ELECTRICITY MARKET REPORT 2021

Mercato elettrico: il futuro è già qui?

5° edizione

Novembre 2021

POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

INDICE

Introduzione 6

Executive Summary 10

1. L'evoluzione del sistema elettrico: stato dell'arte, scenari e «strumenti abilitanti» 38

2. Il processo di apertura del MSD: le Unità Virtuali Abilitate Miste 112

3. Il processo di apertura del MSD: gli altri progetti pilota 174

4. Le energy community alla prova del recepimento delle direttive europee 190

5. Raccomandazioni di policy a supporto dell'evoluzione del sistema elettrico 238

Appendice 262

Le imprese Partner 268

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

INTRODUZIONE

PARTNER

INTRODUZIONE

Se il 2020 sarà (purtroppo) ricordato come l'anno dell'inizio della pandemia da COVID-19 – i cui effetti si sono riverberati non solo sull'economia globale ma anche sull'evoluzione del sistema elettrico e gli andamenti dei mercati elettrici – il 2021 (al pari degli ultimi mesi del 2020 stesso) non potrà non annoverare tra i fatti maggiormente degli di nota le azioni "poderose" intraprese dai policy maker comunitari e nazionali per favorire una ripresa economica "sostenibile", ponendo una forte enfasi sulla riduzione delle emissioni climalteranti.
A livello europeo, si fa riferimento *in primis* al "Green Deal europeo" ed al "Next Generation EU", attraverso i quali la Commissione Europea ha proposto di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030 ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 (il primo) ed ha promulgato un pacchetto di finanziamenti pari a 1.800 miliardi di euro - il più grande mai stanziato dall'Unione europea – al fine di supportare la ripresa economica dei Paesi membri a seguito della pandemia da Covid-19 e creare un'Europa post Covid-19 più verde, digitale, resiliente ed adeguata alle sfide future . Non da ultimo, il pacchetto di proposte "Fit for 55", atto ad aggiornare le politiche dell'Unione Europea al fine di renderle coerenti rispetto al «nuovo» target di riduzione delle emissioni.

A livello italiano, si fa riferimento in particolare al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), piano italiano di spesa dei fondi stanziati dal Next Generation EU presentato il 30 aprile 2021 e che vede "green" e "digitale" come ambiti cui sono dedicate la maggior parte delle linee di finanziamento.

Questo scenario ampiamente "promettente", grazie al combinato disposto di obiettivi di decarbonizzazione sempre più ambiziosi e disponibilità finanziarie ingenti, si scontra da un lato con dinamiche di mercato attuali asfittiche (si pensi ad esempio all'andamento delle installazioni di impianti alimentati da fonti rinnovabili), e dall'altro lato con "elementi perturbativi" che potrebbero rallentare il ritmo di evoluzione del sistema elettrico, quali ad esempio l'impennata dei prezzi dell'energia determinata in primis dalle forti tensioni sugli approvvigionamenti di gas naturale (ed il prezzo della commodity stessa).

La quinta edizione dell'Electricity Market Report si pone in continuità con le precedenti edizioni del Rapporto, con l'obiettivo di analizzare, da un lato, il processo di apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, come noto un "tassello fondamentale" per abilitare l'evoluzione auspicata del sistema elettrico in una prospettiva di decarbonizzazione in vista della revisione organica della regolazione del dispacciamento stesso. Dall'altro lato, il rapporto mette a fuoco le recenti evoluzioni normative che hanno interessato le diverse "configurazioni" di autoconsumo collettivo ed Energy Community, con l'obiettivo di "ispirare" il legislatore chiamato in questo periodo a recepire le direttive europee che hanno introdotto per la prima volta queste configurazioni a livello comunitario. Un lavoro che ha visto il coinvolgimento di numerosi partner della ricerca, i quali ci hanno costantemente supportato nelle attività di ricerca pur in questo periodo molto complesso e a cui va il nostro più sincero ringraziamento.

L'Electricity Market Report 2021 è il quarto e penultimo Rapporto presentato da Energy & Strategy dopo la pausa estiva, cui seguirà il Circular Economy Report, alla sua seconda edizione, che chiuderanno le attività di ricerca di Energy & Strategy per l'anno 2021 analizzando modelli di business, soluzioni tecnologiche e potenziale dell'Economia Circolare nel nostro Paese. Il fermento che continuiamo a registrare tra gli addetti ai lavori intorno alle nostre attività di ricerca – persino con una magnitudo più forte nell'ultimo periodo - ci fa ben sperare circa la possibilità per il nostro Paese di scaricare a terra le grandi potenzialità che lo caratterizzano.

Umberto Bertelè
School of Management - Politecnico di Milano

Vittorio Chiesa
Direttore Energy & Strategy Group

POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

EXECUTIVE SUMMARY

PARTNER

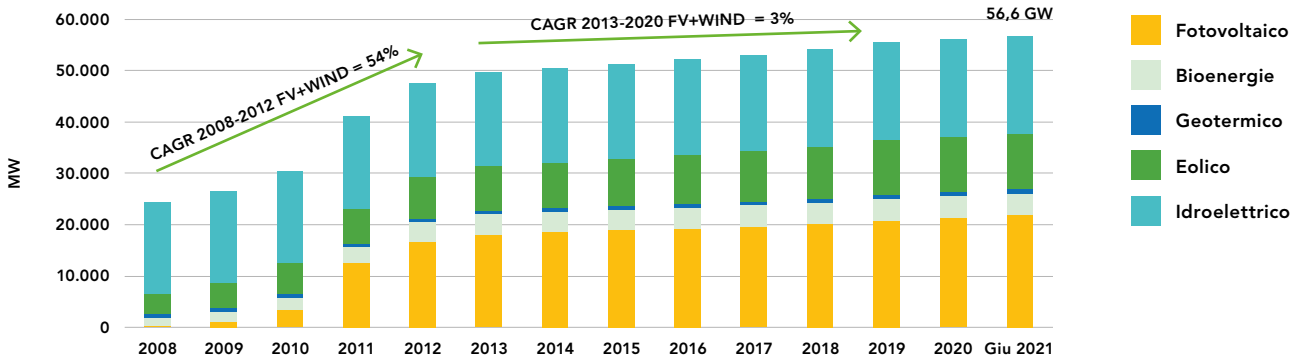
LA "MARATONA" DEL SISTEMA ELETTRICO VERSO LA DECARBONIZZAZIONE

La diffusione delle rinnovabili, unita alla riduzione di generazione del parco termoelettrico e all'elettrificazione dei consumi rappresentano i **tre fattori principali** che hanno caratterizzato negli ultimi anni **l'evoluzione del sistema elettrico in Italia promuovendone la progressiva decarbonizzazione**.

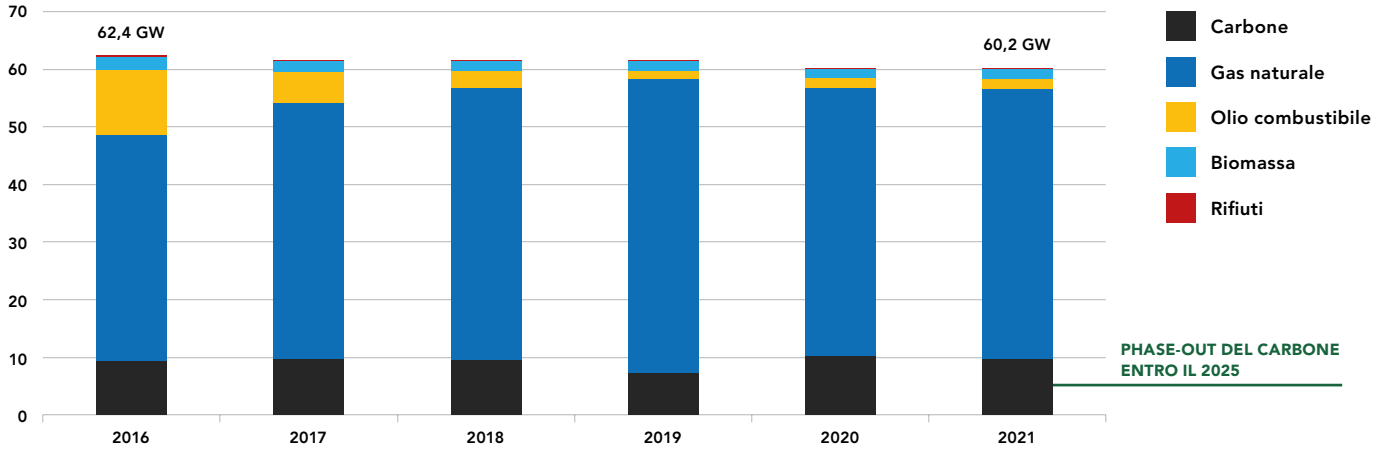
La **capacità installata di impianti a fonte rinnovabile in Italia supera oggi i 56 GW**, grazie soprattutto all'aumento nell'ultimo decennio delle **fonti non programmabili** all'interno del parco di generazione italiano (**solare ed eolico** *in primis*).

Contestualmente, la **capacità installata da termoelettrico si è gradualmente ridotta**: essa oggi è pari a circa **60 GW,** rispetto ai **77 GW del 2012** (con una **moderata riduzione negli ultimi 5 anni**, pari a **2,2 GW**). In particolare, il **77% della capacità attuale è rappresentata da impianti alimentati a gas naturale.** Le **biomasse** pesano per circa il **3%**, così come gli impianti ad **olio combustibile**, che si stanno notevolmente riducendo. Infine gli **impianti a carbone**, che ad oggi rappresentano il **17% della capacità di generazione termoelettrica,** dovranno essere **dismessi nel corso dei prossimi 5 anni**, così come definito all'interno del **PNIEC.**

POTENZA COMPLESSIVA INSTALLATA DA FONTI RINNOVABILI



CAPACITÀ DI GENERAZIONE NAZIONALE [GW]



Il **tasso di elettrificazione** dei consumi si è sostanzialmente mantenuto **costante nell'ultimo decennio, nell'intorno del 20% dei consumi finali,** con differenze marcate tra i diversi settori. Sono tuttavia evidenti i cambiamenti nella copertura della domanda di energia elettrica avvenuti nell'ultimo decennio, soprattutto osservando che le fonti **termiche tradizionali** si sono ridotte dal **74%** nel 2005 al **53%** nel 2019. Contestualmente, le **FER** sono passate da circa il **14%** al **35%**. In particolare, la crescita delle FER è stata trainata a partire dal 2011 dall'eolico e dal fotovoltaico.

Dei tre fattori «evolutivi» sopracitati, emerge che l'**elettrificazione dei consumi** – intesa come utilizzo del vettore elettrico in luogo di altri vettori energetici – è quello che oggi presenta la magnitudo minore, sebbene con un impatto atteso significativo. Gli scenari evolutivi e le politiche energetiche concordano, infatti, nel prevedere una **crescente penetrazione di autovetture elettriche** (già oggi le immatricolazioni presentano un andamento esponenziale) e un **utilizzo importante delle rinnovabili termiche** (quali le pompe di calore) **in luogo del gas naturale per il soddisfacimento dei fabbisogni termici**.

Se il 2021 non ha visto particolari "scossoni" con riferimento ai tre trend sopracitati, lo stesso non si può dire per quanto riguarda i fattori di contesto che influenzano l'evoluzione del sistema elettrico. Al di là degli effetti della pandemia da COVID-19, che hanno mostrato il loro massimo impatto nel corso

del 2020, nel **2021** si è assistito ad una **crescita pressoché continua del prezzo dell'energia (PUN),** che nel corso dei primi nove mesi del 2021 ha fatto registrare un **aumento percentuale su base annua del 64,6% rispetto al 2019 e del 121,3% rispetto al 2020**. Questa crescita è sostanzialmente dovuta **all'aumento del prezzo del gas, che deve far riflettere sulla forte dipendenza dalle fonti fossili del mix di generazione italiano odierno (e solo in minima parte all'aumento dei prezzi delle quote di emissione di CO_2 – ETS). Tema che fa emergere l'opportunità relativa alla ulteriore penetrazione delle fonti rinnovabili, che permetterebbe al nostro Paese di affrancarsi sempre più dall'approvvigionamento energetico da Paesi terzi e lo renderebbe pertanto meno soggetto alle "tensioni" dovute al costo delle commodity.**

Gli ultimi mesi – tra la fine del 2020 ed i primi mesi del 2021 – saranno anche ricordati per l'azione "straordinaria" da parte del legislatore europeo, che ha introdotto **obiettivi di decarbonizzazione sempre più sfidanti** ed introdotto nuovi «strumenti» per supportare gli Stati Membri nel perseguimento dei suddetti obiettivi.

Al fine di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, nell'ambito del **«Green Deal europeo»,** la Commissione ha proposto a settembre 2020 di **elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030 ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. Successivamente,** il 14 luglio 2021 la **Commissione Europea** ha presentato il **pacchetto di proposte denominato Fit for 55,** atto ad **aggiornare le politiche dell'Unione Europea al fine di renderle coerenti rispetto al «nuovo» target di riduzione delle emissioni.** Nei prossimi mesi questo pacchetto di proposte sarà **oggetto di discussione da parte del Consiglio e del Parlamento europeo,** al fine di raggiungere una posizione comune su ognuna delle proposte in esso contenute, condizione necessaria all'adozione definitiva di ciascun atto legislativo. Tra i vari ambizioni obiettivi al 2030, si segnalano: **l'incremento al 40% di fonti rinnovabili nel mix energetico europeo, l'incremento al 36% dell'efficienza energetica sul consumo di energia finale e l'incremento al 39% dell'efficienza energetica sul consumo di energia primaria, la riqualificazione di almeno il 3% della superficie complessiva degli edifici pubblici ogni anno, e la riduzione delle emissioni delle nuove auto del 55% (rispetto ai livelli del 2021) che diventerà del 100% entro il 2035 vietando la vendita di nuove auto termiche a partire da quell'anno.**

In virtù di tutto ciò, **gli obiettivi per l'Italia al 2030** previsti dall'attuale versione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC) **saranno aggiornati** in seguito al recepimento a livello nazionale delle proposte del pacchetto Fit for 55.

Inoltre, per favorire la ripresa economica a seguito della pandemia Il 30 aprile 2021 il Governo italiano ha presentato alla Commissione Europea il testo del **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza** (PNRR), il Piano italiano di spesa dei fondi stanziati dal Next Generation EU che cuba complessivamente

191,5 miliardi di euro. Nel Piano sono individuate **6 Missioni**, a loro volta suddivise in 16 Componenti, funzionali a realizzare gli obiettivi economico-sociali definiti nella strategia del Governo, fra i quali "green" e "digitale" sono i macro-ambiti cui sono dedicate la maggior parte delle linee di finanziamento. Rimandando al Rapporto per la visione di dettaglio delle linee di finanziamento contenute nel PNRR e che sono rilevanti rispetto al perimetro d'analisi del rapporto stesso, senza pretesa di esaustività si citano gli **investimenti** in tema di **sviluppo del parco rinnovabile, per i quali** sono previsti una serie di **interventi**, quali: l'installazione di **2 GW** di nuova capacità da **impianti agro-voltaici**, l'installazione di **2 GW di nuova capacità FER da parte di comunità energetiche ed autoconsumatori collettivi** (in particolare sostenendo Pubbliche Amministrazioni, famiglie e microimprese in piccoli Comuni), il sostegno a **sistemi di generazione FER off-shore per 0,2 GW** e la **semplificazione delle procedure di autorizzazione** e un nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili. Non meno rilevante, infine, la presenza di **misure per lo sviluppo di una rete di distribuzione resiliente, digitale e flessibile,** da ottenere tramite il **rafforzamento delle *smart grids*** (intervento finalizzato ad **incrementare la capacità di rete per accogliere nuova capacità da fonti rinnovabili** ed **aumentare la capacità e potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici** in aree ad alta concentrazione come le grandi città metropolitane) e tramite interventi volti ad **aumentare la resilienza climatica delle reti**.

In conclusione, il **sistema elettrico** sta attraversando una **repentina evoluzione** in seguito all'effetto delle **politiche di decarbonizzazione.** Tuttavia, il raggiungimento degli obiettivi richiede una importante **accelerazione rispetto ai tassi registrati negli ultimi anni**, dato che **proiettando gli andamenti attuali non verrebbero raggiunti i target** previsti dai piani. Inoltre, come anticipato, gli obiett**ivi al 2030 contenuti nel PNIEC saranno rilanciati in attuazione delle politiche del Fit for 55**, che a loro volta rappresentano solo un passaggio intermedio verso la neutralità climatica al 2050.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

	SITUAZIONE AS-IS	PNIEC - OBIETTIVI 2030 SCENARIO PNIEC*	LONG TERM STRATEGY - OBIETTIVI 2050 SCENARIO DECARBONIZZAZIONE
% RINNOVABILI SUL CONSUMO INTERNO LORDO	20,6% (2020)	55%	80-90%
CAPACITÀ DI GENERAZIONE FER	56,6 GW (giugno 2021)	95,2 GW	240-350 GW
DOMANDA EE	319,6 TWh (2019)	339,5 TWh	718 TWh
ACCUMULI ELETTROCHIMICI	0,3 GW (giugno 2021)	3 GW centralizzati 4 - 4,5 GW distribuiti	40 – 50 GW
TRASPORTO ELETTRICO	167.000 veicoli (giugno 2021)	6 Milioni di veicoli	19 Milioni di veicoli
EFFICIENZA	- 0,927 Mtep/annui (2020)	- 9,3 Mtep/annui	-70 Mtep/annui
ENERGIA AMBIENTE DA POMPE DI CALORE	2.498 ktep (2019)	5.699 ktep	n.d.
EMISSIONI GHG	247,8 Mton CO_2 (2019)	- 37%	0 emissioni

*Da aggiornare secondo le politiche Fit for 55%

I temi trattati all'interno del presente Rapporto si prevede possano contribuire, a vario titolo, alla suddetta evoluzione. Si fa riferimento in primo luogo alle Energy community, nuovi paradigmi di **generazione e consumo di energia** introdotti da due direttive comunitarie per le quali è in corso l'iter di recepimento all'interno del quadro normativo-regolatorio nazionale. Esse potranno abilitare, da un lato, una più ampia diffusione delle fonti rinnovabili, dall'altro lato potranno rappresentare un "volano" per investimenti complementari quali quelli di efficienza energetica, quelli a supporto della mobilità elettrica e della fornitura di servizi di regolazione a beneficio del sistema elettrico.

In secondo luogo, il progressivo passaggio da impianti centralizzati e programmabili alimentati prevalentemente da fonti fossili ad impianti a fonte rinnovabile non programmabili di grande taglia o distribuititi richiede **nuovi assetti di mercato che assecondino la transizione assicurando un corretto funzionamento del sistema** stesso. Per rispondere alla **necessità di adeguare la struttura del sistema elettrico e dei mercati alle importanti evoluzioni in corso,** il 25 luglio 2019 **L'ARERA ha pubblicato il Documento per la consultazione** (DCO) 322/2019/R/eel **sul nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico** (TIDE), che tra i principali obiettivi si pone quello di compiere una **revisione di aspetti relativi alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità abilitate e non abilitate all'erogazione di servizi ancillari.** In particolare, il TIDE fa riferimento alla r**evisione dei servizi ancillari attualmente esistenti e delle relative modalità di approvvigionamento e remunerazione** (ed eventuale **definizione di nuovi servizi ancillari),** alla **definizione delle modalità attraverso cui le FER, i sistemi di accumulo, la generazione distribuita e la domanda possano fornire le risorse necessarie (anche aggregate) ed infine alla revisione della disciplina degli sbilanciamenti**. All'interno del rapporto sono analizzate in dettaglio le **sperimentazioni attualmente in corso che riguardo l'apertura del MSD** e la **definizione di nuovi servizi** (che trova esempio nella sperimentazione sulla riserva ultra-rapida di frequenza).

IL PROCESSO DI APERTURA DEL MSD: LE UNITÀ VIRTUALI

In data 26 febbraio 2021, la **Delibera dell'Autorità 70/2021** ha approvato le **proposte di modifica al «Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di UVAM** al mercato dei servizi di dispacciamento» ed alla «**Procedura per l'approvvigionamento a termine** di risorse di dispacciamento fornite dalle UVAM» elaborate da Terna, che introduce alcune novità, tra cui l'introduzione **di test** per la valutazione dell'**affidabilità degli aggregati.** La maggior parte degli operatori si è dichiarato **favorevole all'introduzione dei test di affidabilità, in grado di far emergere le risorse dotate di flessibilità «reale» a discapito di quelle che in caso di frequenti attivazioni sarebbero in difficoltà nell'assolvere correttamente agli ordini di dispacciamento ricevuti**.

Inoltre, con l'approvazione della nuova **Procedura per l'ap-**

provvigionamento a termine, dal **1° maggio 2021** le aste si svolgono secondo nuove regole:

- **è prevista** la **suddivisione del contingente nelle diverse sessioni d'asta:** il **70%** verrà messo all'asta nella **sessione annuale** e il **30%** in quelle **mensili**;

- le **aste infrannuali** sono previste solo nel caso in cui il **fabbisogno annuale non sia interamente soddisfatto mediante l'asta annuale** e per la **riallocazione di eventuali quantitativi ceduti** (per riduzione dell'impegno contrattuale) e comunque sulla base delle esigenze del sistema;

- Infine, con riferimento al **prodotto mensile,** Terna potrà individuare fabbisogni diversi nei vari mesi dell'anno in considerazione delle necessità del sistema.

Il contingente annuale complessivo per il **2021** resta pari a **1.000 MW**, suddivisi in **800 MW nella zona Nord** e **Centro-Nord** e **200 MW nella zona Sud, Centro-Sud, Sardegna e Sicilia**.

Altra modifica importante riguarda la suddivisione del precedente prodotto a termine in **tre diversi prodotti**. Sempre con riferimento ai giorni compresi tra il lunedì e il venerdì, vanno distinti i prodotti:

- **«Pomeridiano»**, che si riferisce alle ore comprese tra le 15:00 e le 17:59 con base d'asta pari a 22.500 €/MW/anno e stike price pari a 200 €/MWh;

- **«Serale 1»**, che si riferisce alle ore comprese tra le 18:00 e le 21:59 con base d'asta pari a 30.000 €/MW/anno e stike price pari a 400 €/MWh;

- **«Serale 2»**, che si riferisce alle ore comprese tra le 18:00 e le 21:59 con base d'asta pari a 30.000 €/MW/anno e stike price pari a 200 €/MWh;

Riguardo invece alle **modalità di approvvigionamento a termine**, l'introduzione del prodotto pomeridiano e dei due prodotti serali **non ha raccolto particolari «critiche»**, viceversa è stata accolta come una **opportunità aggiuntiva unita alla possibilità di partecipare alle aste mensili senza il rischio che il contingente si saturi** con le aste annuali o infrannuali (così da **consentire la partecipazione anche a quelle risorse** che per loro natura sono **in grado di assicurare la propria disponibilità solo in periodi specifici dell'anno**.

I risultati delle aste mostrano che, **anche con il nuovo regolamento,** si osserva una **saturazione quasi totale dei contingenti** nelle due Aree di assegnazione e per i tre prodotti previsti, peraltro con **primi medi assegnati notevolmente inferiori alla base d'asta**.

Ad **inizio agosto 2021** vi sono **272 UVAM abilitate** (di cui **173** beneficiano della **contrattualizzazione a termine**). Rimandando al report nella sua versione integrale per una visione di dettaglio circa le caratteristiche "strutturali" delle UVAM, in questa sede si sottolinea che, **rispetto a luglio 2020** (quando

risultavano abilitate 246 UVAM), si assiste ad un **incremento del 10,6%** in termini di numerosità. **Il 61% delle UVAM è composto da un unico POD, in linea con quanto rilevato lo scorso anno. Seguono le UVAM composte da 2 POD (50 in valore assoluto, pari al 18% del totale)** ma si assiste alle prime abilitazioni di UVAM con un ampio numero di POD aggregati: ne risultano 4 con un numero di POD compreso tra 10 e 100 e 3 che contano su più di 100 POD**.** Complessivamente, il **numero di POD coinvolti è pari a 1274 (quasi triplicati rispetto a luglio 2020).** In generale, le **caratteristiche principali delle UVAM non hanno subito forti variazioni rispetto al passato,** tuttavia va sottolineata la **comparsa di aggregati composti da diverse decine** (e in alcuni casi da centinaia) **di punti**.

Per quanto riguarda invece l' "operatività" delle UVAM, da settembre 2020 a luglio 2021 sono stati inviati da Terna **599 ordini di dispacciamento a salire** (di cui solo uno nel periodo settembre-dicembre 2020) **per oltre 6.850 MWh**. Gli **ordini di dispacciamento** («chiamate») **a salire** effettuati da Terna, che hanno interessato **184 UVAM di titolarità di 27 diversi BSP,** sono caratterizzati da una **quantità media pari a circa 11,5 MWh** ed una **quantità massima pari a 73 MWh**.

Rispetto agli anni precedenti, si è assistito ad un **forte incremento delle attivazioni**, ma va sottolineato come **a partire da marzo 2021 siano stati effettuati i test di affidabilità** che concorrono (insieme alle «normali» attivazioni sul MSD) all'incremento registrato rispetto alla scorsa edizione del Report (**nel periodo gennaio-agosto 2020 si erano registrate solo 5 «chiamate» per un totale di 82 MWh**).

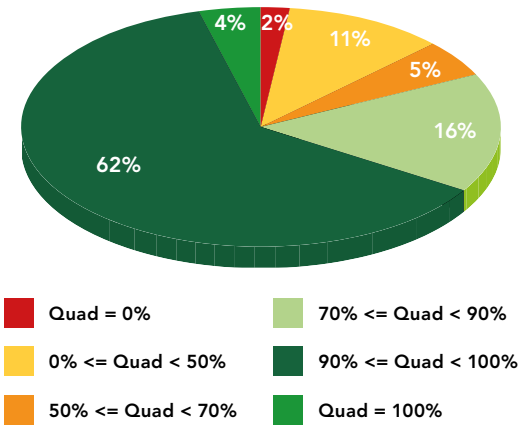
Tuttavia, dai dati emerge come anche al netto delle «chiamate» a scopo di test si assista ad un **forte incremento delle attivazioni**. Più in dettaglio, le **598 «chiamate a salire» ricevute dalle UVAM nei primi 7 mesi del 2021** si ripartiscono tra test di affidabilità ed effettive attivazioni delle UVAM sul MSD come mostrato nelle tabelle sottostanti. A tal proposito, alcuni operatori sottolineano che **una maggiore frequenza delle attivazioni avrebbe potuto senz'altro dare un ulteriore forte contributo** a **migliorare l'operatività delle UVAM in passato,** e in ottica futura auspicano che i trend registrati nel 2021 continuino e vedano un coinvolgimento ancora maggiore delle UVAM in termini di attivazioni.

ORDINI DI DISPACCIAMENTO A SCOPO DI TEST O FUORI DAL MERITO ECONOMICO	
Numero di ordini di dispacciamento	249
Quantità accettata totale	896 MWh
Quantità accettata media	3,6 MWh
Prezzo medio ponderato accettato	357 €/MWh

ORDINI DI DISPACCIAMENTO PER FORNITURA DEL SERVIZIO	
Numero di ordini di dispacciamento	349
Quantità accettata totale	5.980 MWh
Quantità accettata media	17 MWh
Prezzo medio ponderato accettato	106 €/MWh

Con riferimento alle attivazioni a salire non oggetto di test da parte di Terna, si registrano in totale circa **695 MWh di inadempimenti** (pari al **12% delle quantità accettate**). In particolare, nel **66% dei casi l'ordine di dispacciamento è stato eseguito fornendo almeno il 90% della quantità accettata**, cui si aggiungono i **16% delle chiamate in cui è stato erogato un volume di energia compreso tra il 70% e il 90% della quantità accettata**. Solo **nel 2% dei casi l'ordine non è stato eseguito neppure parzialmente**.

QUOTA DI ADEMPIMENTO (FREQUENZA) CHIAMATE "A SALIRE"



Sono state effettuate, infine, una serie di analisi sulla sostenibilità economica delle UVAM in virtù dell'evoluzione del quadro regolatorio menzionata in precedenza. Le analisi mostrano che **l'accesso al corrispettivo fisso** ottenuto grazie alla partecipazione alle aste di approvvigionamento a termine **consente al BSP di raggiungere buoni risultati economici** (tanto più se egli riesce a formare un "portafoglio" di grandi dimensioni gestendo un elevato numero di risorse di flessibilità) e che i **risultati sono tendenzialmente positivi anche per gli «asset owner»**, i titolari degli impianti.

Dall'analisi emerge, inoltre, che la **partecipazione contemporanea** al prodotto pomeridiano e ad uno dei prodotti serali assicura **il massimo utile d'esercizio ottenibile con la partecipazione alla contrattualizzazione a termine** (tra le simulazioni effettuate), ma va sottolineato come l'ottenimento del 100% di entrambi i prodotti sia legato alla capacità della UVAM di assumersi **l'obbligo di offerta per 7 ore consecutive** nei giorni compresi **tra il lunedì e il venerdì.**

Viceversa, **l'eventuale assenza di una remunerazione in capacità renderebbe molto difficoltoso il raggiungimento della sostenibilità economica**, soprattutto immaginando «**nuovi entranti» nel mercato che non abbiano sfruttato gli anni di sperimentazione per coprire i costi di investimento** necessari per crearsi l'infrastruttura tecnologica e le competenze (oltre al posizionamento di mercato) necessari.

Assumendo la **prospettiva degli «asset owner»**, infine, emergono diversi casi in cui **la partecipazione al meccanismo possa rappresentare una forma aggiuntiva di ricavo non irrilevante**. Tuttavia, i risultati mostrano chiaramente come risulti improbabile che **risorse caratterizzate da elevati costi di modulazione possano essere competitive sul MSD**, soprattutto in caso di assenza del corrispettivo fisso e conseguente necessità di contare sull'effettiva fornitura del servizio per l'ottenimento dei ricavi.

IL PROCESSO DI APERTURA DEL MSD: GLI ALTRI PROGETTI PILOTA

In seguito all'approvazione della **Delibera 300/2017** (e s.m.i.) sono stati avviati una serie di **Progetti Pilota**, con l'obiettivo di raccogliere risultati ed evidenze utili per la **stesura del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico**. Le recenti iniziative avviate in questo contesto e che sono oggetto d'analisi all'interno del presente Rapporto riguardano la fornitura del servizio di **riserva ultra-rapida**, la **regolazione secondaria di frequenza** e la **regolazione di tensione**.

Il servizio di **regolazione ultra-rapida di frequenza** consiste nel dare disponibilità a **fornire una risposta continua ed automatica in potenza** proporzionale all'errore di frequenza, oltre che rispondere ad un set-point inviato da Terna, per **1.000 ore annue**, a fronte di una **remunerazione fissa** (espressa in €/MW/anno) assicuratasi tramite **aste competitive in modalità «pay-as-bid».**

La prima asta è stata caratterizzata da un **contingente disponibile pari a 230 MW**, ed ha visto **un'ampia partecipazione degli operatori**: sono pervenute **richieste** per **117 Fast Reserve Unit (FRU),** per una potenza complessiva **superiore a 1,3 GW**. I premi

	ASSEGNAZIONI		
	NUMERO DI FRU	POTENZA MEDIA [MW]	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE [€/MW/ANNO]
CENTRO NORD	10	11,8	23.418
CENTRO SUD	9	11,3	27.279
SARDEGNA	4	7,5	61.016

medi di assegnazione, di conseguenza, sono stati notevolmente inferiori rispetto alla base d'asta pari a 78.000 €/MW/anno:

Se l'ampia partecipazione può essere letta in un'accezione positiva come il segnale del forte interesse da parte degli operatori verso questa sperimentazione, d'altro canto i valori così bassi dei corrispettivi aggiudicati in seguito ai risultati della prima asta **non riflettono con ogni probabilità i costi effettivi della tecnologia in caso di nuove installazioni di sistemi di accumulo**. In generale, **la valutazione d'investimento in sistemi di accumulo ad oggi soffre di elevata incertezza sui potenziali ricavi futuri**, che dovrà contare su un **revenue-stacking ben costruito per raggiungere la piena sostenibilità economica**.

Il **25 maggio 2021**, inoltre, è stato approvato il Regolamento per la fornitura del **servizio di riserva secondaria di frequenza** con l'obiettivo di **testare l'affidabilità e l'impatto sul sistema di risorse non già obbligatoriamente abilitate** a fornire il servizio di regolazione secondaria.

Possono partecipare **utenti del dispacciamento** titolari di **UP rilevanti e BSP titolari di UVAM** i cui punti associati dispongano tutti di dati di misura validati almeno quartorari, tramite richiesta di **qualificazione** per **almeno 1 MW di semi-banda a salire e/o a scendere**, con facoltà di presentare offerte per uno o più dei **24 periodi orari** del giorno di riferimento. Il servizio potrà essere erogato anche in **modalità asimmetrica**, mentre la **remunerazione prevista per le quantità accettate è di tipo pay-as-bid** in tempo reale sulla base del segnale di livello del regolatore automatico e **non è prevista una contrattualizzazione a termine**.

Riguardo la **regolazione di tensione**, infine, è stato posto in **consultazione** il regolamento **per la fornitura del servizio** da parte di **risorse finora non obbligate né abilitate alla fornitura di tale servizio**. Le **categorie impiantistiche** coinvolte nel progetto pilota sono**: (i)** parchi ***inverter-based,*** *come* ***fotovoltaici*** *o* ***sistemi di accumulo; (ii)*** impianti caratterizzati da **gruppi di generazione sincroni** non già abilitati alla fornitura del servizio di regolazione gerarchica di tensione. Tali risorse devono essere oggetto di un opportuno **adeguamento tecnologico.** L'obiettivo del progetto pilota è quello di **raccogliere elementi utili per l'analisi costi-benefici del servizio**, oltre che di **verificare l'affidabilità e l'efficacia delle nuove risorse nella fornitura.** Le risorse ammesse al progetto pilota avranno diritto ad un **premio che è correlato ai costi di adeguamento sostenuti**. Motivo per cui agli operatori **è stato** richiesto, durante la fase di consultazione, di fornire elementi utili per una corretta valorizzazione dello stesso.

Il confronto "preliminare" con gli operatori su questi ultimi due servizi (non ancora operativi) ha fatto emergere alcune considerazioni importanti dal punto di vista economico, che rafforzano quanto già discusso con riferimento alle UVAM. In particolare, emerge uno **scarso interesse di alcuni a prendere parte alla fornitura di servizi in assenza di un corrispettivo fisso che stabilizzi i ricavi** (come nel caso della fornitura della **riserva secondaria di frequenza**), viceversa altri soggetti esprimono **forte**

interesse per le nuove sperimentazioni (sia per la fornitura della riserva secondaria che per la regolazione di tensione) che consentano a risorse quali gli **storage accoppiati ad impianti di produzione da fonte rinnovabile** di ottenere una **molteplicità di flussi di ricavi** (cd. "**revenue-stacking")** che rendano i relativi investimenti sostenibili da un punto di vista economico.

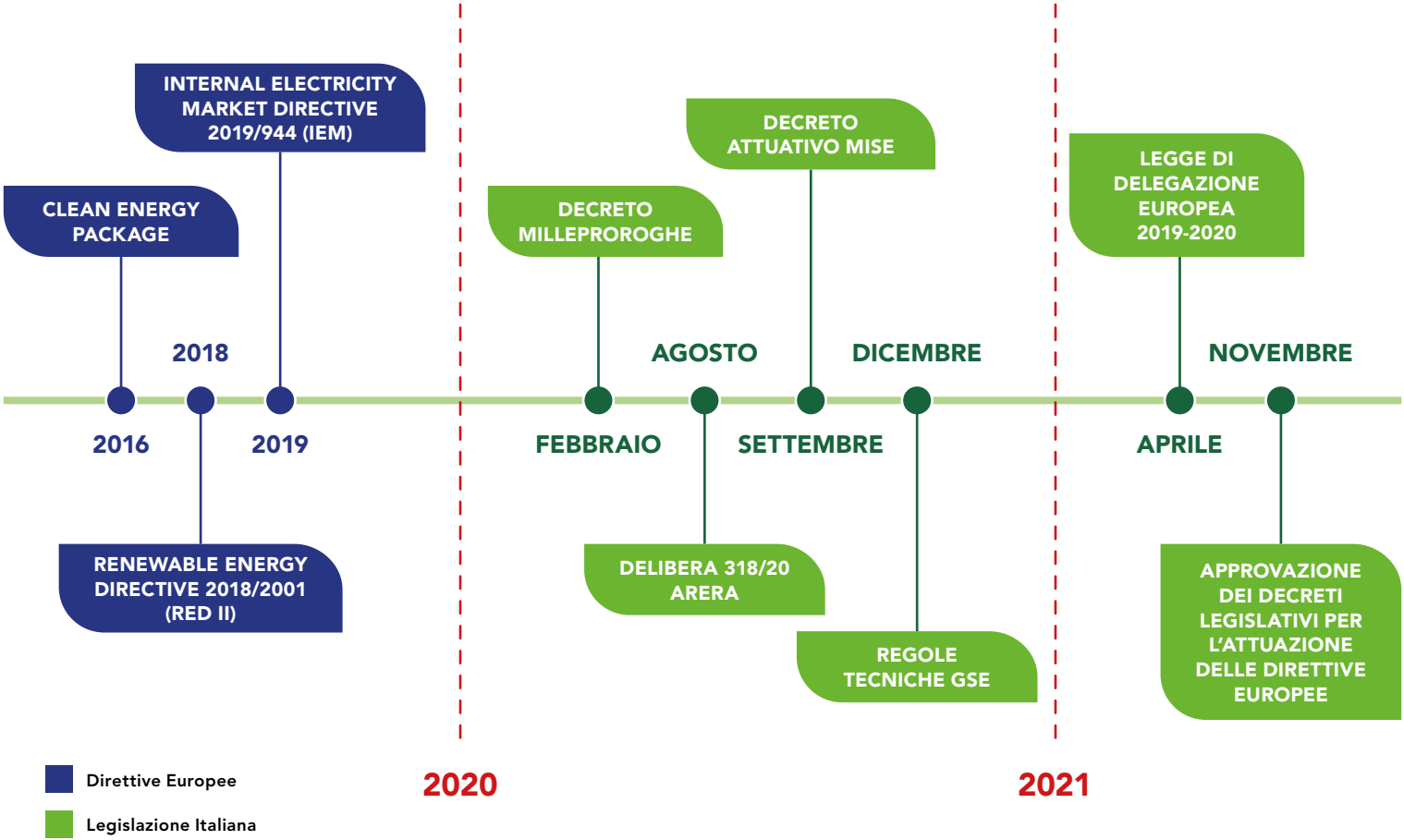
LE ENERGY COMMUNITY ALLA PROVA DEL RECEPIMENTO DELLE DIRETTIVE EUROPEE

Come ampiamente discusso all'interno della precedente edizione del Rapporto (cfr. Electricity Market Report 2020), il 28 febbraio 2020, con l'art. 42-bis del decreto Milleproroghe (legge 8/2020) è stata **avviata in Italia la fase pilota di recepimento della Renewable Energy Directive 2018/2001 (RED II), introducendo per la prima volta nella legislazione italiana le definizioni di «Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» e di «Comunità di Energia Rinnovabile» (REC)**, cui hanno fatto seguito altri provvedimenti atti a rendere operativa tale fase pilota.

