

PAGINA BIANCA

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

3.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia

i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.4.2, comprese, se del caso, misure specifiche per consentire la realizzazione di progetti di interesse comune (PIC) e di altri progetti infrastrutturali importanti

❖ SETTORE ELETTRICO

Le misure per favorire un potenziamento e un miglioramento della rete di trasmissione dell'energia elettrica, da realizzare in coerenza con il Piano di Sviluppo decennale di TERNA, si basano sulle seguenti azioni:

◆ SVILUPPI RETE INTERNA

Terna ha previsto la realizzazione di una serie di interventi funzionali a garantire il superamento delle congestioni tra le zone di mercato, per rendere la produzione più efficiente e incrementare la disponibilità di risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento. Nel Piano di Sviluppo 2023 si prevede l'ammodernamento di elettrodotti esistenti con interventi sul medesimo tracciato o in adiacenza con un miglioramento delle prestazioni di esercizio, ovvero per consentirne l'esercizio in corrente continua. Ciò consentirà un notevole aumento della capacità di trasporto attraverso l'implementazione di un layer in DC (progetto Hypergrid) che permetterà di realizzare una rete attiva e altamente stabilizzante tramite anche il ricorso alla tecnologia del cavo interrato/sottomarino e soluzioni AC innovative.

A questi interventi bisognerà aggiungere anche investimenti sulle reti di distribuzione, sempre più interessate dalla diffusione di impianti di piccole e medie dimensioni.

◆ PIANIFICAZIONE DELLO SVILUPPO DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

La realizzazione delle opere strumentali al raggiungimento degli obiettivi di politica energetica nei tempi preventivati richiede inevitabilmente una forte accelerazione degli investimenti nel settore energetico e ancor di più in quello elettrico. Investimenti che dovranno essere convogliati, in larga misura, nello sviluppo della nuova capacità FER, degli accumuli e delle reti di trasmissione e distribuzione, da effettuare attraverso un approccio coordinato, così da rendere il sistema più efficiente nel suo complesso. Per poter raggiungere gli obiettivi comunitari, è necessario prevedere un'accelerazione e una semplificazione degli iter autorizzativi sia per le opere di sviluppo di rete che per la connessione di impianti rinnovabili. Inoltre, uno sviluppo delle FER coerente con gli scenari di policy non può prescindere dai meccanismi di contrattualizzazione a termine (es. aste FER), che ne garantiscano la loro realizzazione, riducendone i relativi costi di sviluppo. Per quanto riguarda le opere di rete, sarà importante facilitare le autorizzazioni per gli interventi di "repowering" sulla rete primaria (RTN) che prevedono "extra prestazioni" (es. aumento valori di portata in corrente) a parità di impatto ambientale. Ulteriori dettagli in merito alle semplificazioni degli iter autorizzativi, sono riportati nel Capitolo 3.3.

Tenendo conto dell'evoluzione del sistema elettrico nella sua globalità in vista del raggiungimento degli obiettivi europei in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel Piano di Sviluppo 2023 Terna ha individuato un nuovo standard di connessione al livello di tensione 36 kV per gli impianti di produzione con potenza fino a 100 MW da connettere alla RTN. La nuova soluzione standard di connessione a 36 kV consente di fornire la connessione alla RTN a un livello di tensione più adeguato alla taglia media degli impianti di produzione richiedenti la connessione, svincolandoli al contempo dalle complessità autorizzative portate in capo dalla realizzazione di uno stallo a 150-

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

132 kV. In particolare, la nuova soluzione standard di connessione prevede che ciascun impianto di produzione sia connesso direttamente a uno stallo a tensione pari a 36 kV, che svolge la funzione di impianto di rete per la connessione con potenza convenzionale pari a 100 MVA.

◆ **SVILUPPO DI SISTEMI DI ACCUMULO FUNZIONALI ALLA GESTIONE IN SICUREZZA ED EFFICIENZA DELLA RTN**

Gli accumuli dovranno configurarsi come elemento compensativo ulteriore rispetto allo sviluppo della rete necessaria per l'integrazione delle FER e saranno strettamente dipendenti dalla capacità e localizzazione delle FER realizzate. L'art. 18 del decreto 210/2021, il quale recepisce a livello nazionale la Direttiva UE 944 del 2019, non solo riconosce gli accumuli come essenziali per l'integrazione delle FER e il contenimento dell'overgeneration, ma prevede anche la definizione di un sistema di approvvigionamento a lungo termine basato su aste concorrenziali, trasparenti, svolte da Terna e orientate a minimizzare gli oneri per i clienti finali. Le esigenze dei nuovi sistemi di accumulo sono riportate nel paragrafo 2.3.

◆ **APPROCCIO PROTOTIPALE PER AGEVOLARE LA REALIZZAZIONE DI PROGETTI INNOVATIVI SULLE RETI ENERGETICHE**

Definizione di un quadro regolatorio che abiliti progetti di innovazione, anche mediante un fondo dedicato ed eventualmente la concessione di deroghe transitorie alla regolazione vigente, per consentire agli operatori di testare, sul campo e in via prototipale, soluzioni innovative, prevedendo adeguati meccanismi di riconoscimento dei costi. Particolarmente coinvolti saranno gli operatori di rete, attraverso l'utilizzo di un nuovo approccio di innovazione di sistema che coinvolga anche le parti commerciali per lo sviluppo di nuovi business model, anche nelle fasi a valle della filiera strettamente elettrica, e la loro verifica mediante sperimentazioni effettuate ad hoc. Un esempio in tale senso è fornito dai progetti pilota avviati dall'ARERA per favorire la partecipazione delle risorse distribuite al mercato dei servizi di dispacciamento.

◆ **EVOLUZIONE DEL RICONOSCIMENTO DEI COSTI INFRASTRUTTURALI SULLA BASE DEL SERVIZIO RESO AGLI UTENTI**

Progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi, differenziato tra costi operativi e costi di capitale, a favore di un approccio integrato finalizzato al rafforzamento dei criteri di selettività degli investimenti e all'uso efficiente delle infrastrutture, da sempre al centro dell'azione regolatoria, identificato con la Regolazione per Obiettivi di Spesa e Servizio (ROSS).

Tale approccio sarà adottato da ARERA secondo un percorso graduale con una prima fase finalizzata alla definizione dei criteri di riconoscimento dei costi orientati alla spesa totale, applicabili a tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (ROSS-base) e integrati per i principali operatori con logiche *forward-looking*, che si sostanziano nell'analisi dei piani industriali che dovranno essere discussi e validati con il Regolatore sia in termini di volumi e obiettivi di servizio, sia in termini di costo dello stesso servizio (ROSS-integrale). I nuovi criteri di riconoscimento troveranno una prima attuazione, a partire dal prossimo periodo di regolazione.

