA		1100 SU - CA

Fonte: Terna

stata svolta un'analisi nell'anno studio 2040 che ha mostrato come la rete individuata generi benefici netti positivi anche negli scenari di lunghissimo termine, dando così un'indicazione di robustezza

un forte incremento della domanda contro un rallentamento nello sviluppo di rinnovabili rispetto al periodo 2020-2030.

I principali esiti dello studio in termini di sviluppo

di capacità possono essere riassunti nei seguenti punti:

- entro il 2025 ci si attende un aumento delle interconnessioni di 35 GW, concentrati soprattutto sui confini tedeschi (oltre 12 GW, con tutte le interconnessioni rafforzate a eccezione di quella con la Francia). Per l'Italia sono considerati gli stessi rinforzi previsti nello studio di Terna, ossia l'interconnessione con Francia e Austria
- al 2030 l'incremento di capacità (rispetto al 2025) potrebbe toccare i 50 GW. Nuovamente, le maggiori necessità riguardano la capacità di interconnessione tedesca, in particolare con Polonia, Austria e Svizzera (oltre 10 GW solo su questi tre confini). Anche il confine Francia - Belgio (+3 GW) e Belgio - Olanda (+2 GW) potrebbe richiedere importanti sviluppi. Per quanto riguarda l'Italia si confermano alcuni numeri emersi dal report di Terna. La frontiera Nord vedrebbe un aumento di 3.7 GW¹², l'interconnessione con la Tunisia (600 MW) comporta dei benefici e anche, a differenza di quanto emerso nello studio Terna, il completamento del secondo tratto di interconnessione con il Montenegro (600 MW)
- al 2040 l'incremento di capacità (rispetto al 2030) potrebbe toccare i 43 GW. Le maggiori necessità riguardano la penisola iberica e ancora la Germania. La Spagna dovrebbe incrementare le proprie interconnessioni di 5 GW con Francia e 4 GW con Portogallo, mentre la Germania vedrebbe gli interventi concentrarsi principalmente ai confini con Polonia, Austria e Svizzera (+11 GW). Per quanto riguarda l'Italia, gli sviluppi sarebbero abbastanza distribuiti, con il confine Nord maggiormente interessato (+4.7 GW), ma sono necessari incrementi anche con l'area balcanica (altri 600 MW) e la Grecia (+1.000 MW), con l'aggiunta del rinforzo del collegamento con Malta.

I benefici, a livello annuale, dello sviluppo della rete sono misurati¹³ in riduzione dei costi di generazione, riduzione del *curtailment* delle rinnovabili e la riduzione delle emissioni di CO₂ e sono riportati,

insieme ai costi dello sviluppo, nella **Tabella 2**.

Al di là dei risultati in termini di benefici, che giustificerebbero gli investimenti necessari allo sviluppo della rete, è interessante osservare quali sono i *needs* del sistema elettrico europeo, focalizzandosi sul 2030.

A livello aggregato, in uno scenario di forte sviluppo delle rinnovabili come è quello atteso dalle politiche di decarbonizzazione europee, lo sviluppo della rete consente di portare l'elevata produzione

TABELLA 2. COSTI TOTALI E BENEFICI ANNUALI DELLO SVILUPPO DI RETE IN CONFRONTO A UNA SITUAZIONE CON NESSUN INVESTIMENTO DOPO IL 2025 (PERIMETRO ENTSO-E)

	2030	2040
Costi totali per la realizzazione delle infrastrutture di rete (M€)	17000	45000
Riduzione costo di generazione (M€)	-3095	-9558
Riduzione <i>curtailment</i> (TWh)	-21	-110
Riduzione emissioni di CO ₂ (Mton)	-43	-53

Fonte: ENTSO-E

rinnovabile concentrata in alcuni paesi verso quelle aree con maggiore presenza di produzione termoelettrica. I risultati della simulazione mostrano inoltre che oltre a una maggiore integrazione delle rinnovabili lo sviluppo della rete consente un maggiore utilizzo della produzione nucleare e una riduzione della produzione a carbone e a gas.

I risultati a livello dei singoli paesi mostrano tuttavia delle disomogeneità. Da una parte ci sono paesi come la Germania e la Spagna che, grazie allo sviluppo della rete, riescono a esportare la loro produzione rinnovabile altrimenti non utilizzabile e paesi come la Francia che aumentano l'utilizzo del nucleare. Dall'altra, paesi come l'Italia, che vede invece contrarsi la produzione interna a gas o la Polonia dove si riduce la produzione a carbone. Interessante, tra l'altro, notare come, probabilmente per le ipotesi modellistiche di maggiore efficienza degli impianti a carbone tedeschi rispetto ad altri impianti europei, la produzione a carbone della Germania risulti in leggero aumento (+4 TWh) con lo sviluppo della rete, andando cioè a sostituire parte della produzione a carbone di altri paesi, come la Polonia.

¹² Rispetto alla simulazione di Terna, scenario PNIIEC, l'incremento di capacità sulla frontiera Nord è ridotto. Il motivo, oltre ovviamente alle differenze nella metodologia utilizzata e anche nei modelli stessi, può essere legato al fatto che nello studio Terna i limiti tra i paesi Europei non vengono modificati e quindi l'eventuale variazione dei flussi è concentrata quasi esclusivamente negli scambi con l'Italia

¹³ Come già specificato, i benefici sono valutati senza soffermarsi sui costi per la gestione in tempo reale del sistema, ma valutati solo nell'ottica di MGP.

2030, QUALE SCENARIO PER L'ITALIA?

Lo scenario *National Trends* utilizzato per il 2030 mostra per l'Italia, anche in condizioni di rete uguale al 2025, degli elevati livelli di import netto che arrivano a quasi 70 TWh. Questa situazione è confermata anche dalle simulazioni svolte da Terna (i dati della simulazione con la capacità obiettivo mostrano 66 TWh di import, mentre scendono a 30 TWh per il caso *BAU*) e dagli esercizi svolti da REF-E con il proprio modello ELFO++ Europa sui dati resi disponibili da ENTSO-E.

Questo risultato è molto diverso dall'ipotesi con cui è stato costruito il *PNIEC* italiano che vedeva un import netto di circa 30 TWh. In una situazione di import più che raddoppiato, unito agli obiettivi su domanda e sviluppo rinnovabili in Italia, la produzione termoelettrica a gas coprirebbe il 25% della domanda per una produzione totale annua intorno agli 85 TWh.

Inoltre, nel caso con lo sviluppo di rete, ENTSO-E mostra che l'import potrebbe raggiungere gli 85 TWh. Lo sviluppo di rete e l'implementazione dei *PNIEC* in Europa avrebbe quindi l'effetto di aumentare l'import netto italiano di rinnovabili e nucleare europeo sostituendo la produzione a gas interna, senza particolari effetti sulla riduzione del curtailment delle rinnovabili atteso in quanto già contenuto grazie alla presenza di storage zonale anche nel caso senza lo sviluppo di rete.

Come accennato in precedenza, lo studio dei *System Needs* non si occupa di valutare gli effetti in termini di sicurezza, adeguatezza e flessibilità dei vari sistemi elettrici nazionali delle soluzioni ottenute determinati dai nuovi equilibri di mercato. Riporta però quelle che saranno le principali sfide per la gestione in tempo reale del sistema, ossia la forte riduzione di inerzia di sistema che potrebbe portare a variazioni di frequenza più repentine e ampie, l'aumento di flessibilità necessaria sia nelle rampe di presa e discesa del carico residuo (domanda al netto della produzione rinnovabile) sia per bilanciare la volatilità della produzione delle rinnovabili e altri aspetti legati alla stabilità transitoria del sistema e dei profili della tensione locale.

Questa sfida riguarda in particolar modo il sistema elettrico italiano in quanto, come osservato, l'evoluzione attesa dai *PNIEC* nazionali lo porterebbe ad avere un *mix* di produzione basato su rinnovabili, per lo più non programmabili, e importazioni da estero, con una parte ridotta di produzione interna a gas programmabile e dotata di inerzia rotante.