All'interno del Rapporto viene presentata **l'analisi di un campione di casi reali di comunità energetiche e gruppi di autoconsumatori collettivi** che hanno visto e stanno vedendo la luce **sul territorio italiano** (in ottemperanza a quanto definito dalla **legge 8/2020**). Con l'obiettivo di delineare le direttrici di sviluppo di questo settore ed individuare dei modelli **«paradigmatici» accomunati da un set di caratteristiche comuni**, per ogni caso individuato sono state **analizzati 7 aspetti differenti**, ossia: (i) ubicazione dell'iniziativa, (ii) assetto tecnologico, (iii) soggetto/i promotore/i, (iv) natura dei player coinvolti, (v) value proposition, (vi) modalità di finanziamento e (vii) ripartizione dei benefici economici.

Nel complesso, sono state valutate 33 iniziative (**21 comunità energetiche rinnovabili** e **12 gruppi di autoconsumo collettivo**) sparse su tutto il territorio nazionale e caratterizzate da una potenza media degli **impianti di produzione di circa 32 kW** per **autoconsumo collettivo** e di circa **48 kW per comunità energetiche rinnovabili**. **L'adozione di solare fotovoltaico come fonte di produzione di energia elettrica è predominante** ed è presente nel **96%** delle iniziative analizzate, mentre compaiono nel **37%** dei casi delle tecnologie a "supporto" di tali iniziative, ovvero i **sistemi di misura e monitoraggio**, i quali monitorano e registrano i consumi elettrici di ciascuna utenza. Inoltre, le **infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici** e **sistemi di accumulo (batterie)** compaiono **rispettivamente nel 15%** e nel **30%** dei casi identificati.

Nel dettaglio, dalle analisi effettuate sono emersi **tre cluster principali** che si stanno sviluppando nel mercato delle **comunità energetiche**. Il **Cluster 1 ("Enti pubblici e terzo settore") è il più diffuso** e si basa sulla **relazione diretta tra cittadini e ente pubblico locale (con quest'ultimo che funge da «catalizzatore» dell'iniziativa)** e sulla **possibilità di beneficiare di finanziamenti a fondo perduto o agevolati**. Queste iniziative


INTERNAL ELECTRICITY MARKET DIRECTIVE 2019/944 (IEM)
CLEAN ENERGY PACKAGE
DECRETO ATTUATIVO MISE
DECRETO MILLEPROROGHE
LEGGE DI DELEGAZIONE EUROPEA 2019-2020
2018
AGOSTO
DICEMBRE
NOVEMBRE
2016
2019
FEBBRAIO
SETTEMBRE
APRILE
RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE 2018/2001 (RED II)
DELIBERA 318/20 ARERA
REGOLE TECNICHE GSE
APPROVAZIONE DEI DECRETI LEGISLATIVI PER L'ATTUAZIONE DELLE DIRETTIVE EUROPEE
Direttive Europee
Legislazione Italiana
2020
2021

nascono con il fine di **mitigare la povertà energetica e di generare valore economico sul territorio.** Sono anche un possibile strumento di **riqualificazione di edilizia popolare**. Gli impianti possono essere **posizionati su edifici pubblici e connessi fisicamente alle utenze dell'ente pubblico locale**. È importante il **coinvolgimento di imprese locali** al fine di **semplificare la gestione tecnica post-vendita dell'aggregato.** Questo cluster è caratterizzato da **limitate competenze tecniche ed energetiche tra promotori e membri** e da una **significativa «burocraticità» derivante dalla presenza dell'amministrazione pubblica** che rende poco scalabile questo modello sul mercato nel lungo periodo.

Nei casi afferenti al **Cluster 2 ("Player energetico"),** l'iniziativa **nasce invece da un player del settore energy,** che spesso **coinvolge il Comune locale** per sfruttare la **conoscenza che esso ha del territorio e il contatto diretto con i cittadini**. **Gli impianti possono essere posti su edifici messi a disposizione dal Comune** o su **edifici dei privati cittadini o PMI**. Nel **primo caso, l'investimento è effettuato in toto dal player energetico**, mentre nel **secondo caso si ha la partecipazione all'investimento dei cittadini e delle PMI** (i quali possono beneficiare delle detrazioni fiscali). In entrambi i casi, le **competenze tecniche sono assicurate dal player energetico**, la cui presenza può **favorire la scalabilità delle iniziative** se in grado di trovare un assetto sostenibile da un punto di vista tecnico e finanziario. Ciò richiederà necessariamente il fatto che il **player energetico trattenga di una parte del valore generato** dalla creazione di queste configurazioni.

Infine, nel **Cluster 3 ("Privati cittadini") l'investimento è sostenuto in toto dai cittadini e PMI**, i quali possono sfruttare **detrazioni fiscali e finanziamenti bancari a supporto**. Questa casistica è teoricamente la meno articolata, visto il numero limitato di attori in gioco, ed è caratterizzata dalla **suddivisione dei benefici economici tra i soli membri dell'aggregato**. Nonostante ciò, ad oggi risulta essere la **configurazione meno diffusa,** perché **richiede che cittadini e/o PMI siano disposti a sostenere la totalità dell'investimento** e che siano **consapevoli dell'opportunità** in essere ed **in grado di valutarla** opportunamente.

	CLUSTER 1 ENTI PUBBLICI E TERZO SETTORE	CLUSTER 2 PLAYER ENERGETICO	CLUSTER 3 PRIVATI CITTADINI / PMI
Promotore	Comune Locale e altri enti pubblici o non a scopo di lucro	Player energetico	Membri dell'aggregato (cittadini e PMI)
Value proposition	Generare valore sul territorio, lotta alla povertà energetica, ridurre la spesa energetica	Opportunità di business, promozione efficienza energetica	Ridurre la spesa energetica, contribuire alla sostenibilità ambientale
Membri	Cittadini, PMI, utenze della PA	Cittadini, PMI, utenze della PA	Cittadini, PMI
Investimento	Fondi pubblici, fondazioni/casse di risparmio	Investimento del soggetto promotore, investimento dei membri dell'aggregato	Investimento dei membri dell'aggregato
Ripartizione dei benefici economici	Tutti ai membri o piccola parte all'aggregato stesso	In parte al player energetico e in parte ai membri	Tutti ai membri

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Per quanto riguarda, invece, **l'autoconsumo collettivo**, sono emersi **due cluster principali**. In entrambi**, l'impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile** è sempre installato su un **edificio residenziale o di imprese (PMI)** ed è **collegato fisicamente alle utenze comuni dell'edificio stesso**. Le iniziative sono principalmente **finanziate attraverso la cessione del credito associato a detrazioni fiscali** e si riscontra una **contestuale implementazione di interventi di efficientamento energetico** dell'edificio.

Nel **Cluster 1 ("Enti pubblici e terzo settore"),** l'iniziativa nasce da enti pubblici o cooperative senza scopo di lucro, ove tali soggetti **non partecipano direttamente come membri dell'aggregato** bensì fungono da «catalizzatori» delle iniziative, **demandando altresì ai membri dell'aggregato il finanziamento delle iniziative stesse, eventualmente supportandoli per alcune voci di costo accessorie** (consulenze tecniche, o dispositivi di misura e piattaforma). Lo scopo principale è mitigare la povertà energetica sul territorio e garantire gli strumenti necessari per fa-

	CLUSTER 1 ENTI PUBBLICI E TERZO SETTORE	CLUSTER 2 PLAYER ENERGETICO
Promotore	Comune Locale e altri enti pubblici o non a scopo di lucro	Player energetico
Value proposition	Ridurre la spesa energetica, lotta alla povertà energetica, diffusione risorse rinnovabili	Opportunità di business, promozione efficienza energetica
Membri	Cittadini o PMI	Cittadini o PMI
Investimento	Cessione del credito/sconto in fattura e, eventualmente, fondi pubblici	Cessione del credito/sconto in fattura, investimento del soggetto promotore
Ripartizione dei benefici economici	Tutti ai membri o piccola parte all'aggregato stesso	In parte al player energetico e in parte ai membri

vorire la diffusione di risorse rinnovabili.

Viceversa, il **Cluster 2 ("Player energetico")** è caratterizzato dalla presenza di un **player industriale che ha le conoscenze tecniche e la capacità finanziarie per promuovere lo sviluppo di iniziative di autoconsumo collettivo**. A differenza delle comunità energetiche, in questo caso emerge la possibilità che il soggetto promotore sia un'**impresa edilizia che costruisce nuove unità abitative condominiali oppure ristruttura edifici preesistenti**. In entrambi i casi, **l'investimento è sostenuto dai condomini, che accedono alle detrazioni fiscali e** implementano interventi per l'efficientamento degli edifici. Questa **configurazione è ad oggi la più diffusa.**

Non sono emerse iniziative nate puramente "dal basso", ossia promosse dalle utenze energetiche che costituiscono l'autoconsumo collettivo, che – va detto – risultano di non agevole individuazione. In generale, è interessante sottolineare la **molteplicità di approcci in questa prima fase di "start-up" del mercato**, che avrà bisogno di tempo (ed anche di un quadro normativo-regolatorio consolidato) per affermare uno o alcuni modelli di intervento "dominanti".

In questo contesto "dinamico", nell'aprile 2021, attraverso la **legge di delegazione europea del 22 aprile 2021, il Parlamento ha delegato il Governo al recepimento delle direttive europee Renewable Energy Directive** 2018/2001 (**RED II**) e **Internal Electricity Market Directive** 2019/944 (**IEM**) e **il 4 novembre 2021 il Consiglio dei Ministri ha approvato in via definitiva i decreti legislativi per il recepimento di tali direttive,** introducendo una serie di **novità rispetto al quadro normativo "pilota" attualmente vigente**.

Rimandando al Rapporto per la visione di dettaglio, si riassumono nel seguito le principali novità relative al recepimento della Direttiva RED II (all'interno del Rapporto si analizza anche il recepimento della Direttiva IEM). In primo luogo, l'ampliamento del "perimetro" delle **iniziative che possono beneficiare di un'incentivazione** ad hoc. In particolare, l'incentivo che premia l'energia autoconsumata è relativo all'**energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW (in precedenza 200 kW)** entrati in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del decreto, e che risulti **condivisa** da impianti e utenze **connesse sotto la stessa cabina primaria (in precedenza cabina secondaria).**

Per quanto riguarda i partecipanti al**le comunità di energia rinnovabile,** i **membri** che possono partecipare fanno riferimento a **tutti i clienti finali (per quanto riguarda le imprese**, la partecipazione **non può costituire l'attività commerciale e industriale principale**), tuttavia l'**esercizio dei poteri di controllo** all'interno di una comunità di energia rinnovabile fa capo esclusivamente a: «***persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale e le amministrazioni locali*** *contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dell'ISTAT,* ***situate nel terri-***

torio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti di produzione». Inoltre, **la possibilità di aderire alla comunità energetica viene estesa agli impianti già esistenti in misura non superiore al 30% della potenza complessiva degli impianti di produzione che appartengono alla comunità.**

Per quanto riguarda invece gli autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile, si specifica che gli impianti di produzione appartenenti alla configurazione possono essere ubicati **presso edifici o in siti diversi da quelli ove l'autoconsumatore opera**, purché siano nella disponibilità dell'autoconsumatore stesso (**viceversa**, **gli autoconsumatori devono trovarsi tutti nello stesso edificio o condominio). Viene ampliato il novero di attività che possono essere svolte dagli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente.** Oltre a **vendere l'energia autoprodotta** possono, infatti, **offrire servizi ancillari e di flessibilità**, eventualmente per il tramite di un **aggregatore**.

Al fine di valutare gli impatti del nuovo quadro normativo-regolatorio in via di definizione, la sezione offre un aggiornamento delle analisi di **sostenibilità economica associata alla costituzione e gestione di configurazioni di "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente" e di "comunità energetiche rinnovabili" presentate all'interno della precedente edizione del Rapporto.** In particolare, l'analisi ha riguardato **differenti casi studio**, per le cui ipotesi di dettaglio si rimanda alla Sezione 4 del Rapporto. Una prima configurazione comprende **30 utenti residenziali**, differenti per numerosità dei nuclei familiari e abitudini, e un **impianto fotovoltaico da 100 kW** installato sul tetto dell'edificio. Gli utenti dispongono inoltre di infrastruttura **HW/SW per la gestione degli asset. L'impianto fotovoltaico è collegato tramite collegamento fisico al POD relativo alle utenze comuni del condominio**. L'energia consumata da questa utenza risulta **autoconsumata fisicamente**, mentre l'energia non istantaneamente consumata viene immessa in rete e rientra nel computo dell'energia condivisa internamente alla configurazione. Il **50% dell'investimento iniziale per l'impianto fotovoltaico è coperto tramite sconto in fattura riconosciuto dal technology provider**, grazie all'accesso alla detrazione fiscale relativa al bonus 50%. **L'ente pubblico** si **prende carico delle spese relative ai dispositivi di misura e attivazione della piattaforma**, mentre la **restante parte dell'investimento viene sostenuta dai membri tramite finanziamento agevolato** (tasso di interesse all'1% e durata 10 anni). **I benefici economici** derivanti dalla restituzione degli oneri sull'energia condivisa, l'incentivo e la vendita dell'energia immessa in rete **rimangono interamente a disposizione della comunità**, e concorrono al flusso di cassa totale.

Quest'analisi mostra **risultati promettenti:** il **margine operativo annuo della configurazione** è **nettamente inferiore (circa 1.700 €) nei primi dieci anni**, ed **aumenta notevolmente dall'undicesimo anno (circa 8.420 €), una volta estinto il finanziamento**. Parallelamente, **il margine operativo medio per famiglia si attesta tra i 50-60 €/anno per i primi dieci anni e tra i 220-350 €/anno per gli anni successivi.**

La seconda configurazione analizzata comprende **50 utenti residenziali e 10 utenze tipo ufficio**, che possono rappresentare sia utenze della Pubblica Amministrazione che PMI, ed un impianto fotovoltaico da **150 kW**. Gli utenti dispongono di una infrastruttura **HW/SW per la gestione degli asset e l'impianto fotovoltaico è collegato tramite collegamento fisico a un POD di una utenza tipo ufficio.** Come per il precedente caso studio, si ipotizza che l **50% dell'investimento iniziale per l'impianto fotovoltaico sia coperto tramite sconto in fattura riconosciuto dal technology provider**. **La restante parte dell'investimento viene sostenuta dal player energy** promotore del progetto, **a fronte della restituzione di un canone annuale** da parte della comunità (durata 9 anni). **Il player energy ha in capo anche tutti i costi amministrativi e di manutenzione** della comunità. **I benefici economici** derivanti dalla **restituzione degli oneri sull'energia condivisa e l'incentivo vanno alla comunità**, e parte di questi verranno utilizzati per pagare il canone annuale al player energy. **I ricavi per la vendita dell'energia**, invece, vanno a concorrere ai **ricavi del player energy**, gestore dell'impianto.

L'analisi mostra **risultati promettenti anche per questo specifico caso studio: i**l **player energy** che ha sostenuto l'investimento ottiene un **PBT di 8,2 anni con IRR 10,5%**. Il **margine operativo medio per famiglia** si attesta **tra i 75-90 €/anno per i primi nove anni** e **tra i 140-200 €/anno per gli anni successivi.** Il **margine operativo medio per ufficio**, invece, si attesta **intorno a 210 €/anno per i primi nove anni** e **820 €/anno per gli anni successivi.**

Infine, è stata analizzata una configurazione che comprende **65 negozi appartenenti ad un'area commerciale e 30 utenze di tipo ufficio** che si trovano nella stessa area, con **due impianti fotovoltaici da 1 MW ciascuno, installati a terra**. Le utenze sono inoltre fornite dell'infrastruttura **HW/SW per la gestione degli asset.**

L'investimento è interamente sostenuto dai membri stessi della configurazione (esercizi commerciali ed uffici). A differenza dei casi precedenti, in cui si avevano impianti a tetto installati da utenti residenziali, in questo caso non è permesso l'accesso alle detrazioni fiscali bonus 50% e superbonus 110%. **I benefici economici** derivanti dalla restituzione degli oneri sull'energia condivisa, l'incentivo e la vendita dell'energia immessa in rete **rimangono interamente a disposizione della comunità**, e concorrono al ritorno dell'investimento iniziale. Anche grazie al fattore di scala legato ai grandi impianti installati, si ottiene un PBT ben al di sotto della durata degli incentivi previsti sull'energia condivisa.

Inoltre, le analisi comprendono la valutazione dell'inserimento, all'interno delle configurazioni, di **colonnine di ricarica come ulteriore "utenza" che concorre alla condivisione dell'energia prodotta dagli impianti** a fonte rinnovabile. Anche in questo caso le simulazioni portano a buoni risultati economici dell'iniziativa, che inoltre può concorrere ad **abilitare la diffusione delle auto elettriche** nella zona.

Le risultanze "economiche" interessanti che emergono dai business case analizzati (in primis per i player energy) devono altresì essere lette alla luce del fatto che le **possibilità di business** che si aprono con l'introduzione nel mercato elettrico delle **Comunità Energetiche Rinnovabili e dei Cittadini e delle configurazioni di autoconsumo collettivo** non si esauriscono solo con l'investimento in **nuovi impianti di generazione rinnovabili diffusi** e con la **nuova spinta sul mercato residenziale**, fermo da anni ai soli utenti che vivono in edifici monofamiliari. Come emerge dalla normativa di recente pubblicazione, **le attività che potranno essere portate avanti da questi nuovi soggetti** sono numerose (ancorché con le dovute limitazioni a seconda della configurazione in esame): oltre a consumare, stoccare e vendere l'energia autoprodotta, possono **offrire servizi ancillari e di flessibilità**, sfruttare **altre forme di energia** da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, promuovere interventi integrati di **domotica** ed **efficienza energetica**, offrire **servizi di ricarica** dei veicoli elettrici ai propri membri, assumere il ruolo di società di **vendita al dettaglio**, ed infine, solo per le Comunità Energetiche di Cittadini, **distribuire e fornire energia** elettrica ed **essere aggregatore**.

Tutte queste attività aprono **nuove prospettive per i player energy** che operano nel mercato elettrico, i quali potranno mettere in campo le proprie **competenze ed esperienze**, offrendo alle nuove configurazioni **servizi aggiuntivi,** quali ad esempio la **partecipazione al MSD, servizi di efficienza energetica, monitoraggio e ottimizzazione della produzione e dei consumi, permettendo di massimizzare i vantaggi** che queste nuove configurazioni possono portare **al mercato e ai cittadini.**

RACCOMANDAZIONI DI POLICY A SUPPORTO DELL'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

La sezione conclusiva del rapporto ha l'obiettivo di identificare le **azioni di policy** che dovrebbero essere implementate al fine di superare le «criticità» attuali che caratterizzano le tematiche analizzate all'interno del Rapporto ed abilitare così la creazione **di un sistema elettrico sempre più decarbonizzato** (in linea con gli obiettivi sempre più sfidanti al 2030 ed al 2050). L'analisi si focalizza sulle iniziative promosse nel solco della **Delibera 300/2017** (UVAM, fast reserve, etc.), propedeutiche alla **stesura del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico** e sulle configurazioni di **comunità energetiche rinnovabili** e di **autoconsumatori collettivi**.

Dato lo **stadio di sviluppo «preliminare» del quadro normativo-regolatorio** sui suddetti temi – trattandosi nel primo caso di progetti pilota funzionali ad una successiva revisione strutturale delle regole del dispacciamento elettrico, e nel secondo caso di provvedimenti propedeutici al pieno recepimento della Direttiva RED II – si è ritenuto utile fornire una **visione «organica» del punto di vista degli operatori sul quadro normativo-regolatorio attualmente vigente e sulle sue auspicabili traiettorie evolutive**.

Riguardo il progetto pilota **UVAM**, una prima «criticità» di carattere generale evidenziata dagli operatori – diretta conseguenza della fase «sperimentale» del quadro regolatorio attualmente vigente – è riferita al fatto che **non vi sia opportuna visibilità su quanto a lungo durerà il meccanismo di approvvigionamento a termine e le relative aste che assegnano un corrispettivo fisso per la partecipazione**. Anche in caso le aste venissero prorogate, **non è noto ad oggi quale sarà il contingente a disposizione**. **Tali «incertezze» possono limitare la propensione agli investimenti per la partecipazione al meccanismo da parte di BSP ed asset owner**.

Inoltre, riferendosi alla **difficoltà di creare aggregati formati da numerose risorse di piccola taglia**, le azioni suggerite dagli operatori riguardano l'inserimento di **contingenti differenziati o l'ampliamento del contingente complessivo per fare in modo che anche tali risorse possano emergere**, dato che le loro caratteristiche le rendono **poco competitive**, in asta, **nel proporre ribassi "concorrenziali" rispetto a quelli proposti dalle UVAM formate da grandi impianti o dai consumi industriali.**

Riguardo al **nuovo Regolamento,** la maggior parte degli operatori si è dichiarata **favorevole all'introduzione dei test di affidabilità, che facciano emergere le risorse dotate di flessibilità «reale» a discapito di quelle che in caso di frequenti attivazioni non sarebbero in grado di assolvere correttamente agli ordini di dispacciamento ricevuti.**

Tuttavia, **la soglia del 90% appaia di difficile attuazione in particolare per alcune tipologie di UVAM** (ad esempio per quelle composte da **sole Unità di Consumo)**.

Inoltre, viene evidenziato come il Regolamento generi alcuni **aspetti «procedurali»** che rendono difficoltoso il compito del BSP. Si fa riferimento ad esempio ad una **eccessiva rigidità nelle regole** in termini di **gestione della baseline** e **disponibilità della effettiva capacità di modulazione,** che per risorse quali le unità di consumo («***Demand Response***») dovrebbero essere definite **considerandone i limiti intrinseci ed accettando una disponibilità anche parziale**, **comunque utile al sistema.**

Riguardo, invece, le **modalità di approvvigionamento a termine**, **l'introduzione del prodotto pomeridiano** e dei **due prodotti serali non ha raccolto particolari «critiche»**, viceversa è stata accolta come una **opportunità aggiuntiva unita alla possibilità di partecipare alle aste mensili senza il rischio che il contingente si saturi** con le aste annuali o infrannuali (così da **consentire la partecipazione anche a quelle risorse** che per loro natura sono **in grado di assicurare la propria disponibilità solo in periodi specifici dell'anno**. Tuttavia, si auspica da parte degli operatori un **innalzamento degli attuali contingenti**, in modo tale da consentire una **più ampia partecipazione delle risorse al mercato dei servizi di dispacciamento**, evitando che la differenziazione dei prodotti a termine porti ad una diluizione del contingente totale (1.000 MW suddivisi tra Area A e Area B) tra le ore della giornata.

Sono inoltre state raccolte diverse proposte degli operatori sull'assetto del MSD in ottica di **una più ampia partecipazione delle risorse a tale mercato, spesso in linea con le proposte contenute nel Documento di Consultazione (DCO) sul nuovo TIDE**. Ad esempio, si auspica di prevedere una **remunerazione per la fornitura della riserva primaria**, si conferma **l'interesse verso la possibilità di effettuare offerte asimmetriche** e si auspica di avere la **possibilità di effettuare offerte contemporanee per la fornitura di più di un servizio.** In questo contesto, **emerge con forza l'interesse verso il ruolo da protagonista che i sistemi di storage elettrochimico potranno giocare nel mercato elettrico**, in quanto rappresentano una «**risorsa pregiata» in grado, dal punto di vista di tecnico, di assicurare tempi di risposta quasi istantanei che li rende adeguati a fornire numerosi servizi di rete. Tuttavia, il CAPEX associato ai sistemi di storage è ancora relativamente elevato** (seppur in riduzione), inoltre c'è **incertezza sui flussi di ricavo di cui lo storage potrà beneficiare in futuro**. **Altro aspetto importante riguarda il ruolo che potranno svolgere lo smart charging e il V2G**. In particolare, si auspica la definizione di nuovi servizi che riescano a valorizzare le sue peculiarità tecniche (*in primis* il breve tempo di risposta) più di quanto possa fare la fornitura dei servizi previsti per il progetto pilota UVAM.

Per quanto concerne, invece, le comunità energetiche e l'autoconsumo collettivo, le novità introdotte dal **Decreto di recepimento della Direttiva RED II e descritte in precedenza** sono state **accolte con favore dagli operatori,** in quanto abilitanti **maggiori potenzialità per le configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili** (prime fra tutte **l'allargamento del perimetro di aggregazione** e **l'innalzamento della soglia di potenza massima dei singoli impianti di generazione da 200 kW ad 1 MW).** Si sottolinea da parte degli operatori in fatto che **l'allargamento del perimetro di aggregazione alla cabina primaria non risolve il problema relativo all'individuazione degli utenti** che possono far parte di una medesima configurazione. Sussiste infatti la difficoltà pratica relativa alla **raccolta dei dati dei potenziali membri** al fine di accertare la loro appartenenza alla stessa cabina primaria (con il rischio di coinvolgere in prima battura utenti che non potranno poi entrare a far parte della configurazione, essendo al di fuori del perimetro d'aggregazione). La procedura attuale, infatti, richiede di effettuare una **richiesta formale al DSO per ognuno dei POD** che si intende coinvolgere, previa raccolta della documentazione necessaria dai singoli utenti (e delle opportune liberatorie).

Uno dei principali spunti di riflessione volti a rendere "concreto" il potenziale rappresentato dalla diffusione delle comunità energetiche (attraverso la definizione di **uno scenario favorevole agli investimenti** da parte degli operatori) riguarda **il ruolo dei player energy.** Si ritiene infatti necessario chiarire ed **ampliare il ruolo delle imprese del settore elettrico. L'inclusione delle grandi aziende** che svolgono, come attività principale, produzione e vendita di energia elettrica, **come soci non di controllo,** potrebbe agevolare la diffusione delle configurazioni **grazie alle competenze e alla capacità finanziaria di investimento** di questi soggetti. Sempre in una prospettiva "di business", ulteriori temi

sollevati dagli operatori riguardano: (i) l**a possibilità di recesso da parte dei membri**, che deve essere opportunamente normata al fine di non rischiare di compromettere la **stabilità della comunità energetica** e conseguentemente il **ritorno economico sull'investimento** (garantendo altresì la libertà di uscita ad ogni utenza energetica); (ii) lo **scomputo in bolletta** della quota di energia condivisa: tale provvedimento introduce **notevoli complicazioni di natura operativa** sia nel mercato all'ingrosso che nel mercato al dettaglio, **a fronte di un vantaggio per i membri della comunità che si riduce ad** una **migliore comprensione dei risparmi ottenibili** dalla partecipazione alla configurazione. **Questa pratica, inoltre,** comporta **limiti di intervento dei player energy all'interno dei Business Model** di comunità energetiche e gruppi di autoconsumo collettivo nella misura in cui precluderebbe loro di accedere ad una significativa fonte di revenue (legati alla valorizzazione economica dell'energia condivisa) o di renderne più complesso l'ottenimento.

Dal punto di vista dell'incentivazione di questa iniziative, **si apprezza** la volontà espressa all'interno del Decreto di **introdurre livelli di incentivazione sull'energia condivisa diversi per taglia e tipologia di impianto**, al fine di tenere in considerazione le caratteristiche dei diversi casi e permettere l'impiego di tecnologie diverse da quella fotovoltaica. In questo contesto, alcuni operatori suggeriscono inoltre di **valutare la valorizzazione anche di tecnologie complementari alle fonti rinnovabili, quali ad esempio le unità di cogenerazione e microcogenerazione ad alto rendimento** (specie se alimentate con combustibile «rinnovabile»), che risultano modulabili rispetto alle esigenze di bilanciamento di produzione e consumo delle comunità energetiche. Tuttavia, se per alcuni è opportuno che la cogenerazione ad alto rendimento sia incentivata quale **esempio virtuoso di utilizzo dell'energia** (anche sfruttando gas naturale come combustibile, magari prevedendo valori inferiori rispetto a quanto previsto per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili o solo per un periodo temporale inferiore ai 20 anni), per altri andrebbe inclusa la cogenerazione **solo in caso di utilizzo di fonti rinnovabili quali biogas o biomasse**. Altri ancora punterebbero unicamente su **impianti che sfruttano il vettore elettrico**, rispondendo ai fabbisogni termici tramite pompe di calore, **evitando** in questo modo **qualsiasi forma di emissione a livello locale**.

In conclusione, le «poderose» azioni di policy emanate a livello comunitario tra la fine del 2020 e la prima parte del 2021 per favorire una ripresa economica «sostenibile» (quali ad esempio il «Green Deal», il «Next Generation EU» ed il «Fit for 55») hanno ridato slancio all'**ottimismo degli operatori circa l'evoluzione del sistema elettrico** (ed energetico più in generale) **italiano in una prospettiva di decarbonizzazione.** Questo scenario "promettente" - grazie al combinato disposto di **obiettivi di decarbonizzazione sempre più ambiziosi** e **disponibilità finanziarie ingenti** - si scontra, da un lato, con **dinamiche di mercato attuali asfittiche** (si pensi ad esempio all'andamento delle installazioni di impianti alimentati da fonti rinnovabili), e dall'altro lato con "elementi perturbativi" che potrebbero rallentare il ritmo di evoluzione del sistema elettrico, quali ad esempio l'impennata dei

prezzi dell'energia determinata in primis dalle forti tensioni sugli approvvigionamenti di gas naturale.

Dalle evidenze contenute nel rapporto, suffragate tramite un fitto confronto con gli operatori del settore, emerge un **outlook complessivamente positivo**, a seguito dei «**progressi» sia di natura normativo-regolatoria che di mercato** che si sono registrati nel corso dell'ultimo anno con riferimento al processo di apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento ed all'introduzione delle configurazioni di autoconsumo collettivo ed Energy Community. Va altresì sottolineato che in taluni casi sono emersi **pareri eterogenei**, al più discordanti, **su quali dovrebbero essere le azioni di policy da implementare per compiere i prossimi passi**, nonché alcune «criticità» operative da risolvere in modo che gli operatori riescano a ricoprire in modo efficace l'importante ruolo che è richiesto loro in un sistema in così rapida evoluzione, essendo essi stessi chiamati a operare in modo differente rispetto alle «classiche» attività che hanno svolto in passato.

La nota positiva è rappresentata dall'«**unione di intenti» tra i vari attori e stakeholder del mondo energy (quali i player di mercato, il TSO e l'Autorità di regolazione) circa la necessità di sperimentare nuove soluzioni in un settore che non può che giocare un ruolo da assoluto protagonista nella lotta ai cambiamenti climatici. È su questo spirito «collaborativo» e «proattivo»** che si suggerisce di far leva per organizzare le prossime tappe di un percorso che deve essere in grado di coniugare, da un lato, ambiziosi e complessi obiettivi di completa decarbonizzazione nel lungo periodo (2050), e, dall'altro lato, una roadmap credibile e gestibile che ci accompagni verso tali obiettivi, attraverso opportune milestone intermedie. **Visione** e **capacità di esecuzione**: un binomio di cui il nostro Paese è stato troppo spesso accusato di essere deficitario, e sul quale è chiamato, qui ed ora, a dimostrare di essere all'altezza dell'enorme sfida che abbiamo dinanzi a noi.

Davide Chiaroni
Responsabile della ricerca

Federico Frattini
Responsabile della ricerca

Simone Franzò
Project Leader

Andrea Di Lieto
Project Manager

Paola Boccardo

Andrea Musazzi

Con la collaborazione di.

Tommaso Conti

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

1. L'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO: STATO DELL'ARTE, SCENARI E «STRUMENTI ABILITANTI»

PARTNER

OBIETTIVI DEL CAPITOLO

L'obiettivo del presente capitolo è di analizzare **lo stato dell'arte e le traiettorie di evoluzione attese del sistema elettrico nazionale**.

In particolare, l'analisi si focalizza su:

- L'**evoluzione del mix di generazione elettrica** e della **domanda**;
- Gli **andamenti dei mercati elettrici**;
- Le **nuove politiche energetiche europee** e l'impatto sull'evoluzione attesa del sistema elettrico nazionale;
- Gli **scenari e gli "strumenti" di policy definiti a livello nazionale.**

I PRINCIPALI FATTORI «EVOLUTIVI» DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

I **tre fattori principali** che hanno caratterizzato negli ultimi anni **l'evoluzione del sistema elettrico in Italia** (determinando altresì **impatti significativi sulla gestione dello stesso**) e che saranno **ancora più significativi negli anni a venire**, sono:

DIFFUSIONE FER (SOPRATTUTTO FONTI RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI)

RIDUZIONE GENERAZIONE DA TERMOELETTRICO

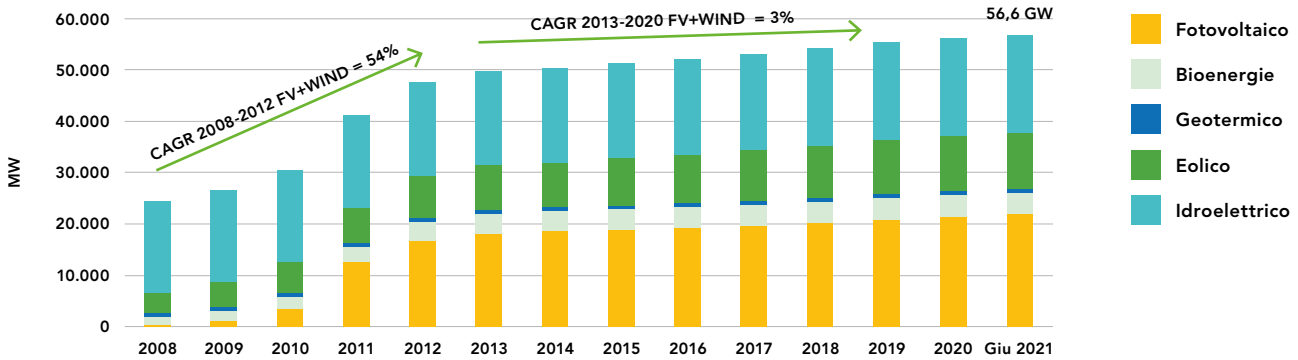
ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

La **capacità installata di impianti a fonte rinnovabile in Italia supera oggi i 56 GW**, grazie soprattutto all'aumento nell'ultimo decennio delle **fonti non programmabili** all'interno del parco di generazione italiano (**solare ed eolico** *in primis*).

La potenza installata di eolico e fotovoltaico è passata da meno di 5 GW nel 2008 a più di 32,6 GW nel 2020, di cui circa **21,8 GW** relativi ad **impianti fotovoltaici** e **10,8 GW** ad **impianti eolici**.

POTENZA COMPLESSIVA INSTALLATA DA FONTI RINNOVABILI



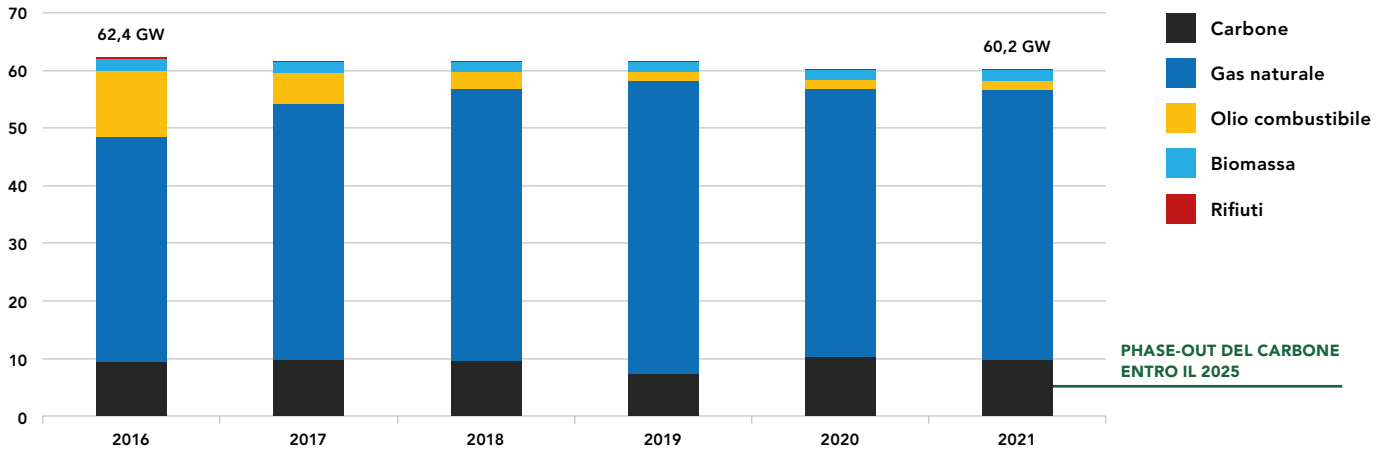
Si nota una **crescita molto accentuata nel periodo 2008-2012** (con un CAGR superiore al 50%), seguita da una **seconda fase a crescita decisamente più modesta** (CAGR nell'ordine del 3%) nel periodo **2013-2020**. Nei primi **6 mesi del 2021**, infine, sono stati installati circa **400 MW** di fotovoltaico e **60 MW** di eolico.