In particolare, il nuovo approccio integrato si focalizza sui seguenti aspetti: previsioni e piani di sviluppo realistici, fondati sulle future ed effettive esigenze dei clienti del servizio; incentivi per migliorare il livello di performance, in termini di efficienza, economicità e qualità del servizio; rimozione di eventuali barriere regolatorie allo sviluppo di soluzioni innovative.

❖ **SETTORE GAS**

La situazione venutasi a creare a partire dal 2021, caratterizzata da una forte volatilità dei prezzi del gas naturale e, successivamente, dalle tensioni innescate dal conflitto fra Russia e Ucraina, ha

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

modificato in modo significativo le modalità di utilizzo del sistema di trasporto italiano che storicamente prevedevano un flusso significativo di gas in ingresso lungo la direttrice nord est attraverso il Punto di Entrata di Tarvisio.

Le nuove dinamiche di utilizzo delle infrastrutture vedono un incremento delle importazioni da Sud con un utilizzo fino al 100% della capacità esistente per periodi limitati di tempo e un crescente contributo dei Terminali GNL. Tale assetto potrà assumere una dimensione strutturale nel medio periodo anche in considerazione degli indirizzi e delle decisioni intraprese sia a livello comunitario che nazionale, che prevedono la possibilità di ridurre fino ad azzerare la dipendenza energetica dalla Russia mediante un maggiore approvvigionamento di gas da altri fornitori e il progressivo sviluppo dei gas rinnovabili per supportare la transizione energetica. Le tematiche relative alle nuove dinamiche di utilizzo delle infrastrutture si aggiungono a quelle già presenti sul sistema di trasporto e stoccaggio del gas riguardanti la necessità di ammodernare e mantenere efficiente un'infrastruttura che in alcune sue componenti è stata concepita anche più di 40 anni fa. Queste considerazioni sono alla base della definizione delle misure intraprese per favorire il potenziamento e il miglioramento del sistema del gas naturale, da realizzare in coerenza con i piani di sviluppo degli operatori, che vengono di seguito descritte.

◆ **SVILUPPO E ADEGUAMENTO DEL SISTEMA DI TRASPORTO DEL GAS**

Il sistema di trasporto dovrà essere sviluppato con il fine di incrementare la capacità di importazione dai punti di interconnessione con i paesi del Nord Africa e dall'Azerbaijan. A tale scopo sarà di fondamentale importanza la realizzazione della Linea Adriatica che, incrementando la capacità di trasporto del sistema sud-nord potrà rendere fruibile la piena capacità dei punti di importazione del Sud Italia. Grande importanza rivestiranno anche gli sviluppi del sistema di trasporto TAP e le conseguenti opere di sviluppo dell'infrastruttura italiana, per rendere disponibile una capacità fino a circa 18 miliardi di m³ anno dall'Azerbaijan.

Il sistema di trasporto del gas dovrà inoltre incrementare la propria capacità di trasporto verso gli altri paesi dell'Unione Europea, in particolare incrementando le capacità di trasporto verso i paesi dell'Europa Centro Orientale ed in particolare verso l'Austria. Nel contesto di assicurare la sicurezza energetica di altri paesi, si ricorda anche il progetto di interconnessione della Sicilia con Malta.

Oltre agli interventi di sviluppo di nuova capacità è necessario programmare e realizzare le opere necessarie per il mantenimento dei gasdotti e degli impianti di compressione esistenti, al fine di assicurare il servizio di trasporto attraverso un sistema sicuro, efficiente ed in linea con le moderne tecnologie costruttive con la finalità di mantenere e ridurre il livello di rischio, migliorare i livelli di continuità e qualità del trasporto, migliorare i livelli di tutela ambientale riducendo le emissioni di gas climalteranti.

◆ **SVILUPPO E ADEGUAMENTO DEL SISTEMA DI RIGASSIFICAZIONE**

Come descritto nei paragrafi precedenti, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica sta attivamente perseguendo una strategia di diversificazione e di aumento delle forniture di GNL sia con politiche attive di accordi con i paesi produttori, sia mediante l'incremento della capacità di rigassificazione tramite l'autorizzazione di due rigassificatori galleggianti (FSRU), gestiti da SNAM e localizzati nel porto di Piombino e al largo delle coste di Ravenna, sia attraverso l'autorizzazione di incrementi della capacità di rigassificazione dei terminali esistenti.

Al fine di aumentare la sicurezza, diversificazione e competizione per il sistema gas italiano, lo sviluppo di nuova capacità di importazione di GNL può rappresentare lo strumento necessario a garantire la presenza di più fonti di approvvigionamento spot e l'allineamento con i prezzi dei principali hub europei.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Ad oggi sono stati autorizzati i due FSRU (uno dei quali è diventato operativo nel 2023) e l'incremento di capacità di rigassificazione per il terminale OLT, mentre quello per Adriatic LNG, che ha allo studio ulteriori fasi di incremento di capacità, è in via di definizione.

Anche la capacità di stoccaggio e rigassificazione GNL di piccola taglia (i.e., small scale e truck loading), costituirà un elemento fondamentale per l'Italia nel periodo di transizione verso un sistema completamente decarbonizzato, consentendo di cogliere le opportunità del mercato globalizzato del GNL. In questo ambito, sono in corso di autorizzazione e valutazione presso il MASE alcuni progetti di depositi costieri e rigassificatori di GNL di piccolo volume (SSLNG), da realizzare in Sardegna e sulla costa adriatica (Ravenna e Porto Marghera), e progetti per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e/o industriali e di stazioni di rifornimento carburanti.

In particolare, in Sardegna è stata definita, in attuazione del PNIEC 2019, con DPCM, la configurazione infrastrutturale gas per realizzare l'obiettivo del phase out delle centrali a carbone.

Per assicurare ai consumatori sardi il necessario livello di sicurezza, equità e continuità delle forniture, è in corso di definizione la possibilità di un collegamento tra i depositi costieri in costruzione e in autorizzazione, e i terminali di rigassificazione operanti in Italia che si stanno dotando di un sistema di reloading effettuato dal TSO, e la possibilità di adottare un sistema di correlazione del prezzo della materia prima con quello al PSV. A tale proposito si segnala il progetto del terminale di rigassificazione OLT LNG Toscana che prevede, in aggiunta alle attività attualmente svolte dal terminale, l'implementazione di un servizio small scale per lo scarico di GNL in navi di piccola taglia che andranno a rifornire depositi costieri e di bunkeraggio nei porti italiani e di tutto il Mediterraneo, e la predisposizione, da parte del terminale GNL di Panigaglia, dell'attivazione di un servizio di truck loading.