Nella prassi storicamente osservabile, nei periodi con un'alta incidenza delle rinnovabili, come accaduto nei mesi del primo *lockdown* (quando con forte contrazione della domanda il livello di penetrazione delle rinnovabili è aumentato fino a coprire in alcuni momenti ben oltre il 70% dei consumi) non a caso indicati come un'anticipazione di quelle che potranno essere le condizioni strutturali nel 2030 (in assenza di sistemi di flessibilità innovativi come lo *storage*),

Terna interviene con azioni preventive per mantenere adeguati livelli di sicurezza riducendo notevolmente i limiti di scambio con l'estero per garantire le riserve rotanti da parte di un certo numero di impianti programmabili già "accesi" in esito al Mercato del Giorno Prima (MGP); questa soluzione potrebbe risultare inefficiente sul lungo periodo quando tali condizioni da contingenti potrebbe divenire sistematiche.

Inoltre, un altro aspetto molto rilevante che viene solamente accennato nella definizione degli scenari è la sostenibilità economica, ossia come e se i ritorni attesi degli investimenti necessari per lo sviluppo auspicato delle rinnovabili (in Italia come negli altri Paesi) siano sostenibili nello scenario di equilibrio atteso per l'Italia, e in quale misura possono venire garantiti dal mercato o devono essere sostenuti da schemi di remunerazione dedicati.

Inoltre, alla luce del nuovo *target* sulla riduzione della CO₂ proposto dalla Commissione Europea nel piano 2030 è probabile che i *PNIEC* vadano rivisti incrementando ulteriormente l'obiettivo rinnovabili a copertura dei consumi finali lordi (in Italia dall'attuale 55% previsto dal *PNIEC* si potrebbe passare al 65%).

La realizzazione degli obiettivi europei attraverso i *mix* obiettivi nazionali potrebbe portare a un acuirsi delle dinamiche descritte mettendo in discussione l'effettiva sostenibilità del *PNIEC* italiano e pertanto andrebbe studiata in modo coordinato e discussa

anche alla luce dei possibili controeffetti sulla tenuta della sicurezza del sistema e della fattibilità economica degli investimenti che comporranno il futuro *mix* di generazione.

Incentivi e rinnovabili in Europa: nuova ondata di aste 2021-2025 per la Germania e per la Spagna

RIPRESA DEL SETTORE EOLICO *ONSHORE* IN GERMANIA

A differenza del 2019 ([Newsletter 247](#)), il 2020 si sta rivelando un anno molto favorevole allo sviluppo dell'eolico in Germania. Nei primi dieci mesi del 2020 sono state svolte 6 aste rinnovabili dedicate alla tecnologia *onshore* che si sono concluse con 2.3 GW di capacità accettata (**Figura 1**), + 23% rispetto al totale accettato nel 2019. Un particolare successo è stato registrato nell'asta di ottobre scorso, quando sono stati aggiudicati gli 80% degli 0.8 GW messi a disposizione, un livello di partecipazione che non si vedeva da agosto 2018.

Con 6.1 €cent/kWh, il prezzo aggiudicato¹ rimane in linea con quanto osservato anche nei bandi precedenti dove il premio si è attestato poco al di sotto del *cap* di 6.2 €cent/kWh.

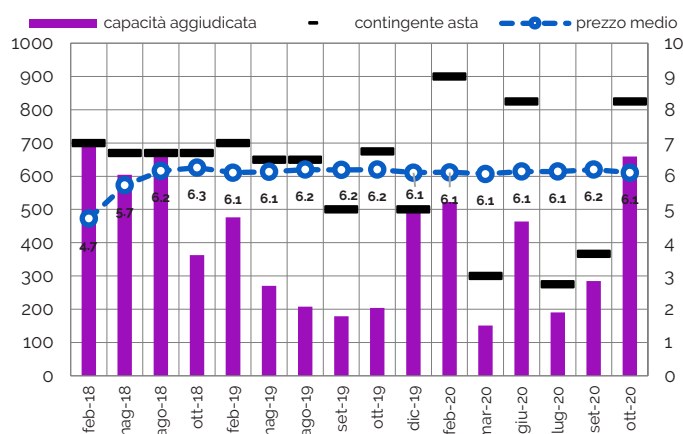
La forte partecipazione alle aste per l'eolico *onshore* nel 2020 è legata all'accelerazione dei processi autorizzativi, il rallentamento dei quali aveva causato la decelerazione vista nel corso del 2019.

Si stima che solo nei primi nove mesi del 2020 i progetti autorizzati ammontino a più di 2 GW² (0.4 GW soltanto nel mese di settembre) e abbiano il potenziale di raggiungere i 2.7 GW complessivi per l'anno in corso, contro i 1.9 GW del 2019.

Sempre in Germania, proseguono i risultati positivi delle aste del solare, dove la partecipazione è rimasta alta.

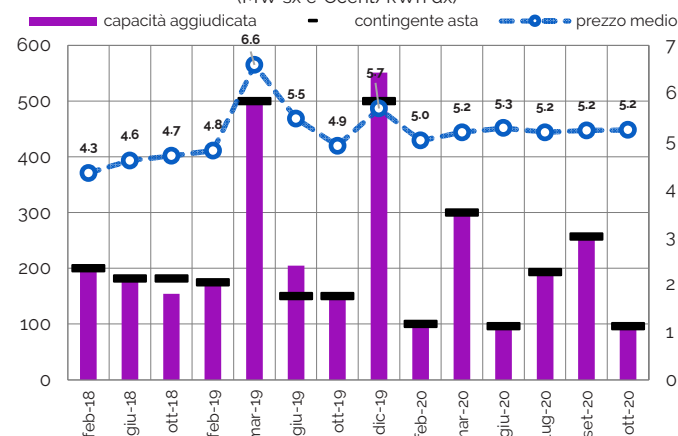
I progetti accettati nelle aste dedicate durante i primi dieci mesi del 2020 ammontano a circa 1.3 GW con un prezzo medio di 5.2 €cent/kWh (**Figura 2**).

FIGURA 1. ESITI DELLE ASTE EOLICO *ONSHORE* 2018-2019: QUANTITÀ E PREZZI MEDI
(MW sx, €cent/kWh dx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

FIGURA 2. ESITI DELLE ASTE FOTOVOLTAICO 2018-2020: QUANTITÀ E PREZZI MEDI
(MW sx e €cent/kWh dx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

¹ Media ponderata delle offerte accettate.

² Stima FA Wind an Land.

APPROVATA *WINDSEEG* 2020: LA NUOVA LEGGE TEDESCA SULL'EOLICO *OFFSHORE*

Il 5 novembre scorso il Parlamento tedesco ha approvato la nuova versione di legge che regolerà lo sviluppo della filiera eolica *offshore* nel paese per i prossimi 20 anni. Il nuovo emendamento stabilisce gli obiettivi di crescita della tecnologia *offshore*, che dovrà raggiungere 20 GW di installato nel 2030 e gli ambiziosi 40 GW nel 2040. L'introduzione della discussa seconda componente di offerta³ da considerare nel caso di più offerte a prezzo nullo, è stata posticipata per un'eventuale successiva rivalutazione. Nemmeno l'opzione di contratti per differenza ha avuto consenso, mentre è stato stabilito che per determinare il vincitore in caso di offerte a prezzo zero verrà adottato un meccanismo di lotteria.

La *WindSeeG* 2020 porta importanti novità anche sul fronte dei prezzi massimi. Nella precedente versione della legge, il prezzo massimo ammesso per le nuove aste 2021 da 900 MW avrebbe dovuto essere nullo dato che i due turni del 2017 e del 2018 si sono conclusi senza incentivi effettivi. Considerando i costi tecnologici non tutti i progetti risultavano fattibili in assenza di premio e i prezzi nulli rischiavano di minare la realizzazione dei progetti in *pipeline* nei tempi previsti e, di conseguenza, il raggiungimento degli obiettivi di medio-lungo termine. La nuova legge prevede, quindi, che per le aste rinnovabili nei prossimi anni venga applicato un *cap* di 7.3 €cent/kWh nel 2021, che scende a 6.3 €cent/kWh e a 6.2 €cent/kWh nel 2022 e 2023, rispettivamente. Il nuovo piano prevede 9 procedure d'asta per il periodo 2021-2025 con un totale di capacità da negoziare pari a 4.5 GW rispetto ai 7.7 GW attualmente installati.