Contestualmente alla progressiva diffusione delle FER, la **capacità installata da termoelettrico si è gradualmente ridotta**: essa oggi è pari a circa **60 GW,** rispetto ai **77 GW del 2012** (con una **moderata riduzione negli ultimi 5 anni**, pari a **2,2 GW**).

Il **77% della capacità attuale è rappresentata da impianti alimentati a gas naturale.** Le **biomasse** pesano per circa il **3%**, così come gli impianti ad **olio combustibile**, che si stanno notevolmente riducendo.

Un discorso a parte meritano gli **impianti a carbone**, che ad oggi rappresentano ancora il **17% della capacità di generazione termoelettrica** ma che dovranno essere **dismessi nel corso dei prossimi 5 anni**, così come definito all'interno del **PNIEC**.

CAPACITÀ DI GENERAZIONE NAZIONALE [GW]



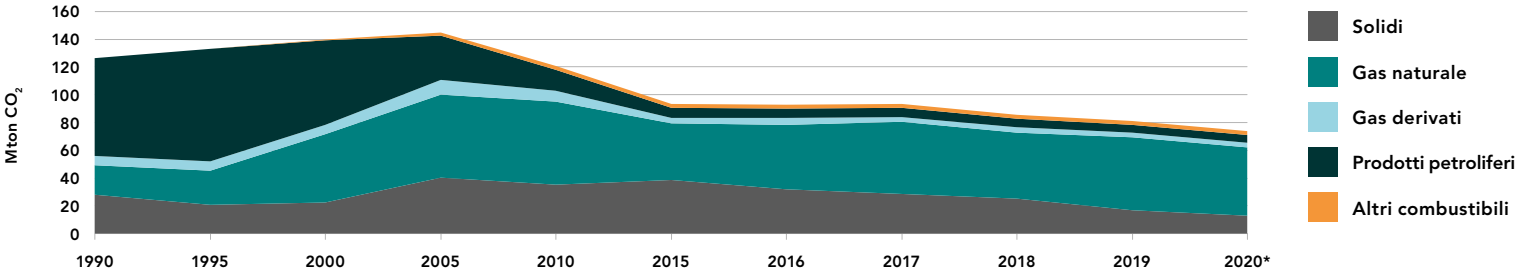
Fonte: rielaborazione da dati Terna ed ENTSOE

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Le **emissioni** di anidride carbonica relative al **settore termoelettrico in Italia** hanno visto **un calo del 49% tra il 2005 e il 2020***, passando da **144,6** a **73,9 Mton**.

I **combustibili solidi** (principalmente **carbone**) pesano sul totale delle emissioni del settore per **quasi il 18%.**

EMISSIONI DI CO_2 DAL SETTORE TERMOELETTRICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA



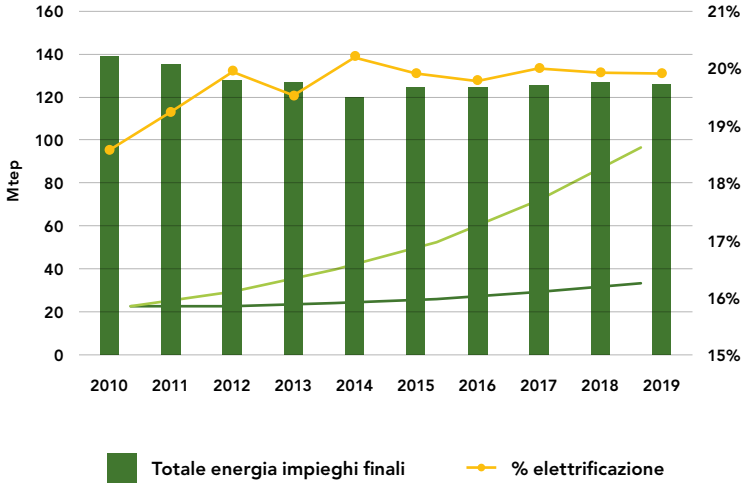
Considerando l'impegno che la Comunità Europea e le singole nazioni hanno assunto nella **lotta ai cambiamenti climatici**, risulta **necessaria un'accelerazione nel taglio delle emissioni climalteranti nel decennio in corso e in quelli successivi**.

Fonte: dati ISPRA
(*) stime provvisorie

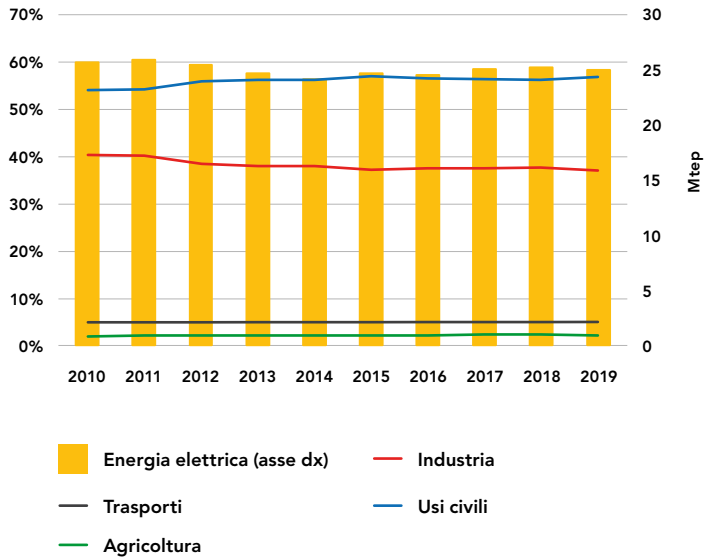
I consumi di energia per impieghi finali mostrano un trend decrescente fino al 2014, seguito da un periodo di **lieve aumento**.

Il **tasso di elettrificazione** dei consumi si è sostanzialmente mantenuto **costante nell'ultimo decennio, nell'intorno del 20% dei consumi finali,** con differenze marcate tra i diversi settori.

TOTALE ENERGIA IMPIEGHI FINALI



% ELETTRIFICAZIONE CONSUMI PER SETTORE

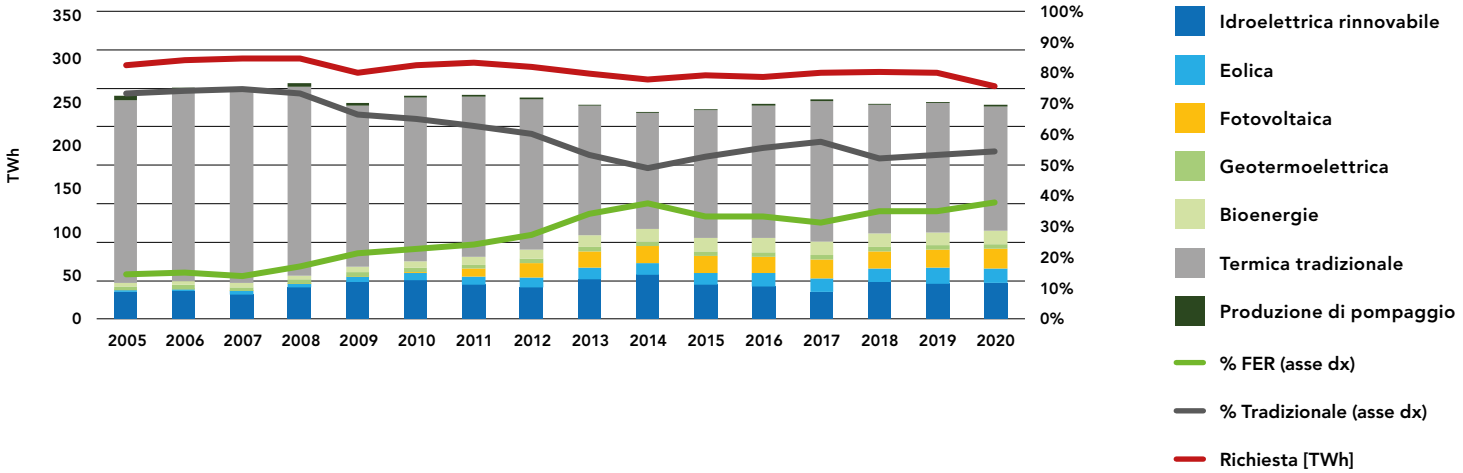


Fonte: rielaborazione da dati Arera

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Sono evidenti i cambiamenti nella copertura della domanda di energia elettrica avvenuti nell'ultimo decennio. Le fonti **termiche tradizionali** si sono ridotte dal **74%** nel 2005 al **54%** nel 2020. Contestualmente, le **FER** sono passate da circa il **14%** al **38%** (35% nel 2019, anno non influenzato dagli effetti del Covid). In particolare, la crescita delle FER è stata trainata a partire dal 2011 dall'eolico e dal fotovoltaico.

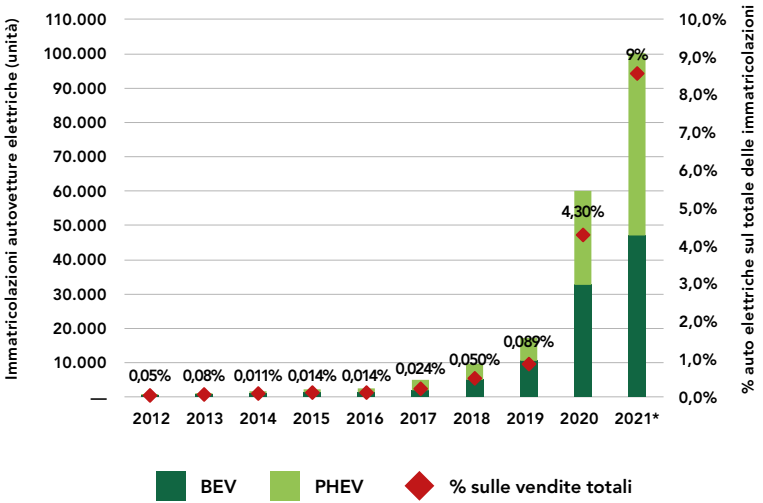
COPERTURA DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA



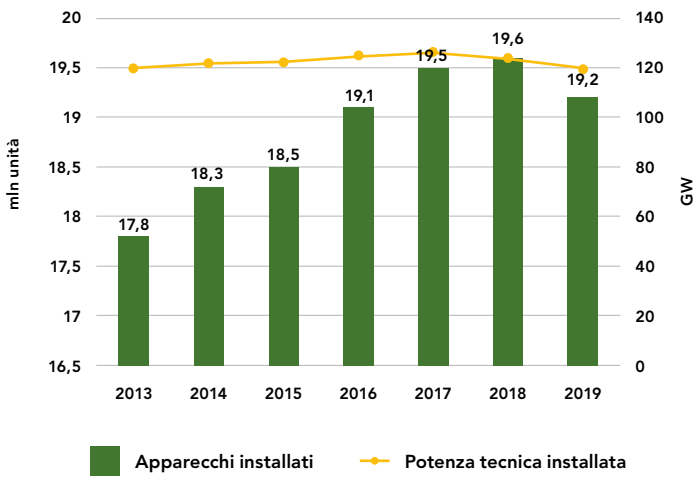
Fonte: rielaborazione su dati TERNA.

Dei tre fattori «evolutivi» sopracitati, l'**elettrificazione dei consumi** – intesa come utilizzo del vettore elettrico in luogo di altri vettori energetici – è quello che oggi presenta la magnitudo minore, sebbene con un impatto atteso significativo. Gli scenari evolutivi e le politiche energetiche concordano, infatti, nel prevedere una crescente penetrazione di autovetture elettriche (già oggi le immatricolazioni presentano un andamento esponenziale) e un utilizzo importante delle rinnovabili termiche in luogo del gas naturale per il soddisfacimento dei fabbisogni termici.

IMMATRICOLAZIONI DI AUTO ELETTRICHE IN ITALIA



ANDAMENTO INSTALLAZIONI POMPE DI CALORE



Fonte: rielaborazione su dati UNRAE, EAFO, MOTUS-E
(*) Periodo di riferimento Gennaio-Settembre 2021

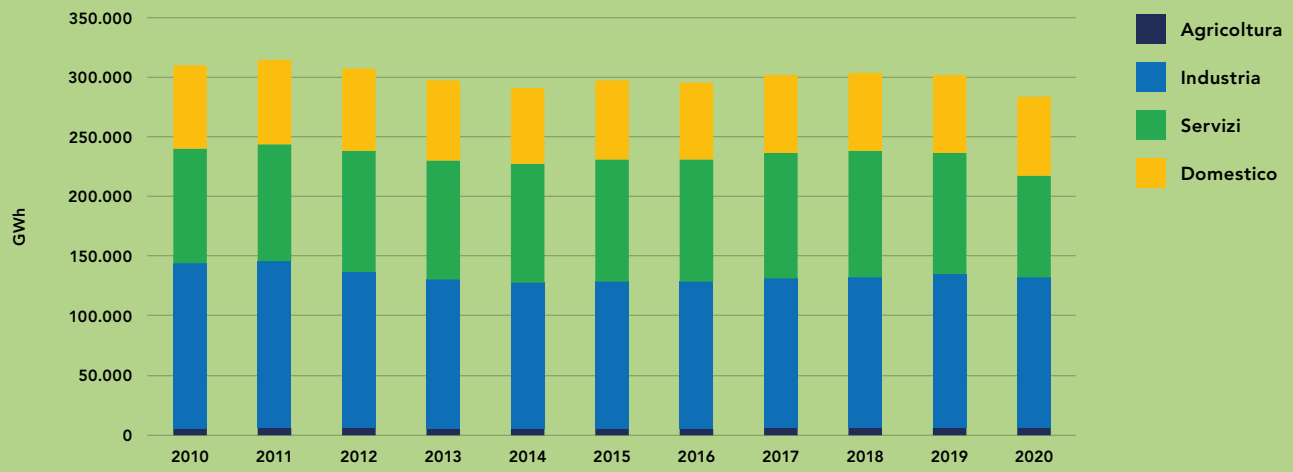
© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

BOX 1: EFFICIENZA ENERGETICA E RIDUZIONE EMISSIONI NEL SETTORE CIVILE

Nel contesto del ***PNIEC* e** della **proposta di Piano per la Transizione Ecologica**, uno degli obiettivi perseguiti a livello nazionale consiste nel **promuovere l'elettrificazione del sistema**, che in uno scenario di decarbonizzazione dovrà progressivamente superare quota 50%, in particolare nel **settore civile** e nei **trasporti**, come strumento per migliorare anche la qualità dell'aria e dell'ambiente.

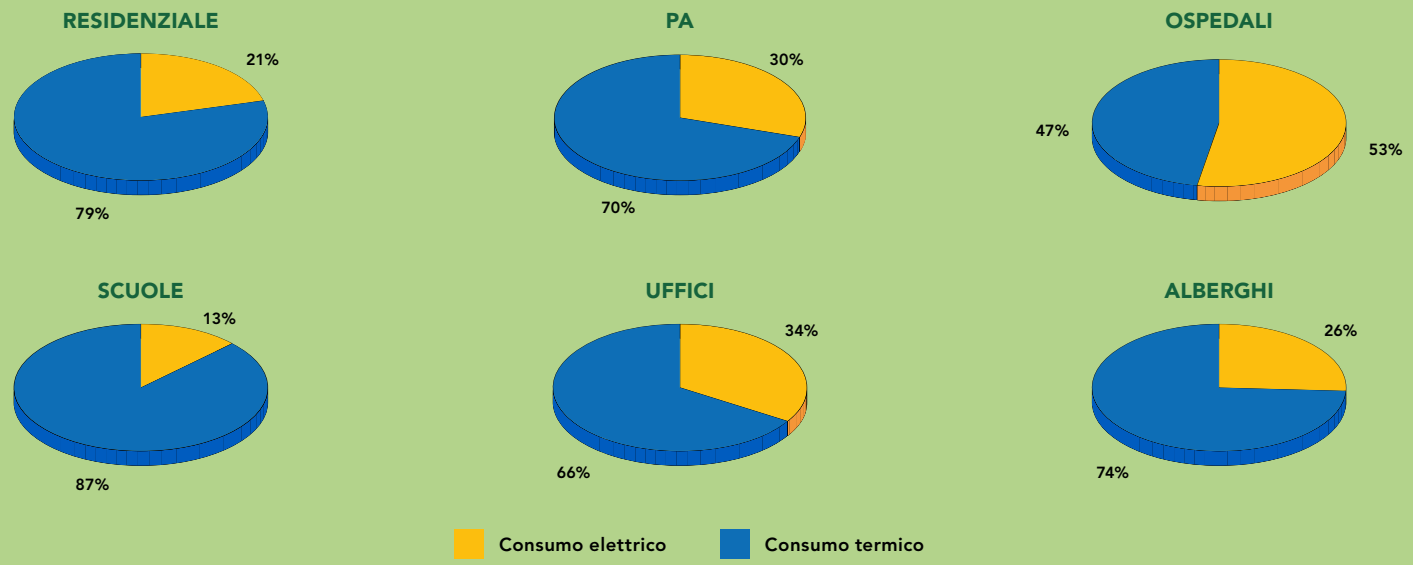
Come si evince dal grafico, negli ultimi cinque anni i **consumi elettrici si sono mantenuti tendenzialmente costanti**, sia a livello complessivo che nei i diversi settori (ad eccezione del 2020 dove si è registrato un calo del 6% dei consumi elettrici complessivi rispetto al 2019, causato dalla pandemia).

CONSUMI ELETTRICI PER SETTORE



Fonte: dati Terna

Ad oggi, nel **settore civile** (residenziale e terziario) i **consumi termici sono ancora prevalenti rispetto ai consumi elettrici**. L'unica eccezione è rappresentata dagli ospedali dove il 53% del consumo totale è attribuibile al vettore elettrico.



Ad eccezione delle applicazioni in cui si utilizzano pompe di calore elettriche, il **fabbisogno termico** è **prevalentemente soddisfatto tramite l'uso di gas naturale**, ma al fine di ridurre le emissioni del settore civile sarà **necessario sostituite il gas naturale elettrificando i consumi** (oppure, ove possibile, con l'utilizzo di idrogeno). Ad esempio, all'interno della Long Term Strategy si stima che **nel 2050** il **70% delle abitazioni nel settore residenziale** utilizzerà una **pompa di calore elettrica** come **impianto principale**.

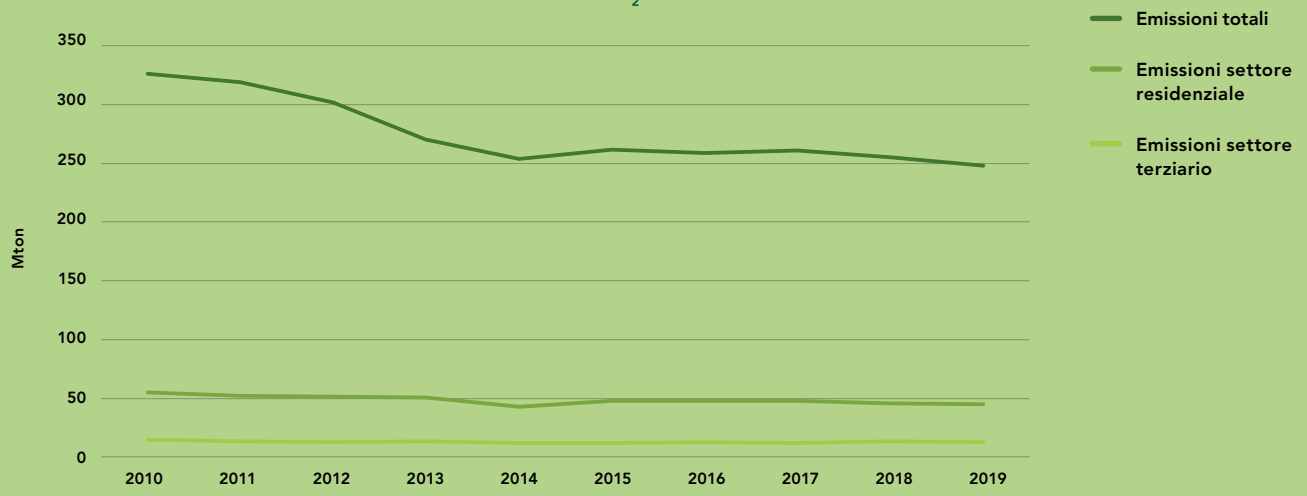
Fonte: Strategia per la riqualificazione energetica del parco immobiliare nazionale – STREPIN

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

BOX 1: EFFICIENZA ENERGETICA E RIDUZIONE EMISSIONI NEL SETTORE CIVILE

Nel 2019 (rispetto al 2010), le **emissioni di CO_2** in Italia sono **diminuite** complessivamente del **24%**, con riduzioni nei **settori residenziale** e **terziario rispettivamente del 18,5% e 12,7%.** Tuttavia, il gap da colmare in termini di riduzione delle emissioni al 2030 è ancora significativo, soprattutto in relazione al nuovo target per i settori non-ETS presente nel pacchetto ***Fit for 55***.

ANDAMENTO EMISSIONI CO_2 IN ITALIA



Fonte: Eurostat

Attualmente, il **settore civile** è responsabile circa del **45%** dei **consumi finali di energia** (escludendo gli usi non energetici) e del **17,5%** delle **emissioni dirette di CO_2** in Italia.

L'**obiettivo** di risparmio **per il 2030** delineato nel ***PNIEC***, pari a **9,3 Mtep/anno di energia finale**, è per il **60% relativo al settore civile.** In particolare:

- Per il **settore residenziale**, il ***PNIEC*** ha definito un **risparmio di 0,33 Mtep/anno di energia finale** da conseguire nel periodo 2021-2030, consentendo alle **emissioni di CO_2** di passare **da 44,1 Mton nel 2020 a 32,7 Mton nel 2030**, con un taglio di oltre il 40% rispetto ai livelli del 1990.

- Per il **settore terziario**, lo scenario ***PNIEC*** definisce un **risparmio di 0,24 Mtep/anno di energia finale** dal 2020 al 2030, con conseguente riduzione delle **emissioni di CO_2 da 17 Mton nel 2020 a 10,9 Mton nel 2030**.

Tali risparmi potranno essere conseguiti, tra le altre misure, grazie ad **una maggiore diffusione delle rinnovabili termiche**, quali pompe di calore e solare termico o sfruttando il teleriscaldamento, oltre ad un **elevato tasso di riqualificazioni profonde del parco immobiliare esistente**.

Nota: per approfondimenti sull'argomento si rimanda allo Smart Building Report 2021
Fonte: Strategia per la riqualificazione energetica del parco immobiliare nazionale – STREPIN

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

ANDAMENTO DEI PREZZI REGISTRATI SUL MGP E SUL MSD

L'obiettivo della presente sezione è di analizzare **l'andamento dei prezzi dei mercati elettrici**, in particolare del **Mercato del Giorno Prima (MGP)** e del **Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)**, facendo emergere le motivazioni alla base delle significative differenze tra i trend registrati nel 2021 e quelli degli ultimi anni.

In particolare, due **fattori** sono presi in considerazione:

- L'andamento del **prezzo del gas**;
- L'andamento del **prezzo della CO_2**.

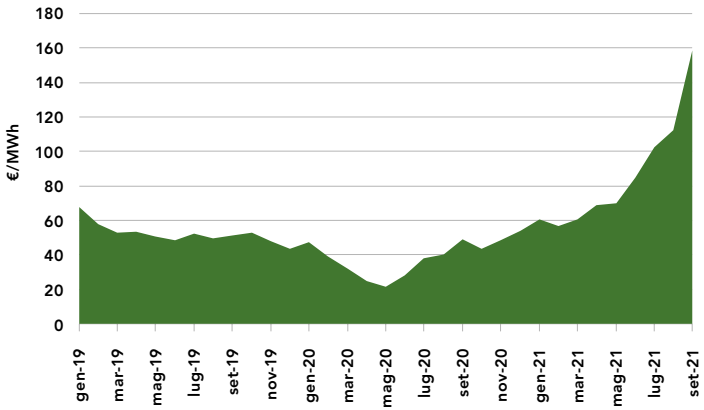
Le analisi riportate si basano principalmente sulla rielaborazione dei dati pubblicati dal GME.

ANALISI ANDAMENTO PREZZI MGP

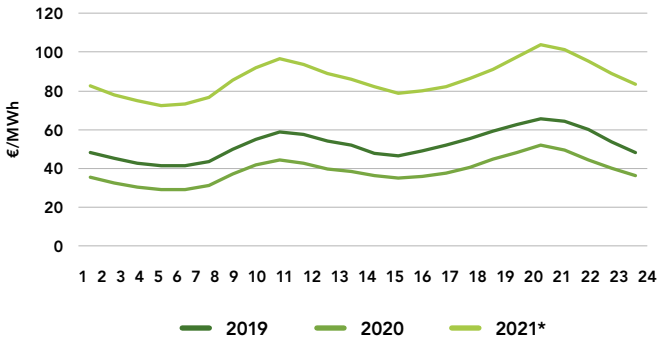
Il **2021** ha visto una **crescita pressoché continua del prezzo dell'energia (PUN), in continuità con il trend avviato da metà 2020: a settembre 2021** il **PUN medio** è arrivato a quota **158,59 €/MWh**.

Considerando i dati relativi ai **primi nove mesi del 2021**, si è registrato un **aumento percentuale del PUN medio su base annuale del 64,6% rispetto al 2019 e del 121,3% rispetto al 2020**.

PUN – MEDIA MENSILE



PUN – MEDIA ORARIA



Questa crescita è sostanzialmente dovuta **all'aumento del prezzo del gas** e **del prezzo della CO_2, sebbene con un'importanza relativa sostanzialmente diversa.**

(*) I dati per il 2021 fanno riferimento al periodo gennaio-settembre

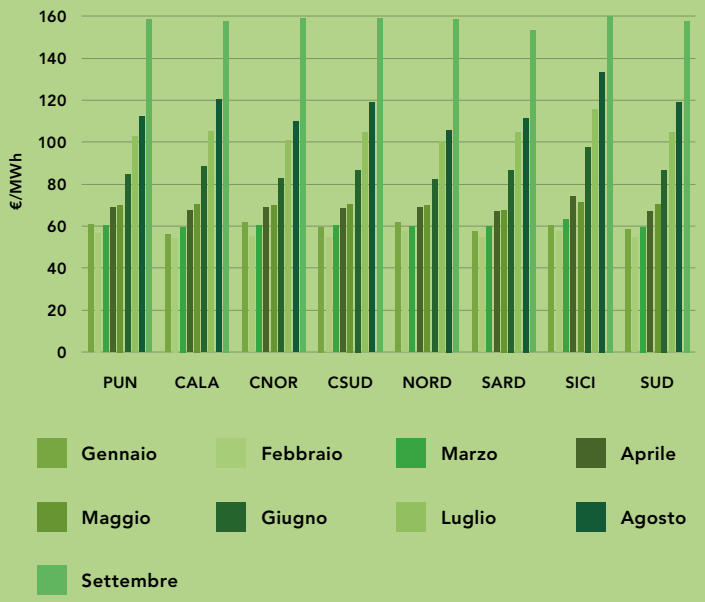
© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

BOX 2: L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA |
ANALISI ANDAMENTO PREZZI ZONALI MGP

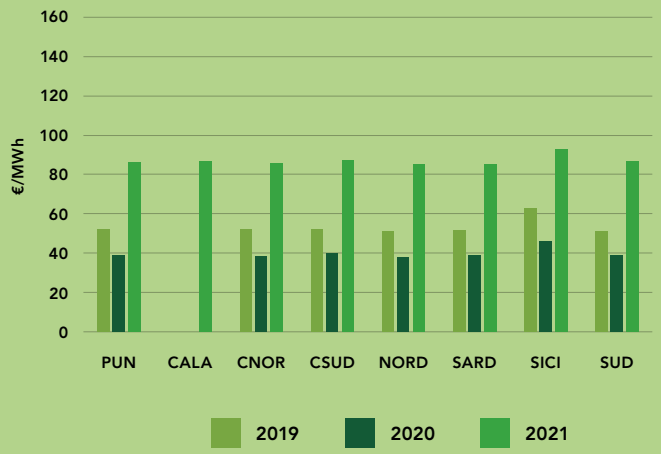
Nel corso del 2021, si è registrato un **aumento del prezzo zonale in tutta la penisola:** nel mese di settembre i **prezzi zonali medi hanno raggiunto valori** di poco inferiori a **160 €/MWh** per tutte le zone.

La zona Sicilia, inoltre, ha registrato prezzi medi maggiori rispetto alle altre zone anche nel corso del 2021.

PUN – MEDIA MENSILE



PUN – MEDIA ORARIA

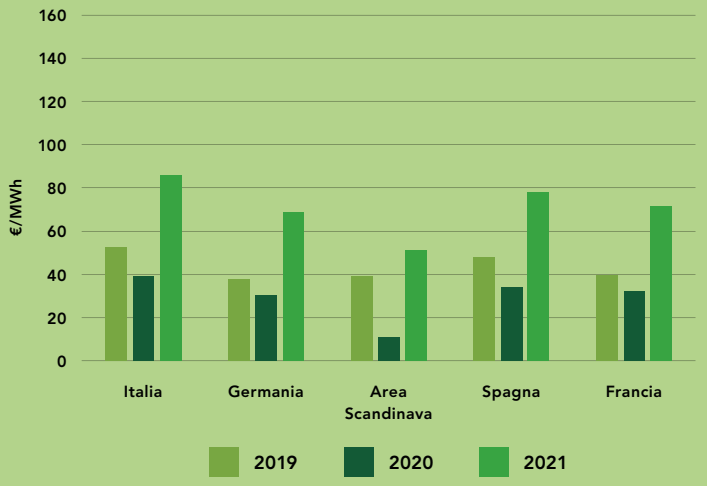


BOX 2: L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA | CONFRONTO PUN CON ALTRI PAESI EUROPEI

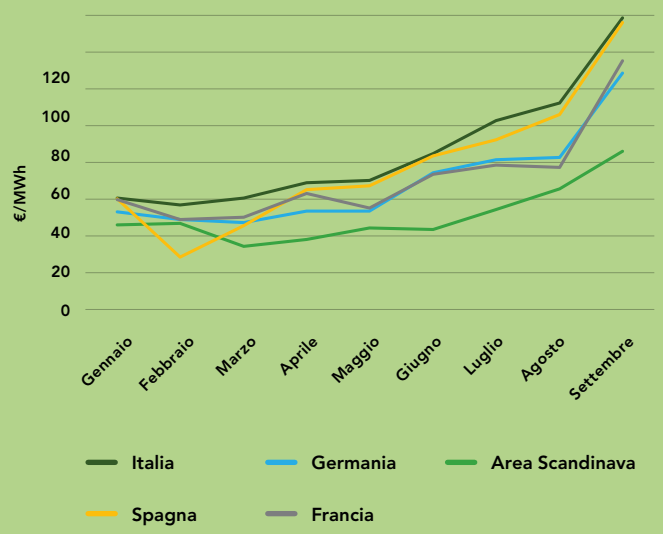
Nel 2021 il trend «rialzista» dei prezzi dell'energia elettrica **ha coinvolto tutti i principali paesi europei**.

Nei primi nove mesi del 2021, tuttavia, **il PUN italiano è sempre stato superiore rispetto agli altri paesi europei**. La **Spagna** ha registrato valori prossimi a quelli italiani dal mese di aprile in poi, mentre negli altri paesi i prezzi si sono rimasti più bassi, soprattutto nell'Area Scandinava.

PUN - MEDIA ANNUALE



PUN – MEDIA MENSILE 2021



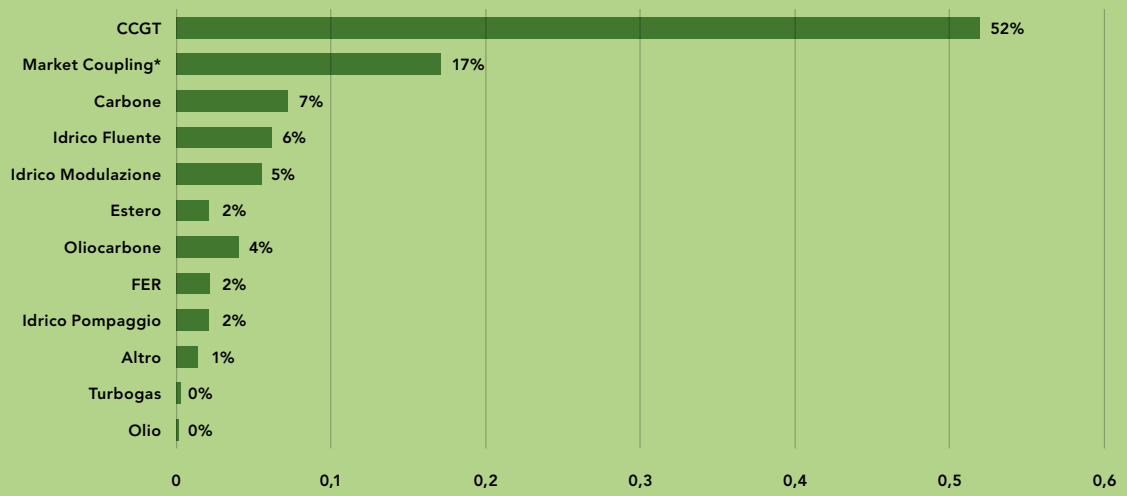
Fonte: rielaborazione su dati GME

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

BOX 3: L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS | LA TECNOLOGIA MARGINALE

Nei primi nove mesi del 2021, la **tecnologia «marginale» predominante su MGP –** ossia quella che determina su base oraria il prezzo finale dell'energia - **è stata la CCGT** (**impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale**), mentre le **FER** (idroelettrico escluso) e l'idrico hanno avuto un ruolo minoritario. Ciò conferma **l'incidenza che il gas tuttora ha all'interno del mix di generazione nazionale.**

FREQUENZA DELLA TIPOLOGIA DI TECNOLOGIA MARGINALE SUL MGP – GENNAIO-SETTEMBRE 2021



(*) il termine Market Coupling indica uno stato d'incertezza in quanto la tecnologia marginale è basata sul meccanismo del Market Coupling e quindi non univocamente identificabile.
Fonte: rielaborazione su dati GME

BOX 3: L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS | COSTO GENERAZIONE A GAS

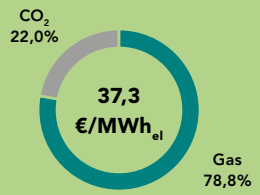
Confrontando il **costo unitario di generazione elettrica di un impianto a gas*** nei mesi di **novembre 2019** e **settembre 2021,** si osserva un **incremento di tale valore di circa tre volte e mezzo (da 37,3 a 133,4 €/MWh$_{el}$)**.