Oltre ai progetti relativi allo sviluppo di nuova capacità di rigassificazione è necessario realizzare opere di mantenimento e ammodernamento dei terminali esistenti in particolar modo di quelli operanti da più tempo, con il fine di garantirne il funzionamento efficiente, in linea con le più recenti tecnologie.

◆ **SVILUPPO E ADEGUAMENTO DEL SISTEMA DI STOCCAGGIO DEL GAS**

La necessità di incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti, assicurando nel contempo una adeguata flessibilità al sistema e la necessaria modulazione stagionale dell'offerta, al fine di garantire il necessario supporto al sistema durante la stagione invernale e la copertura del mercato in caso di massimizzazione dei prelievi, richiede lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio che dovrà essere ampliata sia considerando l'espansione degli impianti esistenti che la realizzazione di nuove infrastrutture.

Oltre allo sviluppo di nuova capacità sarà necessario realizzare le opere necessarie al mantenimento in efficienza dell'infrastruttura esistente con le seguenti finalità:

- mantenere le prestazioni del sistema di stoccaggio a fronte del loro fisiologico decadimento derivante dall'utilizzo nel tempo;
- adeguare l'infrastruttura ai più moderni standard tecnici;
- Incrementare la continuità e l'affidabilità del servizio;
- migliorare i livelli di tutela ambientale riducendo le emissioni di gas climalteranti.

Tali obiettivi potranno essere raggiunti mediante interventi sul sistema di stoccaggio, per esempio mediante la perforazione di nuovi pozzi, sul sistema di trattamento del gas, sostituendo gli strumenti più critici o potenziandone le prestazioni e, infine, sul sistema di compressione del gas, per esempio

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

inserendo degli elettrocompressori che possano abbattere le emissioni di gas climalteranti garantendo anche un backup in caso di malfunzionamento dei turbocompressori esistenti.

◆ SVILUPPO DEL BIOMETANO

La lotta al cambiamento climatico - le cui conseguenze sono ormai sempre più evidenti - e le crescenti tensioni sui mercati internazionali rendono la diffusione dei gas rinnovabili sempre più urgente e strategica alla luce della necessità di accelerare il percorso di decarbonizzazione e ridurre la dipendenza energetica Europea. In questo contesto, lo sviluppo del biometano può ricoprire un ruolo centrale, anche nell'ottica di favorire in una logica di sectorial integration, una economia maggiormente fondata sulla sostenibilità e sulla circolarità di utilizzo delle risorse.

A tal riguardo, recentemente la Commissione REPowerEU ha raddoppiato l'obiettivo comunitario di produzione di biometano portando il target europeo di produzione a 35 miliardi di metri cubi entro il 2030 rispetto a quanto invece inizialmente previsto dall'iniziativa Fit-for-55 che alla stessa data indicava un volume complessivo di ca. 17 miliardi di metri cubi. Tale obiettivo definisce implicitamente per l'Italia target ben superiori rispetto a quelli finora considerati.

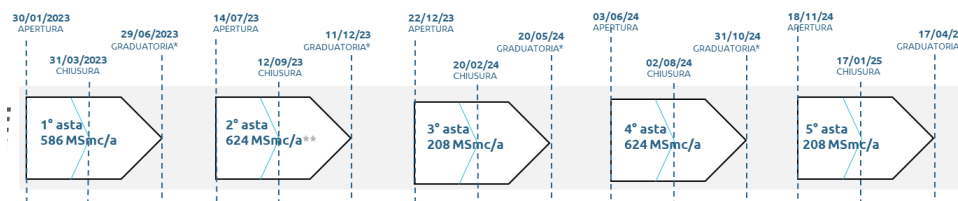
In tale prospettiva, si ritiene opportuno prevedere l'adozione di meccanismi di supporto che promuovano la realizzazione di impianti di produzione di biometano e che consentano di abbattere i costi unitari e accelerare lo sviluppo della capacità necessaria al raggiungimento dei target sopra esposti.

In tal senso il Decreto Biometano pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 26 ottobre 2022 e le relative regole applicative elaborate con il supporto del GSE e approvate con decreto di approvazione il 13 gennaio 2023, intendono fornire un supporto alla filiera del biometano grazie a:

- un contributo in conto capitale del 40% sulle spese ammissibili dell'investimento sostenuto, nei limiti del costo massimo di investimento ammissibile;
- un incentivo sulla produzione, con tariffe differenziate sulla base dei costi degli impianti;
- contingenti di potenza annui messi a disposizione, finalizzati a valorizzare il potenziale delle riconversioni degli impianti biogas esistenti e la nascita di nuove produzioni.

Si riporta di seguito la timeline prevista per i bandi di accesso alle forme di incentivazione e i rispettivi contingenti di capacità produttiva resi disponibili tramite apposite procedure competitive.

Figura 51 Timeline dei bandi di accesso alle forme di incentivazione e contingenti di capacità produttiva



◆ ULTERIORI SVILUPPI DELLA RETE GNL

Il D.Lgs. 16 dicembre 2016, n.257 di recepimento della Direttiva "DAFI", recante "Disciplina di attuazione della Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi", all'articolo 6, per la fornitura di gas naturale per il trasporto, prevede che entro il 31 dicembre 2025 nei porti marittimi, ed entro il 31 dicembre 2030 nei porti della navigazione interna, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL per navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Lo stesso articolo prevede che entro il 31 dicembre 2025 sia realizzato, con un graduale sviluppo, un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL, anche abbinati a punti di rifornimento di GNC (gas naturale compresso), accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale TEN-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti alimentati a GNL, tenendo conto della domanda attuale e del suo sviluppo a breve termine. In Italia, la rete centrale TEN-T conta circa 3.300 km di strada complessivi, divisi in 3 principali corridoi:

- Asse Palermo - Napoli - Roma - Bologna - Modena - Milano - Verona - Brennero.
- Asse Genova - Milano - Chiasso e Genova Voltri - Alessandria - Gravellona Toce.
- Asse Frejus - Torino - Milano - Bergamo - Verona - Padova - Venezia - Trieste.

Negli ultimi anni, a seguito del grande sviluppo del numero di veicoli pesanti alimentati a GNL - a oggi circa 2.000 in circolazione sulle strade italiane - sono stati realizzati ed entrati in esercizio un buon numero di distributori stradali di metano liquido (attualmente sul territorio italiano ci sono 59 impianti in esercizio e ulteriori 41 in progetto, secondo Federmetano).

ii. Cooperazione regionale in questo settore⁴⁹

Per quanto riguarda la cooperazione regionale in ambito di sviluppo di infrastrutture energetiche, oltre alle attività di cooperazione già esposte nei paragrafi 1.4., si evidenzia anche la piena collaborazione tra i gestori dei sistemi elettrici europei nella definizione degli scenari energetici (ENTSO-E / ENTSG Scenario Report) e del piano di sviluppo europeo (Ten-Year Network Development Plan), al fine di implementare l'obiettivo di sicurezza energetica condivisa.

iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso

Come già esposto in precedenza, molti progetti infrastrutturali transfrontalieri sia nel settore gas che in quello elettrico sono stati inseriti dalla Commissione Europea nella nuova lista di progetti di interesse comune (PIC), cioè tra gli interventi infrastrutturali con effetti positivi sui Paesi europei, che permettono di integrare i mercati dell'Unione, diversificare le risorse energetiche e contribuire a porre fine all'isolamento energetico.