UN NUOVO MECCANISMO AD ASTA PER LE RINNOVABILI SPAGNOLE

Il nuovo meccanismo di incentivazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili⁴, messo in consultazione dal Governo spagnolo il 6 novembre scorso, prevede la realizzazione di circa 19.4 GW di nuova capacità entro il 2025 tramite 6 aste annuali di circa 3.5 GW/anno applicando l'approccio *pay-as-bid*. Il 51% del volume complessivo messo all'asta sarà dedicato al solare fotovoltaico, l'eolico rappresenta il 44%, mentre i restanti 4% sono divisi fra bioenergia, solare a concentrazione e altri. Le prime aste sono previste entro la fine del 2020 e nel suo complesso, le nuove aste dovrebbero assicurare un terzo dell'obiettivo nazionale intermedio 2025. Lo scopo principale del nuovo meccanismo consiste nel portare il paese sulla traiettoria del raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2030. Le aste potranno essere basate sia sulla capacità installata, sia sull'energia prodotta o sulla loro combinazione e sono aperte alla partecipazione anche dei progetti *storage* (in configurazioni *stand alone* o soluzioni ibride solare-BESS). Per attirare tecnologie innovative come l'accumulo e stimolare modulazioni più flessibili, sono previsti extra-incentivi durante le ore di picco che possono raggiungere il 50% in più. È previsto che le risorse accettate possano partecipare anche al mercato dei servizi ancillari senza alcun vincolo sulla remunerazione dei servizi offerti.



03

Mercato

gas naturale

Tornano gli interrompibili gas

Con l'anno termico 20 viene reintrodotta il meccanismo di remunerazione per l'interrompibilità dei prelievi gas del sistema industriale, con modifiche rispetto alla formulazione prevista fino al 2013. I soggetti interessati potranno aggiudicarsi il servizio tramite asta. La remunerazione, fissa e variabile in caso di interruzioni, verrà definita nelle aste stesse. Gli operatori nelle offerte dovranno tenere conto dei cap predefiniti, della probabilità di interruzione, e del rischio di penali. Prevista la riattivazione della CVi per la copertura dei costi.

A sei anni dall'ultima allocazione tornano (ma solo per questo anno termico) gli interrompibili industriali per il settore del gas naturale, ovvero viene ripristinato (con alcune modifiche) un meccanismo di remunerazione della disponibilità all'interruzione dei prelievi gas per i siti industriali, meccanismo che è stato attivo fino all'anno termico 2013 e successivamente sostituito dal meccanismo *peak shaving*.

Nella nuova formulazione (introdotta dal [decreto ministeriale 30 settembre 2020](#) e dettagliata da ARERA con la [delibera 511/2020](#)), i clienti industriali (inclusi i cogeneratori che utilizzano il gas per generazione elettrica auto-consumata) che in forma singola o aggregata possono garantire riduzioni pari almeno a 50 mila mc/g, possono essere remunerati per due tipologie di servizio:

- servizio A: con preavviso di 24 ore e durata massima di tre giorni consecutivi
- servizio B: con preavviso di 48 ore, durata minima di tre giorni consecutivi e durata massima di 5 giorni lavorativi.

I servizi sono tarati per rispondere a quelle che sono le durate tipiche delle punte di freddo, che possono comportare - soprattutto se associate a riduzioni dell'offerta del gas o se si verificano a fine stagione in condizioni di semi svuotamento degli stoccaggi - situazioni di emergenza del sistema di approvvigionamento.

La quantità complessiva che verrà acquistata è stata fissata a 10 Mmc/g, con un vincolo di utilizzo di 12 giorni complessivi e 4 eventi di attivazione.

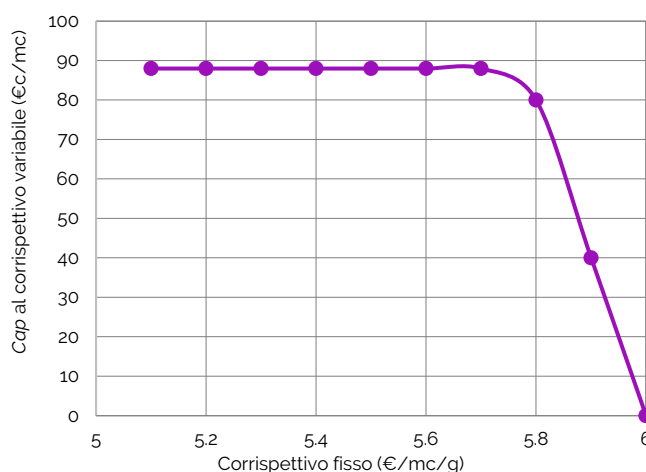
I fornitori saranno scelti tramite aste (svolte da Snam Rete Gas), con aggiudicazione ai soggetti che si impegnano a fornire i servizi al costo più basso.

In particolare, i partecipanti sono chiamati a offrire sia un corrispettivo fisso per la disponibilità in €/mc/g che un corrispettivo variabile da ricevere solo in caso di attivazione del servizio in euro a metro cubo non consumato. L'asta si svolge su un parametro che è la somma tra il corrispettivo fisso e il 25% del corrispettivo variabile.

Esistono tuttavia dei *cap* ai corrispettivi:

- il corrispettivo fisso ha un *cap* 6 €/mc/g.
- il corrispettivo variabile ha un *cap* che dipende dal valore del corrispettivo fisso: se il fisso offerto è inferiore a 5,7 €/mc/g, il corrispettivo variabile ha un *cap* pari a 0,88 €/mc, invece, se il fisso offerto assume valori superiori, il *cap* del corrispettivo variabile decresce come in **Figura 1**, fino ad annullarsi in caso si offra un fisso pari al massimo di 6 €/mc/g.

FIGURA 1. CAP AL CORRISPETTIVO VARIABILE IN FUNZIONE DEL CORRISPETTIVO FISSO



Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

Ai partecipanti viene garantito l'acquisto per intero della quantità offerta, anche se questo comporta lo sfioramento della quantità massima prevista.

La spesa massima allocata è dunque di circa 60 milioni di euro, mentre la decisione dei partecipanti su come strutturare l'offerta dipende dai costi in caso di interruzione, dalla probabilità di incorrere in una penale nonché dalla probabilità che si associa all'interruzione stessa.

LE PENALI

Le penali previste in caso di mancata riduzione sono pari al doppio del corrispettivo variabile per la quantità non ridotta e al 150% del fisso per il maggior valore giornaliero della mancata riduzione. L'effettiva riduzione del prelievo gas è quantificata in sede di bilanciamento, mentre le penali scattano quando la quantità ridotta è inferiore alla quantità contrattualizzata, con una franchigia del 5%. In caso di clienti industriali che usano il gas per auto-produzione di energia elettrica, eventuali aumenti dei prelievi di energia elettrica (o riduzioni delle immissioni) sono considerati come gas prelevato da impianti con un'efficienza del 45%.

È prevista anche una penale nel caso in cui i prelievi effettivi risultino inferiori a quelli contrattualizzati prima che vengano richieste riduzioni, per scoraggiare la vendita di volumi superiori a quelli disponibili. Questa penale dipende tuttavia dal numero di giorni N per il quale potrebbe essere attivato il servizio di interrompibilità nell'anno termico 2020/2021, parametro non meglio definito.

Per fare un esempio: un operatore che avesse venduto un lotto da 50 mila mc/g al prezzo massimo di 6 €/mc/g (in questo caso non è quindi possibile chiedere il variabile) otterrebbe una remunerazione di 300 mila euro. In caso di mancata riduzione, anche solo per un giorno, la penale sarebbe di 450 mila euro. Se tuttavia non vengono attivate le riduzioni ma il prelievo risulta nullo in un giorno critico, la penale sarebbe di circa 50 mila euro se i giorni critici sono 10, di meno di 20 mila euro se i giorni critici sono 30. Ciò rappresenta un ulteriore rischio da tenere in considerazione nella decisione di offrire il servizio.