Tale aumento è imputabile in primo luogo alla **crescita dei prezzi del gas** (e solo in maniera minoritaria all'incremento dei prezzi della CO_2), come mostrato dalle analisi:

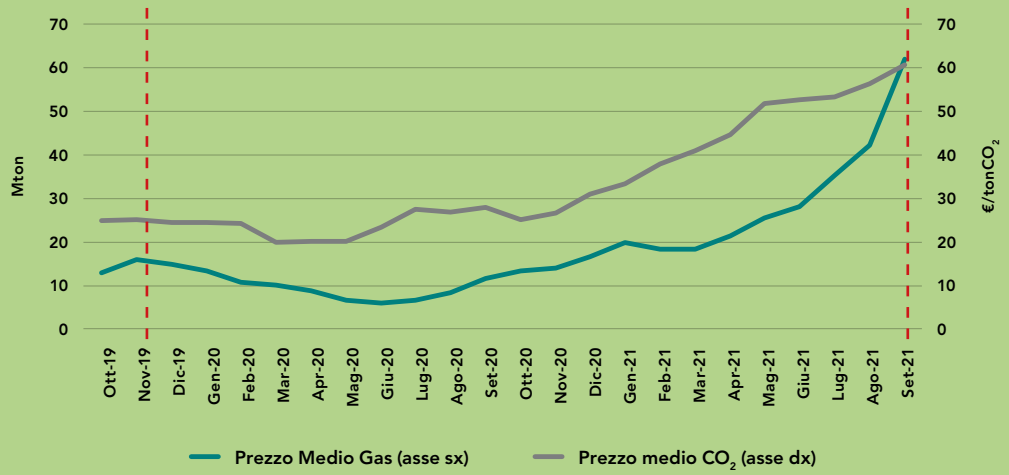
NOVEMBRE 2019

P medio CO_2
26,6 €/tonCO_2

P medio gas
16 €/MWh



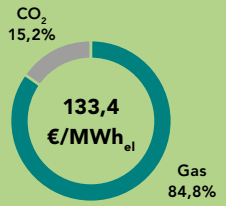
ANDAMENTO MGP-GAS (NEGOZIAZIONE CONTINUA) E CO_2



NOVEMBRE 2019

P medio CO_2
60,9 €/tonCO_2

P medio gas
62,2 €/MWh



(*) Ipotizzando un rendimento elettrico pari al 55%
Fonte: rielaborazione su dati GME; Sendeco2

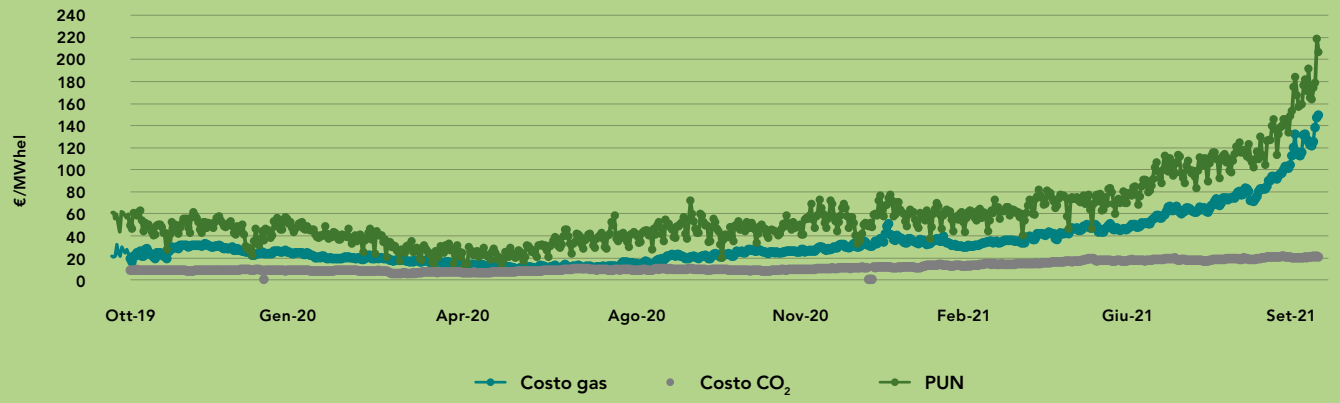
© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

BOX 3: L'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

In sintesi, **la crescita del PUN nel corso del 2021 è stata effettivamente determinata dall'aumento simultaneo del costo del gas e della CO_2** per la generazione da impianti alimentati a gas naturale, che tuttora rappresenta la tecnologia marginale di riferimento in Italia.

In particolare, confrontando i dati relativi al mese di ottobre 2019 con quelli relativi a settembre 2021, si osserva che **l'impatto del costo della CO_2 sul PUN è passato da circa 8 €/MWh_{el} a 20 €/MWh_{el}**, mentre **l'impatto del costo del gas è passato da circa 20 €/MWh_{el} a quasi 150 €/MWh_{el}**.

CONFRONTO ANDAMENTO PUN – PREZZO GAS – PREZZO CO2



L**a forte dipendenza dalle fonti fossili** (in particolar modo dal gas) nel mix di generazione italiano odierno **ha determinato l'attuale l'innalzamento del prezzo dell'energia.** Una **maggiore penetrazione delle rinnovabili**, di conseguenza, **renderebbe il nostro paese meno soggetto all'oscillazione del costo delle commodity**.

Fonte: rielaborazione su dati GME; Sendeco2

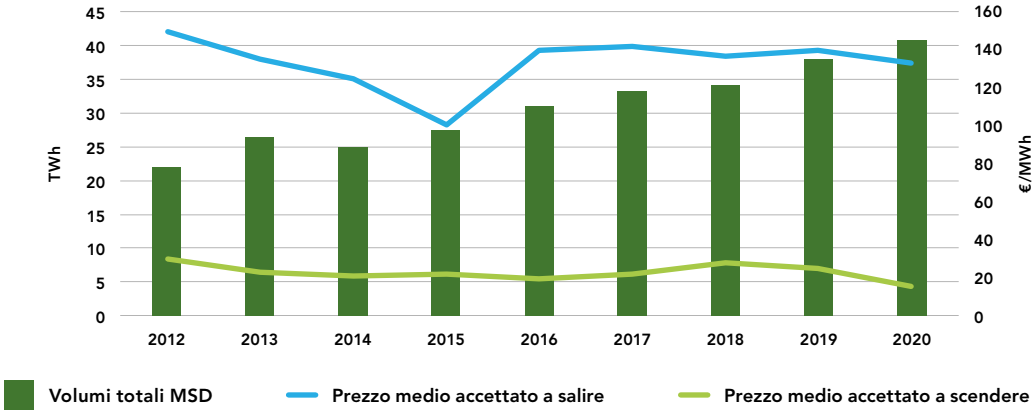
GLI ANDAMENTI DEL MSD IN ITALIA NEGLI ULTIMI ANNI

L'evoluzione del sistema elettrico negli ultimi anni ha avuto un **impatto sull'approvvigionamento di servizi di dispacciamento da parte di Terna**, *in primis* in termini di **aumento dei volumi scambiati**.

Per quanto riguarda i **volumi** (considerando le quantità «a salire» e «a scendere» sia nel MSD ex-ante che il Mercato del Bilanciamento) si assiste ad un **trend di sostanziale crescita a partire dal 2012**, che ha portato a movimentare circa 40 TWh nel 2020 (con un **CAGR** dell'8% tra il 2012 ed il 2020).

Per quanto riguarda invece i **prezzi**, si osservano valori medi nel 2020 nell'ordine dei **133 €/MWh per le attivazioni «a salire»** e dei **15 €/MWh «a scendere»**, valori che tuttavia meritano un'**analisi zonale** data la notevole disomogeneità che presentano.

VOLUMI E PREZZI ACCETTATI SUL MSD



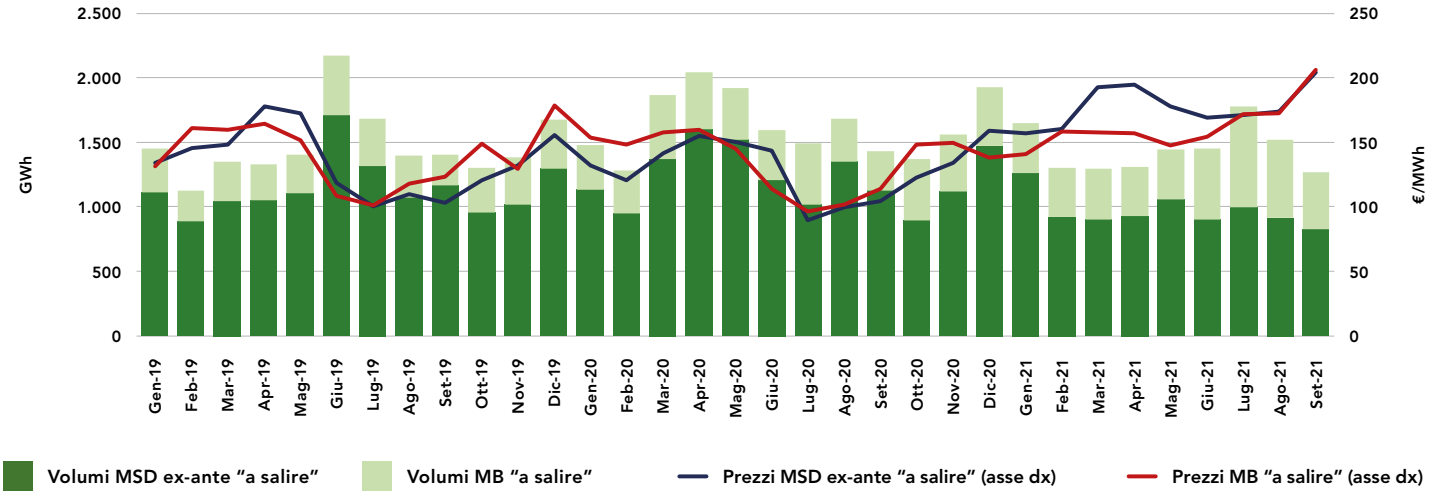
Fonte: Rielaborazione da dati GME

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Osservando i dati medi mensili del MSD ex-ante e del MB «a salire»* relativi al triennio 2019 – 2021 (fino al mese di settembre), emerge che **i volumi scambiati sul MSD ex-ante rappresentano circa il 74% dei volumi totali,** valore che è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al triennio precedente.

I **prezzi registrati sul MB e sul MSD ex-ante** variano in un range compreso tra circa **100 €/MWh** a **160 €/MWh**, con massimi oltre i 200 €/MWh, registrati a settembre 2021. **Nel corso del 2021 si è assistito**, così come accaduto sul MGP, ad un **trend di aumento dei prezzi medi**.

VOLUMI E PREZZI ACCETTATI SUL MSD «A SALIRE»

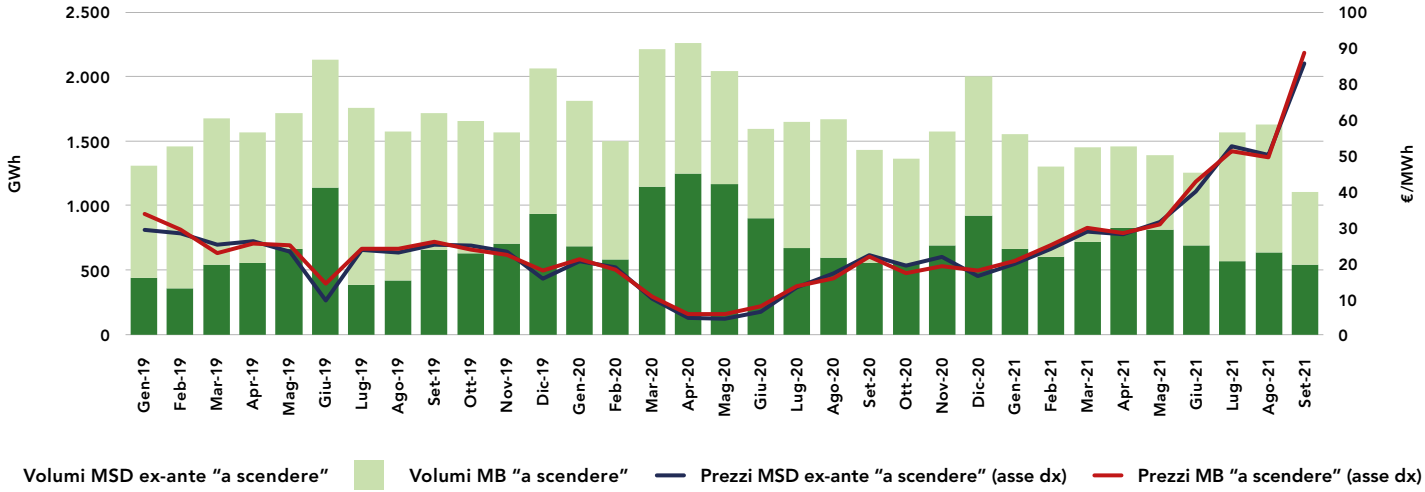


(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto
Fonte: rielaborazione su dati GME

Al contrario, i volumi scambiati sul **MB** rappresentano la quota maggioritaria **(57%) dei volumi totali «a scendere»** nel periodo 2019 – 2021 (fino al mese di settembre), tuttavia tale quota è diminuita rispetto al triennio precedente.

I prezzi registrati, inoltre, mostrano **andamenti rialzisti ancor più marcati nel corso del 2021** rispetto ai valori «a salire».

VOLUMI E PREZZI ACCETTATI SUL MSD «A SCENDERE»



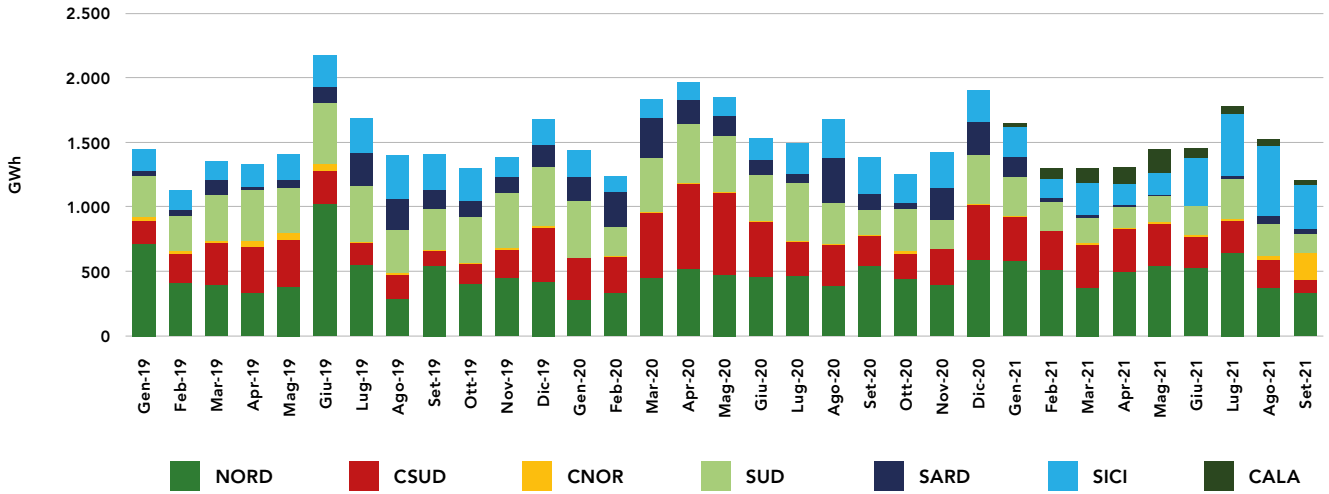
Fonte: rielaborazione su dati GME

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

La **suddivisione** delle **quantità scambiate «a salire»* in MSD** (sia nel MSD ex-ante che nel MB*) **per zona** di mercato mostra (con particolare riferimento ai primi nove mesi del 2021) che **la zona «Nord» è quella caratterizzata dai maggiori volumi scambiati (34%)**, seguita delle zone «**Sicilia**» e «**Centro Sud**» (rispettivamente **21**% e **19%**).

Inoltre, si può notare l'introduzione della zona «**Calabria**» a partire dal 2021, nella quale nei primi otto mesi dell'anno è stato scambiato il **6%** dei volumi «a salire».

VOLUMI SCAMBIATI SUL MSD «A SALIRE» – SUDDIVISIONE ZONALE

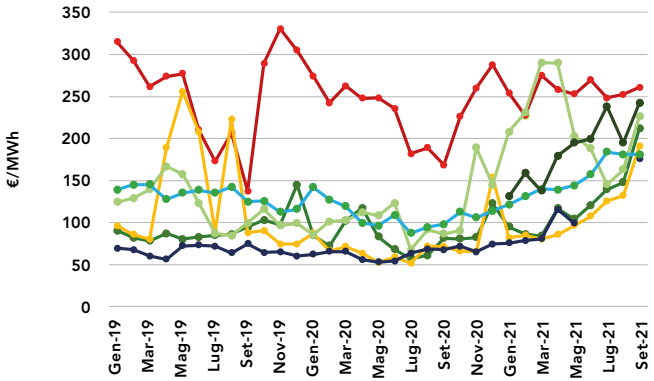


Fonte: rielaborazione su dati GME
(*) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto

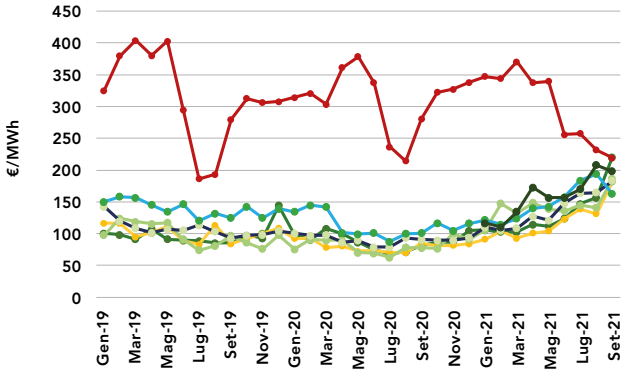
Per quanto riguarda i prezzi **a «salire»** su **MSD ex-ante**, la zona «**Centro Sud**» è quella che presenta i **prezzi mediamente più alti**, con **picchi di oltre 300 €/MWh,** mentre si registrano i **valori inferiori** in **Sardegna.**

La zona «**Centro Sud**» è quella che presenta i **prezzi mediamente più alti** anche sul **MB**, ed in generale si assiste ad una **crescita diffusa dei prezzi nel corso dei primi mesi del 2021**.

PREZZI MEDI ACCETTATI SUL MSD EX-ANTE «A SALIRE»*



PREZZI MEDI ACCETTATI SUL MB «A SALIRE»**



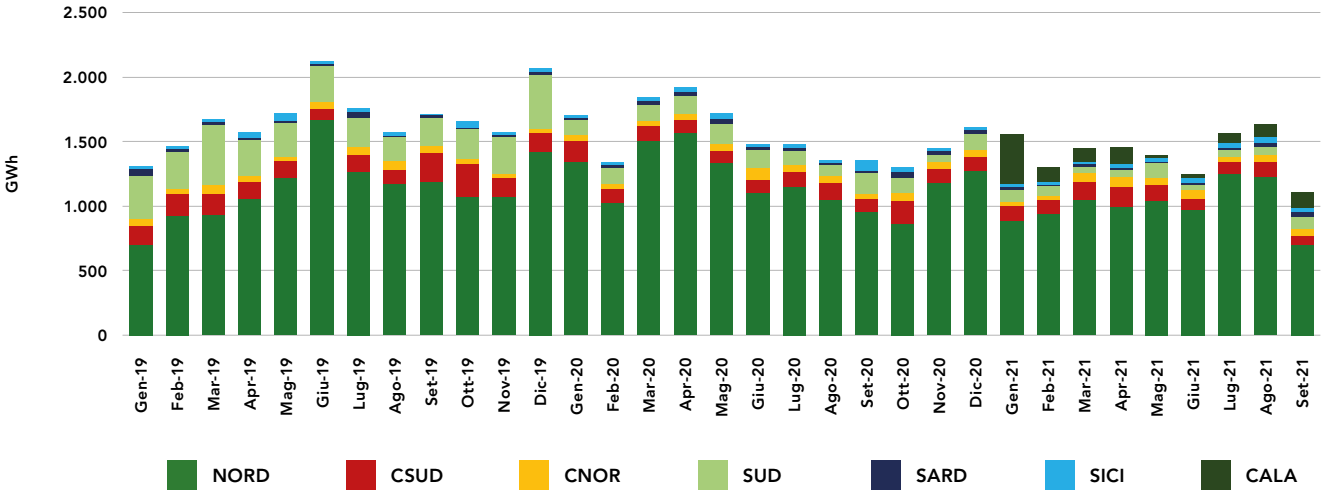
NORD CSUD CNOR SUD SARD SICI CALA

(*) I valori assenti indicano quantità scambiate nulle.
(**) Sono esclusi dalle analisi i servizi di Accensione e Cambio Assetto.
Fonte: rielaborazione su dati GME

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Le **quantità accettate a «scendere»** risultano ancora più **polarizzate nella zona di mercato «Nord»**, nella quale è stato scambiato circa il **71% dei volumi di MSD ex-ante e MB nel corso dei primi nove mesi del 2021,** in leggero calo rispetto al 2020 quando la quota scambiata nella zona «Nord» è stata pari al 77%. Nella nuova zona «**Calabria**» i volumi scambiati «a scendere» nel medesimo periodo sono stati pari al **8,5%,** risultando di fatto la seconda zona per quantità scambiate.

VOLUMI SCAMBIATI SUL MSD «A SALIRE» – SUDDIVISIONE ZONALE

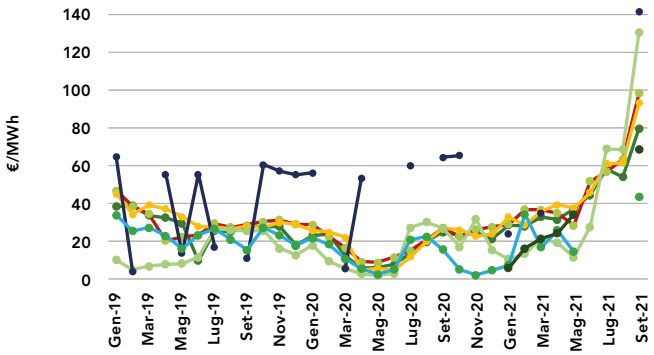


Fonte: rielaborazione su dati GME

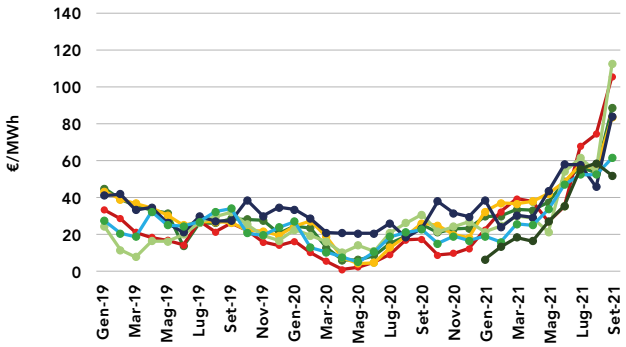
I prezzi medi mensili registrati su **MSD «a scendere»** mostrano complessivamente, nel corso del periodo preso in esame, un trend discendente fino a maggio 2020 seguito da un periodo di crescita dei prezzi soprattutto nei mesi estivi del 2021, attestandosi, tuttavia, su valori inferiori rispetto a quelli del MSD «a salire».

Per quanto riguarda **MSD ex-ante**, fanno eccezione la **Sardegna** (che **alterna periodi di assenza di quantità accettate a picchi di prezzo al di sopra di 140 €/MWh a settembre 2021**) oltre alla **Sicilia** e alla **Calabria** per le quali nei mesi di **giugno, luglio ed agosto 2021 non sono state accettate offerte a «scendere».**

PREZZI MEDI* ACCETTATI SUL MSD EX-ANTE «A SCENDERE»*



PREZZI MEDI ACCETTATI SUL MB «A SCENDERE»



NORD CSUD CNOR SUD SARD SICI CALA

(*) I valori assenta indicano quantità scambiate nulle.
Fonte: rielaborazione su dati GME

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

POLITICHE COMUNITARIE E NAZIONALI

L'obiettivo della presente sezione è di passare in rassegna le **politiche energetiche definite a livello comunitario e la loro declinazione nazionale**, dando evidenza dell'applicazione delle misure e degli strumenti la cui applicazione sta modificando e modificherà l'assetto del sistema elettrico (e, più in generale, energetico) italiano.

Il periodo che stiamo attraversando, infatti, è caratterizzando da una **revisione delle politiche ambientali** già adottate negli scorsi anni in modo da renderle coerenti con percorsi di decarbonizzazione più rapidi rispetto a quanto precedentemente definito.

Le **politiche energetiche europee** promosse nel corso dell'ultimo decennio hanno introdotto **obiettivi di decarbonizzazione sempre più sfidanti** ed introdotto **nuovi «strumenti»** per supportare gli Stati Membri nel perseguimento dei suddetti obiettivi.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

GLI OBIETTIVI AL 2030

«2020 CLIMATE & ENERGY PACKAGE»

Approvato a livello comunitario nel **2007** e recepito nelle legislazioni nazionali nel 2009, include un insieme di provvedimenti volti a garantire che l'unione raggiunga i suoi **obiettivi** in materia di clima ed energia **entro il 2020**:

- **riduzione del 20% delle emissioni di gas a effetto serra** (rispetto ai livelli del 1990);
- Raggiungimento di una quota del **20% del fabbisogno energetico soddisfatto tramite fonti rinnovabili**;
- miglioramento del 20% **dell'efficienza energetica** rispetto allo scenario PRIMES 2007.

«2030 CLIMATE & ENERGY FRAMEWORK»

Nel **2014,** gli obiettivi sono stati aggiornati mirando a raggiungere, **entro il 2030**:

- riduzione **almeno del 40%** delle **emissioni di gas a effetto serra** (rispetto ai livelli del 1990);
- quota **almeno del 32%** di energia rinnovabile;
- miglioramento **almeno del 32,5%** dell'efficienza energetica.

«GREEN DEAL EUROPEO» «FIT FOR 55»

A settembre **2020**, nell'ambito del «Green Deal europeo», la Commissione ha **proposto** di elevare l'obiettivo della **riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030 ad almeno il 55%** rispetto ai livelli del 1990.

Il **14 Luglio 2021** la Commissione Europea ha presentato il pacchetto di proposte denominato **Fit for 55**, atto ad aggiornare le politiche dell'Unione Europea al fine di renderle coerenti rispetto al «**nuovo» target di riduzione delle emissioni.**

2050 NEUTRALITÀ CLIMATICA

Il pacchetto **Fit for 55** pubblicato a luglio 2021 dalla Commissione europea contiene la proposta legislativa per il raggiungimento degli obiettivi del **Green Deal** e della **Climate Law**. Nei prossimi mesi questo pacchetto di proposte sarà oggetto di discussione da parte del Consiglio e del Parlamento europeo, al fine di raggiungere una posizione comune su ognuna delle proposte in esso contenute, condizione necessaria all'adozione definitiva di ciascun atto legislativo.

Lo scopo principale è quello di **ridurre le emissioni** in Europa **almeno del 55% entro il 2030** (rispetto ai livelli del 1990) per poi diventare il primo continente '***carbon neutral*' nel 2050**.

L'a proposta comprende misure che riguardano **diversi settori** quali produzione di elettricità, trasporti, edilizia, industria, natura e foreste, idrogeno, tassazione dei prodotti energetici.

In accompagnamento alla riduzione delle emissioni di gas serra, gli altri obiettivi al 2030 sono:

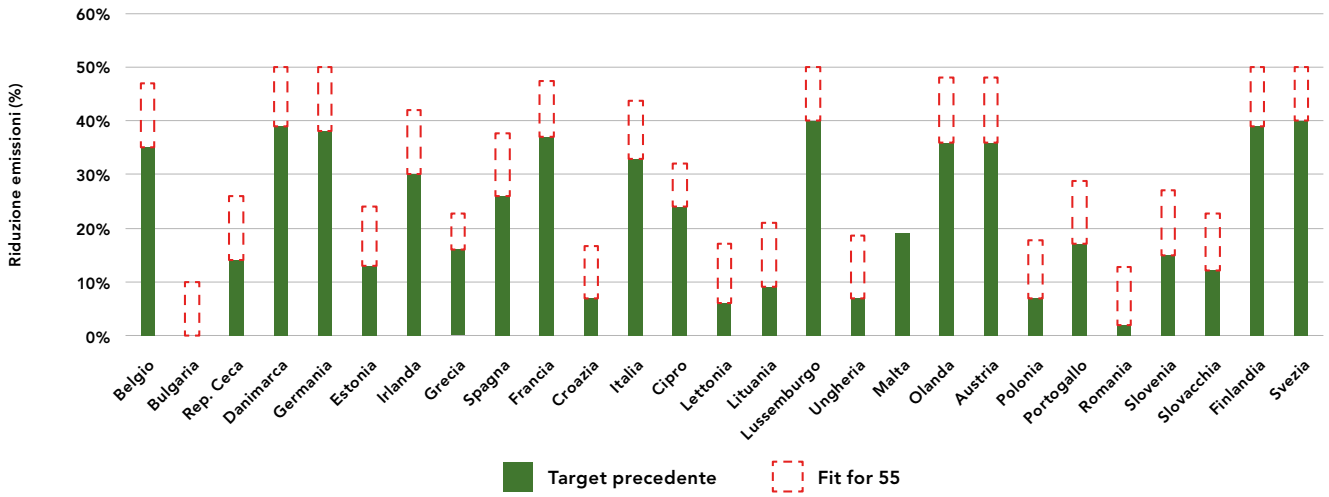
- L'incremento al **40% di fonti rinnovabili nel mix energetico** europeo;
- L'incremento al **36% dell'efficienza energetica** sul **consumo di energia finale** e l'incremento al **39% dell'efficienza energetica** sul **consumo di energia primaria**;
- La **riqualifica di almeno il 3% della superficie complessiva degli edifici pubblici ogni anno**;
- La **riduzione delle emissioni delle nuove auto del 55%** (rispetto ai livelli del 2021) che diventerà del **100% entro il 2035** vietando la vendita di nuove auto termiche a partire da quell'anno.

Altre importanti proposte riguardano la **revisione del mercato ETS**, con l'eliminazione delle quote gratuite per il trasporto aereo e l'inclusione delle emissioni del trasporto marittimo, la creazione di un ETS separato per edifici e trasporto stradale, **un nuovo meccanismo di adeguamento del carbonio alla frontiera**, da applicare alle importazioni di prodotti dall'estero ed infine la **creazione di un fondo sociale** al fine di evitare ripercussioni socio-economiche per le fasce più deboli causate dalla transizione ecologica e dalla decarbonizzazione.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Oltre alla revisione del meccanismo dell'ETS, per raggiungere la riduzione delle emissioni in Europa di almeno del 55% entro il 2030, sarà necessaria la **revisione del regolamento sulla condivisione degli sforzi** (**ESR - Effort Sharing Regulation**) che prevederà target differenti per i diversi Stati Membri con riferimento ai settori coinvolti in tale regolamento (ossia i settori non coperti dall'ETS*).

TARGET RIDUZIONI EMISSIONI AL 2030 SETTORI INCLUSI NELL'ESR

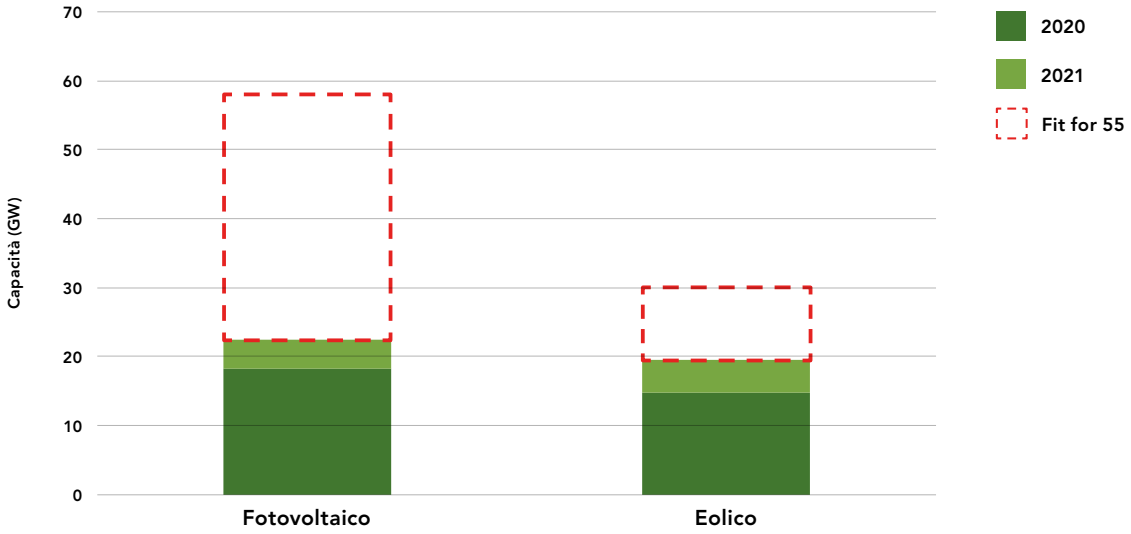


Fonte: Commissione europea
(*) Settori ETS: impianti termoelettrici, impianti industriali e manufatturieri e trasporto aereo ai quali saranno aggiunti trasporto marittimo, trasporto su strada ed edilizia.

Il raggiungimento dell'obiettivo di **40% di rinnovabili nel mix energetico europeo** implica una **nuova capacità totale** stimata* in circa **660 GW di fotovoltaico** e **450 GW di eolico** da installare **entro il 2030**.

Ciò comporterebbe la necessità di installare **mediamente ogni anno** circa **58 GW di fotovoltaico** (+159% circa rispetto al valore stimato per il 2021) e circa **30 GW di eolico** (+54% circa rispetto al valore stimato per il 2021).

CAPACITÀ INSTALLATA ANNUA ATTUALE E TARGET IN EUROPA



Fonti: SolarPower Europe, Wind Europe

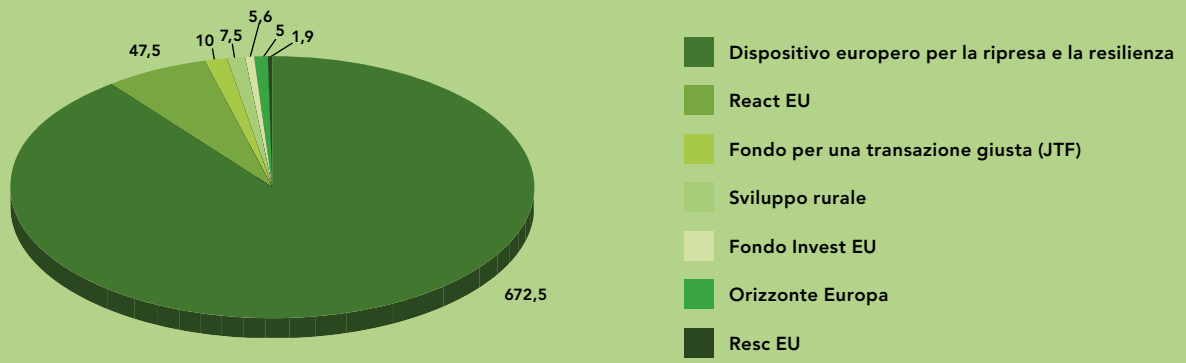
© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

BOX 4: NEXT GENERATION EU

Il 10 Novembre 2020, il **Parlamento europeo** e gli **Stati membri,** insieme alla **Commissione**, hanno raggiunto l'accordo per un **pacchetto di finanziamenti pari a 1.800 miliardi di euro,** il più grande mai stanziato dall'Unione europea. Lo scopo di tale pacchetto è quello di **supportare la ripresa economica** dei Paesi membri **a seguito della pandemia da Covid-19.**

Dei 1.800 miliardi stanziati, **1.074 miliardi** saranno destinati al **Bilancio europeo 2021-2027**,mentre **750 miliardi** daranno vita al **Next Generations EU**, uno **strumento di ripresa temporaneo** per riparare i danni economici e sociali immediati causati dalla pandemia, per creare **un'Europa** post Covid-19 **più verde, digitale, resiliente ed adeguata alle sfide future**.

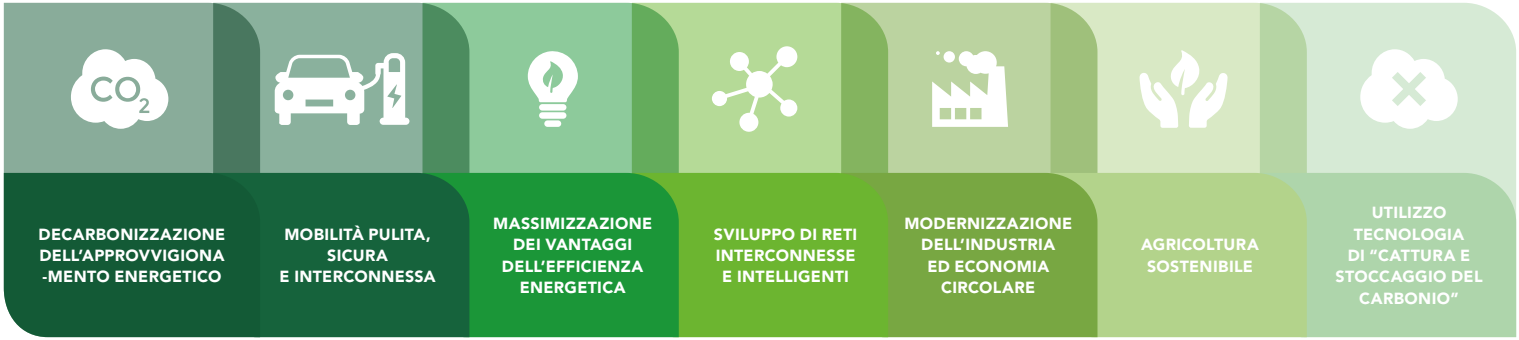
I 750 Miliardi destinati al Next Generation EU, saranno **divisi in programmi specifici a seconda delle attività da finanziare** con la seguente ripartizione:



Per poter contrarre prestiti nell'ambito di Next Generation EU, rendendo così operativo lo strumento, **ogni Stato Membro ha presentato il proprio Piano di spesa dei fondi stanziati.**

Oltre agli obiettivi al 2030, la Commissione europea ha presentato la sua **visione strategica a lungo termine su come l'UE può realizzare l'accordo di Parigi** all'interno della comunicazione «**A Clean Planet for all»**, per mantenere l'aumento della temperatura mondiale ben al di sotto i 2°C e di proseguire gli sforzi per mantenere tale valore a 1,5°C. L'obiettivo europeo è di **un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra entro il 2050.**

Per conseguire l'obiettivo di impatto climatico zero, la visione della Commissione **interessa quasi tutte le politiche dell'UE,** guardando a tutti i settori chiave ed esplorando i percorsi per la transizione, individuando quali **priorità strategiche**:



© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Le **politiche energetiche nazionali** negli ultimi anni hanno fatto seguito all'impulso proveniente dalle iniziative comunitarie in tema di decarbonizzazione.

GLI OBIETTIVI NAZIONALI AL 2030 |
PNIEC (PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA)

Il **PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima)**, pubblicato nella sua versione definitiva a **dicembre 2019**, definisce gli **obiettivi nazionali al 2030** in ambito energetico e di sostenibilità ambientale. Esso risulta ad oggi, a livello nazionale, **l'unico documento ufficiale e vincolante** che stabilisce gli obiettivi per i tre ambiti principali del settore energetico: la generazione da fonti rinnovabili, l'efficienza energetica e la riduzione delle emissioni.