Inoltre molti progetti di rilevanza europea sono in valutazione per ottenere finanziamenti tramite il programma REPOWER UE e altri programmi di finanziamento che l'Unione europea sta implementando con gli Stati membri a seguito della crisi pandemica.

⁴⁹ Interventi diversi dai PIC dei gruppi regionali istituiti ai sensi del regolamento (UE) n. 347/2013.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

3.4.3 Integrazione del mercato*i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.4.3*

La definizione delle misure funzionali all'ulteriore sviluppo di mercati integrati dell'energia, nella prospettiva di un'accelerazione della penetrazione delle fonti rinnovabili e di una maggiore partecipazione ai mercati delle diverse categorie di risorse, muove in particolare:

- dal quadro programmatico delineato dal PNIEC approvato nel 2019;
- dal quadro nazionale di recepimento del Clean Energy Package della Commissione Europea del 2019, con particolare riguardo alle direttive n. 2001/2018 e 944/2019 e al regolamento n. 943/2019, riguardanti la promozione delle fonti rinnovabili e il mercato integrato dell'energia elettrica;
- dal processo di revisione attualmente in corso riguardante le norme sul mercato integrato del gas naturale, con particolare attenzione anche allo sviluppo del mercato e delle infrastrutture per la diffusione dell'idrogeno e dei gas rinnovabili;
- dall'aggiornamento in corso del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), in fase di finalizzazione dopo la seconda consultazione (Documento per la Consultazione 685/2022/R/eel), recante la riforma dell'attività di dispacciamento, volta a garantire la sicurezza del sistema elettrico, in modo efficiente e al minor costo, nel contesto caratterizzato dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché dalla progressiva riduzione dell'utilizzo degli impianti programmabili;
- dalla revisione in corso dei regolamenti e direttive UE in materia di mercato integrato dell'energia elettrica orientata allo sviluppo delle negoziazioni a termine e ad una maggiore protezione dei consumatori affinché i prezzi riflettano maggiormente i benefici della maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili.

In tale contesto si collocano le seguenti misure:

❖ SUPERAMENTO DEL PREZZO UNICO NAZIONALE (PUN) E SVILUPPO DEL MARKET COUPLING EUROPEO

Al fine di una maggiore integrazione del mercato italiano in quello europeo basato sulla piena applicazione del *market coupling* previsto dal regolamento UE 1222/2015 (CACM) per i mercati del giorno prima e infragiornaliero, sarà valutato il superamento del PUN, a partire dal 2025, attraverso un percorso graduale delineato dal D.lgs. 210/2021, in considerazione delle implicazioni sull'intero disegno di mercato e sulla filiera commerciale. Con il superamento del PUN, le offerte in acquisto nel mercato del giorno prima saranno valorizzate a prezzi zionali rispondendo altresì all'obiettivo di promuovere segnali di prezzo al consumatore finale, potenzialmente funzionali allo sviluppo della *demand response*.

Sarà altresì valutata l'opportunità di eventuali misure per proteggere i consumatori più esposti alla modifica suddetta e, considerata la valenza del PUN quale indice di riferimento per le contrattazioni a termine, si procederà ad introdurre idonei indici sostitutivi per gli operatori di mercato.

L'ipotesi di superamento del PUN non esclude, comunque, che sia salvaguardato il calcolo, da parte del GME, di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata nell'ambito del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, in continuità con il calcolo del Prezzo Unico Nazionale, al fine di favorire lo sviluppo e la trasparenza dei mercati.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

❖ SVILUPPO DEI MERCATI A TERMINE PER LA PROMOZIONE DEGLI INVESTIMENTI IN CAPACITÀ DI PRODUZIONE DA FONTE RINNOVABILE

Saranno adottate misure per promuovere lo sviluppo dei PPA, intervenendo sulle barriere all'ingresso che ancora rendono difficile la partecipazione a tali schemi; a tal riguardo saranno introdotti strumenti di mercato che promuovano l'aggregazione sia lato offerta che lato domanda, in modo da facilitare la partecipazione anche dei soggetti di piccole dimensioni che singolarmente avrebbero maggiore resistenza e/o difficoltà ad assicurare il rispetto dei requisiti e degli impegni previsti dagli accordi a medio-lungo termine, e saranno valutati meccanismi idonei di garanzia, anche attraverso il coinvolgimento di soggetti pubblici quali il GSE e CONSIP nonché lo sviluppo di piattaforme centralizzate di negoziazione. A tale ultimo riguardo, ai sensi del D.lgs. 199/2021, il GME ha già introdotto una bacheca informativa con l'obiettivo di facilitare l'incontro tra le parti interessate alla stipula dei suddetti accordi che rappresenta il punto di partenza per l'ulteriore rafforzamento di strumenti di mercato centralizzati. Da ultimo il D.L. 17/2022, all'art. 16 bis, ha previsto ai fini di una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato, il coinvolgimento del GSE quale controparte di nuovi schemi di contrattualizzazione a lungo termine di energia elettrica da fonti rinnovabili sia con i produttori sia con i consumatori.

I contratti alle differenze a due vie o CfD, intesi quale strumento di contrattualizzazione col sistema di capacità di generazione rinnovabile, rappresentano uno strumento di cruciale importanza per garantire il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Lo strumento del CfD può comportare rilevanti benefici in termini di stabilizzazione del prezzo nel tempo, assicurando al produttore da fonte rinnovabile una certezza dei flussi di ricavi nel medio-lungo periodo che permette la bancabilità del progetto, e al consumatore una protezione contro la volatilità dei prezzi dei mercati *spot*.

Per migliorare l'efficacia e l'efficienza di questo strumento si stanno valutando alcune evoluzioni nel disegno dei CfD, con particolare riferimento al meccanismo di definizione dei fabbisogni da approvvigionare nelle aste e alla struttura contrattuale.