LA PROBABILITÀ DI INTERRUZIONE

Nella formula utilizzata per il calcolo dei prezzi massimi viene utilizzato un parametro, pari a 0.25, per esprimere la probabilità di interruzione. Nelle stime MISE, riportate da ARERA, viene individuata

una probabilità di interruzione di 5 giorni consecutivi in 20 anni pari al 2.74%. Per meglio contestualizzare il provvedimento, è tuttavia necessario ripercorrere la storia della gestione della sicurezza dell'offerta nel sistema italiano, tipicamente esposto al rischio di interruzione delle forniture per via della dipendenza da pochi fornitori.

Tecnicamente, il nuovo meccanismo è una modifica al Piano di emergenza per fronteggiare eventi sfavorevoli per il sistema del gas naturale (pubblicato con [decreto ministeriale 19 aprile 2013](#) su impulso della normativa europea).

Il Piano, sulla base di una accurata analisi della sicurezza dell'offerta riportata nel Piano di azione preventivo, dettaglia le azioni da intraprendere a seconda della gravità dell'eventuale situazione di emergenza gas.

Un elemento di tranquillità in merito alle condizioni di sicurezza del nostro sistema gas deriva dal rispetto della regola N-1 ([Regolamento UE 994/2010](#)), secondo cui la capacità tecnica di offerta in assenza della maggiore infrastruttura (il Tarvisio, appunto che è il punto di ingresso delle importazioni dalla Russia) deve essere superiore alla domanda giornaliera attesa alla punta, al netto dell'interrompibilità possibile: il calcolo effettuato per l'Italia restituisce un'offerta N-1 nel range tra il 99.8% e il 120% della domanda (a seconda del livello di riempimento degli stoccaggi), prima di considerare l'apporto del nuovo stoccaggio di Ital Gas Storage (1.3 Gmc a regime) e del gasdotto TAP (10 Gmc a regime) ([Newsletter 247](#)), due infrastrutture già in funzione e che raggiungeranno progressivamente la massima capacità nei prossimi mesi/anni. Viene tuttavia specificato, che l'entrata in esercizio del gasdotto TAP, anche se permetterà una diversificazione delle fonti, non farà aumentare la capacità complessiva di importazione, infatti la capacità al relativo punto di ingresso nel sistema nazionale, allo stato attuale delle infrastrutture di trasporto, sarà concorrente con gli altri punti di ingresso provenienti da Sud. In altre parole, è possibile che, in assenza del potenziamento della dorsale adriatica, si crei una congestione nel sistema di trasporto dal Sud d'Italia verso in Nord d'Italia se anche i flussi dall'Algeria vengono massimizzati.

Una residua fonte di preoccupazione per il sistema è data invece dal fatto che lo stesso esercizio N-1 effettuato a partire dai dati di flusso effettivi, restituisce un valore dell'88%, che salirebbe al 100% con il TAP a regime, non sufficiente a garantire la sicurezza. I calcoli non sono stati tuttavia aggiornati per tenere conto dei maggiori apporti di GNL registrati dal 2019.

Il sistema italiano ha fatto ricorso in alcune circostanze all'interrompibilità della domanda per contenere le erogazioni da stoccaggio, sia quella volontaria del settore industriale, sia quella "forzata" sul sistema elettrico attraverso la riattivazione delle centrali a olio con priorità di dispacciamento.

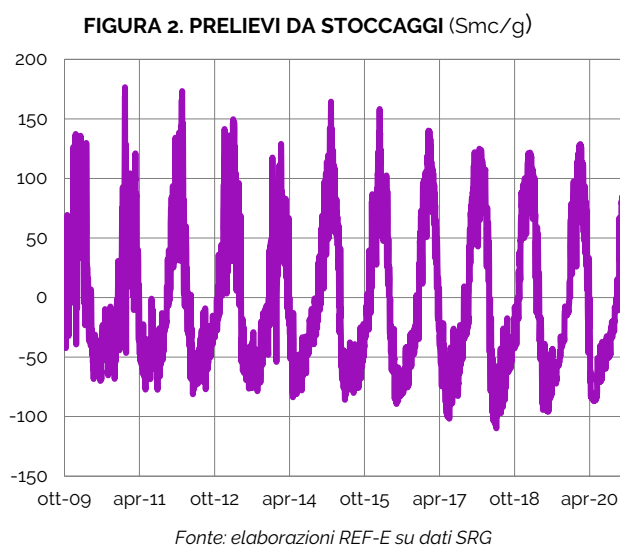
Storicamente si sono verificati almeno tre episodi di riduzione delle forniture dalla Russia. Nel periodo gennaio-marzo 2006, Eni dichiarò mancate consegne per circa 300 Mmc. La gravità dell'episodio, più che per i volumi in campo, fu data dalla situazione italiana: l'inverno tra il 2005 e il 2006 è stato quello con i maggiori consumi storicamente registrati e le condizioni dell'offerta erano molto ristrette rispetto alla domanda. La situazione fu tuttavia risolta con il ricorso all'interrompibilità e senza intaccare le riserve di stoccaggio strategico (cosa avvenuta invece l'inverno precedente). Tensioni tra i due paesi sono emerse anche nel periodo gennaio-marzo 2009, quando, al contrario del periodo precedente, si era nel pieno della crisi e con una domanda relativamente debole. Nei giorni dal 7 al 20 gennaio si annullarono quasi totalmente le importazioni dalla Russia, con mancate consegne per circa 1,200 Mmc, compensate con l'aumento delle importazioni dall'Algeria, con l'interrompibilità della domanda e con il ricorso allo stoccaggio che proprio in quei giorni riportò il record di allora di erogazione (187 Mmc/g), senza che sia stato tuttavia necessario ricorrere allo stoccaggio strategico.

L'ultima volta in cui storicamente si è fatto ricorso all'interruzione contrattualizzata allo scopo dei soggetti industriali è stato nel febbraio 2012, in concomitanza di un nuovo massimo di prelievi storici e di mancate forniture dalla Russia. In questo caso, infatti, la Russia non aveva risposto alla richiesta di aumentare le esportazioni per coprire il picco di domanda e le mancate consegne

ammontarono a poco meno di 200 Mmc. Questa è stata l'ultima volta in cui storicamente si è fatto ricorso all'interruzione dei soggetti industriali contrattualizzati allo scopo.

Più di recente, una riduzione totale dei flussi in ingresso da Baumgarten, durata meno di 24 ore, si è registrata nell'inverno 2017/2018. In quelle circostanze, sia il sistema italiano che quello austriaco hanno reagito con i normali strumenti di mercato senza dover ricorrere a misure straordinarie.

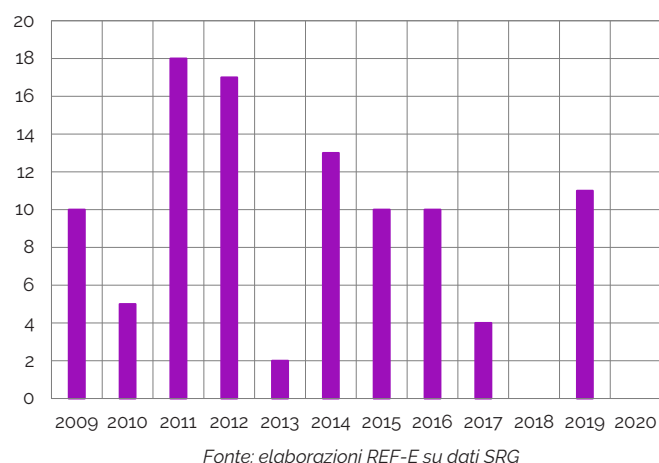
La **Figura 2** riporta l'andamento storico dei picchi di prelievo da stoccaggio. Come si vede anche dalla figura, i valori massimi registrati nel dicembre 2010 e nel febbraio 2012 non si sono più verificati di recente, quando gli inverni sono stati prevalentemente miti o comunque freddi (come il 2014 e 2015) ma non estremi. Anche i 100 giorni di maggior prelievo da stoccaggio nella storia recente del sistema gas sono concentrati negli anni freddi dell'ultimo decennio, con nessuna delle punte di prelievo nel 2018 e nel 2020.



L'interrompibilità del sistema industriale non era stata più rinnovata dall'anno termico 2013, mentre la possibilità di ricorrere alla riattivazione delle centrali a olio è stata esclusa a fine 2019.