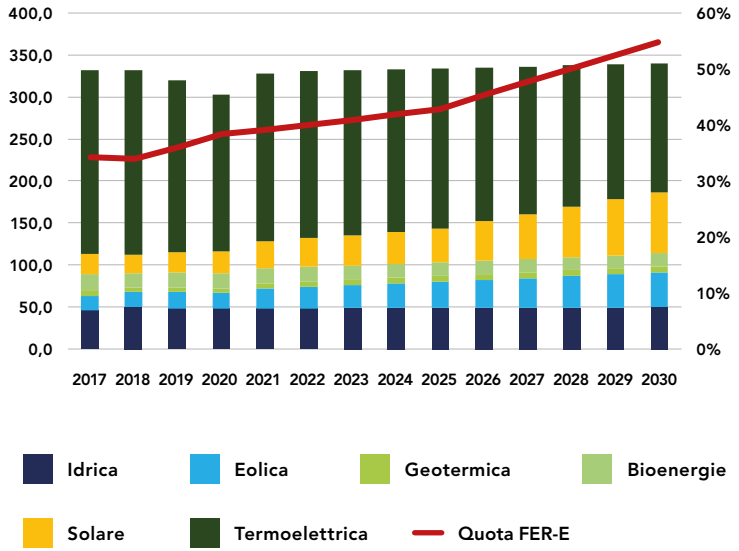
Tuttavia, per effetto del **Green Deal europeo,** che stabilisce nuovi importanti obiettivi di **decarbonizzazione** al **2030** e al **2050**, gli obiettivi stabiliti dal PNIEC saranno necessariamente aggiornati al fine di poter traguardare i **nuovi target al 2030** e quello di **neutralità climatica al 2050**.

La pubblicazione a luglio 2021 del pacchetto **Fit for 55** contiene le proposte da parte della Commissione europea per il raggiungimento dei nuovi obiettivi. Il recepimento a livello nazionale di questo nuovo pacchetto **determinerà l'aggiornamento degli obiettivi stabiliti dal PNIEC nella sua attuale versione**.

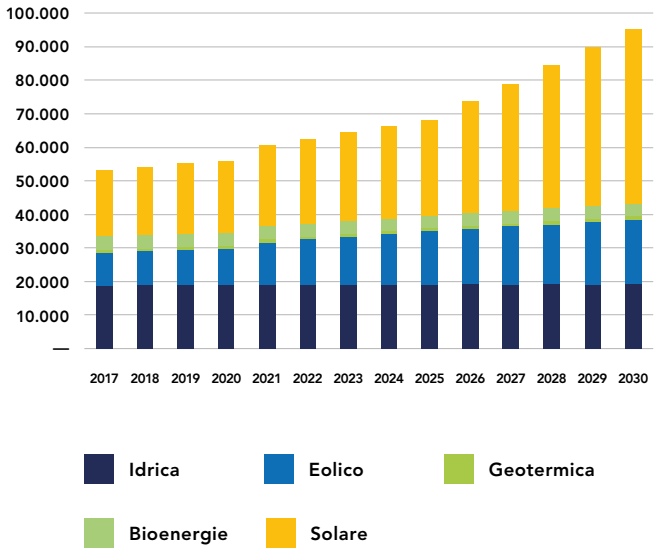
Secondo il PNIEC, i consumi interni lordi di energia elettrica cresceranno da 331,8 TWh (nel 2017) a 339 TWh per il 2030. Al 2030 il **55% dei consumi elettrici dovrà essere coperto da fonti rinnovabili**, la restante quota parte da impianti termoelettrici.

Per poter raggiungere tale produzione, la **capacità produttiva degli impianti FER** deve passare da 53,3 GW (2017) a 95,2 GW nel 2030.

MIX ENERGETICO E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA [TWH]



CAPACITÀ PRODUTTIVA DA FER [MW]



Secondo il PNIEC i **consumi finali lordi energetici** per il settore termico dovrebbero raggiungere 44.350 ktep nel 2030, partendo da circa 55.800 ktep del 2017; di questi, **il 33,9% deve essere coperto da fonti rinnovabili**. Per raggiungere tale target è necessario incentivare la produzione di calore tramite **pompe di calore** che ad oggi consumano 2.650 ktep e che **dovrebbero raddoppiare i consumi** raggiungendo una quota di 5.699 ktep.

Il target di **risparmio energetico** per il decennio 2021-2030 è stato fissato pari ad un minimo dello **0,8% annuo** rispetto ad una **media di consumi** di energia finale negli anni **2016-2017-2018** (pari a **115,9 Mtep**). Ogni anno, quindi, l'Italia deve effettuare interventi di efficientamento energetico per un totale di **0,93 Mtep**, ed entro la fine del decennio si risparmierebbero circa **9,269 Mtep/anno** e **51 Mtep cumulati**.

Riguardo il **settore dei trasporti**, l'obiettivo è di raggiungere il **22% di consumo energetico da rinnovabili**. Per raggiungere tale target è necessario un rinnovo del parco auto nazionale, in particolare si stima che entro il 2030 vi saranno in circolazione circa **6 milioni di autoveicoli a trazione elettrica o ibrida plug-in di cui 4 milioni puramente elettrici**. Di conseguenza, il **consumo stimato in energia** elettrica per questi veicoli è di circa 400 ktep (pari a **4.253 GWh**) al 2030.

Per fare in modo che la rete di trasmissione sia in grado di sostenere un flusso di energia superiore ai livelli attuali e che sia resiliente rispetto all'installazione di un elevato numero di impianti non programmabili, verranno implementati **progetti per la gestione e il controllo dei principali parametri di rete (frequenza, tensione, potenza di corto circuito),** meccanismi di mercato per la capacità, una crescita delle ore di utilizzo degli impianti di pompaggio e l'installazione di **6 GW per il 2030 di impianti di accumulo elettrochimico**.

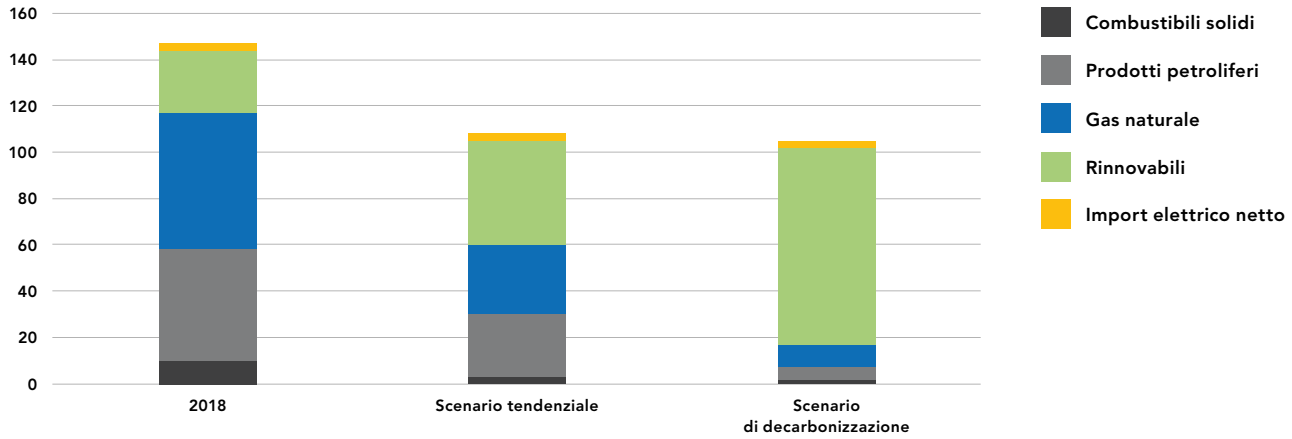
Va tuttavia ribadito che **questi obiettivi dovranno essere rilanciati** per portare il target di riduzione delle emissioni al **-55% entro il 2030**.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

La Long Term Strategy, pubblicata a **gennaio 2021,** definisce la **strategia Italiana** per raggiungere al 2050 una condizione di **«neutralità climatica»** nel rispetto degli obiettivi fissati nel 2015 con **l'Accordo di Parigi**, in particolare quello di mantenere il riscaldamento globale entro un range di 1,5-2,0°C rispetto ai livelli pre-industriali.

Lo scenario di decarbonizzazione per il 2050, prevede una **diminuzione del consumo interno lordo di energia,** fino ad arrivare a poco meno di 110 Mtep, con un sensibile cambio del mix energetico a favore delle fonti rinnovabili. Le FER, infatti, **devono raggiungere almeno l'80-90%** della produzione, ed è previsto che la **capacità degli impianti solari** installati raggiunga al 2050 un valore compreso tra i **200-300 GW**, mentre per gli **impianti eolici** è prevista una capacità pari a **40-50 GW.**

MIX ENERGETICO [MTEP]

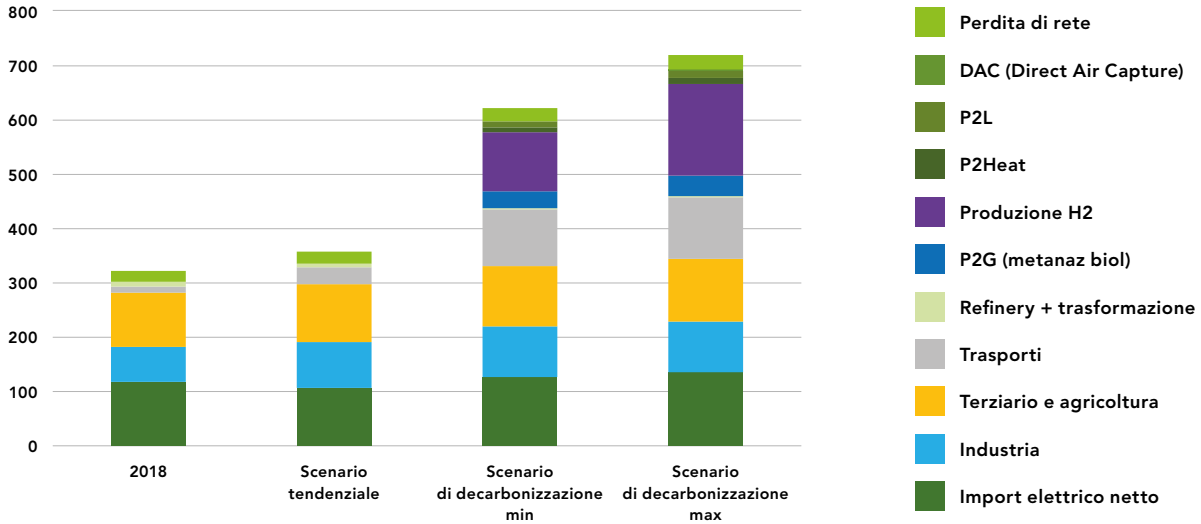


La produzione di energia elettrica totale, secondo gli obiettivi, dovrebbe circa raddoppiare rispetto ai livelli attuali raggiungendo i **600-700 TWh annui. L'industria,** nonostante un continuo incremento dell'**efficientamento energetico**, aumenterà i propri consumi di energia elettrica fino a **134 TWh**, grazie all'**elettrificazione dei consumi**.

Per il **settore civile** (che comprende residenziale, servizi e agricoltura) è ipotizzato un continuo decremento dei propri consumi energetici e, grazie all'elettrificazione, si raggiungerebbe la copertura del **65% dei consumi tramite energia elettrica.**

Il settore dei trasporti prevede una **sensibile diminuzione delle autovetture** in circolazione, ma allo stesso tempo un **incremento significativo dei veicoli elettrici** che dovranno raggiungere i **19 milioni** di unità nello scenario di decarbonizzazione, portando la richiesta di energia elettrica da parte di questo settore a **105-115 TWh.**

EVOLUZIONE DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA [TWH]



© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Un aspetto cruciale per il raggiungimento degli obiettivi al 2050 è dato dalla necessità di una maggiore **flessibilità dei sistemi elettrici** vista la sempre maggiore presenza di una **quantità ingente di fonti rinnovabili non programmabili**.
Di conseguenza, si prevede che sarà necessario:

- **Installare una elevata capacità di sistemi di accumulo elettrochimico sia utility scale che distribuiti:** si prevede che saranno necessari **30-40 GW di accumulatori elettrochimici** (pari a 4-5 volte quelli installati secondo gli obiettivi PNIEC al 2030);

- Aumentare **la capacità degli impianti di pompaggio idroelettrico** di **ulteriori 10 GW** rispetto alla **capacità attuale di 7 GW** (rispetto agli obiettivi PNIEC al 2030)**;**

- Adozione **di nuove tecnologie**, quali idrogeno ed e-fuels, implementate grazie all'overgeneration (stimata pari a 25-30%).

L'aumento previsto di energia in transito, inoltre, renderà necessario un **adeguamento della rete di trasmissione di energia elettrica** e la valutazione della possibilità di una progressiva riconversione della **rete gas per il trasporto dell'idrogeno.**

BOX 5: PIANO DI SVILUPPO 2021 DI TERNA |
DRIVER DEL PIANO

Al fine di perseguire tematiche di transizione ecologica nel mondo produttivo, anche il **sistema elettrico nazionale dovrà essere caratterizzato da una trasformazione con complessità tecniche e di esercizio rilevanti**. In tal senso, per centrare gli obiettivi di transizione ecologica, è richiesto un ingente sforzo di pianificazione e la realizzazione di investimenti.

Questo processo di cambiamento profondo ha portato Terna a elaborare un **piano di investimenti di lungo termine di oltre 18 miliardi di euro nei prossimi 10 anni**. Grazie a questo piano di investimenti Terna prevede di raggiungere importanti obiettivi quali:

- **40 GW** addizionali di potenza **FER** connettibile alla rete al 2030;
- La **dismissione** di un totale di **4.600 km** di **infrastrutture obsolete**;
- Una **diminuzione delle perdite** di energia per circa **2 milioni di MWh/anno**;
- Una **riduzione delle emissioni di CO_2** per circa **5,6 Mton/anno**, grazie al miglioramento del mix produttivo e delle minori perdite di rete.

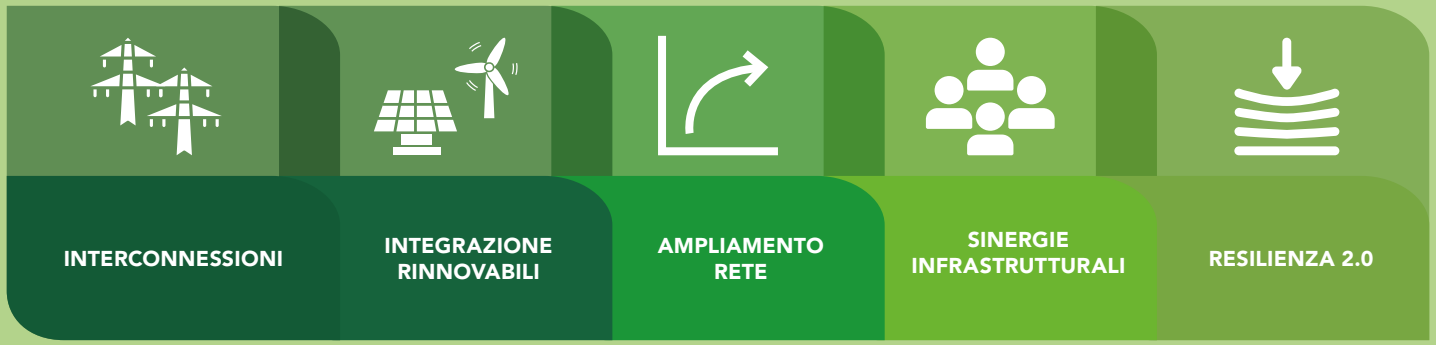
Fonte: «2021 Piani di Sviluppo» Terna

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

BOX 5: PIANO DI SVILUPPO 2021 DI TERNA |
LINEE DI AZIONE

Le principali **linee di azione individuate da Terna** per affrontare le nuove sfide per supportare la transizione ecologica si declinano in 5 aspetti differenti: **interconnessioni**, **integrazione rinnovabili**, **ampliamento rete**, **sinergie infrastrutturali** e **resilienza 2.0**.

In generale, gli obiettivi sono quelli di incrementare la magliatura, rinforzare le dorsali tra Nord e Sud, sviluppare la rete nelle aree più deboli per migliorarne la resilienza, l'integrazione delle rinnovabili e risolvere le problematiche di regolazione di tensione.



Fonte: «2021 Piani di Sviluppo» Terna

INTERCONNESSIONI

Potenziamento delle **dorsali tra Nord e Sud** e **rinforzi di rete al Sud** e **potenziamento dei collegamenti nelle isole e con le isole;**
Potenziamento delle interconnessioni con l'estero per aumentare la capacità di scambio con i Paesi limitrofi.

INTEGRAZIONE RINNOVABILI

Rafforzamento degli scambi tra zone di mercato per una maggiore integrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER)

AMPLIAMENTO RETE

L'acquisizione di elementi di rete funzionali alla trasmissione, ad oggi nella disponibilità di terzi, al fine di una **gestione sempre più integrata per la sicurezza della rete elettrica nazionale**
Maggiore elettrificazione delle aree metropolitane

SINERGIE INFRASTRUTTURALI

Identificazione di soluzioni tecnologiche per migliorare l'affidabilità e l'integrazione della rete e per creare **sinergie con le infrastrutture gas, ferroviarie, autostradali e di telecomunicazione**
Pianificazione sempre più sostenibile per **ridurre l'impatto delle infrastrutture sul territorio**

RESILIENZA 2.0

Investimenti infrastrutturali mirati a prevenire e **mitigare gli impatti sulla continuità del servizio elettrico** e implementare modalità operative e strumenti per gestire l'emergenza e ripristinare le normali condizioni di funzionamento in tempi rapidi

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

GLI OBIETTIVI NAZIONALI AL 2030 E AL 2050 RISPETTO ALLA SITUAZIONE ATTUALE

	SITUAZIONE AS-IS	PNIEC - OBIETTIVI 2030 SCENARIO PNIEC*	LONG TERM STRATEGY - OBIETTIVI 2050 SCENARIO DECARBONIZZAZIONE
% RINNOVABILI SUL CONSUMO INTERNO LORDO	20,6% (2020)	55%	80-90%
CAPACITÀ DI GENERAZIONE FER	56,6 GW (giugno 2021)	95,2 GW	240-350 GW
DOMANDA EE	319,6 TWh (2019)	339,5 TWh	718 TWh
ACCUMULI ELETTROCHIMICI	0,3 GW (giugno 2021)	3 GW centralizzati 4 - 4,5 GW distribuiti	40 – 50 GW
TRASPORTO ELETTRICO	167.000 veicoli (giugno 2021)	6 Milioni di veicoli	19 Milioni di veicoli
EFFICIENZA	- 0,927 Mtep/annui (2020)	- 9,3 Mtep/annui	-70 Mtep/annui
ENERGIA AMBIENTE DA POMPE DI CALORE	2.498 ktep (2019)	5.699 ktep	n.d.
EMISSIONI GHG	247,8 Mton CO_2 (2019)	- 37%	0 emissioni

(*) Aggiornamento previsto nel 2021

Gli obiettivi per l'Italia al 2030 previsti dal PNIEC saranno aggiornati in seguito al recepimento a livello nazionale delle proposte del pacchetto Fit for 55. In particolare:

- L'obiettivo del **30% a livello nazionale** di **quota di energia da FER** nei Consumi Finali Lordi di energia previsto dal PNIEC passa al **40%** complessivo **a livello europeo**, secondo quanto riportato nel Fit for 55;

- L'obiettivo del **33%** di **riduzione delle emissioni in Italia** contenuto nel PNIEC è aggiornato al **43,7%** (per i soli settori coinvolti nell'Effort Sharing Regulation), **sempre a livello nazionale,** dal Fit for 55.

- L'obiettivo di **consumi elettrici coperti da rinnovabili** è fissato al **55%** all'interno del PNIEC, ma il pacchetto Fit for 55 prevede la necessità di incrementare tale valore complessivamente al **65% a livello europeo**, al fine del raggiungimento dei nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni. Nello specifico, la proiezione delle **FER elettriche** necessarie in Italia al 2030, sulla base del nuovo scenario, è del **67,3%**.

- L'obiettivo di **percentuale di energia da fonti rinnovabili nel mix energetico degli edifici** dovrà essere modificato rispetto all'attuale 30%***** (previsto per l'Italia nel PNIEC) dato che il nuovo pacchetto europeo fissa un target al **49%** complessivo **a livello europeo**.

Il solo **obiettivo di riduzione delle emissioni** è già stato tradotto in un **target specifico nazionale**. Per gli altri obiettivi attualmente è solamente **noto il target complessivo a livello europeo**. Tuttavia, si **attendono aggiornamenti da parte della Commissione nei prossimi mesi**.

(*) il valore del 30% fa riferimento a quanto riportato nel PNIEC in merito all' estensione e perfezionamento dell'obbligo di integrazione delle rinnovabili negli edifici esistenti e nuovi.

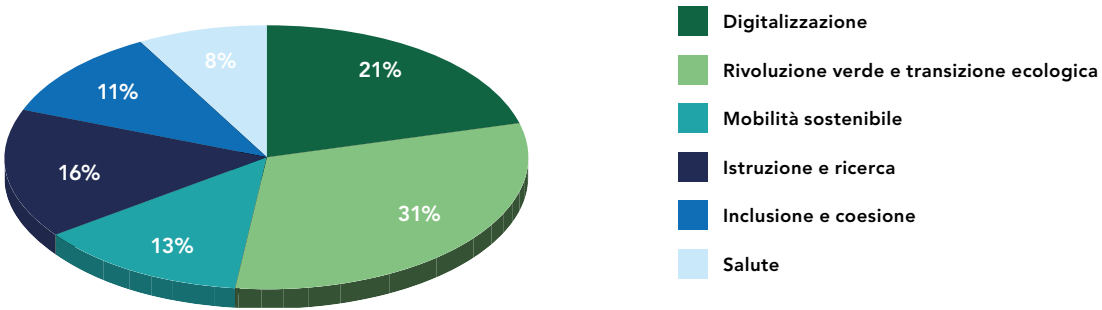
© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

IL PIANO NAZIONALE RIPRESA E RESILIENZA

Il 30 aprile 2021 il Governo italiano ha presentato alla Commissione Europea il testo del **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza** (PNRR), il Piano italiano di spesa dei fondi stanziati dal Next Generation EU.

Nel Piano sono individuate **6 Missioni**, a loro volta suddivise in **16 Componenti,** funzionali a realizzare gli obiettivi economico-sociali definiti nella strategia del Governo.

SUDDIVISIONE DELLE RISORSE DISPONIBILI PER MISSIONE



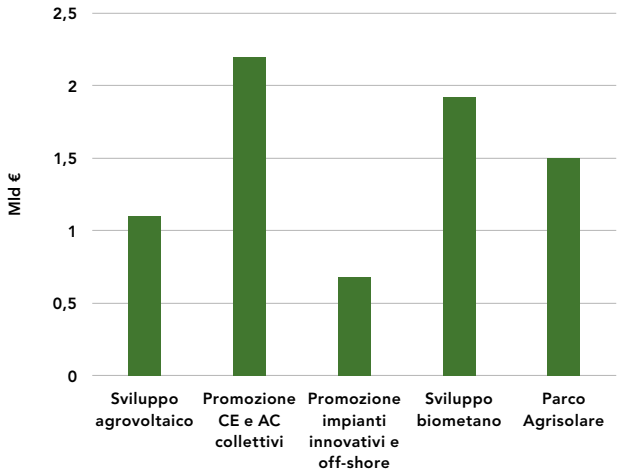
Gli **investimenti previsti dal PNRR** in tema di **sviluppo del parco rinnovabile** sono contenuti nella **componente «Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile» della seconda missione**.

Per perseguire l'obiettivo di incremento della quota FER, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione, sono previsti i seguenti **interventi**:

- Installazione di **2 GW** di nuova capacità da **impianti agro-voltaici**;
- Installazione di **2 GW di nuova capacità FER da parte di comunità energetiche e AC collettivi**, in particolare sostenendo Pubbliche Amministrazioni, famiglie e microimprese in piccoli Comuni.
- Sostegno a **sistemi di generazione FER off-shore per 0,2 GW**.
- Incremento della potenza di **biometano** da riconversione da destinare al *greening* della rete gas pari a circa 2,3-2,5 mld m^3.
- **Semplificazione delle procedure di autorizzazione** e nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili;
- **Nuova normativa** per il sostegno al **gas rinnovabile**;

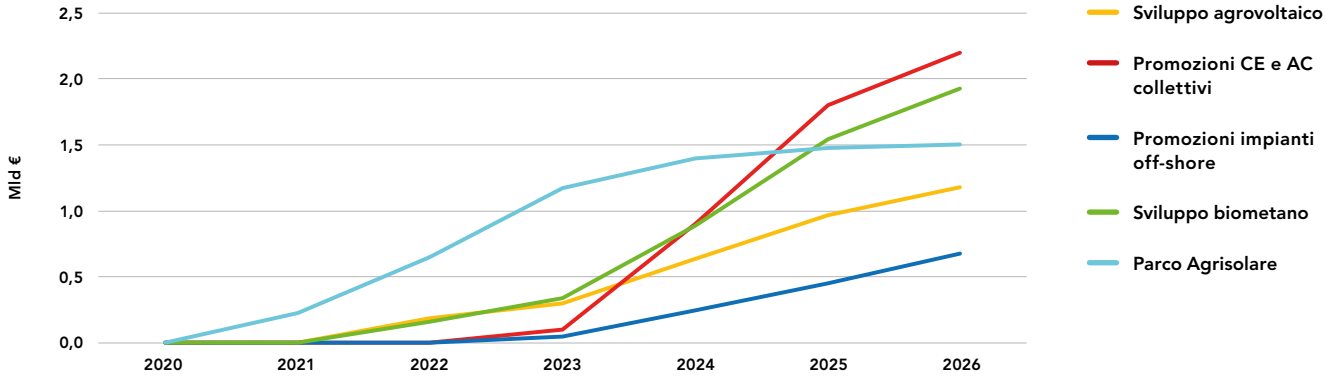
Inoltre, nella componente «Economia circolare e agricoltura sostenibile», al fine di sviluppare una filiera agroalimentare sostenibile, si prevede di incentivare **l'installazione di 0,43 GW di fotovoltaico** su tetti di edifici ad uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale.

I FONDI STANZIATI



Agli investimenti indicati in precedenza sono associate delle scadenze specifiche, oltre all'allocazione di risorse nei prossimi anni. In particolare, la data limite per la **promozione di Comunità Energetiche e Auto-consumo collettivi** e per la **promozioni di impianti off-shore** è **dicembre 2025**, per gli investimenti nello **sviluppo dell'agro-voltaico** è **marzo 2026**, mentre per lo **sviluppo del bio-metano** e **dell'Agrisolare** è **giugno 2026**.

ANDAMENTO CUMULATIVO FONDI STANZIATI

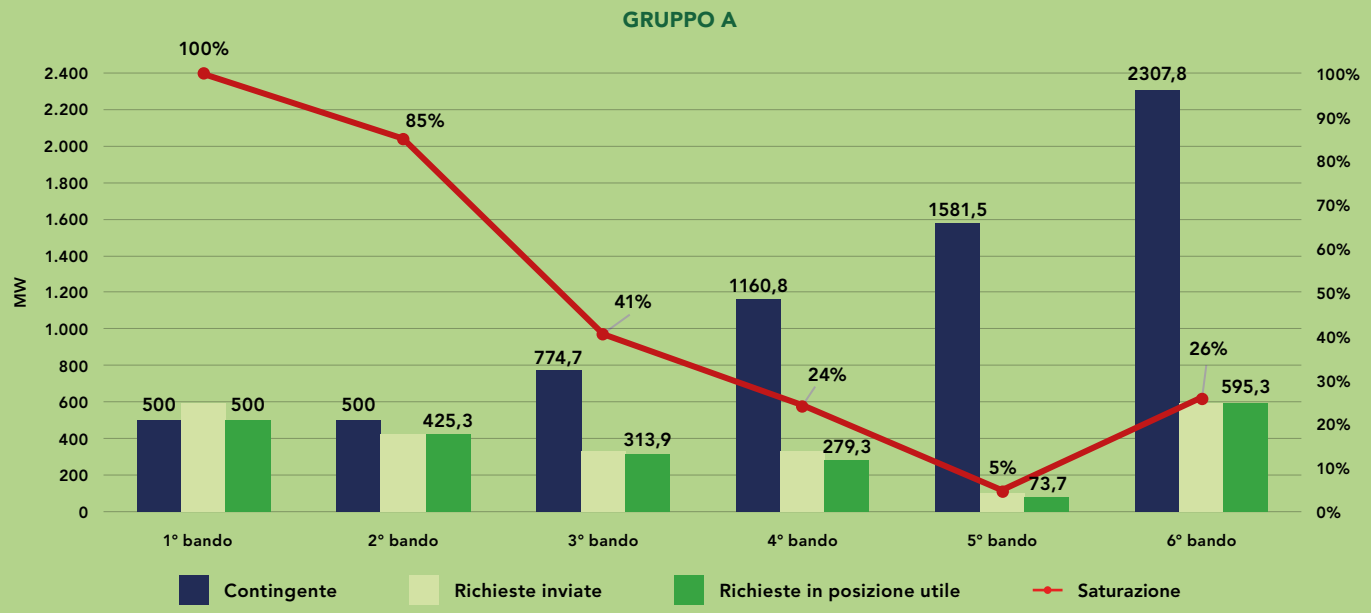


Fonte: PNRR

BOX 6: IL DECRETO FER 1 |
I RISULTATI DELLE ASTE

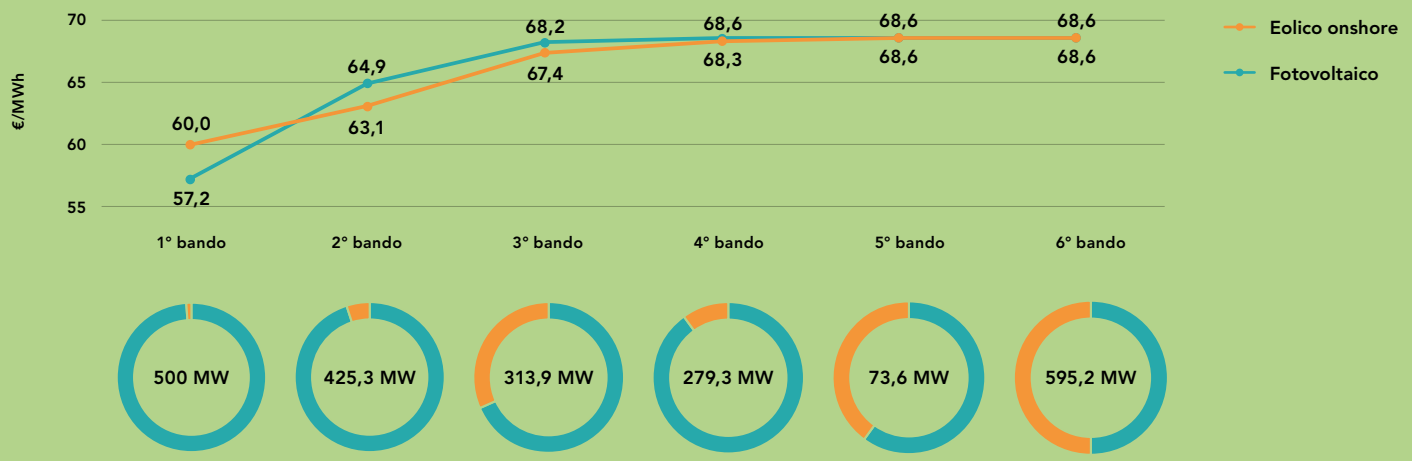
Oltre agli investimenti diretti in rinnovabili, nel PNRR si sottolinea **la necessità di una maggiore semplicità e rapidità nell'ottenimento del titolo autorizzativo per la realizzazione di impianti FER.**

Osservando i risultati delle aste previste dal decreto FER 1, si nota una significativa **diminuzione della saturazione del contingente del Gruppo A (impianti fotovoltaici ed eolici di nuova installazione) tra il primo e il quinto bando, per effetto della diminuzione** delle **richieste inviate.** Tale andamento è ascrivibile al fatto che, ad oggi, **solo gli impianti che hanno già ricevuto l'autorizzazione sono ammessi all'asta.** In corrispondenza **del sesto bando** si è invece **registrato un incremento** delle richieste inviate determinato dell'aumento del contingente a disposizione.



Considerando le assegnazioni del Gruppo A nel corso dei sei bandi, inoltre, si osserva un **trend di incremento dei prezzi, sia per la fonte solare che eolica, dovuto alla limitata concorrenza tra gli operatori** che non incentiva a proporre ribassi significativi rispetto alla base d'asta (70 €/MWh). Risolvendo le criticità legate all'ottenimento delle autorizzazioni tuttavia, le aste possono rappresentare uno strumento fondamentale per la **pianificazione di lungo termine degli investimenti** (sia in nuovi impianti che in interventi sugli impianti esistenti) in ottica di raggiungimento degli obiettivi e di costruzione del **corretto mix tra le diverse fonti di energia rinnovabile**.

PREZZO MEDIO TARIFFE GRUPPO A



Fonte: rielaborazione su dati Terna

Il PNRR contiene diversi **interventi volti all'elettrificazione dei consumi finali e**, più in generale, **alla decarbonizzazione**, distribuiti in diverse componenti del Piano.

La **componente «Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile» della seconda missione** contiene interventi per:

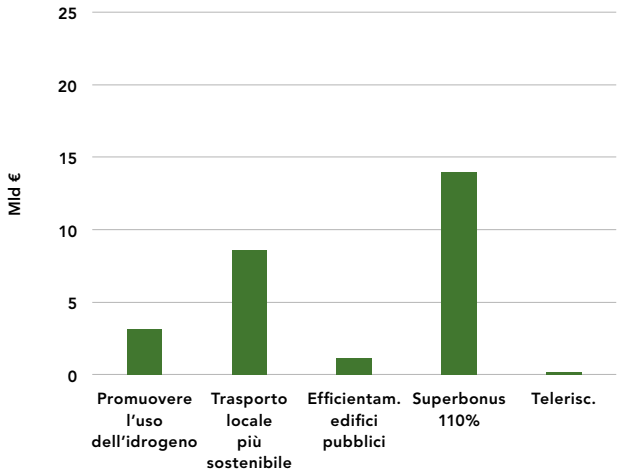
- la **promozione dell'uso finale dell'idrogeno** nei settori *hard-to-abate* e la diffusione di stazioni di ricarica per il trasporto stradale e ferroviario (specialmente pesante e a lungo raggio).
- lo sviluppo di un **trasporto locale più sostenibile**, attraverso il rafforzamento della **mobilità "soft",** lo sviluppo del **trasporto pubblico** e dell'**infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici**;

La **componente «Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici» della seconda missione** contiene interventi per:

- **l'efficientamento** energetico di **edifici pubblici;**
- il rinnovo del **Superbonus** al 110%;
- lo sviluppo di reti di **teleriscaldamento** efficienti e di impianti per il recupero di calore di scarto.

La **componente «Investimenti sulla rete ferroviaria» della terza missione**, contiene interventi per lo **sviluppo dell'alta velocità**, in particolare nel **Mezzogiorno**, e la sua integrazione con le reti regionali ed i sistemi intermodali, al fine di **trasferire il traffico passeggeri e merci dalla strada alla ferrovia**.

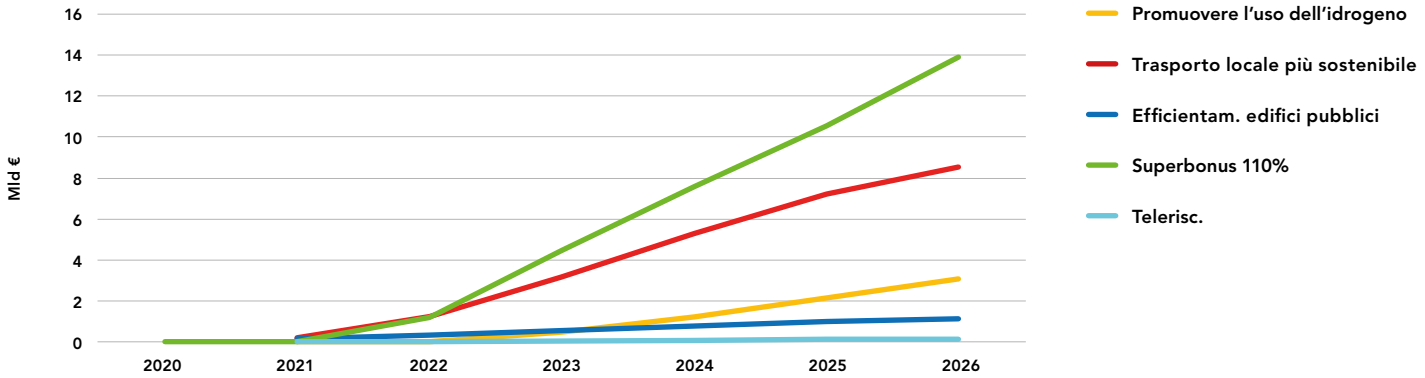
I FONDI STANZIATI



© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Secondo il PNRR, in tema di **interventi volti all'elettrificazione dei consumi finali e alla decarbonizzazione** sono previsti specifici piani di investimenti ai quali sono associati determinati obiettivi da perseguire entro un determinato periodo. In particolare, gli investimenti volti a **promuovere l'uso dell'idrogeno** hanno come data limite **gennaio 2026** (**marzo 2026** nel caso degli **investimenti nei settori hard-to-abate**). Per quanto riguarda **l'efficientamento degli edifici pubblici**, **il Superbonus e il teleriscaldamento** la data limite è **giugno 2026**. Infine, per la **promozione del trasporto locale sostenibile**, gli investimenti vanno fatti entro il periodo **giugno-agosto 2026** (a seconda dello specifico investimento) ad eccezione **dell'installazione di infrastrutture di ricarica elettrica** che ha come termine **gennaio 2026.**

ANDAMENTO CUMULATIVO FONDI STANZIATI



Fonte: PNRR

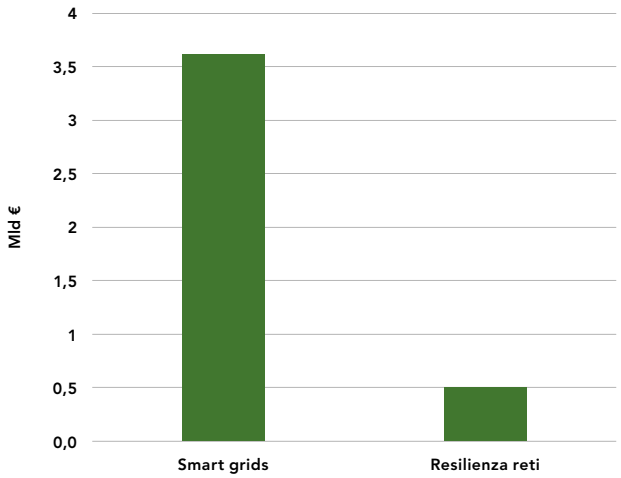
Per abilitare un mix di generazione sempre più caratterizzato dalla presenza di risorse rinnovabili e distribuite, e da consumi progressivamente spostati verso il vettore elettrico, il PNRR prevede alcune **misure per lo sviluppo di una rete di distribuzione resiliente, digitale e flessibile**. Queste sono contenute nella **componente «Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile» della seconda missione**.