La definizione dei fabbisogni dovrà, in particolare, tenere conto, in una logica di ottimizzazione integrata, della necessità di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo per consumatore e senza pregiudicare la sicurezza del sistema elettrico. A riguardo, si deve considerare che la minimizzazione dei costi per il sistema richiede di considerare, per prima cosa, il differente valore di mercato associato ai profili di produzione attesi delle diverse tecnologie rinnovabili; valore di mercato che, a sua volta, è strettamente connesso agli sviluppi di rete e della capacità di accumulo.

La struttura del contratto, in termini di diritti e obblighi per gli assegnatari, dovrà evolvere con il duplice obiettivo di allocare in modo efficiente i rischi e le responsabilità tra sistema e investitori privati e di integrare maggiormente la capacità rinnovabile nelle dinamiche dei mercati *spot*. Si valuterà, in particolare:

- l'introduzione di meccanismi di adeguamento automatico delle tariffe per far fronte all'incremento dei costi e dei rischi legati all'inflazione;

la possibilità di riconoscere la tariffa spettante sulla base di profili differenti rispetto all'immissione effettiva dell'impianto in modo da promuovere soluzioni di investimento e gestione delle risorse efficienti, nonché una più corretta allocazione dei rischi tra i diversi attori del sistema. In una prima fase, ad esempio, la tariffa spettante potrebbe essere riconosciuta sulla base delle immissioni potenziali dell'impianto in luogo dell'immissione netta effettiva nelle ore in cui si verificano tagli alla produzione rinnovabile dovuti a vincoli locali e/o a situazioni di *overgeneration*. In futuro, non appena il sistema elettrico potrà disporre di una quantità minima di risorse di stoccaggio *utility scale* e dei relativi prodotti di *time shifting* previsti dal Dlgs 210/2021, la tariffa spettante potrebbe essere riconosciuta sulla base di profili *standard* coerenti con le esigenze del sistema elettrico (e.g. *baseload* e/o *peakload*), prevedendo l'obbligo di immettere in rete, su base annua, energia rinnovabile pari a

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

una quota del profilo contrattualizzato; questo tipo di struttura contrattuale lascerebbe agli investitori privati la responsabilità circa il *mix* ottimale di tecnologie rinnovabili da realizzare.

❖ SVILUPPO E APERTURA DEL MERCATO DEI SERVIZI ANCILLARI

La crescita delle fonti rinnovabili intermittenti comporterà un aumento del fabbisogno di flessibilità del sistema stesso, che potrà essere soddisfatto assicurando la disponibilità di un volume adeguato di risorse flessibili, pronte a fornire servizi al gestore della rete di trasmissione.

Sarà, pertanto, definita una regolazione del dispacciamento e dell'approvvigionamento dei servizi da parte del gestore della rete di trasmissione nella direzione di promuovere una sempre maggiore partecipazione delle risorse, non solo di generazione, in funzione della capacità di fornire servizi, con particolare attenzione alle esigenze di flessibilità del sistema. A tal fine le principali direttrici di intervento sono finalizzate a:

- favorire una competizione a pari livello fra le unità di produzione e le unità di consumo sul mercato dei servizi, basata sul principio della neutralità tecnologica;
- eliminare per quanto possibile e utile al sistema i limiti di potenza minimi richiesti per la partecipazione al mercato dei servizi;
- prevedere che ogni risorsa partecipi in relazione all'effettiva capacità di fornitura del servizio, rimuovendo eventuali obblighi di prestazione che potrebbero penalizzare alcune risorse;
- dare facoltà di prestare servizi a livello aggregato, considerando che le piccole unità spesso non hanno sufficienti competenze per partecipare singolarmente ai mercati organizzati.

ii. Misure per aumentare la flessibilità del sistema energetico relativamente alla produzione di energia rinnovabile, come le reti intelligenti, l'aggregazione, la gestione della domanda, lo stoccaggio, la generazione distribuita, i meccanismi di dispacciamento, ridispacciamento e riduzione e i segnali di prezzo in tempo reale, compresa la diffusione dell'accoppiamento dei mercati infragiornalieri e quella dei mercati di bilanciamento transfrontalieri

In un contesto in cui la flessibilità diventa un obiettivo essenziale per l'integrazione efficiente e in condizione di sicurezza della crescente quota di energia da fonti rinnovabili sono fondamentali le seguenti misure:

❖ SVILUPPO DELLA CAPACITÀ DI ACCUMULO UTILITY SCALE

Ai fini dell'integrazione delle rinnovabili attese al 2030, il D.lgs. 210/2021 ha introdotto una misura per lo sviluppo, attraverso meccanismi di mercato, di nuova capacità di accumulo, sulla base di un fabbisogno articolato per aree elaborato da Terna e approvato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), previo parere dell'Autorità di regolazione. Lo sviluppo dei sistemi di accumulo secondo un modello di mercato si lega alla riorganizzazione del disegno di mercato, in linea con la riforma avviata dalla Commissione Europea e tuttora in corso finalizzata tra l'altro a promuovere la flessibilità del sistema, prevedendo l'introduzione di prodotti di mercato (*time shift options*) per rispondere all'esigenza di flessibilità del sistema, valorizzando il diverso valore dell'energia nel tempo e garantendo una gestione più efficiente del fenomeno dell'*overgeneration* da fonte rinnovabile non programmabile.

❖ SVILUPPO E SOSTEGNO DELLE CONFIGURAZIONI COLLETTIVE DI AUTO-CONSUMO E IN PARTICOLARE DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Negli ultimi due anni, a seguito delle specifiche previsioni normative dei D.lgs. 199/2021 e del D.lgs. 210/2021, è stato dato impulso alla regolazione delle configurazioni collettive di autoconsumo, incluse le comunità energetiche, con la definizione da ultimo da parte dell'Autorità di regolazione del Testo Integrato dell'Autoconsumo Diffuso che ha razionalizzato i diversi schemi possibili nonché disciplinato la valorizzazione dell'energia condivisa; su tali basi saranno rafforzate le misure per accrescere l'autoconsumo, anche diffuso, nonché la partecipazione attiva e consapevole dei consumatori, attraverso l'aggregazione in entità nuove finalizzate a gestire, con finalità prevalentemente sociali, consumi e generazione di energia, anche attraverso strumenti di *sharing* virtuale. A tal fine è stato anche predisposto un portale dedicato per orientare i clienti finali nel contesto delle opportunità della condivisione energetica quale primo *step* per l'attivazione in prospettiva di ulteriori servizi di supporto e assistenza, anche alle amministrazioni locali interessate, alla costituzione di nuovi soggetti collettivi partecipativi. A tal riguardo, come indicato anche al paragrafo 3.1.2., sono altresì previsti interventi di sostegno allo sviluppo di tali configurazioni.