Le misure di sicurezza sono state progressivamente ridotte a seguito dall'ingresso del terminale di rigassificazione OLT, che ha permesso un maggior grado di diversificazione dell'offerta, e dall'adozione

FIGURA 3. DISTRIBUZIONE DEI 100 GIORNI CON MAGGIORI PRELIEVI DI STOCCAGGIO NEGLI ULTIMI 10 ANNI



di due ulteriori provvedimenti, quali l'attivazione della sessione di emergenza del bilanciamento in G-1, che consente un maggiore coordinamento tra Snam Rete Gas e gli importatori nei momenti di tensione del sistema, e l'attivazione del servizio di *peak shaving* presso i terminali di rigassificazione parzialmente utilizzati.

Quest'ultimo servizio era stato introdotto dal 2014 a integrazione del piano preventivo originale (decreto ministeriale 13 settembre 2013 e 18 ottobre 2013) e prevedeva che i terminali inutilizzati fossero resi disponibili a scopo di stoccaggio virtuale di GNL da rigassificare in caso di necessità nei momenti di emergenza.

La riattivazione del servizio di interrompibilità per gli industriali è giustificata proprio dalla impossibilità di riproporre il servizio di *peak shaving*, essendo i terminali di rigassificazione saturati dal 2019.

Se questi dati mostrano una tendenza alla riduzione delle punte e possono lasciar supporre che la probabilità di interruzione sia più bassa che in passato, il rischio di attivazione delle riduzioni non può tuttavia essere escluso. Nessun sistema può infatti essere considerato sicuro al 100%

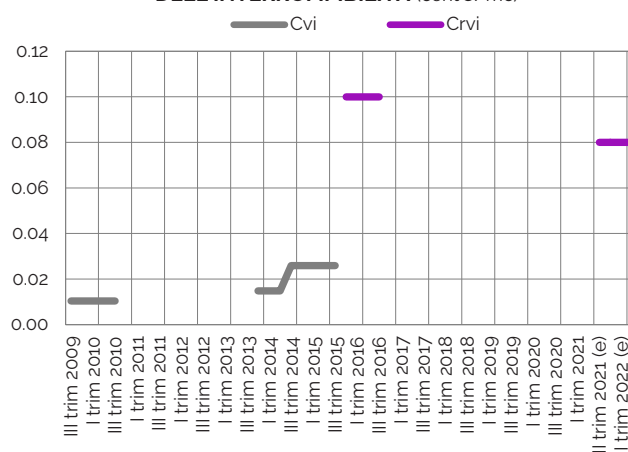
I COSTI

I costi del meccanismo saranno coperti attraverso la componente CRVi, applicata ai punti di prelievo (precedentemente CVi applicata ai punti di immissione) già attivata in passato. L'impatto del meccanismo non è mai stato particolarmente rilevante, come si vede in **Figura 4**.

Il costo dovrebbe essere recuperato nell'anno termico 2021 con una componente CRVi pari a indicativamente 0.08 €cent/mc.

Nella decisione di partecipare al meccanismo gli operatori dovrebbero tenere conto anche degli sconti sugli oneri impropri concessi agli interrompibili. Questi riguardano la componente a copertura dei costi di stoccaggio, attualmente pari a 0.55 €cent/mc ma solamente per i mesi invernali, e la componente a copertura dei costi di stoccaggio strategico, pari a 0.35 €cent/mc, recentemente spostata a valle del PSV ma applicata solamente ai punti di prelievo allacciati alla rete di distribuzione.

FIGURA 4. COMPONENTI A COPERTURA DEI COSTI DELL'INTERROMPIBILITÀ (cent€/mc)





04

Gare

gas

Monitoraggio gare gas

REGOLAZIONE TARIFFARIA

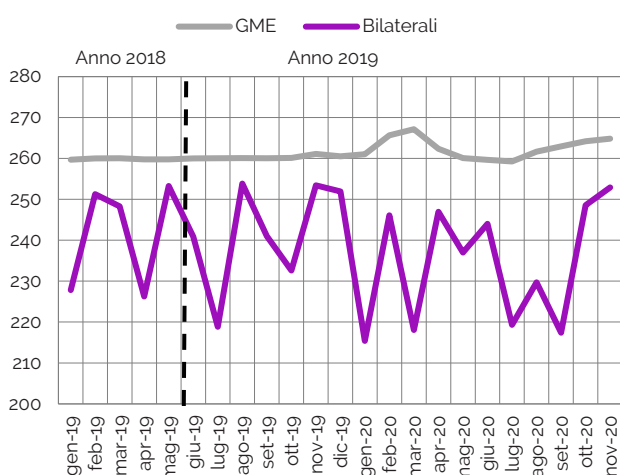
- Il [Decreto Legge 34/2020](#) ha implicitamente imposto la rimozione del tetto ai costi riconosciuti per le località in avviamento in caso di investimenti nei Comuni montani in fascia climatica F e per le aree non metanizzate del Sud Italia oggetto di incentivi alla metanizzazione, esonerando tali investimenti dalla necessità di presentare un'analisi costi-benefici positiva. Tale tetto era stato introdotto da ARERA ([delibera 704/2016/R/GAS](#)) e successivamente confermato dal Tribunale amministrativo (Consiglio di Stato, sentenze 778-779-780/2020).
- L'avvio dei lavori per il recepimento del dettato normativo, sia in relazione alla regolazione tariffaria che alla verifica della conformità dei bandi di gara – per il quali la normativa generale prevede che eventuali investimenti offerti in sede di gara ma privi di analisi-costi benefici positiva siano posti interamente a carico del concessionario entrante – è l'occasione per ARERA per ribadire i timori legati alla mancanza di criteri di limitazione dei costi dei nuovi investimenti.
- Una soluzione possibile citata da ARERA per limitare gli impatti della normativa sarebbe quella di ritornare a una regolazione tariffaria che non prevede socializzazioni tra diverse località, come in vigore prima del 2008. In tal modo, i clienti di ogni località vedrebbero tariffe allineate ai costi sostenuti dal gestore per quella località.

Questa soluzione ha lo svantaggio di penalizzare le imprese di fornitura presenti negli ambiti che hanno tariffe più elevate, ma ha il vantaggio di segnalare ai consumatori gli impatti delle decisioni di investimento non efficienti. ARERA ha già da tempo previsto la possibilità di ridurre le aree di socializzazione, oggi abbastanza ampie e corrispondenti a 6 macroaree, ma rimandando la decisione a valle dell'aggregazione delle concessioni per ATEM. L'applicazione di questa regola allo stato attuale comporterebbe la presenza di tariffe diversificate per ambito comunale e estremamente differenziate tra di loro. La decisione dovrebbe comunque essere presa entro fine 2021.

CERTIFICATI BIANCHI

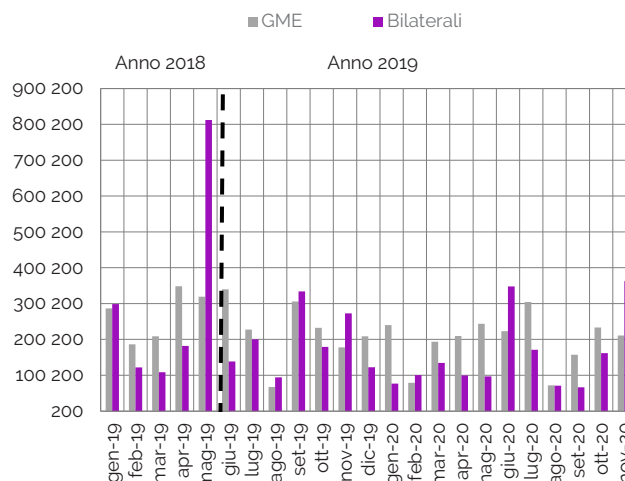
L'anno d'obbligo dei certificati bianchi si è chiuso con la fine di novembre. Nonostante la fine dell'anno non abbia visto un incremento sensibile dei prezzi e delle quantità scambiate (come solitamente avviene) il prezzo medio di mercato risulta superiore a 261 €/TEE, e quindi superiore non solo al *cap* al contributo tariffario ma anche al prezzo di riserve del GSE. Secondo le stime REF-E, il contributo tariffario dovrebbe assestarsi, grazie alla presenza del contributo aggiuntivo, a 255.18 €/TEE, ma il valore definitivo dipende dall'effettivo bilancio tra domande a offerta sul mercato dei TEE per cui sono necessari i dati definitivi del GSE non ancora disponibili.