Le linee di investimento relative al tema delle reti sono:

- **Rafforzamento *smart grids*.** Intervento finalizzato a **incrementare la capacità di rete**, per accogliere 4 GW di nuova capacità da fonti rinnovabili, anche tramite realizzazione di interventi di *smart grid* su 115 sottostazioni primarie e la relativa rete sottesa. Inoltre, si prevede di **aumentare la capacità e potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici** in aree ad alta concentrazione come le grandi città metropolitane.

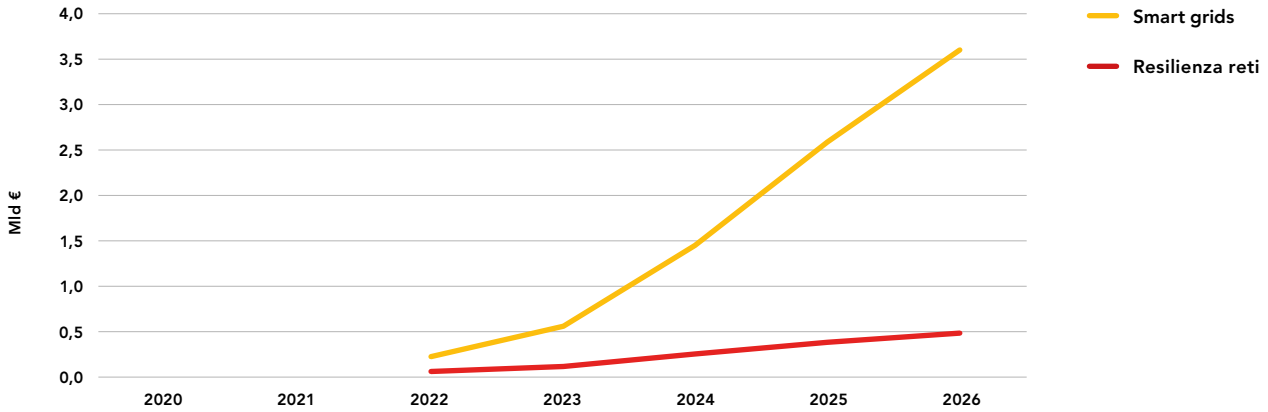
- **Interventi su resilienza climatica delle reti**, che negli ultimi anni, a causa dei cambiamenti climatici in atto, sono state esposte ad eventi climatici estremi che hanno portato all'interruzione frequente e prolungata della fornitura di energia.

I FONDI STANZIATI



All'interno del PNRR è previsto che gli investimenti nel rafforzamento ***smart grids*** devono essere effettuati entro **agosto 2026**, mentre gli interventi sulla **resilienza delle reti** entro **settembre 2026**.

ANDAMENTO CUMULATIVO FONDI STANZIATI



Fonte: PNRR

RISPOSTE AI TREND EVOLUTIVI DEL SISTEMA ELETTRICO

I trend fin qui evidenziati richiedono una **contemporanea evoluzione del sistema elettrico** ottenuta tramite riforme e sperimentazioni, di cui se ne vedono già alcuni esempi molto significativi (che saranno discussi nei prossimi capitoli):

TREND	PRINCIPALI EFFETTI	MISURE PRINCIPALI
% RINNOVABILI SUL CONSUMO INTERNO LORDO	• **Aumento** del **fabbisogno di riserva** • Frequenza di **periodi di *overgeneration*** • **Ripidità della rampa serale** del carico residuo • **Riduzione dell'inerzia** del sistema • Maggiore complessità di **gestione reti di distribuzione** • **Riduzione delle risorse** per la regolazione di frequenza • **Aumento delle congestioni** di rete • **Riduzione del margine di adeguatezza**	**Introduzione del Capacity Market** per mantenere un sufficiente margine di adeguatezza
DIFFUSIONE FER (SOPRATTUTTO FONTI «NON PROGRAMMABILI»)		Definizione di **nuovi servizi ancillari**
ENERGY COMMUNITY		**Apertura del MSD** per ottenere la fornitura di servizi di rete da **«nuove risorse»**
ELETTRIFICAZIONE DEI CONSUMI		Sviluppo di **capacità di stoccaggio** con **aste periodiche** e **remunerazione in capacità**

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

IL PROCESSO DI APERTURA DEL MSD VERSO IL NUOVO TIDE

Per rispondere alla **necessità di adeguare la struttura del sistema elettrico e dei mercati alle importanti evoluzioni in corso,** il 25 luglio 2019 **L'ARERA ha pubblicato il Documento per la consultazione** (DCO) 322/2019/R/eel **sul nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico** (TIDE), che tra i principali obiettivi si pone quello di compiere una **revisione di aspetti relativi alla partecipazione ai mercati e alla programmazione delle unità abilitate e non abilitate all'erogazione di servizi ancillari.**

In particolare, il TIDE fa riferimento a:

- **Revisione dei servizi ancillari attualmente esistenti e delle relative modalità di approvvigionamento e remunerazione** (ed eventuale **definizione di nuovi servizi ancillari);**

- **Definizione delle modalità attraverso cui le FER, i sistemi di accumulo, la generazione distribuita e la domanda possano fornire le risorse necessarie (anche aggregate);**

- **Revisione della disciplina degli sbilanciamenti**.

In merito alla **definizione dei servizi ancillari**, i principi di fondo proposti dall'Autorità sono i seguenti:

- **non debbano essere definiti servizi che rappresentino l'aggregazione di servizi potenzialmente separabili** (prevedendo, ad esempio, la **definizione di servizi a salire o a scendere in modo separato);**

- per ogni **servizio**, sia individuato il **corretto perimetro di erogazione**, chiamato **perimetro di riferimento**, che può differire notevolmente nei diversi casi in base alla natura del servizio stesso (ad esempio la zona di mercato o un insieme di zone di mercato per il servizio di riserva primaria o secondaria, piuttosto che il nodo sulla rete rilevante per il servizio di risoluzione delle congestioni o di bilanciamento). Di conseguenza si ritiene opportuno **individuare separatamente i fabbisogni necessari per ogni perimento di riferimento e rendere noti gli algoritmi tramite i quali il TSO li determina;**

- al fine di promuovere la concorrenza e massimizzare il numero di unità idonee ad erogare il servizio, **i requisiti minimi per l'abilitazione siano individuati senza differenziazione per tecnologia e, laddove sia necessario definire un gradiente, sia espresso in termini relativi (%Potenza/min) e non assoluti (MW/min),** in modo da assicurare la massima neutralità tecnologica.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

La **sperimentazione riguardo l'apertura del MSD** (che saranno analizzate nei prossimi due capitoli) procede con i progetti pilota, così come la **definizione di nuovi servizi** (che trova l'unico esempio nella sperimentazione sulla riserva ultra-rapida di frequenza) e la **possibilità di formulare offerte asimmetriche**. La citata definizione **dei perimetri di aggregazione differenziati per i singoli servizi** sarà invece prevista in sede di introduzione del TIDE.

Ci sono altresì delle novità riguardo:

- l'**apertura del mercato XBID** in Italia;
- la **riforma degli sbilanciamenti**;
- la sperimentazione di nuovi servizi di rete **approvvigionati dai distributori locali**.

I primi due punti sono trattati nelle prossime pagine del rapporto, mentre riguardo l'ultimo punto l'ARERA ha aperto, mediante la Delibera 352/2021/R/EEL del 3 agosto 2021, alla possibilità per i **DSO** (singolarmente o in forma aggregata) di sperimentare l'approvvigionamento di **servizi ancillari locali** tramite l'istituzione di progetti pilota, al fine di **gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione** in linea con gli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione. La Delibera, inoltre, stabilisce **l'abilitazione all'erogazione dei servizi ancillari locali** per tutte le **unità di produzione** (inclusi gli accumulatori, assimilati ad unità di produzione) e per le **unità di consumo** che rispettano i requisiti di performance previsti e che non siano inserite nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico.

ADESIONE DEL MERCATO INFRAGIORNALIERO ITALIANO A XBID

Il ***go-live* del progetto XBID sulle frontiere italiana** era inizialmente previsto per maggio 2021, tuttavia affinché gli operatori di mercato coinvolti potessero effettuare le modifiche tecnico-operative necessarie per adattarsi a questo nuovo paradigma, la data di ingresso è stata posticipata al **21 settembre 2021**.

XBID è un'iniziativa lanciata dalle borse elettriche e dai TSO di 12 paesi Europei al fine di creare in Europa un **mercato interzonale infragiornaliero congiunto e integrato**. XBID si presenta con una **configurazione ibrida** che prevede la negoziazione in modalità di contrattazione continua fino all'h-1, intervallata da tre aste implicite regionali (CRIDA – *Complementary Regional Intraday Auctions*), aventi la finalità di valorizzare la capacità interzonale residua intraday, le quali saranno sostituite dalle aste pan-europee (IDA - *Intra-day Capacity Pricing Auctions*) una volta che le stesse entreranno in operatività. Le prime contrattazioni su XBID sono state eseguite il 12 giugno del 2018 con le prime consegne datate il giorno seguente.

Il mercato Intraday integrato permette **l'aumento dell'efficienza complessiva** del commercio dei singoli mercati infragiornalieri in quanto i singoli operatori possono beneficiare non soltanto della liquidità Intraday disponibile a livello nazionale ma anche di quella disponibile in altre aree, diminuendo così la necessità di riserve ed i costi associati, recando un beneficio ai consumatori finali.

MODIFICA DELL'ATTUALE MERCATO INFRAGIORNALIERO NAZIONALE

L'adesione del mercato italiano al progetto XBID, inoltre, richiede la modifica dell'attuale organizzazione del MI nazionale, determinandone:

- La possibilità di accedere alla **contrattazione continua su base Europea fino all'h-1**.
- **La riduzione delle aste implicite dalle attuali 7 a 3**, introducendo le aste complementari regionali (CRIDA), le quali verranno successivamente sostituite dalle aste pan-europee previste da ACER 1/2019.
- La necessità di **nuove misure di coordinamento tra MI e MSD**, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Quest'ultimo punto risulta particolarmente delicato. Infatti, la nuova configurazione risulta incompatibile con l'organizzazione corrente del MSD, in quanto il tempo a disposizione (meno di un'ora) non sarebbe sufficiente per eseguire eventuali accensioni o cambi di assetto delle unità abilitate, determinando una riduzione delle risorse disponibili per il dispacciamento e, di conseguenza, i margini di riserva necessari per un esercizio sicuro del sistema nel tempo reale non sarebbero garantiti, a meno di non riservare grosse quantità di risorse e determinare così un funzionamento inefficiente del sistema, con costi significativi a carico dei clienti finali.

A tal proposito, ARERA ha deliberato (350/2019/R/EEL) la richiesta di opportune modifiche da parte di Terna e GME al Codice di Rete, al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (TIDME) e alle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento. In seguito, con la Delibera del 25 maggio 2021 (218/2021/R/EEL), l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di Rete di Terna e la proposta di modifica del TIDME da parte del GME.

CONSULTAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELLA DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI

L'obiettivo di tale consultazione (DCO 292/2021/R/EEL), pubblicata in data 6 luglio 2021, è quello di presentare gli orientamenti di ARERA in merito **all'evoluzione della disciplina degli sbilanciamenti**, ovvero le differenze tra i programmi finali di immissione/prelievi di energia e le effettive immissioni/prelievi, a cui si applicano determinati oneri di sbilanciamento a carico degli utenti del dispacciamento.

La consultazione si muove nella direzione di **assicurare la conformità con quanto previsto a livello Europeo** con riferimento all'articolo 8, comma 4, del Regolamento sul mercato interno per l'energia elettrica EU 2019/943 (Regolamento Elettrico) e all'articolo 52 (metodologia ACER) e 53 del Regolamento UE 2017/2195 (Regolamento Balancing).

Tale documento di consultazione risulta parte integrante del percorso verso il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE). Nel suddetto documento, l'Autorità ha messo in evidenza i contenuti del quadro regolatorio Europeo, l'impatto sulla disciplina attualmente in vigore a livello nazionale e la proposta di riforma per tale disciplina per ciascun ambito (tali considerazioni sono illustrate nelle slide successive).

Stando a quanto definito da ARERA, l'entrata in vigore di tali misure deve avvenire **entro il 15 gennaio 2022**, con la sola eccezione che concerne l'implementazione dell'aggregazione dinamica delle aree di prezzo di sbilanciamento, per la quale è necessaria la definizione di un'apposita metodologia di aggregazione dinamica da parte di Terna seguita da una fase di test, al fine di permetterne l'entrata in piena funzione a partire da gennaio 2023. Inoltre, secondo quanto stabilito da ARERA, fino ad allora rimarrà in vigore l'attuale disciplina che prevede le due macrozone Nord e Sud come aggregazioni statiche di aree di prezzo di sbilanciamento.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

- **Periodo di settlement a 15 minuti:** il quadro regolatorio Europeo prevede che il periodo di settlement degli sbilanciamenti debba essere pari a 15 minuti. Invece, secondo la disciplina vigente il periodo di settlement (coincidente con periodo rilevante) è pari a 15 minuti per le unità abilitate e a un'ora per le unita non abilitate, dunque non conforme. Tuttavia, Terna ha presentato nel 2020 una richiesta di deroga (approvata da ARERA) fino al 2024. Perciò, il termine ultimo per tale adeguamento è fissato al 1 gennaio 2025.

- **Area di sbilanciamento:** il quadro regolatorio Europeo prevede che l'Area debba essere minore o uguale alla zona di mercato. Inoltre, un sistema central dispatching può avere più posizioni finali, anche corrispondenti alle singole unità. Ciò è conforme con quanto previsto dalla disciplina vigente, secondo cui l'Area è pari a quella sottesa al punto di dispacciamento (singola unità rilevante o aggregato di unità non rilevanti per zona).

- **Area di prezzo di sbilanciamento:** il quadro regolatorio Europeo prevede che la dimensione dell'Area debba essere uguale alla zona di mercato o minore (per i sistemi central dispatching). La disciplina vigente non è conforme a tale quadro, in quanto prevede due macrozone statiche (macrozona Nord e Sud). Risulta dunque necessario definirla pari alla zona di mercato o più piccola con la possibilità di considerare aggregati di aree di prezzo ai fini del calcolo del segno e del prezzo di sbilanciamento. Inoltre, ARERA intende introdurre un meccanismo di aggregazione dinamica delle aree di prezzo di sbilanciamento per ciascun periodo rilevante. A tal proposito due possibili opzioni sono state identificate e proposte per la consultazione.

- **Calcolo del segno di sbilanciamento:** il quadro regolatorio Europeo prevede che il segno debba essere calcolato come differenza tra la somma di tutti i volumi di energia di bilanciamento a scendere e la somma dei volumi a salire per soddisfare la domanda del TSO in ciascuna area di prezzo di sbilanciamento e per ciascun periodo di settlement. L'attuale disciplina nazionale prevede la determinazione del segno reale come somma degli sbilanciamenti effettivi, quindi in conformità con quanto previsto a livello Europeo.

- **Tipologia e calcolo del prezzo di sbilanciamento:** il quadro regolatorio Europeo raccomanda l'applicazione del *single pricing* e un prezzo unico in tutta l'area. Per area corta (lunga), il prezzo deve riflettere le attivazioni a salire (scendere), tenendo conto di tutti i processi (piattaforme europee e Integrated Scheduling Process). Il *dual pricing* può essere proposto dal TSO per specifici periodi di *settlement*, sotto determinate condizioni e se opportunamente giustificato. La disciplina vigente non è conforme a ciò poiché prevede prezzi e meccanismi differenziati per tipologia di unità, anche all'interno della stessa area di prezzo (distinguendo tra unità abilitate, unità non abilitate non alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e unità non abilitate alimentate da fonti rinnovabili non programmabili). A questo proposito ARERA evidenzia la necessità di armonizzare il *single pricing* con il medesimo valore per tutte le unità, senza discriminazioni in base alla tipologia. Tuttavia, il *dual pricing* può essere proposto dal TSO, per alcuni periodi rilevanti. Inoltre, attualmente i prezzi delle attivazioni per riserva secondaria sono esclusi ed è necessario includerli.

- **Valore delle attivazioni evitate:** secondo il quadro regolatorio Europeo, esse sono da calcolare quando non vi è stata attivazione di energia di bilanciamento in una delle due direzioni, utilizzando solamente i prezzi delle offerte di energia di bilanciamento disponibili al TSO. Invece, a livello nazionale, nel caso in cui non si verifichino attivazioni di energia di bilanciamento, il prezzo di sbilanciamento è fissato dal prezzo MGP. Motivo per cui l'Autorità stabilisce la necessità di definirne il valore coerentemente con quanto accade a livello Europeo.

BOX 7: PIATTAFORMA TERRE

La **piattaforma TERRE** (Trans European Replacement Reserves Exchange) nasce per lo **scambio della Replacement Reserve (RR)**, prodotto assimilabile a quello che in Italia oggi è rappresentato dalla **riserva terziaria di sostituzione** ma con tempistiche di attivazione più veloci di quest'ultima (preavviso di 30 minuti per la consegna di blocchi di energia di 15 minuti). Il prodotto è selezionato attraverso aste implicate con modello zonale.

Il go-live della piattaforma TERRE è avvenuto a gennaio 2020, con la connessione del TSO della Repubblica Ceca, seguito nei mesi successivi dagli operatori di Spagna, Portogallo, Svizzera e Francia. Il **go-live di Terna è avvenuto il 13 gennaio 2021**.

La piattaforma TERRE si pone l'obiettivo di supportare la futura **creazione di un mercato unico a livello europeo per il bilanciamento**, incrementando la riserva del sistema elettrico e quindi la sua sicurezza. In futuro la piattaforma permetterà anche lo scambio di altre risorse di bilanciamento.

Rispetto al mercato di bilanciamento italiano, le principali caratteristiche introdotte dalle linee guide per lo scambio di Replacement Reserve sono:

- **Processo orario schedulato**: le offerte degli operatori hanno validità massima per l'ora successiva al momento della loro sottomissione e vengono selezionate con un processo orario.

- **Prezzo marginale**: gli scambi tra i TSO sono regolati al prezzo marginale. Il prezzo marginale viene identificato dall'intersezione tra la curva di offerta e quella di domanda. Il prezzo marginale è calcolato per ciascun quarto d'ora dell'ora di riferimento e per ogni zona di mercato.

- **Prodotti standard di RR**: la piattaforma consente lo scambio di prodotti standard di RR. I prodotti possono essere convertiti prima della loro sottomissione affinché non comportino rischi per la sicurezza del sistema.

IL CAPACITY MARKET

Il Capacity Market è uno strumento introdotto per assicurare **l'adeguatezza del sistema elettrico italiano**, ovvero **soddisfare il fabbisogno di energia elettrica** nel pieno rispetto dei requisiti di **sicurezza** e di **qualità del servizio**.

Il Capacity Market è un meccanismo **ad asta**, dove i produttori devono presentare delle **offerte a ribasso** rispetto ad un **cap** predeterminato. La remunerazione per i partecipanti (le cui offerte sono state selezionate ed accettate) corrisponde ad un **premio fisso** (espresso in €/MW/anno) che è **pari al minimo tra il valore del Premio marginale** (risultato delle aste) **e il cap** riferiti alla corrispondente tipologia di unità.

La ricezione del premio fisso (assegnato tramite asta) comporta per le unità che partecipano al meccanismo l'obbligo di offerta sul MGP/MI della capacità impegnata e l'obbligo di offerta sul MSD della quota non accettata sui mercati dell'energia. Il produttore ha quindi accesso ad un **corrispettivo fisso (premio annuo)** e ad un **corrispettivo variabile** (quest'ultimo dev'essere **inferiore ad uno strike price** calcolato come «costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale», il cui valore è indicizzato al prezzo del gas naturale). Nel caso in cui il corrispettivo sia superiore, **la differenza dev'essere restituita** dal produttore.

Terna ha stimato che tra il **2025** e il **2030**, in Italia, sia necessaria una capacità di generazione termoelettrica **non inferiore a 54-55 GW** per rispettare il **criterio di adeguatezza fissato a 3 ore massime di LOLE** (Loss Of Load Expectation: ore annue di probabilità di distacco del carico).

IL CAPACITY MARKET

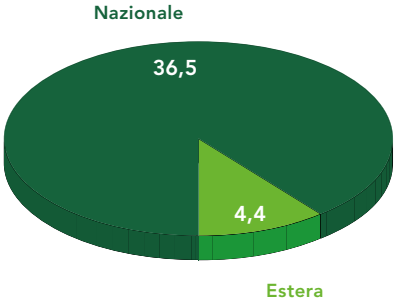
Con il Capacity Market si punta a **più obiettivi correlati**:

- **Permettere il Phase-Out degli impianti più inquinanti,** in particolare del carbone, a favore di impianti di nuova generazione flessibili e meno inquinanti (quali gli impianti OCGT, CGTT e accumuli elettrochimici);
- **Permettere lo sviluppo del numero di impianti a fonti rinnovabili non programmabili**, incentivando l'aumento di capacità produttiva modulabile che possa coprire eventuali sbilanciamenti dell'offerta;
- **Fornire segnali di prezzo stabili sul lungo periodo** per promuovere la costruzione di nuovi impianti;
- **Fornire un'assicurazione per i consumatori sul rischio prezzi**: i produttori sono tenuti a restituire i profitti provenienti da prezzi di mercato superiori allo strike-price definito in base d'asta. Ciò concorre alla riduzione dei prezzi dell'energia, arrecando un beneficio ai consumatori.

Nel mese di novembre 2019 hanno avuto luogo le **aste svolte per i periodi di consegna 2022 e 2023**. Nell'asta relativa al 2022 sono stati assegnati in totale **40,9 GW di capacità**, cui 4,4 GW di capacità estera, per un costo totale di 1,3 mld€. Nell'asta relativa al 2023 sono stati assegnati in totale **43,4 GW di capacità**, di cui 4,4 GW di capacità estera, per un costo totale pari a 1,5 mld€.

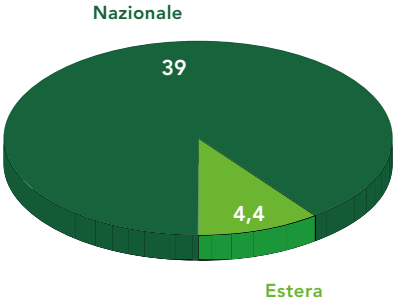
Le prossime aste per i periodi di consegna 2024 e 2025 sono previste per la fine del 2021, dopodiché verrà determinato se sia ancora necessario prevedere ulteriori aste.

CAPACITÀ ASSEGNATA 2022 [GW]



CAPACITÀ	PREMIO FISSO [€/MWH/ ANNUO]
Esistente	33.000
Nuova	75.000
Estera	4.400

CAPACITÀ ASSEGNATA 2023 [GW]



CAPACITÀ	PREMIO FISSO [€/MWH/ ANNUO]
Esistente	33.000
Nuova	75.000
Estera	4.400

IL CAPACITY MARKET

A settembre 2021, in seguito allo studio compiuto da Terna, è stata approvata dall'Autorità la Delibera 370/2021 in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano. L'analisi svolta da Terna applica le **metodologie europee** introdotte con il Clean Energy Package.

I risultati di tale studio mostrano come la «**nuova capacità necessaria**» si attesti in un range compreso tra **3 – 4,5 GW**. Questo valore è ottenuto come differenza tra la *capacità target* (pari a **65,8 GW e definita come la capacità necessaria a garantire un valore di LOLE non superiore a 3h/anno**) e la *capacità esistente* (valutata considerando gli esiti delle aste del Capacity Market 2022 e 2023, incluso il rischio di mancata autorizzazione di nuovi impianti).

Il valore di **nuova capacità necessaria** è calcolato come **capacità de-rated**, cioè valutando statisticamente l'effettiva capacità che partecipa all'adeguatezza del sistema, e non semplicemente come capacità installata. Tecnologie differenti presentano tassi di de-rating molto differenti tra di loro. Per tale motivo gli **impianti termoelettrici** risultano favoriti in quanto la loro **capacità de-rated** è pari al **90%** di quella installata, contro il **12 – 17%** degli **impianti fotovoltaici ed eolici**.

TECNOLOGIA	TASSO DI DE-RATING
Termoelettrici – OCGT	10%
Termoelettrici - CCGT	10%
Storage elettrochimico (E/P = 4h)	30%
Storage elettrochimico (E/P = 1h)	73%
Pompaggio	30%
Fotovoltaico	88%
Eolico	83%

Un'ulteriore conseguenza dei diversi tassi di de-rating delle tecnologie di riferimento considerate è rappresentata dal **«Cost of New Entry» (CONE)**, introdotto nella metodologia europea e definito come il **costo della nuova generazione** (espresso in k€/MW/anno).

TECNOLOGIA	TASSO DI CONE
Termoelettrici – OCGT	10%
Termoelettrici - CCGT	10%
Storage elettrochimico (E/P = 4h)	30%
Storage elettrochimico (E/P = 1h)	73%
Pompaggio	30%
Fotovoltaico	88%
Eolico	83%

Osservando i valori riportati in tabella si può notare come il **termoelettrico** presenti un **CONE inferiore** di circa un ordine di grandezza rispetto a fotovoltaico ed eolico. Ciò rappresenta un ulteriore ostacolo per l'assegnazione in asta di capacità da fonti rinnovabili (nelle aste del Capacity Market 2022 e 2023 la remunerazione fissa per la nuova capacità si è attestata a 75 k€/MW/anno, valore ben inferiore al CONE di fotovoltaico ed eolico).

MESSAGGI CHIAVE

- Il **sistema elettrico**, com'è noto, sta attraversando una **repentina evoluzione** in seguito all'effetto delle **politiche di decarbonizzazione** che sempre più, nei prossimi anni, richiederanno numerosi adeguamenti e nuovi paradigmi che riguardano tutti i suoi aspetti, dalla **generazione di energia elettrica** ai suoi **consumi**, passando per la **trasmissione** e la **distribuzione**.

- Il passaggio da impianti centralizzati e programmabili, ma alimentati da fonti fossili (ad esclusione dei grandi idroelettrici), a impianti a fonte rinnovabile non programmabili di grande taglia o distribuititi, richiede un **nuovo assetto di mercato che assecondi la transizione assicurando un corretto funzionamento del sistema** stesso, le cui caratteristiche vengono studiate attraverso le **numerose sperimentazioni in atto** che saranno discusse nei prossimi capitoli del Report.

- Non mancano, inoltre, nuovi approcci alla relazione tra consumatori e approvvigionamento di energia, come le nuove configurazioni che si stanno affacciando (**comunità energetiche rinnovabili** e **autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile**) e quelle che potranno emergere nei prossimi anni (comunità energetiche dei cittadini e clienti attivi).

- Resta compito della politica quello di tracciare la strada con le nuove politiche energetiche ed ambientali, così come da scelte politiche sono nate le evoluzioni cui abbiamo assistito in questi anni.

- Stiamo attraversando, nel contempo, un **periodo di forti oscillazioni dei prezzi** dovuti perlopiù a fattori esogeni e a situazioni contingenti, dapprima al ribasso per effetto della pandemia e poi caratterizzati da forti rialzi. Un **maggiore contributo di generazione da fonti rinnovabile** consentirebbe, in un simile contesto, di essere **meno dipendenti dalle fonti fossili** (di cui il nostro paese non dispone) e, di conseguenza, **meno soggetti alle oscillazioni del prezzo delle commodity**.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

2. IL PROCESSO DI APERTURA DEL MSD: LE UNITÀ VIRTUALI

PARTNER

STRUTTURA CAPITOLO

2.1

IL NUOVO REGOLAMENTO UVAM E LA NUOVA PROCEDURA DI APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE

2.2

ANALISI DELL'ANDAMENTO DEL PROGETTO PILOTA UVAM

2.3

LA SOSTENIBILITÀ ECONOMICA DELLE UVAM

OBIETTIVI DEL CAPITOLO

L'obiettivo del presente capitolo è di analizzare **l'andamento del progetto pilota UVAM.**

In particolare, l'analisi si focalizza su:

- il nuovo **regolamento UVAM** e la nuova **procedura di approvvigionamento a termine**;
- i **risultati del progetto pilota**;
- la **sostenibilità economica** delle UVAM, a seguito delle novità regolatorie.

STRUTTURA CAPITOLO

2.1

IL NUOVO REGOLAMENTO UVAM E LA NUOVA PROCEDURA DI APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE

2.2

2.3

In data 26 febbraio 2021, la **Delibera dell'Autorità 70/2021** ha approvato le **proposte di modifica al «Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di UVAM** al mercato dei servizi di dispacciamento» ed alla «**Procedura per l'approvvigionamento a termine** di risorse di dispacciamento fornite dalle UVAM» elaborate da Terna.

Nelle seguenti slide si passano in rassegna i punti principali del Regolamento UVAM evidenziando eventuali modifiche o integrazioni rispetto alla versione precedente (revisione del 5 maggio 2020, Delibera 153/20).

1) LE UNITÀ AGGREGABILI	→	**NESSUNA MODIFICA**
2) I REQUISITI DELLE UNITÀ	→	**NESSUNA MODIFICA**
3) I SERVIZI ABILITATI	→	**NESSUNA MODIFICA***
4) GLI OBBLIGHI DEL BSP	→	**NESSUNA MODIFICA**
5) TEST DI AFFIDABILITÀ	→	**NUOVA INTRODUZIONE**

(*) Al netto del nuovo Regolamento UVAM che prevede la possibilità di erogare il servizio di riserva secondaria di frequenza (approvato da ARERA con Delibera 215/2021).

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

5) TEST DI AFFIDABILITÀ → **NUOVA INTRODUZIONE**

Per la valutazione dell'**affidabilità degli aggregati**, sono stati **introdotti dei test di affidabilità senza preavviso.** In particolare, nei periodi orari in cui il BSP non abbia comunicato l'indisponibilità al dispacciamento, Terna ha la facoltà di trasmettere al punto fisico di controllo dell'UVAM comandi di modulazione per finalità di test. I test effettuati su ciascuna UVAM possono essere massimo **quattro nell'arco dell'anno solare** e hanno una **durata minima di 1 ora e massima di 2 ore**.

Il test viene effettuato inviando al punto di controllo fisico dell'UVAM il comando con la data-ora di inizio della modulazione entro cui modificare il profilo di potenza rispetto alla «baseline» ed il comando con la data-ora di fine modulazione entro cui ripristinare la «baseline».

Le offerte selezionate per i test di affidabilità vengono remunerate al BSP al prezzo di offerta su MSD. Inoltre, il BSP è tenuto a comunicare i coefficienti di ripartizione dell'energia movimentata tra i diversi punti inclusi all'interno della UVAM, in modo che Terna effettui la regolazione economica con i BRP titolari dei punti.

Nel caso in cui il livello di **performance risulti uguale o inferiore al 90%** (valore monitorato per i singoli quarti d'ora) **in almeno tre test nell'arco dell'anno solare**, l'UVAM viene **disabilitata** e il BSP dovrà **ripetere le prove tecniche** per ottenere nuovamente l'abilitazione.

Con l'approvazione della nuova **Procedura per l'approvvigionamento a termine**, dal **1° maggio 2021** le aste si svolgono secondo nuove regole.

Rispetto alla precedente procedura, le **novità principali** riguardano:

1) SESSIONI D'ASTA	→	**MODIFICHE NELLA DEFINIZIONE DEI CONTINGENTI**
2) PRODOTTI ALL'ASTA	→	**INTRODUZIONE DI 3 PRODOTTI DIFFERENTI**
3) OBBLIGO DI OFFERTA DEL BSP	→	**NESSUNA MODIFICA***
4) RIDUZIONE IMPEGNO CONTRATTUALE	→	**NUOVA INTRODUZIONE**
5) VERIFICA DI FATTIBILITÀ DELLE OFFERTE	→	**MODIFICA DELLE MODALITÀ E TEMPISTICHE DI VERIFICA**

(*) Al netto delle variazioni comportate dalla modifica dei prodotti a termine.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

1) SESSIONI D'ASTA → **MODIFICHE NELLA DEFINIZIONE DEI CONTINGENTI**

Il contingente annuale complessivo per il **2021** resta pari a **1.000 MW**, suddivisi in **800 MW nella zona Nord** e **Centro-Nord** e **200 MW nella zona Sud, Centro-Sud, Sardegna, Sicilia, Calabria**.

La differenza rispetto agli anni precedenti riguarda la **suddivisione del contingente nelle diverse sessioni d'asta:** il **70%** verrà messo all'asta nella **sessione annuale** e il **30%** in quelle **mensili**.

Le **aste infrannuali** sono previste solo nel caso in cui il **fabbisogno annuale non sia interamente soddisfatto mediante l'asta annuale** e per la **riallocazione di eventuali quantitativi ceduti** (per riduzione impegno contrattuale, come spiegato nel punto 4) e comunque sulla base delle esigenze del sistema.

Infine, con riferimento al **prodotto mensile,** Terna potrà individuare fabbisogni diversi nei vari mesi dell'anno in considerazione delle necessità del sistema.

2) PRODOTTI ALL'ASTA → **INTRODUZIONE DI 3 PRODOTTI DIFFERENTI**

Il precedente **prodotto a termine** (che richiedeva l'obbligo di offerta per 4 ore consecutive nei giorni dal lunedì al venerdì tra le 14:00 e le 20:00) è stato sostituito da **tre diversi prodotti**:

PRODOTTO	FASCIA DI DISPONIBILITÀ	IMPEGNO DI OFFERTA	PREMIO DI RISERVA (BASE D'ASTA)	STRIKE PRICE
«Pomeridiano»	15-17:59 Tutti i giorni dal lunedì al venerdì	3 ore con facoltà per i BSP di ridurre l'impegno di offerta fino a due ore consecutive*	22.500 €/MW/anno	200 €/MWh
«Serale 1»	18-21:59 Tutti i giorni dal lunedì al venerdì	4 ore con facoltà per i BSP di ridurre l'impegno d'offerta fino a due ore consecutive*	30.000 €/MW/anno	400 €/MWh
«Serale 2»	18-21:59 Tutti i giorni dal lunedì al venerdì	4 ore con facoltà per i BSP di ridurre l'impegno d'offerta fino a due ore consecutive*	30.000 €/MW/anno	200 €/MWh

(*) Con conseguente riduzione proporzionale del premio.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

4) RIDUZIONE IMPEGNO CONTRATTUALE → **NUOVA INTRODUZIONE**

È stata introdotta la **possibilità per il BSP di ridurre il proprio impegno contrattuale** (e conseguentemente anche il corrispettivo spettante) **nel corso dell'anno per tenere conto di determinati eventi** (ad es. variazione dei consumi sottesi all'UVAM) che possono compromettere la prestazione pattuita contrattualmente.

Tale facoltà è consentita al BSP per **una volta nell'anno solare** e per una **quota pari al più al 50% della capacità contrattualizzata**. Nel caso in cui i BSP esercitino tale facoltà, Terna può riallocare i quantitativi di capacità ceduti dai BSP nelle successive procedure di assegnazione.

5) VERIFICA DI FATTIBILITÀ DELLE OFFERTE → **MODIFICA DELLE MODALITÀ E TEMPISTICHE DI VERIFICA**

Terna effettua **verifiche su base mensile della capacità delle UVAM di erogare il servizio offerto**, assicurandosi che la quantità offerta dal BSP sul MSD non sia superiore al margine di modulazione a salire effettivamente reso disponibile dalla UVAM. Nel caso in cui le offerte presentate dal BSP siano **considerate non «fattibili»** (ovvero l'aggregato non sarebbe in grado di **erogare almeno il 90% della Quantità Assegnata**) per almeno **2 ore consecutive**, Terna **non riconosce il Corrispettivo Fisso Giornaliero** al BSP.

In ogni caso, **il Corrispettivo Fisso Giornaliero viene erogato in proporzione al reale margine di modulazione a salire rispetto alla quantità assegnata**, e viene applicata una **penale pari al 20% della differenza tra il Corrispettivo Fisso Giornaliero e il Corrispettivo Giornaliero effettivamente erogato**.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Dal **confronto con gli operatori** (BSP) sull'articolazione del regolamento del progetto pilota UVAM e delle procedure di approvvigionamento a termine in vigore nel 2019, erano emerse una serie di «**criticità**» (per la cui descrizione si rimanda all'Electricity Market Report 2019).