❖ **DIFFUSIONE TECNOLOGIA INTEGRAZIONE TRA VEICOLI E RETE ELETTRICA: VEHICLE TO GRID**

Con l'attesa elettrificazione del settore, la mobilità connessa potrebbe anche diventare una risorsa di flessibilità importante per supportare le esigenze nella gestione della rete, mediante lo sviluppo di tecnologie innovative come il cosiddetto *vehicle to grid*. Nel 2020 si è avviata una prima fase di implementazione sulla base di quanto previsto dal D.M. 30 gennaio 2020 e della successiva regolazione dell'ARERA nell'ambito dei progetti promossi ai sensi della Delibera 300/2017, con cui sono stati introdotti meccanismi e nuove regole per la partecipazione ai mercati dei servizi dei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, prevedendo, inoltre, specifiche misure di riequilibrio nel pagamento degli oneri generali di sistema.

Successivamente, i suddetti meccanismi saranno applicati in via estensiva al fine di promuovere la diffusione della tecnologia per l'integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica; saranno svolte preventive valutazioni di impatto onde tenere conto degli esiti della fase sperimentale e individuare gli opportuni adeguamenti ai meccanismi.

iii. Ove applicabile, misure per garantire la partecipazione non discriminatoria delle energie rinnovabili, la gestione della domanda e lo stoccaggio, anche attraverso l'aggregazione, in tutti i mercati dell'energia

❖ **AGGIORNAMENTO DEL MODELLO DI DISPACCIAMENTO E RUOLO DEI DISTRIBUTORI (DSO)**

La transizione energetica comporterà un aumento delle risorse connesse alla rete di distribuzione. Si pensi, ad esempio, alla crescita del solare fotovoltaico nel settore residenziale e degli accumuli distribuiti, che avranno un ruolo importante nel raggiungimento dei *target energetici ed emissivi*. Allo stesso modo, i consumatori stessi avranno un ruolo sempre più attivo nel mercato energetico, passando da *consumers* a *prosumers*.

In tale contesto, il D.lgs. 210/21 ha previsto, pur nell'ambito di un modello di *central dispatch*, un ruolo più attivo dei DSO attraverso una regolazione volta a disciplinare:

- le modalità con cui i gestori delle reti di distribuzione dell'energia elettrica cooperano con il gestore della rete di trasmissione, al fine di ampliare, secondo criteri di efficienza e sicurezza per il sistema, la partecipazione dei soggetti dotati di impianti di generazione, di consumo e di stoccaggio connessi alle reti di distribuzione da essi gestite, anche attraverso gli aggregatori, ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e dei servizi di bilanciamento;
- la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale, attraverso un sistema di premi e penalità che stimoli produttori e clienti finali di energia elettrica a

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

bilanciare le proprie posizioni compensando i consumi con le produzioni locali, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete.

ARERA ha avviato, da una parte, un meccanismo che consentirà di considerare, nei processi di approvvigionamento di servizi di flessibilità globali nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento, i vincoli di rete locali espressi dai distributori in modo dinamico e a garanzia dell'esercizio coordinato e in sicurezza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia. Dall'altra, ARERA ha anche avviato le prime sperimentazioni sull'approvvigionamento di servizi ancillari locali da parte dei DSO, sviluppando soluzioni per favorire la flessibilità nelle reti di distribuzione e l'evoluzione verso le *Smart-Grid*.

La sperimentazione si affianca a quella riguardante il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi ancillari globali. In futuro, risulta fondamentale proseguire con le sperimentazioni al fine di perfezionare le modalità di coordinamento fra TSO e DSO. Secondo l'approccio a oggi prevalente in Europa come in Italia, bisognerà mantenere un modello in cui il mercato del bilanciamento venga gestito unicamente dal TSO, assegnando ai DSO un ruolo di "facilitatore" per quanto riguarda il dispacciamento delle risorse connesse alle loro reti. Parallelamente, la gestione delle congestioni di rete e il controllo delle tensioni dovranno essere garantite sia dal TSO sia dai DSO, per il tramite dei rispettivi mercati dei servizi ancillari globali e, laddove efficienti, anche locali.

❖ **SVILUPPO DELL'AGGREGAZIONE NEI MERCATI DEI SERVIZI E DEL BILANCIAMENTO**

Il D.lgs. 210/2021 ha rafforzato il diritto dei consumatori di creare aggregazioni (impianti di generazione, anche insieme a sistemi di stoccaggio e unità di consumo) per l'accesso ai mercati di servizi di cui il TSO ha bisogno per risolvere eventuali congestioni, favorendo una migliore integrazione dell'energia da fonti rinnovabili e approvvigionare i necessari margini di riserva.

A tal fine sarà fondamentale definire in modo più chiaro i ruoli di Balancing Responsible Parties (BRP) e di Balancing Service Provider (BSP), in modo da istituzionalizzare l'esistenza dei due ruoli potenzialmente (ma non necessariamente) distinti e i relativi perimetri di operatività:

- il BRP è il soggetto a cui è intestata la commercializzazione del quantitativo di energia nell'ambito dei mercati dell'energia, compresa la responsabilità di assumere una posizione bilanciata, pena l'applicazione di relative conseguenze economiche;
- il BSP è il soggetto responsabile per l'esecuzione delle movimentazioni conseguenti all'erogazione dei servizi ancillari cui il soggetto si è impegnato con il gestore di rete.

Il processo di apertura del mercato dei servizi si baserà, inoltre, sulla revisione da parte di Terna dei servizi ancillari attualmente definiti e dei relativi requisiti previsti per la loro fornitura, unitamente all'adeguamento, come detto in precedenza, dei modelli attualmente utilizzati ai fini della selezione delle risorse.

iv. Politiche e misure volte a tutelare i consumatori, in particolare quelli più vulnerabili e, ove applicabile, in condizioni di povertà energetica, e a migliorare la competitività e la concorrenza del mercato dell'energia al dettaglio

❖ **COMPLETAMENTO DELLA LIBERALIZZAZIONE DEI MERCATI AL DETTAGLIO**

Il processo di liberalizzazione del mercato retail di energia elettrica e gas naturale è stato attuato negli ultimi anni con l'adozione degli atti normativi e regolatori previsti dalla Legge 124/2017 con i quali si è concretizzata la fine dei regimi di tutela per le piccole imprese (dal 1° luglio 2021) e più recentemente per le microimprese (dal 1° aprile 2023).