FIGURA 1. PREZZI DEI CERTIFICATI BIANCHI (€/TEE)



Fonte: REF-E su dati GME

FIGURA 2. QUANTITÀ SCAMBIATE (n. di TEE)



BANDI DI GARA

Dopo diversi mesi di silenzio, sono state di recente approvate una serie di richieste di differenziali *VIR-RAB* superiori al 10%.

- Per **BIELLA**, la differenza è stata approvata in relazione a 26 località. La *RAB* complessiva dell'ATEM è di circa 26 milioni di euro per 66 mila PDR (per 930 €/PDR in media) posseduto attualmente da 2i Reti Gas (82%), Energei (12%) e Edigas/Ascopiave (5%). Le 26 località che hanno un *VIR* maggiore del 10% della *RAB* hanno una *RAB* di 29 milioni di euro e sono quelle di Ascopiave e il 50% di quelle di 2i Rete Gas. Il processo di approvazione è durato due anni (la prima richiesta è stata di dicembre 2015). La stazione appaltante di BIELLA aveva pubblicato in primo bando nel 2015, poi annullato.
- Per **ROMA 2** ([delibera 502/2020/R/gas](#)) la differenza è stata approvata per 7 delle 12 località, che attualmente rappresentano il 32% della *RAB* totale (63 milioni di euro). L'ATEM, che conta circa 70 mila PDR (890 €/PDR) è interamente posseduto dal Italgas.
- **ROMA 4** ([delibera 503/2020/R/gas](#)) ha attualmente una *RAB* di 87 milioni di euro per 118 mila PDR (740 €/PDR) posseduta da F2i (42%), Italgas (34%) Edison (23%) e Erogasmet (1%). La differenza *VIR-RAB* è stata approvata per 14 delle 18 località dell'ATEM; che rappresentano il 60% della *RAB* di F2i e Italgas e per l'unica località gestita da Erogasmet.

- Anche per **PORDENONE** è arrivata l'approvazione del differenziale *VIR-RAB* ([delibera 504/2020/R/GAS](#)). In questo caso la *RAB* che sarà incrementata significativamente dopo le gare riguarda 23 delle 41 località in cui è divisa la *RAB* di 69 milioni di euro per 112 mila PDR (620 €/PDR). Italgas è leader nell'ATEM con una quota di più dell'80%, mentre quote minori sono possedute da 2i Rete Gas, Ascopiave, Hera, e dall'operatore locale Multiservizi Azzanese.
- Nonostante questa piccola ondata di approvazioni, la situazione rimane in stallo con nessun bando aperto, e le EOI in corso che vengono contamente rimandate: questo mese è stata la volta di **VARESE 3**, originariamente prevista per fine dicembre, mentre rimane al momento confermata per questa data la scadenza di **MILANO 3**.

VALUTAZIONE SINTETICA GARE GAS

GARE ASSEGNATE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Concessionario vincente
1	TORINO 2	687/2016/R/gas	59/2016/R/gas	29/12/2015	28/06/2017	Italgas
2	VALLE D'AOSTA	906/2017/R/gas		28/03/2018	01/10/2018	Italgas
3	MILANO 1	631/2015/R/gas		23/12/2015	16/01/2017	Unareti (A2A)

GARE CHIUSE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Numero offerte
1	BELLUNO	455/2016/R/gas	26/2016/R/gas	27/12/2016	01/09/2017	
2	UDINE 2	399/2018/R/gas	880/2017/R/gas	04/11/2015	30/09/2019	
3	TORINO 1	30/2018/R/gas		23/05/2019	11/12/2019	
4	NAPOLI 1	231/2019/R/gas	145/2019/R/gas	21/08/2019	01/07/2020	2

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE SCADUTE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	UDINE 1	NO		23/12/2015	29/02/2016	MEDIO
2	UDINE 3	NO		10/02/2016	06/06/2016	MEDIO
3	PERUGIA 2	NO		28/12/2015	29/12/2017	ALTO
4	COMO 1	NO		08/08/2018	07/11/2019	.

MANIFESTAZIONI D'INTERESSE IN SCADENZA

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	MILANO 3	NO		31/01/2020	31/12/2020	ALTO
2	MILANO 4	NO		30/12/2019	31/01/2021	MEDIO
3	VICENZA 4	NO		01/04/2019	31/03/2021	ALTO
4	VARESE 2	NO		11/09/2015	31/03/2020	ALTO
5	VERONA 2	in corso		30/12/2016	30/06/2021	ALTO
6	VICENZA 3	in corso	284/2018/R/gas	15/12/2018	30/09/2021	MEDIO
7	LODI 1	NO		30/12/2015	30/09/2021	MEDIO
8	MONZA E BRIANZA 1	NO		29/12/2015	28/10/2021	MEDIO
9	BERGAMO 2	NO		11/12/2019	29/10/2021	ALTO
10	POTENZA 2	NO		06/02/2020	01/12/2021	ALTO
11	VARESE 3	NO		12/07/2017	31/12/2021	MEDIO
12	BERGAMO 3	NO		03/08/2018	SOSPESA	MEDIO
13	BRESCIA 1	NO		20/12/2018	SOSPESA	MEDIO

BANDI INVIATI ARERA MA NON APERTI

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	GENOVA 1	536/2019/R/gas	69/2018/R/gas	NO		BASSO
2	ROMA 1	650/2015/R/gas		NO		BASSO
3	FORLÌ-CESENA	517/2016/R/gas	67/2016/R/gas	NO		BASSO
4	LIVORNO	in corso	283/2018/R/gas	NO		MEDIO
5	MODENA 1	298/2019/R/gas	56/2019/R/gas	NO		MEDIO
6	GENOVA 2		536/2019/R/gas	NO		MEDIO
7	FIRENZE 1	in corso		NO		BASSO
8	LA SPEZIA	501/2019/R/gas	628/2017/R/gas	NO		BASSO
9	PRATO		406/2019/r/GAS	NO		ALTO
10	RIMINI		450/2019/R/gas	NO		BASSO
11	TRIESTE	in corso	63/2020/R/gas	NO		BASSO
12	BIELLA		485/2020/R/gas	29/12/2015	Sospesa	MEDIO
13	ROMA 2		502/2020/R/gas	NO		BASSO
14	ROMA 4		503/2020/R/gas	NO		BASSO
15	PORDENONE		504/2020/R/gas	NO		BASSO

GARE ANNULLATE O SOSPESE

Numero	ATEM	ARERA Analisi bando	ARERA VIR/RAB >10%	Pubblicazione	Scadenza offerte	Grado di competitività
1	LUCCA	in corso		30/12/2016	Annullata	MEDIO
2	VENEZIA 1	368/2016/R/gas		28/12/2015	Annullata	BASSO
3	MASSA-CARRARA	in corso	142/2017/R/gas	21/12/2015	Sospesa	MEDIO
4	ALESSANDRIA 2	NO	113/2016/R/gas	22/12/2015	Sospesa	BASSO
5	TORINO 3	NO		22/12/2015	Sospesa	MEDIO
7	CREMONA 2 E CREMONA 3	NO		24/12/2015	Sospesa	BASSO

Dati aggiornati al 11/12/2020



05

**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	276 807	293 955	-5.8%
Produzione netta	250 210	261 398	-4.3%
- Termoelettrico	159 315	173 229	-8.0%
- Rinnovabili**	90 895	88 169	3.1%
Saldo estero	28 899	34 741	-16.8%

** Idroelettrico, Geotermoelettrico, Eolico e Fotovoltaico

Valori cumulati al 30/11/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati TERNA

GAS NATURALE: DOMANDA CUMULATA PER SETTORE

(Gmc e variazioni tendenziali)