Il nuovo confronto – a valle dell'introduzione del **nuovo regolamento** e dalle **nuove modalità di l'approvvigionamento a termine e con un «respiro più ampio» relativo all'operatività del progetto pilota nel suo complesso –** ha fatto emergere un **giudizio sostanzialmente positivo**, seppur con qualche «distinguo» che vale la pena menzionare.

Alcuni operatori sottolineano infatti che l'**«esperienza» accumulata da BSP** e utenti finali (asset owner) abbia progressivamente **migliorato l'operatività delle UVAM.** In questo contesto, **una maggiore frequenza delle attivazioni avrebbe potuto senz'altro dare un ulteriore forte contributo** in questa direzione in passato, e in ottica futura **auspicano che i trend registrati nel 2021 continuino e vedano un coinvolgimento ancora maggiore delle UVAM in termini di attivazioni**.

Altri operatori sottolineano come ci sia una **eccessiva rigidità nelle regole** in termini di **gestione della baseline** e **disponibilità della effettiva capacità di modulazione,** che per risorse quali le unità di consumo (**«*Demand Response*»**) dovrebbero essere definite **considerandone i limiti intrinseci ed accettando una disponibilità anche parziale**, comunque utile al sistema.

Riguardo al **nuovo regolamento,** la maggior parte degli operatori si è dichiarato **favorevole all'introduzione dei test di affidabilità, che facciano emergere le risorse dotate di flessibilità «reale» a discapito di quelle che in caso di frequenti attivazioni sarebbero in difficoltà nell'assolvere correttamente agli ordini di dispacciamento ricevuti**.

Riguardo invece alle **modalità di approvvigionamento a termine**, l'introduzione del prodotto pomeridiano e dei due prodotti serali **non ha raccolto particolari «critiche»**, viceversa è stata accolta come una **opportunità aggiuntiva unita alla possibilità di partecipare alle aste mensili senza il rischio che il contingente si saturi** con le aste annuali o infrannuali (così da consentire **la partecipazione anche a quelle risorse** che per loro natura sono **in grado di assicurare la propria disponibilità solo in periodi specifici dell'anno**.

ANALISI DEI RISULTATI DEL PROGETTO PILOTA UVAM

Gli **aspetti che intendono essere analizzati** riferendosi alla **composizione** delle UVAM, alle **performance** e **all'andamento delle procedure d'asta** sono:

RISULTATI DELLE ASTE

- Andamento delle assegnazioni nelle aste di approvvigionamento a termine
- Prezzi di assegnazione rispetto alla base d'asta
- Analisi dei BSP attivi nelle aste di approvvigionamento a termine

COMPOSIZIONE DELLE UVAM

- Numerosità dei POD aggregati nelle singole UVAM
- Tipologia delle risorse aggregate
- Potenza abilitata e localizzazione geografica

OFFERTE E PERFORMANCE

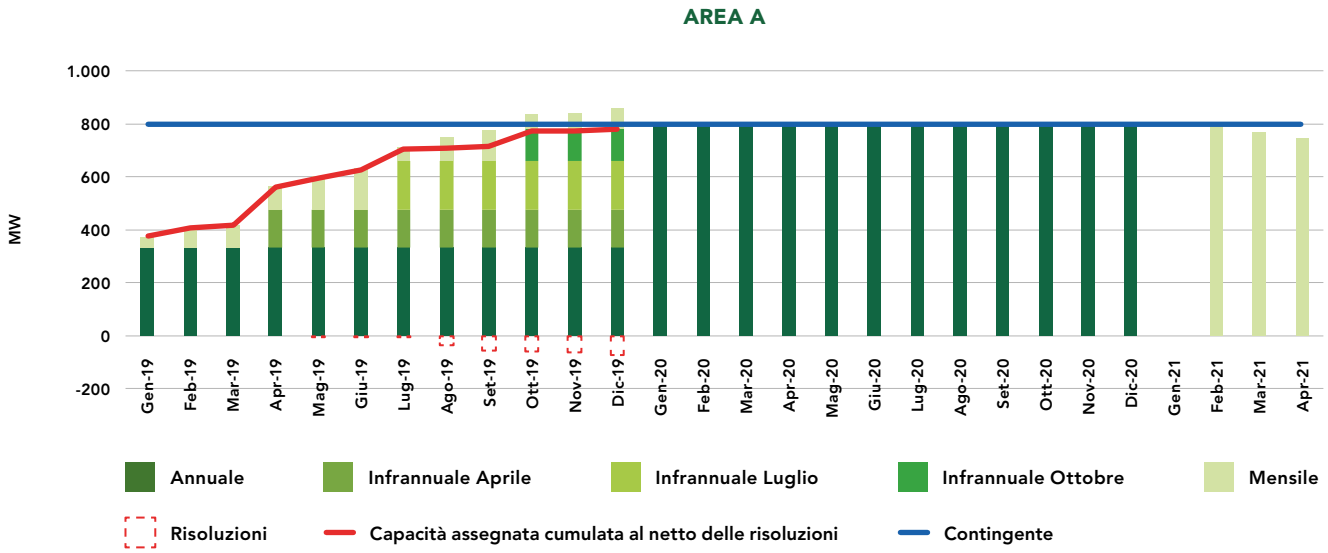
- Quantità offerte
- Prezzo medio delle offerte
- Ordini di dispacciamento inviati da Terna e performance di esercizio delle UVAM

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

LE ASTE DI APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE NEL PERIODO 2019 – APRILE 2021

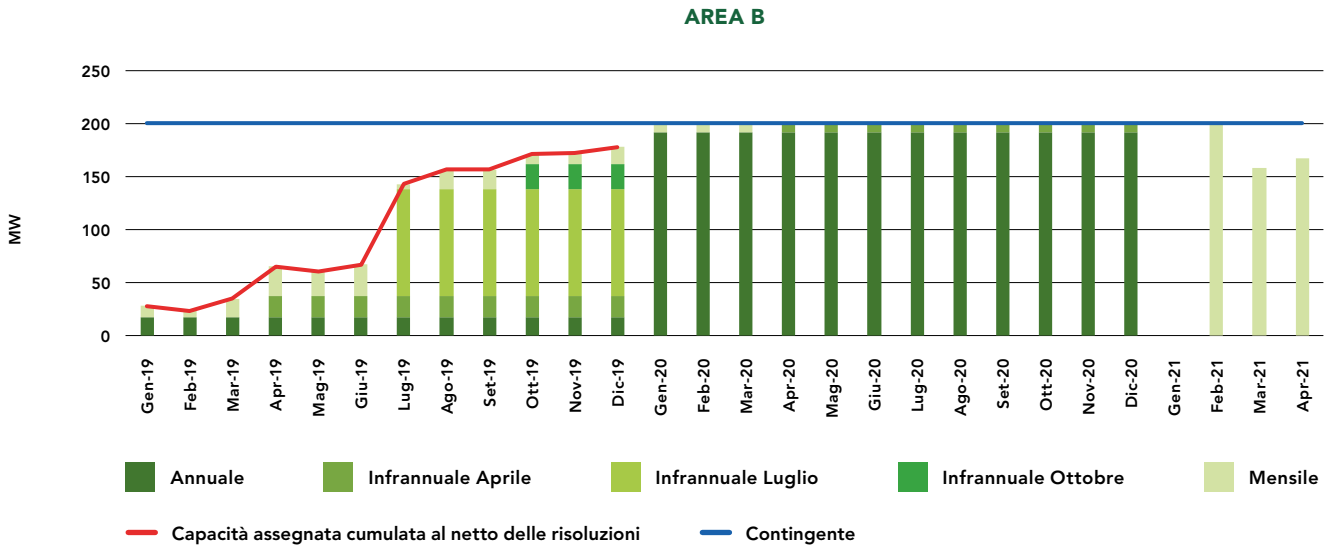
A partire dal 2019 si è vista una **partecipazione crescente degli operatori**, grazie alla quale si è saturato il contingente previsto per l'Area A prima della fine dello stesso anno. **Il trend si è confermato nel 2020**, quando già dall'asta annuale sono stati interamente assegnati gli 800 MW messi a disposizione.

Nel 2021 non si è tenuta una asta annuale né una asta mensile per il gennaio, ma le aste di febbraio, marzo e aprile hanno visto un'ottima partecipazione prima che, a partire da maggio, venisse modificato il regolamento.



LE ASTE DI APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE NEL PERIODO 2019 – APRILE 2021

Così come accaduto per l'Area A, anche per l'Area B si è vista una **partecipazione crescente nel corso del 2019** che ha portato alla saturazione del contingente. **Con l'asta annuale del 2020 è stata assegnata la quasi totalità del contingente** (che si è saturato con le aste mensili).



A partire da **maggio 2021** le aste hanno seguito le regole introdotte dalla nuova procedura. Nello stesso mese si è tenuta un'asta infrannuale valida per il periodo da maggio fino a dicembre 2021, i cui risultati sono riportati di seguito:

	ASTA INFRANNUALE MAGGIO-DICEMBRE					
	AREA A			AREA B		
	Contingente	Premio medio ponderato [€/MW/anno]	Numero BSP aggiudicatari	Contingente	Premio medio ponderato [€/MW/anno]	Numero BSP aggiudicatari
Prodotto pomeridiano	112 MW	5.938	2	28 MW	10.887	7
Prodotto serale 1	224 MW	20.978	9	56 MW	21.178	7
Prodotto serale 2	224 MW	15.765	12	56 MW	22.768	8

Quota assegnata Quota non assegnata

Nella seguente tabella sono riportati in forma aggregata i **valori medi, minimi e massimi** dei risultati delle **aste mensili**, relative all'area di assegnazione **A**, tenutesi nei mesi compresi tra **maggio e settembre 2021**:

	ASTE MENSILI (DAL MESE DI MAGGIO FINO A SETTEMBRE)					
	AREA A					
	Contingente		Premio medio ponderato [€/MW/anno]		Numero BSP aggiudicatari	
	Media	Range	Media	Range	Media	Range
Prodotto pomeridiano	49,2 MW	48 – 51 MW	3.083	2.950,8 – 3.284	3	1 – 6
Prodotto serale 1	104 MW	96 – 118 MW	17.732,4	15.622,3 – 19.211,7	15	13 – 16
Prodotto serale 2	96,2 MW	96 – 97 MW	22.836,4	21.809 – 23.920,3	7	3 – 10

Quota assegnata Quota non assegnata

Nella seguente tabella sono riportati in forma aggregata i **valori medi, minimi e massimi** dei risultati delle **aste mensili**, relative all'area di assegnazione **B**, tenutesi nei mesi compresi tra **maggio e settembre 2021**:

	ASTE MENSILI (DAL MESE DI MAGGIO FINO A SETTEMBRE)					
	AREA B					
	Contingente		Premio medio ponderato [€/MW/anno]		Numero BSP aggiudicatari	
	Media	Range	Media	Range	Media	Range
Prodotto pomeridiano	13,4 MW	12 – 19 MW	4.558,7	3.114,6 – 6.221,5	2	1 – 4
Prodotto serale 1	24,2 MW	24– 25 MW	16.613,2	15.591,9 – 17.409,8	4	3 – 6
Prodotto serale 2	24,4 MW	24 – 26 MW	23.124,2	20.812,5 – 24.937,3	4	2 – 6

Quota assegnata Quota non assegnata

PROCEDURA DI APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE |
OPERATORI COINVOLTI

Osservando i **25 (BSP) che hanno partecipato alle procedure di approvvigionamento a termine per i prodotti serali** nel corso dei primi 9 mesi del 2021, si conferma la tendenza di numerosi operatori a creare **«portafogli» di grandi dimensioni**, ma anche un **aumento** rispetto ai primi mesi del 2020 dei **BSP che gestiscono** fino a **10 MW**.

MW AGGIUDICATI NELLE ASTE DI APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE	NUMERO BSP	RAGIONE SOCIALE BSP
0 -10 MW	14	a2a LIFE COMPANY, Alea Energia, alperia, ALPIQ, aspo, next, electrade, toscana energia, EDISON, EGEA, FREE energia, HERA, iren, Dolomiti energia
10 – 20 MW	2	FLEXCITY by VEOLIA, acea
20 – 50 MW	3	FALCK NEXT, 4energia, ENGIE
50 – 100 MW	4	burgoenergia, edelweissenergia, DXT COMMODITIES, epq
> 100 MW	2	enel x, eGO

STRUTTURA CAPITOLO

2.1

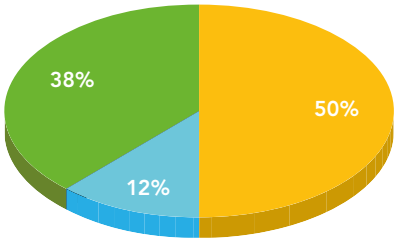
2.2

ANALISI DELL'ANDAMENTO DEL PROGETTO PILOTA UVAM

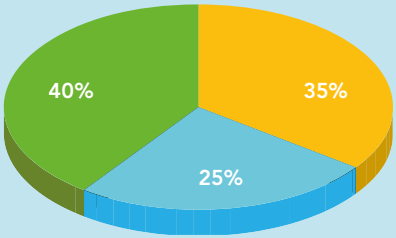
2.3

Analizzando le aree in cui è stata aggiudicata la capacità contrattualizzata a termine, emerge rispetto allo scorso anno una **maggiore «polarizzazione» degli operatori nell'Area A (50%),** a discapito della capacità contrattualizzata a termine **nell'Area B** che è passata **dal 25% all'12%**. La capacità contrattualizzata in **entrambe le Aree** è rimasta invece molto vicina all'anno precedente, passando **dal 40% al 38%.**

PRESENZA GEOGRAFICA OPERATORI



LUGLIO 2020



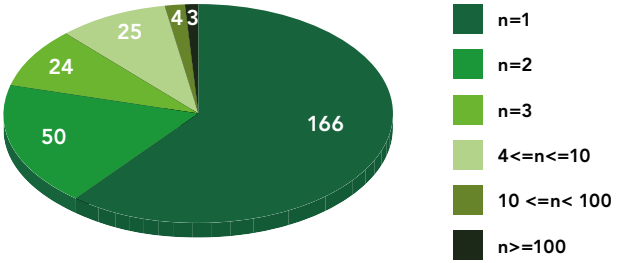
- Solo area A
- Solo area B
- Entrambe le aree

Ad **inizio agosto 2021** vi sono **272 UVAM abilitate** (di cui **173** beneficiano della **contrattualizzazione a termine**). **Rispetto a luglio 2020**, quando risultavano abilitate 246 UVAM, si assiste ad un **incremento del 10,6%** in termini di numerosità.

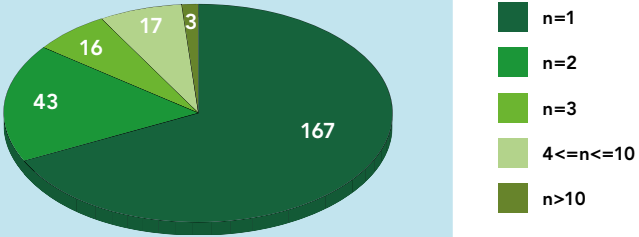
Il 61% delle UVAM è composto da un unico POD, in linea con quanto rilevato lo scorso anno. Seguono le UVAM composte da 2 POD (50 in valore assoluto, pari al 18% del totale) ma si assiste alle prime abilitazioni di UVAM con un ampio numero di POD aggregati: ne risultano 4 con un numero di POD compreso tra 10 e 100 e 3 che contano su più di 100 POD**.** Complessivamente, il **numero di POD coinvolti** è pari a **1274 (quasi triplicati rispetto a luglio 2020).**

In generale, si osserva che all'**aumentare della numerosità dei POD inclusi, diminuisce il numero di UVAM abilitate**.

NUMERO DI UVAM ABILITATE PER NUMEROSITÀ DEI POD SOTTESI



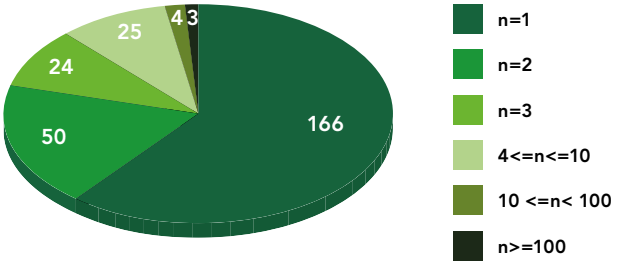
LUGLIO 2020



Fonte: Rielaborazione su dati Terna

Così come negli anni precedenti, **più della metà** delle UVAM abilitate **risulta essere di tipo «misto»,** ossia vede la **presenza sia di consumi che di impianti di generazione, all'interno dello stesso POD o di POD diversi**.

TIPOLOGIA DI UVAM



TIPOLOGIA DI UVAM					
Misto		Puro consumo		Pura produzione	
Mono-POD	Multi-POD	Mono-POD	Multi-POD	Mono-POD	Multi-POD
97 (59%)	68 (41%)	28 (64%)	16 (36%)	41 (65%)	22 (35%)

Risultano **mono-POD** circa il **60% delle UVAM**, sia considerando quelle **di «pura produzione», quelle miste** e **le UVAM di puro consumo.**

BOX 1: I SISTEMI DI STORAGE AGGREGATI IN UVAM

Come anticipato, i dati mostrano come stiano comparendo i primi **aggregati composti da un'elevata numerosità di punti di connessione**. All'interno dello stesso POD, inoltre, possono essere presenti più punti di misura, ovvero più unità di produzione o di consumo.

In particolare, si osservano **7 UVAM** che hanno aggregato al loro interno degli impianti di **storage elettrochimico (765 sistemi di accumulo in totale) abbinati ad un impianto fotovoltaico domestico**.

Si tratta, di conseguenza, di **storage di piccola taglia**, caratterizzati da una **capacità di modulazione «a salire» e «a scendere» non superiore a 5 kW**, ma risulta evidente la volontà degli operatori di sperimentare il loro utilizzo come fonte di flessibilità. La capacità di modulazione aggregata, infatti, raggiunge in diversi casi valori nell'ordine delle centinaia di kW, che date la caratteristiche tecniche di questo tipo di risorse può garantire brevissimi tempi di risposta ed una programmabilità molto elevata.

765
SISTEMI DI ACCUMULO

2,6 KW
CAPACITÀ DI MODULAZIONE MEDIA

2 MW
CAPACITÀ DI MODULAZIONE TOTALE

Va sottolineato, infine, che le UVAM che ospitano i sistemi di accumulo non risultano composte unicamente da queste risorse, ma sono presenti anche uno o più impianti di grande taglia (idroelettrici o a combustione interna).

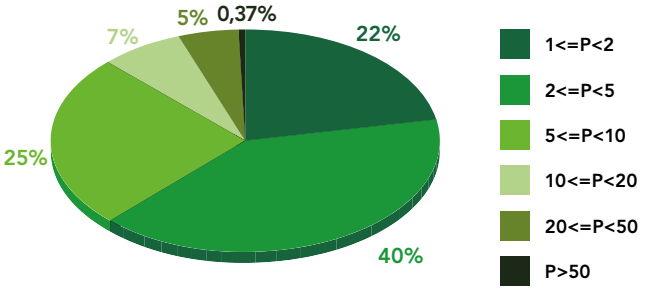
Così come osservato nella precedente edizione del Report, **tutte le UVAM ad oggi abilitate hanno una potenza massima abilitata maggiore di zero** (ossia una **capacità di modulazione «a salire»**). La **potenza massima abilitata delle UVAM varia tra 1 MW e 62 MW, con un valore medio pari a circa 6 MW**.

Il range di potenza massima abilitata più diffuso è quello compreso tra 2 e 5 MW (40%), seguito da quello compreso tra **5 e 10 MW (25%), in linea rispetto agli anni precedenti.**

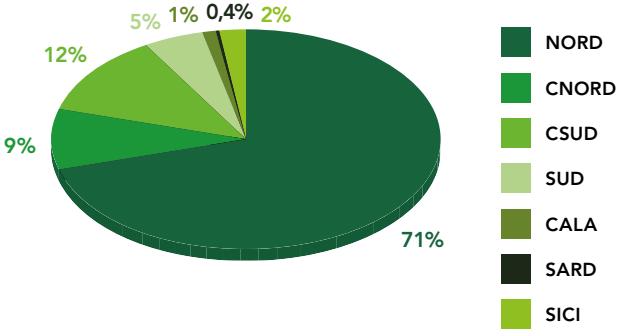
Sul totale delle UVAM abilitate, aventi una **potenza massima abilitata complessiva** di **1.565 MW (+10% rispetto a luglio 2020):**

- **1.247 MW (80%) fanno riferimento all'Area A**, soprattutto alla **zona di mercato «nord» (71% del totale);**
- **318 MW (20%) fanno riferimento all'Area B,** soprattutto alla **zona di mercato «centro-sud» (12% del totale).**

NUMEROSITÀ UVAM PER POTENZA MASSIMA ABILITATA



DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA DELLA POTENZA MASSIMA ABILITATA PER ZONA DI MERCATO



Fonte: Rielaborazione su dati Terna

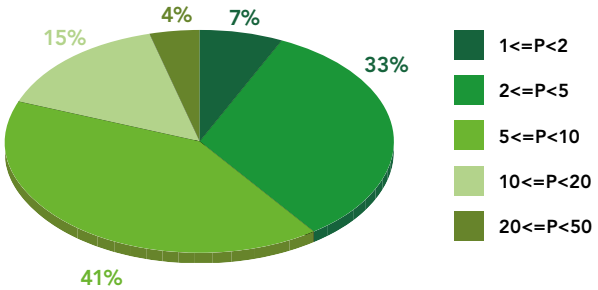
© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Solo **27 delle UVAM abilitate** (**10%** del totale) **hanno invece una potenza minima abilitata** (ossia la **capacità di modulazione «a scendere»**) **diversa da zero**, per una potenza totale pari a **194 MW,** di cui **161 MW nell'Area A** e **33 MW nell'Area B**.

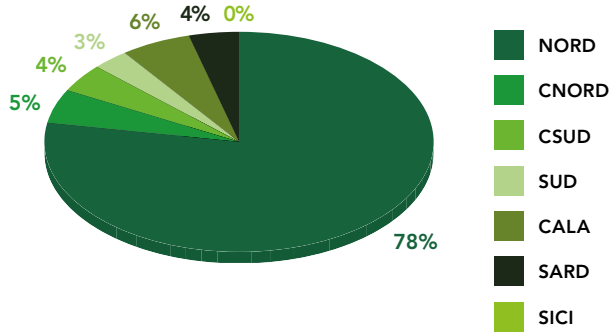
La **potenza minima abilitata** varia tra **1,5 MW** e **28 MW**, con un **valore medio** pari a circa **7 MW**.

Anche in questo caso la situazione è piuttosto stazionaria rispetto al 2020, sia in termini di UVAM abilitate che di caratteristiche delle stesse.

NUMEROSITÀ UVAM PER POTENZA MINIMA ABILITATA



DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA DELLA POTENZA MINIMA ABILITATA PER ZONA DI MERCATO



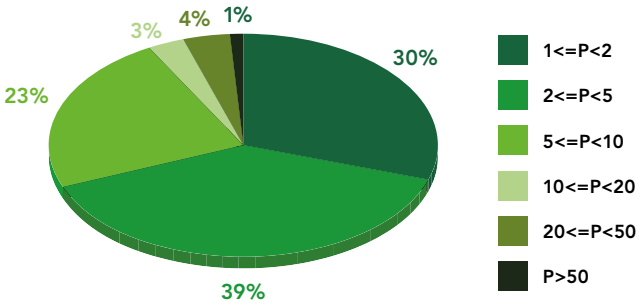
Fonte: Rielaborazione su dati Terna

Hanno partecipato con successo alle aste per la **contrattualizzazione a termine 173 UVAM** (con aggiornamento al periodo di consegna agosto 2021) per una **potenza totale** («a salire») di **975 MW:**

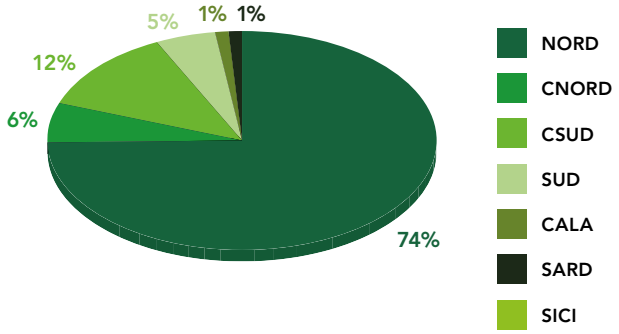
- **785 MW (80%) fanno riferimento all'Area A**, soprattutto alla **zona di mercato «nord» (74% del totale);**
- **190 MW (20%) all'Area B,** soprattutto alla **zona di mercato «centro-sud» (12% del totale).**

Rispetto alle UVAM abilitate, si nota che **circa il 38% della potenza massima abilitata non risulta contrattualizzata a termine.**

NUMEROSITÀ UVAMPER POTENZA CONTRATTUALIZZATA A TERMINE



DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA DELLA POTENZA CONTRATTUALIZZATA A TERMINE



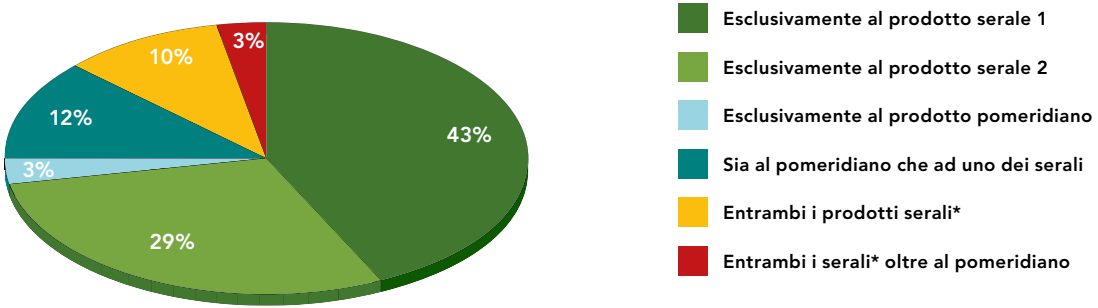
Fonte: Rielaborazione su dati Terna

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Osservando l'esito delle aste per i tre diversi prodotti previsti, si osserva che **la maggior parte delle UVAM ha ottenuto esclusivamente il prodotto serale 1 o il prodotto serale 2**, mentre solo **il 3% è risultato assegnatario solo all'asta per il prodotto pomeridiano**.

Inoltre, **il 25% delle UVAM è risultato assegnatario contemporaneamente a più di un prodotto a termine**. Il **12% delle UVAM**, ad esempio, si sono assunte l'**obbligo di offerta sia nella fascia 15:00-17:59 che nella fascia 18:00-21:59**, essendo assegnatari sia alle aste pomeridiane che ad una di quelle serali.

DISTRIBUZIONE UVAM PER TIPOLOGIA DI PRODOTTO A TERMINE DI CUI RISULTA ASSEGNATARIA



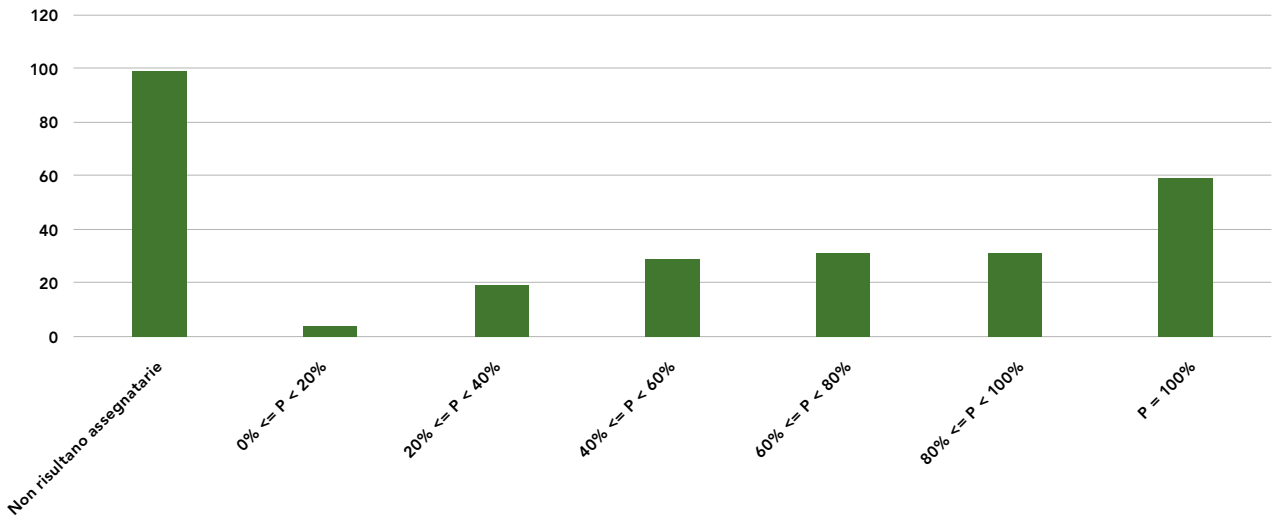
Fonte: Rielaborazione su dati Terna
(*) In ognuno per una porzione della potenza massima abilitata

In media, **le UVAM che hanno beneficiato della contrattualizzazione a termine lo hanno fatto per il 75% della potenza massima abilitata**.

Il 27% delle UVAM contrattualizzate a termine ha contrattualizzato il **100% della potenza massima abilitata** e il **15%** di esse ha contrattualizzato tra l'80% e il 100% della potenza massima abilitata.

Risultano poi **99 UVAM che non hanno contrattualizzato alcuna quantità a termine (dati aggiornati ad Agosto 2021)**, non avendo partecipato con successo alle aste (con ogni probabilità per la saturazione dei contingenti).

NUMEROSITÀ UVAM PER PERCENTUALE DI POTENZA CONTRATTUALIZZATA A TERMINE

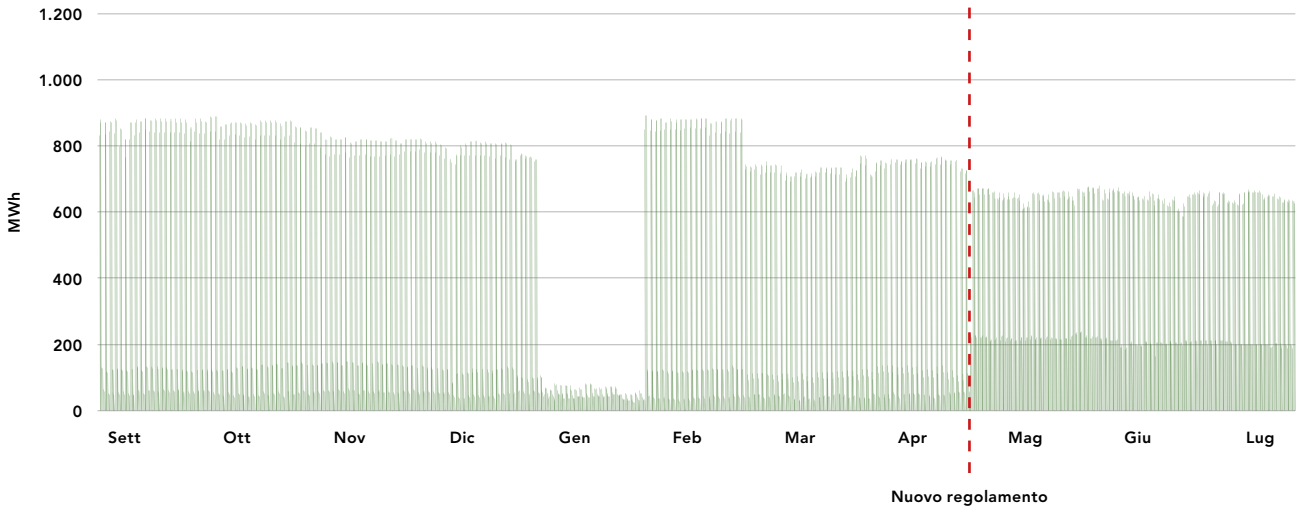


Fonte: Rielaborazione su dati Terna

Prendendo come riferimento le quantità offerte dalle UVAM sul MSD, si nota come la contrattualizzazione a termine porti alla **disponibilità di circa un GW nelle ore interessate dall'obbligo di offerta.**

In particolare, fino **a maggio 2021 le quantità erano perlopiù concentrate tra le 14:00 e le 18:00** (rispettando l'obbligo di quattro ore di offerta tra le 14:00 e le 20:00) mentre in seguito alla modifica dei prodotti a termine le **quantità orarie offerte «a salire» presentate dalle UVAM risultano più distribuite tra le ore pomeridiane e quelle serali**.

QUANTITÀ ORARIE OFFERTE "A SALIRE"

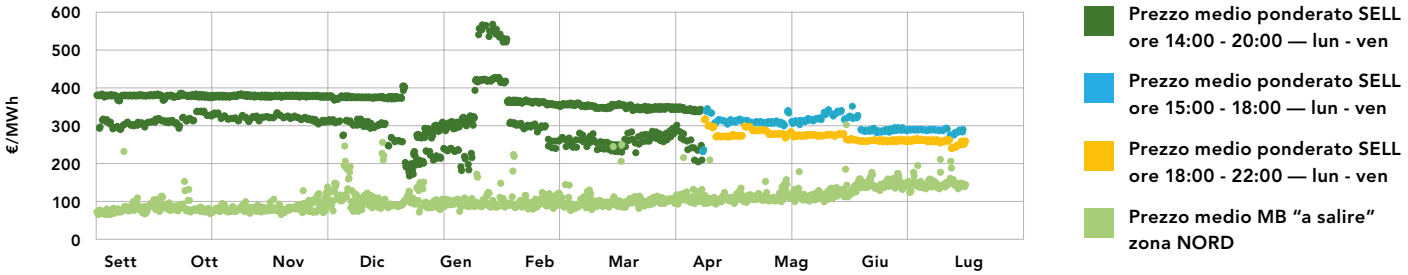


Fonte: Rielaborazione su dati GME

CONFRONTO CON I PREZZI DI MERCATO

L'analisi dei **prezzi delle offerte a salire presentate sul MSD** da parte delle UVAM abilitate (con riferimento alle **sole ore soggette ad obbligo di offerta**) mostra la **tendenza degli operatori ad effettuare offerte a salire a prezzi decrescenti nel tempo.** Infatti, osservando gli **ultimi mesi del 2020** nella parte sinistra del grafico **si nota una prevalenza delle offerte a valori prossimi allo *strike price*** (pari a **400 €/MWh**), mentre nella **primavera 2021**, probabilmente anche per effetto dello *strike price* fissato a **200 €/MWh in uno dei prodotti serali**, si nota un **trend di decrescita dei prezzi medi offerti dai BSP**.

CONFRONTO TRA PREZZO MEDIO OFFERTO DALLE UVAM ABILITATE AL MSD E PREZZO MEDIO MB ZONA NORD



Il confronto presente nel grafico mostra come i prezzi medi relativi ad offerte provenienti dalle UVAM siano superiori ai prezzi medi «a salire» registrati sul MB nella zona di mercato NORD (quella in cui sono presenti la maggior parte delle UVAM).

Fonte: Rielaborazione su dati GME

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Analizzando gli esiti del Mercato del Bilanciamento a partire da settembre 2020 e fino a luglio 2021, emerge che sono stati inviati da Terna **599 ordini di dispacciamento a salire** (di cui solo uno nel periodo settembre-dicembre 2020) **per oltre 6.850 MWh**.

Le «chiamate» effettuate da Terna, che hanno interessato **184 UVAM di titolarità di 27 diversi BSP,** sono caratterizzate da una **quantità media pari a circa 11,5 MWh** e una **quantità massima pari a 73 MWh**.

Rispetto agli anni precedenti si è assistito ad un **forte incremento delle attivazioni**, ma va sottolineato come a partire da maggio 2021 siano stati effettuati **i test di affidabilità** che concorrono* (insieme alle «normali» attivazioni sul MSD) all'incremento registrato rispetto alla scorsa edizione del Report (**nel periodo gennaio-agosto 2020 si erano registrate solo 5 «chiamate» per un totale di 82 MWh**).

ORDINI DI DISPACCIAMENTO «A SALIRE»	
Numero di ordini di dispacciamento	599
Quantità accettata totale	6.877 MWh
Quantità accettata media	11,5 MWh
Prezzo medio ponderato accettato	132 €/MWh

Fonte: Rielaborazione su dati Terna
(*) Nei mesi di marzo e aprile 2021, inoltre, sono state effettuate chiamate fuori ordine di merito economico ai sensi della Delibera 70/2021

Tuttavia, dai dati emerge come anche al netto delle «chiamate» effettuate fuori ordine di merito economico e a scopo di test si assista ad un **forte incremento delle attivazioni**.