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

Sarà al riguardo completata la liberalizzazione del mercato finale della vendita per i clienti domestici di energia elettrica e gas naturale in attuazione della richiamata norma di legge. Relativamente all'energia elettrica, in applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 18 maggio 2023 e sulla base della disciplina dell'Autorità di regolazione, entro il 10 gennaio 2024, saranno svolte le procedure per la selezione dei fornitori del cosiddetto servizio a tutele graduali, strumento per la transizione al libero mercato in modo da assicurare la continuità della fornitura ai clienti domestici diversi da quelli vulnerabili che a detta data non avranno scelto autonomamente un fornitore sul mercato libero. Entro la medesima data l'ARERA dovrà procedere all'individuazione delle misure funzionali al superamento del regime dei prezzi regolati per i clienti domestici vulnerabili in conformità al quadro normativo dell'Unione. I clienti vulnerabili del settore dell'energia elettrica sono stati individuati soggettivamente con il D.lgs. 210/2021 di recepimento della Direttiva 944/2019.

Analogamente, alla data del 10 gennaio 2024, è previsto il superamento del regime dei prezzi regolati per i clienti domestici del settore del gas naturale.

Tali azioni contribuiranno a:

- prevenire l'esercizio di potere di mercato da parte degli operatori e rendere più incisive le regole sull'*unbundling* che oggi vedono un vantaggio competitivo per i venditori integrati con la distribuzione;
- qualificare il mercato della vendita, oggi estremamente frammentato;
- promuovere la mobilità e il ruolo attivo dei consumatori e semplificare le procedure di *switching*;
- dare certezze al consumatore e ridurre la proliferazione di informazioni scorrette.

❖ **STRUMENTI E MISURE PER LA TUTELA DEI CONSUMATORI**

Sono previste molteplici misure a favore dei consumatori volte ad accompagnare il processo di liberalizzazione secondo gli obiettivi riportati, che rafforzano gli strumenti messi in atto in questi ultimi anni:

- Portale Consumi e altri sviluppi del Sistema Informativo Integrato: dal 2019 è *online* sul sito dell'Acquirente Unico il portale dei consumi energetici che mette a disposizione di ciascun consumatore, nel rispetto della normativa della *privacy*, i dati delle proprie utenze elettricità e gas relativi all'anagrafica del proprio contratto di fornitura e ai dati storici di consumo, grazie alle informazioni acquisite dal Sistema Informativo Integrato. In prospettiva si valuteranno le modalità più idonee per rendere tali dati disponibili anche a parti terze designate dal consumatore nonché nell'ambito del Portale Offerte onde consentire al consumatore di confrontare le medesime offerte sulla base proprio profilo di consumo. L'accessibilità ai dati di consumo, storici e giornalieri, potrà, inoltre, essere anche promossa attraverso nuove soluzioni digitali. Sul fronte della digitalizzazione, ulteriore prospettiva riguarda la diffusione di strumenti di *smart home*. Saranno, inoltre, resi sempre più efficienti, grazie al Sistema Informativo Integrato, i processi di *switching*, voltura e attivazione/disattivazione della fornitura, compresi i casi di morosità;
- Albo fornitori di energia elettrica e gas naturale: tutti i venditori di energia elettrica, per lo svolgimento della propria attività, devono essere iscritti all'Elenco dei venditori di energia elettrica, recentemente entrato in operatività con decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica in attuazione della Legge n. 124/2017 (art. 1, commi 80-81). È prevista la riforma dell'elenco dei venditori di gas naturale per rafforzare l'effetto dissuasivo dell'elenco nei confronti di comportamenti scorretti degli operatori e per armonizzare, sia in termini di requisiti che di gestione, l'elenco gas con l'analogo strumento operativo nel settore dell'energia elettrica, a maggior tutela dei clienti finali. I fornitori dovranno rispettare

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

specifici criteri, modalità, requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza nell'elenco;

- Regolazione dei Servizi di Ultima Istanza: è prevista una razionalizzazione della regolazione inerente la selezione degli esercenti, le condizioni di erogazione del servizio e le modalità di ingresso e uscita dai servizi stessi per i clienti finali senza un fornitore sul mercato libero, in coordinamento con la disciplina per il superamento dei regimi di tutela;
- Misure per i consumatori domestici vulnerabili: saranno sviluppati gli strumenti a tutela dei clienti vulnerabili dell'energia elettrica e del gas naturale in applicazione rispettivamente delle disposizioni di cui all'art. 11 del D.lgs. 210/2021 e del D.L. 176/2022, attraverso l'introduzione di offerte a condizioni contrattuali e di servizio *standard* definite dall'ARERA che gli operatori sono tenuti a offrire a detti clienti;
- altre misure: saranno previsti controlli e sanzioni nei confronti dei comportamenti scorretti, rafforzamento degli strumenti per il confronto delle offerte (già oggi presente, a cura di ARERA e Acquirente Unico). Un ruolo rilevante sarà dato alle campagne informative con l'obiettivo di accrescere la consapevolezza dei clienti finali e di aumentare la competenza del consumatore in merito ai molteplici strumenti che offre il mercato per promuoverne il ruolo attivo, in modo particolare in accompagnamento alla fase finale del processo di liberalizzazione del mercato.

❖ MISURE EMERGENZIALI PER FRONTEGGIARE LA CRISI

Diverse misure sono state introdotte per supportare famiglie e imprese durante la crisi energetica conseguente al conflitto Russo-Ucraino. Si tratta di misure introdotte in via emergenziale che sono frutto di una riflessione più generale sull'esigenza di individuare possibili interventi replicabili da adottare per fronteggiare l'eventuale ripresentarsi di criticità contingenti. Tra questi si segnalano:

- rateizzazione delle bollette energetiche per le utenze finali: la misura prevede che i clienti finali possano chiedere ai propri fornitori la rateizzazione delle bollette energetiche e, per sostenere le esigenze di liquidità dei venditori derivanti da detti piani di rateizzazione, questi ultimi hanno accesso a crediti garantiti dallo Stato;
- riduzione degli oneri tariffari: la misura comporta l'azzeramento ovvero la riduzione delle componenti tariffarie a copertura dei cosiddetti oneri di sistema che finanziano le politiche pubbliche per la generalità dell'utenza ovvero il taglio dell'imposta sul valore aggiunto del gas naturale per le utenze domestiche;
- rafforzamento dei bonus energetici per i soggetti in condizioni di disagio economico o gravi condizioni di salute tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature elettriche salva vita sia in termini di maggiorazione della compensazione che di incremento della soglia ISEE per accedere al bonus stesso;
- tetto al prezzo dell'elettricità: sono state adottate due distinte disposizioni volte a introdurre un tetto ai ricavi dei produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili:
 - per i produttori di energia rinnovabile che fruiscono di meccanismi di incentivazione è stato previsto un sistema di compensazione del prezzo, finalizzato a ridistribuire gli extra profitti derivanti dalla impennata delle quotazioni energetiche (periodo compreso tra febbraio 2022 e giugno 2023);
 - in attuazione al Regolamento (UE) 2022/1854, è prevista l'applicazione di un limite massimo di 180€/MWh ai ricavi di mercato dei produttori o dei loro intermediari, ottenuti dalla produzione e della vendita di energia elettrica dalle fonti rinnovabili nonché dalle altre tipologie di fonti individuate dal richiamato Regolamento.