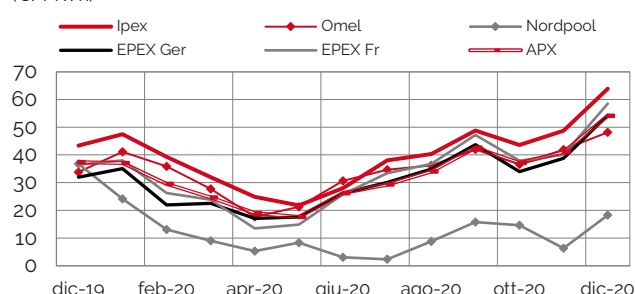
	AS 2020	AS 2019	Var. %	AT 2020	AT 2019	Var. %
Industriale	12.1	12.8	-6.0%	2.4	2.3	4.3%
Termoelettrico	21.9	23.8	-7.9%	4.0	4.2	-3.9%
Distribuzione	26.2	26.9	-2.7%	5.6	4.9	15.3%
Altro	1.7	2.2	-25.0%	0.3	0.5	-38.5%
Totale	61.8	65.8	-6.0%	12.3	11.8	4.0%

Valori cumulati al 30/11/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati SRG

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI SPOT IN EUROPA

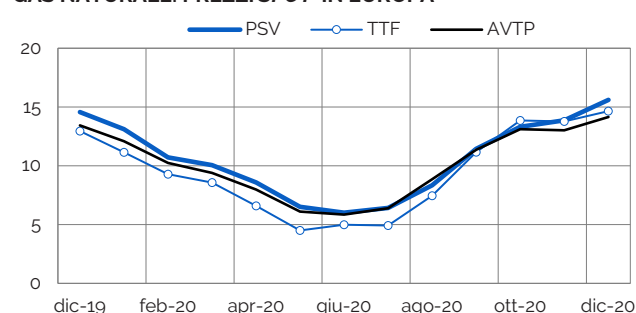
(€/MWh)



Prezzi baseload. Medie mensili. Ultimo dato al 4/12/2020

Fonte: Borse Europee

GAS NATURALE: PREZZI SPOT IN EUROPA

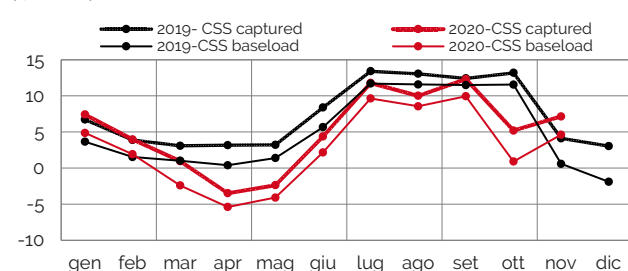


Medie mensili. Ultimo dato al 4/12/2020

Fonte: elaborazione REF-E su dati Thomson Reuters

ENERGIA ELETTRICA: CLEAN SPARK SPREAD IN ITALIA

(€/MWh)



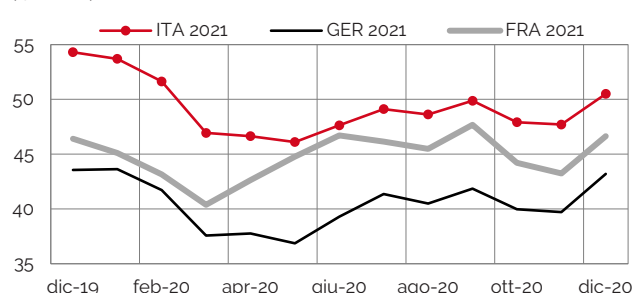
Calcolati su capture prices impianti CCGT, prezzi baseload e prezzi spot (PSV, CO2).

Medie mensili. Ultimo dato al 30/11/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Thomson Reuters e GME

ENERGIA ELETTRICA: FUTURE ANNUALI

(€/MWh)



Medie mensili. Ultimo dato al 04/12/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Reuters

PREZZO DELLA CO2

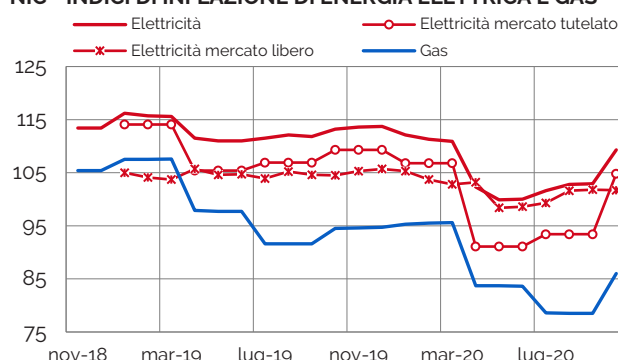
(€/tCO2 eq.)



Prezzi giornalieri. Ultimo dato al 04/12/2020

Fonte: Reuters su EEX

NIC - INDICI DI INFLAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E GAS

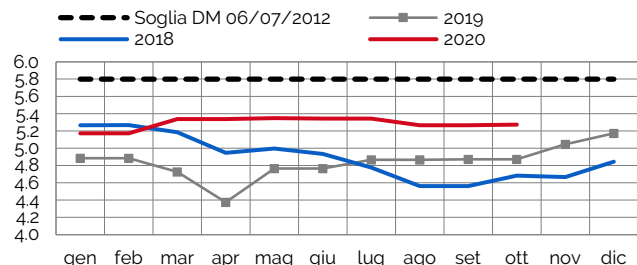


Fonte: elaborazioni REF-E su dati ISTAT

Dati settori incentivati e regolati

CONTATORE GSE RINNOVABILI

Costo cumulato annuo (miliardi di euro)

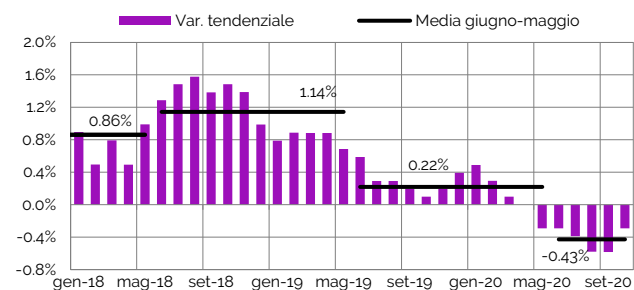


Rinnovabili elettriche diverse da fotovoltaico fino al 2019. Aggiunta degli esiti FER1 dal 2020. Ultimo dato 31/10/2020

Fonte: GSE

FOI: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)

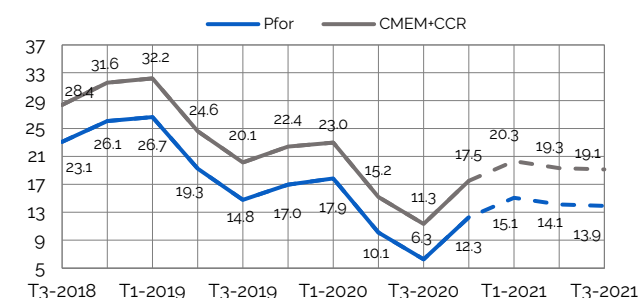


*Indice prezzi al consumo per famiglie, operai e impiegati. Ultimo dato: ottobre 2020

Fonte: Istat

GAS NATURALE: APPROVVIGIONAMENTO IN TUTELA

(€/cent/mc)



PCS 38,52 MJ/mc, Previsioni (tratteggiato) su forward al 4/12/2020

Fonte: elaborazioni REF-E su dati Alba e ARERA

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

Componente	IV-19	I-20	II-20	III-20	IV-20
Energia, dispac. e commerc.	9.49	8.99	5.72	6.20	8.55
Costi infrastrutture e UC	3.92	3.91	3.91	3.91	3.91
Oneri generali di sistema	4.70	4.18	4.18	4.18	4.18
Totale - tasse escluse	18.10	17.08	13.81	14.29	16.64

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

GAS NATURALE: PREZZI IN TUTELA DOMESTICI

(€/cent/mc)

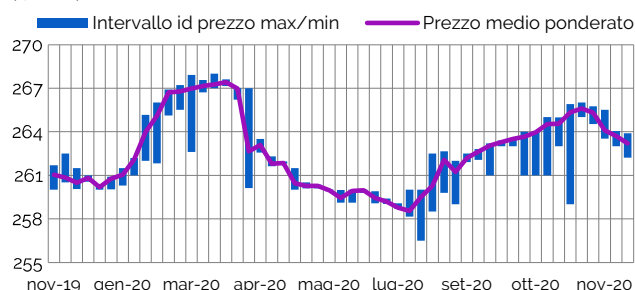
Componente	IV-19	I-20	II-20	III-20	IV-20
Approvvig. e vendita	27.51	28.33	20.52	16.68	22.85
Costi di trasporto	4.59	4.99	4.33	4.33	4.33
Costi di distribuzione	9.92	9.31	9.31	9.47	9.17
Oneri generali di sistema	3.39	3.30	3.28	3.28	3.28
Totale - tasse escluse	45.4	45.9	37.4	33.8	39.6

Consumi 1,400 Smc/a

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA

TEE: PREZZO MASSIMO E MINIMO PER SESSIONE

(€/TEE)

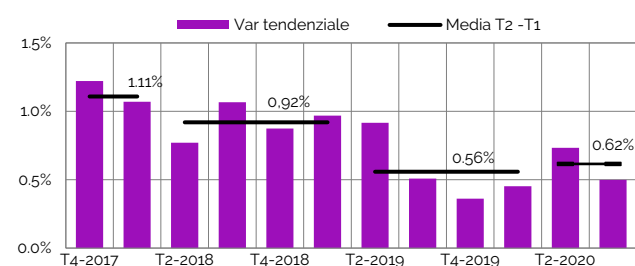


Ultimo dato 04/12/2020

Fonte: GME

DIFL: VARIAZIONI TENDENZIALI*

(%)



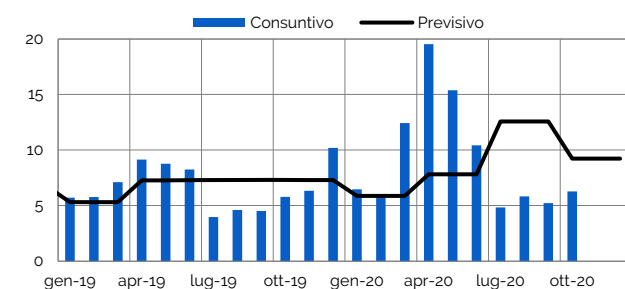
*Deflatore investimenti fissi lordi

Edizione dati Istat: Dicembre 2020

Fonte: Istat

CORRISPETTIVO UNITARIO DI UPLIFT

(€/MWh)



Ultimo dato consuntivo: Ottobre 2020

Fonte: Terna

ENERGIA ELETTRICA: PREZZI DI MAGGIOR TUTELA PMI (BTA5)

(€/cent/kWh)

Componente	IV-19	I-20	II-20	DL Rilancio	III-20	DL Rilancio	IV-20
Energia, dispac. e commerc.	8.50	8.46	5.10	5.10	5.59	5.59	6.50
Costi infrastrutture e UC	3.34	3.33	3.33	1.76	3.33	1.76	3.33
Oneri generali di sistema	7.86	7.04	7.04	5.34	7.04	5.34	7.00
Totale - tasse escluse	19.69	18.84	15.48	12.20	15.97	12.68	16.84

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

Fonte: elaborazioni REF-E su dati ARERA



06

Indici

Itec e Magi

L'EVOLUZIONE DI ITEC

Il valore dell'indice **ITEC12/REF-E** per il mese di dicembre è pari a 31.33 €/MWh, in calo del 3.5% sul dato di novembre (32.47 €/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 novembre.

Il valore dell'indice **ITEC/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 40.21 €/MWh, in aumento del 2.7% sul valore consuntivo di novembre (pari a 39.15 €/MWh), mentre l'indice **ITECccgt/REF-E** per il mese di dicembre si attesta a 43.67 €/MWh, in aumento del 3.8% rispetto al consuntivo del mese precedente (42.09 €/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 dello 0.6% durante il mese di novembre.

Il valore *forward* per il mese di gennaio 2021 dell'indice **ITEC12/REF-E**, basato sulle quotazioni di mercato del 3 dicembre, è pari a 32.55 €/MWh, in aumento del 3.9% rispetto al consuntivo di dicembre 2020. Il valore *forward* per il mese di gennaio 2021 di **ITEC/REF-E**, aggiornato al 3 dicembre, è pari a 41.75 €/MWh, in aumento del 3.8% rispetto al consuntivo di dicembre, mentre **ITECccgt/REF-E**, anch'esso aggiornato al 3 dicembre, è in aumento del 2% rispetto al consuntivo di dicembre e si attesta a 44.54 €/MWh.

ITEC12/REF-E, ITEC/REF-E e ITECccgt/REF-E di gennaio 2020 sono calcolati da REF-E su valori giornalieri Reuters al 3/12/2020. Valori consuntivi calcolati da REF-E su dati Reuters.

Cos'è ITEC12/REF-E

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

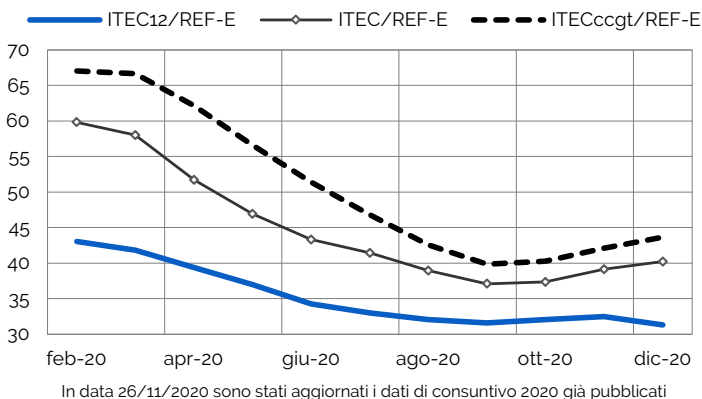
Cos'è ITEC/REF-E

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

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

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

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



Fonte: elaborazioni REF-E

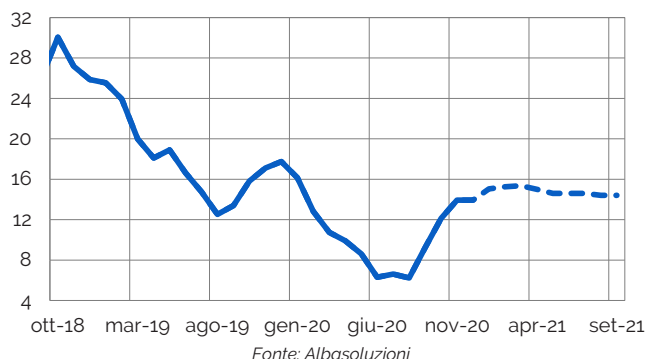
L'EVOLUZIONE MAGI

L'indice gas MAGI consuntivo per dicembre 2020 è pari a 13.93 €/MWh, risultato della componente transazione e della componente derivante dalla *survey* che si attestano rispettivamente a 13.97 €/MWh e 13.85 €/MWh.

La quotazione del prodotto con consegna a dicembre 2020 è aumentata dello 0.1% rispetto a quella per le consegne di novembre 2020 (pari a 13.92 €/MWh), ma risulta minore rispetto a quella registrata l'anno scorso per le consegne dello stesso mese (pari a 17.75 €/MWh). Il volume complessivo transato è aumentato rispetto a novembre 2020 (16,259 MW contro 13,969 MW), come anche il numero di transazioni registrate (566 contro 407).

Al 3 dicembre, gli scambi del prodotto con consegna a gennaio 2021, relativi a un campione di 40 operazioni e un volume totale scambiato di 945 MW, indicano un prezzo di 15.04 €/MWh, in aumento rispetto al valore consuntivo del prodotto con consegna a dicembre 2020.

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



Cos'è MAGI

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

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

Perché MAGI

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

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



Direttore responsabile

Claudia Checchi

Gruppo di lavoro

Virginia Canazza, 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, Simona Soci

Editore

REF-E Srl

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

Presidente

Pia Saraceno

Segreteria, Editing e grafici

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

Sottoscrittori

A2A SPA, ACEGAS APS AMGA, ACEA ENERGIA SPA, AET AZIENDA ELETTRICA TICINESE, AXPO ITALIA SPA, CSEA CASSA PER I SERVIZI ENERGETICI E AMBIENTALI, CVA TRADING SRL, DOLOMITI ENERGIA SPA, E.ON ITALIA SPA, EDISON SPA, ENGIE ITALIA, 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