❖ MISURA A FAVORE DELLE IMPRESE ENERGIVORE

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

L'evoluzione dei prezzi di mercato dell'energia ha reso sempre più conveniente procedere ad investimenti in nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili anche se permane (e verosimilmente crescerà in futuro con l'adeguamento del mix di generazione) un'esigenza di stabilizzazione dei ricavi e riduzione del rischio mercato. Quest'esigenza può essere soddisfatta – oltre che attraverso i CFD – attraverso PPA con soggetti industriali se non attraverso la realizzazione diretta di impianti da energia rinnovabile da parte dei consumatori energy intensive, contribuendo così anche alla decarbonizzazione dell'industria. Questo è un percorso virtuoso che dovrebbe essere promosso. A tal fine si possono immaginare meccanismi di energy release che prevedano la cessione da parte del sistema di energia rinnovabile ai clienti industriali che si impegnino a realizzare tempestivamente (direttamente o via PPA) nuova capacità rinnovabile ed a restituire nel tempo l'energia rinnovabile loro anticipata dal sistema. Sarà inoltre riformata la misura a favore delle imprese energivore, introdotta dal D.M. 21 dicembre 2017 a sostegno della competitività dei settori produttivi esposti alla concorrenza internazionale, in conformità alle nuove linee guida comunitarie in materia di aiuti di Stato per clima, ambiente ed energia 2022, rafforzando gli obblighi delle imprese verso l'adozione di comportamenti efficienti e in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione. Sarà inoltre riformata la misura a favore delle imprese energivore, introdotta dal D.M. 21 dicembre 2017 a sostegno della competitività dei settori produttivi esposti alla concorrenza internazionale, in conformità alle nuove linee guida comunitarie in materia di aiuti di Stato per clima, ambiente ed energia 2022, rafforzando gli obblighi delle imprese verso l'adozione di comportamenti efficienti e in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione.

❖ STRUMENTI A FAVORE DEI PROSUMER: IL PORTALE DELL'AUTOCONSUMO

Per favorire lo sviluppo dell'autoconsumo fotovoltaico, il GSE ha sviluppato un apposito strumento informatico: il Portale dell'Autoconsumo Fotovoltaico. L'obiettivo principale che si intende conseguire tramite il portale è agevolare e supportare l'avvio di progetti fotovoltaici orientati all'autoconsumo tramite un simulatore, una guida sull'autoconsumo, FAQ, mappe e degli esempi virtuosi.

Preso coscienza dei vantaggi dell'autoconsumo, il consumatore può testarne l'utilità per il proprio caso specifico. Il portale permette di effettuare simulazioni personalizzate per privati, imprese e PA. L'analisi effettuata tramite il portale riporta il corretto dimensionamento dell'impianto e la valutazione economica dell'iniziativa ipotizzando diverse soluzioni finanziarie.

v. Descrizione delle misure volte a consentire e sviluppare la gestione della domanda, tra cui quelle a sostegno di una tariffazione dinamica⁵⁰

❖ MERCATO ELETTRICO E GAS: SMART METER

Un ruolo rilevante per fornire tutti gli elementi di comprensibilità e monitoraggio utili ai consumatori sarà svolto dai nuovi *smart meter*.

In ambito elettrico la sostituzione dei contatori esistenti digitali con contatori *smart* di seconda generazione è considerata indispensabile per veicolare prodotti, servizi e offerte da inserire nei nuovi modelli di generazione distribuita e consumo, anche in ottica *demand response* e *smart grids*.

I contatori 2G sono stati definiti e regolati in termini di requisiti tecnici, funzionali ed economici da ARERA, per il triennio 2017-2019 e contano già oltre 4 milioni di misuratori 2G messi in servizio presso le utenze in bassa tensione. Nel 2019 si è pervenuti a un aggiornamento della regolazione (Delibera 306/2019/R/eel) per il triennio 2020-2022 e nel 2022 per il triennio 2023-2025 includendo anche una

⁵⁰ Conformemente all'articolo 15, paragrafo 8, della Direttiva 2012/27/UE

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA - giugno 2023

pianificazione delle tempistiche previste per la messa in servizio massiva dei contatori 2G per tutte le imprese di distribuzione con più di 100.000 clienti (a cui corrispondono 98% dei punti di prelievo del paese) che prevedono i seguenti step:

- l'avvio dei piani di messa in servizio di sistemi di *smart metering* 2G è effettuato entro il 2022;
- la fase massiva di sostituzione dei misuratori già esistenti dovrà concludersi entro il 2026 (per il 95% dei misuratori, stessa percentuale utilizzata per la prima generazione). È anche previsto un *target* del 90% di sostituzioni al 2025.

In ambito dispacciamento si potrà procedere al superamento progressivo, in coerenza con i piani di attivazione dei nuovi misuratori 2G, dei meccanismi di profilazione dei prelievi e delle immissioni per le piccole utenze e impianti utilizzando le misure effettive rese disponibili dai nuovi contatori ai fini della definizione delle partite fisiche del servizio di dispacciamento.

Nel settore gas sta proseguendo il completamento del passaggio a sistemi di misura *smart* (Delibera 669/2018/R/GAS), rendendo possibili fin da subito soluzioni con più elevate funzionalità ove il differenziale di costo sia limitato o comunque inferiore ai benefici attesi, con le seguenti tempistiche:

- per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali, l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2020;
- per le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000, l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2021;
- per le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 50.000 e 100.000, l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2023;
- progressiva estensione degli obiettivi di sostituzione anche agli operatori di minore dimensione.

❖ **DIFFUSIONE DELLE OFFERTE DI CONTRATTI DI FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA CON PREZZO DINAMICO**

In attuazione di quanto previsto dal D.lgs. 210/2021, sarà introdotta la regolazione riguardante il diritto dei consumatori che dispongono di un contatore intelligente, a stipulare, su espressa richiesta, un contratto con prezzo dinamico, cioè un contratto di fornitura di energia elettrica che rispecchia la variazione del prezzo sui mercati a pronti, su espressa richiesta, con ciascun fornitore che abbia più di 200.000 clienti finali. Si prevede, inoltre, che ARERA possa adottare, anche in base ai risultati del monitoraggio del mercato e delle offerte, meccanismi volti ad orientare la graduale tariffazione delle componenti dei contratti di fornitura, diverse dall'energia elettrica, secondo una logica dinamica, con contestuale riduzione delle quote fisse, tenuto conto dell'esigenza di promozione della gestione della domanda e dell'efficienza energetica negli usi finali.