Più in dettaglio, le **598 «chiamate a salire» ricevute dalle UVAM nei primi 7 mesi del 2021** vanno distinte tra:

- Gli ordini di dispacciamento inviati da Terna allo scopo di effettuare test di affidabilità;
- Gli ordini di dispacciamento inviati da Terna allo scopo di effettiva attivazione dell'UVAM sul MSD:

ORDINI DI DISPACCIAMENTO A SCOPO DI TEST*	
Numero di ordini di dispacciamento	249
Quantità accettata totale	896 MWh
Quantità accettata media	3,6 MWh
Prezzo medio ponderato accettato	357 €/MWh

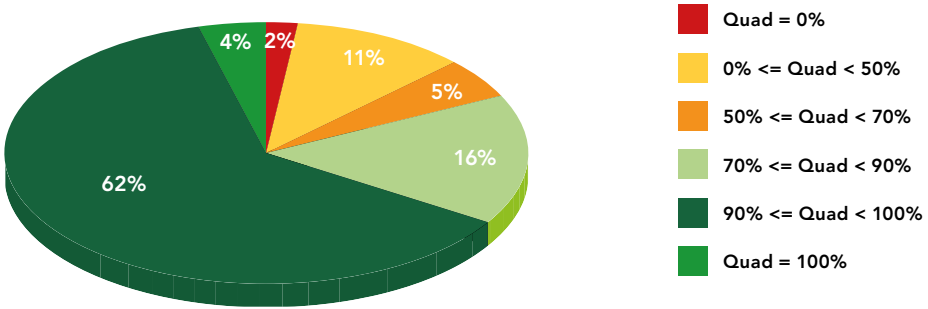
ORDINI DI DISPACCIAMENTO PER FORNITURA DEL SERVIZIO	
Numero di ordini di dispacciamento	349
Quantità accettata totale	5.980 MWh
Quantità accettata media	17 MWh
Prezzo medio ponderato accettato	106 €/MWh

Fonte: Rielaborazione su dati Terna

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Con riferimento alle attivazioni a salire non oggetto di test da parte di Terna, si registrano in totale circa **695 MWh di inadempimenti** (pari al **12% delle quantità accettate**). In particolare, nel **66% dei casi l'ordine di dispacciamento è stato perfettamente eseguito** (con fornitura di almeno il 90% della quantità accettata) cui si aggiungono i **16% delle chiamate in cui è stato fornito almeno tra il 70% e il 90% della quantità accettata**. All'opposto, **nel 2% dei casi l'ordine non è stato eseguito neppure parzialmente**.

QUOTA DI ADEMPIMENTO (FREQUENZA) - CHIAMATE "A SALIRE"



Fonte: Rielaborazione su dati Terna
Nota: Le statistiche non tengono conto delle porzioni di chiamate (quarti d'ora) «sotto-soglia» (ossia per quantità accettate inferiori a 0,125 MWh).

Riguardo le chiamate «a scendere» con riferimento anche in questo caso al periodo settembre 2020 - luglio 2021, sono stati ricevuti dai BSP **8 ordini di dispacciamento** (tre dei quali nel periodo settembre-dicembre 2020) **per circa 182 MWh**.

Le «chiamate» effettuate da Terna hanno interessato **3 UVAM di titolarità di un unico BSP,** e sono caratterizzate da una **quantità media pari a circa 23 MWh** e una **quantità massima pari a 64,5 MWh.**

ORDINI DI DISPACCIAMENTO «A SCENDERE»	
Numero di ordini di dispacciamento	8
Quantità accettata totale	181,8 MWh
Quantità accettata media	22,7 MWh
Prezzo accettato	**30 €/MWh** in entrambi i casi registrati

Le **attivazioni «a scendere»**, al contrario di quanto osservato per le quantità accettate «a salire» **si sono ridotte rispetto alla precedente rilevazione**. **Nei primi otto mesi del 2020**, infatti, **si erano registrate 27 ordini di dispacciamento per un totale di 772 MWh**.

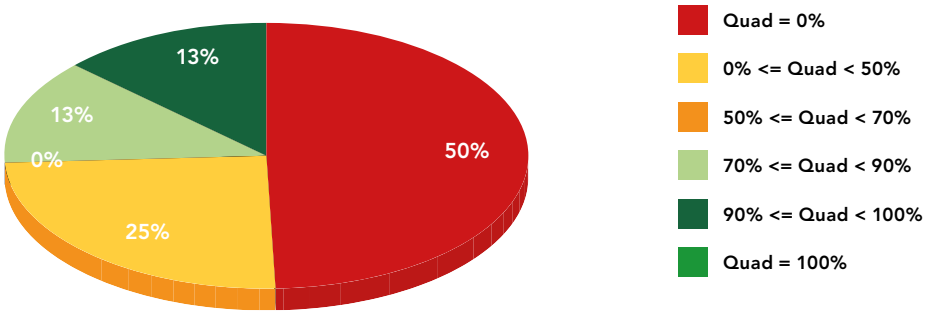
Fonte: Rielaborazione su dati Terna

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Considerando l'intero periodo settembre 2020 – luglio 2021, gli esiti delle **attivazioni a scendere** mostrano **inadempimenti totali** (o quasi) nel 50% dei casi, mentre le altre 4 chiamate presentano una **quota di adempimento media del 61%.**

Rispetto al periodo gennaio-agosto 2020 si registra un peggioramento**,** in quanto **le 27 attivazioni che avevano caratterizzato i primi otto mesi del 2020 presentavano una quota di adempimento superiore al 70% nel 70% dei casi**.

QUOTA DI ADEMPIMENTO (FREQUENZA) - CHIAMATE "A SCENDERE"



Fonte: Rielaborazione su dati Terna
Nota: Le statistiche non tengono conto delle porzioni di chiamate (quarti d'ora) «sotto-soglia» (ossia per quantità accettate inferiori a 0,125 MWh)

ANALISI DEI RISULTATI DEI PROGETTI PILOTA

I risultati relativi ai primi mesi del 2021 mostrano come sia **incrementata la partecipazione** al progetto pilota, sia in termini di **numerosità delle UVAM** abilitate che, soprattutto, in termini di POD aggregati. Si sono mantenute invariate le **caratteristiche principali** emerse nella precedente edizione del Report, ma va sottolineata la **comparsa di aggregati composti da diverse decine** (e in alcuni casi da centinaia) **di punti**.

Oltre il 60% delle UVAM abilitate, tuttavia, è costituita da un **unico POD** e prevale la localizzazione dell'area di mercato «Nord». Stesse caratteristiche si osservano tra le UVAM contrattualizzate a termine, oltre la metà delle quali presenta inoltre una **potenza massima abilitata inferiore a 5 MW**.

Per quanto riguarda le **offerte presentate sul MB**, si osserva un **prezzo medio in decrescita rispetto a quanto osservato lo scorso anno**, fattore che ha senz'altro contribuito alla **maggiore selezione di offerte provenienti dalle UVAM** da parte del TSO.

Le **attivazioni «a salire» sono state 598 nel corso dei primi 7 mesi del 2021**, contro le sole 5 attivazioni che hanno caratterizzato lo stesso periodo del 2020. Escludendo quelle relative ai **test di affidabilità** (il 40% circa in termini di numerosità) si registrano 349 ordini di dispacciamento che, peraltro, hanno visto una **buona risposta da parte delle UVAM in termini di volumi effettivamente erogati: in due casi su tre è stato fornito almeno il 90% della quantità accettata**, cui si aggiungono i **16% delle chiamate in cui è stato erogato un volume di energia compreso tra il 70% e il 90% della quantità accettata**.

Sono invece **diminuiti i MWh accettati «a scendere»** (non riferibili all'obbligo di offerta in quanto non compresi nell'alveo procedure di approvvigionamento a termine), suddivisi in 8 ordini di dispacciamento rispetto ai 27 registrati nello stesso periodo del 2020.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

STRUTTURA CAPITOLO

2.1

2.2

2.3

LA SOSTENIBILITÀ ECONOMICA DELLE UVAM

Nell'edizione 2019 del Report, sono stati analizzati diversi casi studio in termini di **marginalità (utile operativo medio annuo) attesa per** il **BSP e gli asset owner**.

Alla luce delle **modifiche normative** intercorse, e delle **caratteristiche dei casi pilota ad oggi sviluppati**, **sono stati aggiornati i casi studio più rilevanti**, in termini di modelli di business, per il mercato.

Si fa infatti riferimento ad una configurazione il cui approvvigionamento **dell'intera infrastruttura** (eventualmente escludendo le unità di campo – UPM) avviene tramite un unico contratto con **un provider esterno, in modalità «as a service».** Questa è la **configurazione risultata più diffusa sul mercato**, e che si prevede possa avere maggiore diffusione. Di seguito sono riportati i **costi che mediamente il BSP deve sostenere per queste voci di spesa**.

CONCENTRATORE	COMUNICAZIONE CON TERNA	PIATTAFORMA DI GESTIONE	COMUNICAZIONE CON IL CAMPO	UPM
Contratto con Fornitore tecnologico			Contratto con TelCo	Acquisto
45.000-65.000 €/anno			200 €/anno/punto	1.000 €/unità

A tali costi, relativi all'infrastruttura tecnologica abilitante, devono essere aggiunti (ove rilevanti) i **costi del personale** necessario al BSP per svolgere le attività di natura «tecnica» e «commerciale», i quali al crescere della dimensione del portafoglio gestito da un BSP possono rappresentare un costo differenziale significativo.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Inoltre, dal momento che **una parte significativa dei costi da sostenere per l'infrastruttura tecnologica** (in particolare per la piattaforma e la comunicazione con Terna) può essere **«condivisa» tra più UVAM**, si è ritenuto opportuno valutare la **sostenibilità economica dell'intero portafoglio di UVAM di un BSP,** e non della singola UVAM, considerando due casistiche:

- **«portafoglio piccolo»**, relativo ad un BSP che gestisce UVAM per una capacità di modulazione totale pari a **10 MW;**
- **«portafoglio grande»**, relativo ad un BSP che gestisce UVAM per una capacità di modulazione totale pari a **100 MW**.

«PORTAFOGLIO PICCOLO» [CAPACITÀ DI MODULAZIONE PORTAFOGLIO DI UVAM]	«PORTAFOGLIO GRANDE» [CAPACITÀ DI MODULAZIONE PORTAFOGLIO DI UVAM]
10 MW	100 MW

I **costi che devono essere sostenuti dall'asset owner**, invece, fanno riferimento al solo **costo della modulazione,** poiché dal confronto con gli operatori è emerso che nell'ampia maggioranza dei casi il **costo dell'infrastruttura tecnologica** per la creazione e gestione di una UVAM è **totalmente a carico del BSP.**

Data la **variabilità** dei costi di modulazione associati alle diverse tipologie di unità che possono fare parte di una UVAM, l'analisi è condotta assumendo **3 diversi valori** di costo di modulazione:

- **120-200 €/MWh**, da intendersi come valori indicativi per gli **asset di generazione** (es. cogenerazione, gruppi di continuità);
- **2.000 €/MWh**, da intendersi come valore indicativo per gli **asset di consumo** (relativo a situazioni in cui la variazione del prelievo di energia dalla rete ha un **forte impatto sulla produzione.**

I **ricavi** che un BSP ottiene a seguito della creazione e gestione di una UVAM fanno riferimento a:

- **quota parte del corrispettivo fisso** derivante dalla **partecipazione alle aste di approvvigionamento a termine** (tipicamente **inferiore al 100% del premio totale**, essendo una parte retrocessa a beneficio degli asset owner);

- **quota parte del ricavo variabile associato alla partecipazione al MSD** in caso di ricezione di un ordine di dispacciamento, al netto del contributo riconosciuto al BRP (**tipicamente inferiore al 100% del ricavo totale**, essendo una parte retrocessa a beneficio dell'asset owner).

Dal punto di vista degli **asset owner**, la situazione riguardo i ricavi è «speculare» a quella dei BSP.

Riguardo lo **«sharing» del contributo fisso**, dal confronto con gli operatori è emerso un **sostanziale allineamento dell'approccio che i BSP seguono nei confronti degli *asset owner***, cui viene riconosciuta una quota nell'ordine del **60%-80%.**

Riguardo lo **«sharing» del ricavo variabile**, lo scenario appare più eterogeneo. Tipicamente esso vede una **quota ampiamente maggioritaria (fino al 100%) riconosciuta all'asset owner**. Le simulazioni prevedono una **quota del ricavo variabile** ceduta all'asset owner del **80-90%,** essendo il limite inferiore associato ai portafogli «piccoli» e quello superiore a portafogli «grandi»).

La sostenibilità economica è analizzata in termini di **utile operativo medio annuo**, pari alla **differenza fra i ricavi conseguiti ed i costi sostenuti** (al lordo delle imposte) **in un anno «tipo».**

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Con riferimento all'ammontare dei **ricavi**, lo stadio di sviluppo del mercato della flessibilità in Italia determina una **significativa «incertezza»** circa i ricavi effettivamente conseguibili dalle UVAM. Tale incertezza riguarda:

- il **ricavo fisso**, che oggi dipende dall'esito delle aste di approvvigionamento a termine e che nel prossimo futuro potrà essere oggetto di revisione;
- Il **ricavo variabile**, il quale dipende dall'**ammontare di energia movimentata su MSD** (sulla base del numero di ordini di dispacciamento ricevuti da Terna e della relativa durata) e dal **valore unitario dell'energia movimentata su MSD** (si veda Box successivo).

Sulla base dei dati relativi alla fase pilota fino ad oggi sviluppata, **sono stati individuati due scenari**, relativi ad una **diversa articolazione dei ricavi fisso e variabile**, che rappresentano **il caso verificatosi con maggiore frequenza (Scenario 1) e quello che si presenterebbe in caso di rimozione del corrispettivo fisso (Scenario 2).**

SCENARIO	RICAVO FISSO	RICAVO VARIABILE
Scenario 1	Si	Basso (numero ridotto di chiamate)
Scenario 2	No	Ricavo variabile «target» al fine di raggiungere un livello di marginalità operativa «accettabile»

LA SOSTENIBILITÀ ECONOMICA DELLE UVAM

Lo **Scenario 1,** rappresentativo della **situazione odierna**, prevede come **ammontare di energia movimentata su MSD** dalle UVAM un valore indicativo di **50 MWh/anno** per i «**portafogli piccoli**» e **100 MWh/anno** per i «**portafogli grandi**», coerente con le numeriche odierne. Per quanto riguarda invece il **valore unitario dell'energia movimentata su MSD**, in virtù della variabilità di tale dato (sia ad oggi che, soprattutto, a tendere), si è scelto di effettuare le analisi in funzione di un ampio spettro di valori unitari che può assumere l'energia movimentata su MSD.

Lo **Scenario 2** mira a comprendere la misura in cui **l'investimento nella creazione e gestione di un portafoglio di UVAM risulti economicamente sostenibile in assenza di corrispettivo fisso e con una più ampia partecipazione ad MSD**. In virtù della complessità di effettuare una stima «ragionevole» sull'**ammontare di energia movimentata su MSD** dalle UVAM (**frutto di un maggiore coinvolgimento delle stesse su MSD)**, si assume che il **ricavo variabile** sia pari ad un **valore «target» che consenta di raggiungere un livello di marginalità operativa «accettabile» (*) per il BSP**. Definito il ricavo variabile «target», si stima la quantità di **energia che deve essere movimentata su MSD, in corrispondenza dei diversi valori unitari di tale energia**, al fine di raggiungere la marginalità operativa «accettabile». Il **confronto tra la quantità di energia che deve essere movimentata e lo «stock» complessivo di energia che può essere movimentata su MSD ad un valore unitario pari almeno a quello identificato fornisce un'indicazione circa la «fattibilità» di tale simulazione.**

(*) Si fa riferimento al cosiddetto Return on Sales (ROS), ossia il rapporto fra il margine operativo (MON) ed i ricavi, fissato pari al 15%.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

In base alle considerazioni riportate nelle pagine precedenti, i business case sviluppati rappresentano **UVAM di due dimensioni differenti, 10 MW e 100 MW, la cui infrastruttura tecnologica** (piattaforma, concentratore, linee di comunicazione con Terna) **è fornita da un un provider esterno a fronte del pagamento di un canone, in modalità «as a service»**.

Per ciascun caso («Portafoglio piccolo» e «Portafoglio grande») **vengono sviluppati due business model, per rappresentare lo Scenario 1** (presenza di ricavo fisso e basso ricavo variabile) **e lo Scenario 2** (senza ricavo fisso e con ricavo variabile «target» al fine di raggiungere un livello di marginalità operativa «accettabile»).

	«PORTAFOGLIO PICCOLO»	«PORTAFOGLIO GRANDE»
SCENARIO 1	BM A1	BM B1
SCENARIO 2	BM A2	BM B2

Per i 4 business model svilupati sono valutati i casi di 3 diversi valori di modulazione degli asset e, per lo Scenario 2, un ampio spettro di valori unitari che può assumere l'energia movimentata sul MSD.

Il **Business case A** riguarda un **BSP avente un portafoglio di UVAM complessivamente di «piccole dimensioni» (10 MW, suddivisi in 5 POD)** con cui partecipa alle aste di approvvigionamento a termine. Data la dimensione del portafoglio di UVAM, si assume che il BSP non debba sostenere costi per il personale differenziali.

La tabella riporta il dettaglio delle **ipotesi di calcolo sui costi e ricavi** relative al business case A, per i 2 scenari oggetto d'analisi.

IPOTESI DI CALCOLO				
Costi	**CAPEX**	**Acquisto UPM**	**5.000 €**	
	OPEX	Canone infrastruttura tecnologica	**45.000 €/anno**	
		Linee di comunicazione con il campo	**1.000 €/anno**	
Ricavi			**SCENARIO 1**	**SCENARIO 2**
	Quota del corrispettivo fisso (hp: **30% per il BSP**)		20.000 €/MW/anno (di cui 25% al BSP)	—
	Quota dei ricavi da MSD (hp: **20% per il BSP**)	**Ammontare di energia movimentata su MSD**	50 MWh/anno	Variabile (quantità di energia movimentata su MSD in corrispondenza del valore unitario di tale energia al fine di raggiungere la marginalità obiettivo)
		Valore unitario dell'energia movimentata su MSD	Variabile	Variabile

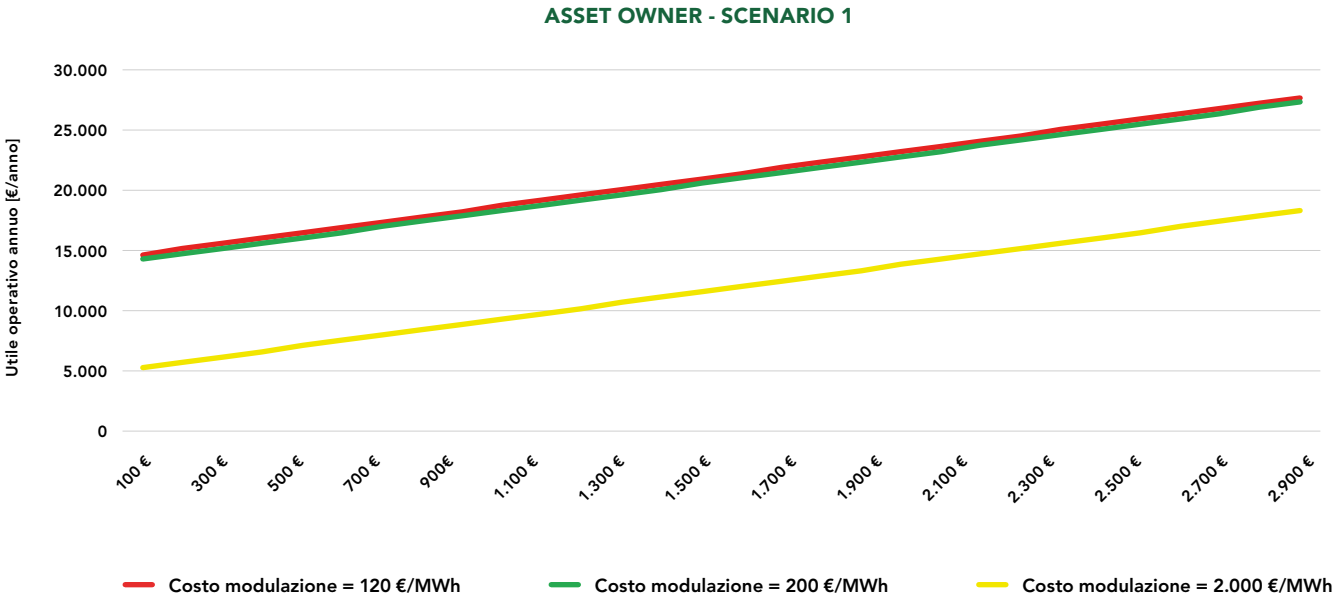
La tabella mostra l'**utile operativo medio annuo ottenuto in un anno «tipo» dal BSP** nel **Business case A1,** in funzione del prezzo del prezzo medio dell'energia movimentata su MSD.

PREZZO MEDIO ENERGIA MOVIMENTATA SU MSD [€/MWH]	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000
Ricavo fisso [€/anno]	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Ricavo variabile* [€/anno]	250	750	1.250	1.750	2.250	2.750	3.250	3.750	4.250	4.750
Costi [€/anno]	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500
Utile operativo [€/anno]	**3.750 €**	**4.250 €**	**4.750 €**	**5.250 €**	**5.750 €**	**6.250 €**	**6.750 €**	**7.250 €**	**7.750 €**	**8.250 €**

Il BSP, trattenendo il **25% del corrispettivo fisso** previsto, ottiene un **utile operativo positivo indipendentemente dalla valorizzazione delle attivazioni** (pari complessivamente a 50 MWh), che nelle condizioni analizzate hanno un peso marginale sul bilancio.

(*) Al prezzo di remunerazione dell'energia movimentata sul MSD va detratta la quota spettante al BRP, assunta pari a 50 €/MWh

Assumendo la prospettiva degli asset owner, nello **Scenario 1 la presenza del corrispettivo fisso consente agli *asset owner* di ottenere un utile operativo positivo anche in caso di sfruttamento di fonti di flessibilità che presentano costi di modulazione dell'ordine delle migliaia di euro per MWh fornito**.



La tabella mostra, in corrispondenza dei diversi prezzi medi dell'energia movimentata su MSD, la quantità di energia che deve essere movimentata su MSD al fine di raggiungere la marginalità operativa obiettivo (pari al 15%) per il BSP nel **Business case A2.**

PREZZO UNITARIO ENERGIA MOVIMENTAT SU MSD [€/MWH]	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000
Quantità necessaria [MWh]	**10.941**	**3.647**	**2.188**	**1.563**	**1.216**	**995**	**842**	**729**	**644**	**576**
Ricavo fisso [€/anno]	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ricavo variabile* [€/anno]	54.706	54.706	54.706	54.706	54.706	54.706	54.706	54.706	54.706	54.706
Costi [€/anno]	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500	46.500
Utile operativo [€/anno]	**8.206 €**	**8.206 €**	**8.206 €**	**8.206 €**	**8.206 €**	**8.206 €**	**8.206 €**	**8.206 €**	**8.206 €**	**8.206 €**

(*) Al prezzo di remunerazione dell'energia movimentata sul MSD va detratta la quota spettante al BRP, assunta pari a 50 €/MWh

La tabella riporta il confronto tra:

- il **numero di ore di attivazione delle UVAM** corrispondenti alle quantità necessarie (MWh da movimentare) stimate in precedenza, ipotizzando che le attivazioni riguardino alternativamente il 100% o il 40% della capacità di modulazione totale (*);

- il **numero di ore in cui**, nel corso del 2020, **si sono verificati sul MB** (con riferimento alla zona di mercato Nord) **prezzi massimi di vendita superiori ai valori soglia indicata.**

PREZZO UNITARIO ENERGIA MOVIMENTATA SU MSD** [€/MWH]	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000
Ore di attivazione «equivalenti» (al 100% della capacità di modulazione) [h/anno]	1.094	365	219	156	122	99	84	73	64	58
Ore di attivazione (al 40% della capacità di modulazione) [h/anno]	2.735	913	548	390	305	248	210	183	160	145
Numero di ore con Pmax SELL maggiore – zona nord	**3098**	**1463**	**835**	**308**	**233**	**47**	**47**	**47**	**40**	**40**

L'analisi mostra che, con **prezzi di MSD superiori a 400 €/MWh**, il **numero di ore di attivazione necessarie per raggiungere una marginalità positiva** (ipotizzando un'attivazione del 40%) **è maggiore del numero di ore «utili» disponibili su MSD** (ossia con prezzo maggiore a quello strettamente necessario per ottenere una marginalità positiva).

(*) Valore indicativo coerente con le numeriche odierne

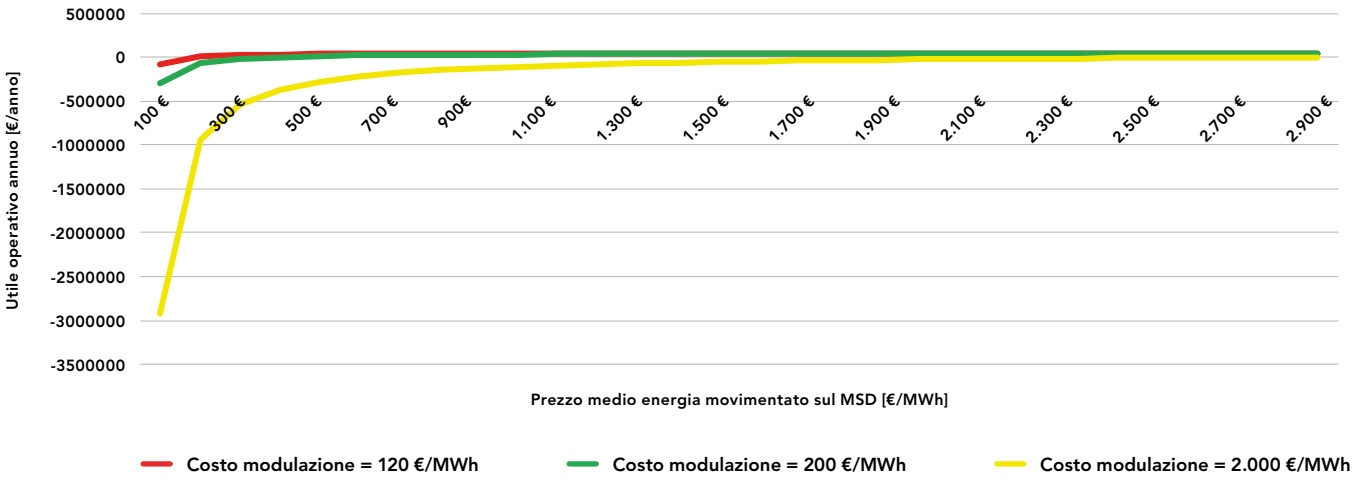
(**) Al prezzo di remunerazione dell'energia movimentata sul MSD va detratta la quota spettante al BRP, assunta pari a 50 €/MWh

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Assumendo la prospettiva degli asset owner, nello **Scenario 2 l'assenza del corrispettivo fisso fa sì che essi debbano effettuare la fornitura del servizio solo a prezzi sensibilmente superiori al costo associato alla modulazione al fine di ottenere un utile operativo positivo**.

Le tipologie di asset caratterizzate da **costi di modulazione compresi tra 120 €/MWh e 200 €/MWh** ottengono un **utile positivo a fronte di prezzi medi dell'energia fornita rispettivamente superiori a 200 e 500 €/MWh**. Viceversa, risorse caratterizzate da **costi di modulazione pari a 2.000 €/MWh non riuscirebbero a raggiungere un utile positivo** neanche catturando prezzi pari a **3.000 €/MWh**.

ASSET OWNER - SCENARIO 2



Il **Business case B** riguarda un **BSP avente un portafoglio di UVAM complessivamente di «grandi dimensioni» (100 MW, suddivisi in 30 POD)** con cui partecipa alle aste di approvvigionamento a termine. Data la dimensione del portafoglio di UVAM, si assume che il BSP debba sostenere costi per il personale differenziali.

La tabella riporta il dettaglio delle **ipotesi di calcolo sui costi e ricavi** relative al business case B, per i 2 scenari oggetto d'analisi.

IPOTESI DI CALCOLO				
Costi	**CAPEX**	**Acquisto UPM**	**30.000 €**	
	OPEX	Costo personale	**120.000 €/anno**	
		Canone infrastruttura tecnologica	**65.000 €/anno**	
		Linee di comunicazione con il campo	**6.000 €/anno**	
Ricavi			**SCENARIO 1**	**SCENARIO 2**
	Quota del corrispettivo fisso (hp: **20% per il BSP**)		20.000 €/MW/anno (di cui 20% al BSP)	—
	Quota dei ricavi da MSD (hp: **10% per il BSP**)	**Ammontare di energia movimentata su MSD**	100 MWh/anno	Variabile (quantità di energia movimentata su MSD in corrispondenza del valore unitario di tale energia al fine di raggiungere la marginalità obiettivo)
		Valore unitario dell'energia movimentata su MSD	Variabile	Variabile

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

La tabella mostra l'**utile operativo medio annuo ottenuto in un anno «tipo» dal BSP** nel **Business case B1**, in funzione del prezzo del prezzo medio dell'energia movimentata su MSD.

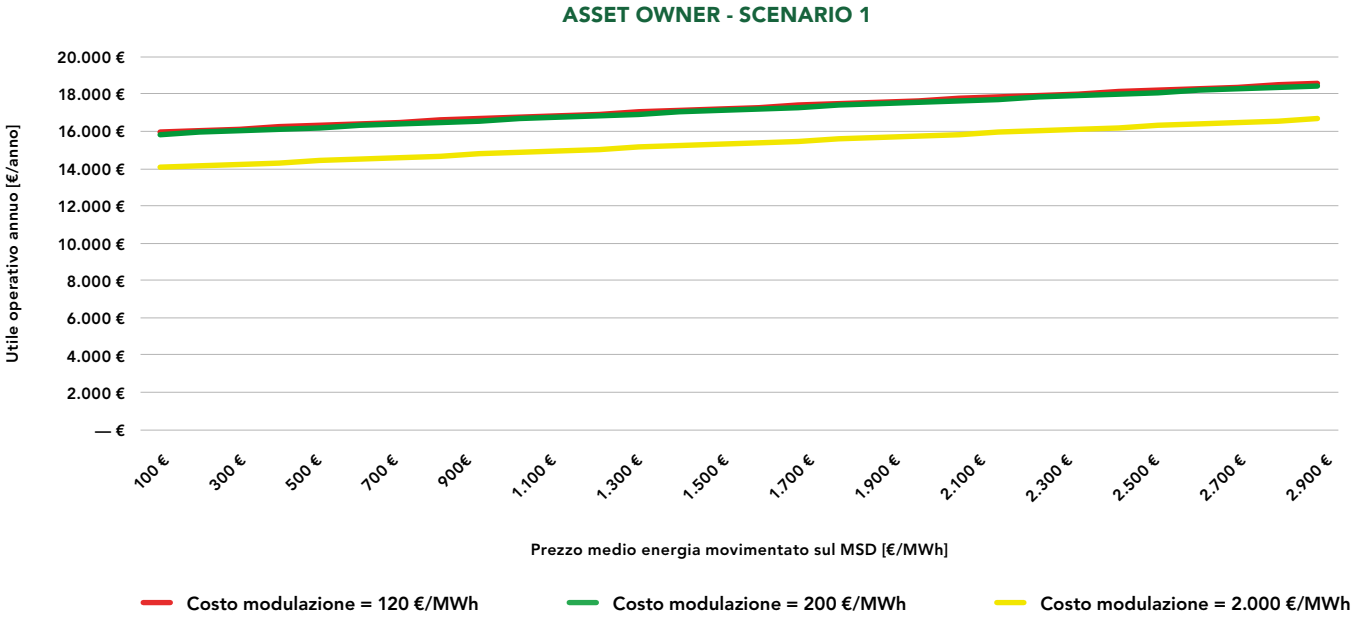
PREZZO MEDIO ENERGIA MOVIMENTATA SU MSD [€/MWH]	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000
Ricavo fisso [€/anno]	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000
Ricavo variabile* [€/anno]	500	1.500	2.500	3.500	4.500	5.500	6.500	7.500	8.500	9.500
Costi [€/anno]	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000
Utile operativo [€/anno]	**206.500**	**207.500**	**208.500**	**209.500**	**210.500**	**211.500**	**212.500**	**213.500**	**214.500**	**215.500**

Il BSP, trattenendo il **20% del corrispettivo fisso** previsto, ottiene un **utile operativo positivo indipendentemente dalla valorizzazione delle attivazioni** (pari complessivamente a 100 MWh), che nelle condizioni analizzate hanno un peso marginale sul bilancio.

In virtù della quantità ridotta di energia movimentata su MSD (100 MWh/anno), **la possibilità di intercettare prezzi elevati su MSD non avrebbe impatti particolarmente significativi** (passando da 100 a 1.000 €/MWh, l'utile aumenterebbe del 2%).

(*) Al prezzo di remunerazione dell'energia movimentata sul MSD va detratta la quota spettante al BRP, assunta pari a 50 €/MWh

Assumendo la prospettiva degli asset owner, nello **Scenario 1 la presenza del corrispettivo fisso consente agli *asset owner* di ottenere un utile positivo anche in caso di sfruttamento di fonti di flessibilità che presentano costi di modulazione dell'ordine delle migliaia di euro per MWh fornito**.



La tabella mostra, in corrispondenza dei diversi prezzi medi dell'energia movimentata su MSD, la quantità di energia che deve essere movimentata su MSD al fine di raggiungere la marginalità operativa obiettivo (pari al 15%) per il BSP nel **Business case B2.**

PREZZO UNITARIO ENERGIA MOVIMENTAT SU MSD [€/MWH]	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000
Quantità necessaria [MWh]	**45.647**	**15.216**	**9.129**	**6.521**	**5.072**	**4.150**	**3.511**	**3.043**	**2.685**	**2.402**
Ricavo fisso [€/anno]	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ricavo variabile* [€/anno]	228.235	228.235	228.235	228.235	228.235	228.235	228.235	228.235	228.235	228.235
Costi [€/anno]	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000	194.000
Utile operativo [€/anno]	**34.235**	**34.235**	**34.235**	**34.235**	**34.235**	**34.235**	**34.235**	**34.235**	**34.235**	**34.235**

(*) Al prezzo di remunerazione dell'energia movimentata sul MSD va detratta la quota spettante al BRP, assunta pari a 50 €/MWh

La tabella riporta il confronto tra:

- il **numero di ore di attivazione delle UVAM** corrispondenti alle quantità necessarie (MWh da movimentare) stimate in precedenza, ipotizzando che le attivazioni riguardino alternativamente il 100% o il 15% della capacità di modulazione totale (*);

- il **numero di ore in cui**, nel corso del 2020, **si sono verificati sul MB** (con riferimento alla zona di mercato Nord) **prezzi massimi di vendita superiori ai valori soglia indicata.**

PREZZO UNITARIO ENERGIA MOVIMENTATA SU MSD** [€/MWH]	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000
Ore di attivazione «equivalenti» (al 100% della capacità di modulazione) [h/anno]	456	152	91	65	51	41	35	30	27	24
Ore di attivazione (al 15% della capacità di modulazione) [h/anno]	3.040	1.013	607	433	340	273	233	200	180	160
Numero di ore con Pmax SELL maggiore – zona nord	**3098**	**1463**	**835**	**308**	**233**	**47**	**47**	**47**	**40**	**40**

L'analisi mostra che, con **prezzi di MSD superiori a 200 €/MWh**, il **numero di ore di attivazione necessarie per raggiungere una marginalità positiva** (ipotizzando un'attivazione del 15%) **è maggiore del numero di ore «utili» disponibili su MSD** (ossia con prezzo maggiore a quello strettamente necessario per ottenere una marginalità positiva).

(*) Valore indicativo coerente con le numeriche odierne

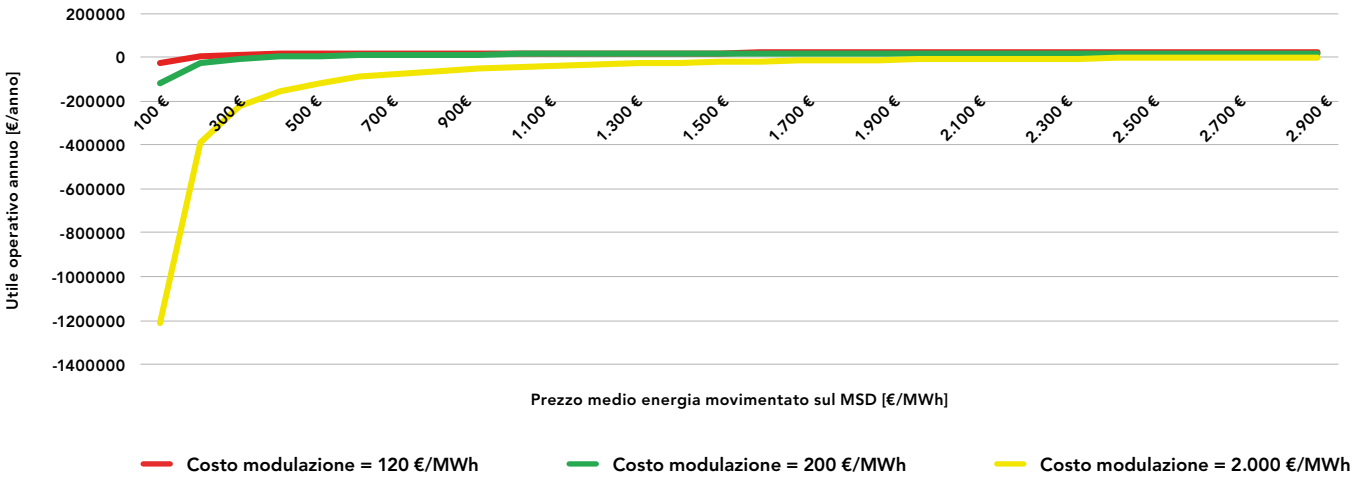
(**) Al prezzo di remunerazione dell'energia movimentata sul MSD va detratta la quota spettante al BRP, assunta pari a 50 €/MWh

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Assumendo la prospettiva degli asset owner, nello **Scenario 2 l'assenza del corrispettivo fisso fa sì che essi debbano effettuare la fornitura del servizio solo a prezzi sensibilmente superiori al costo associato alla modulazione al fine di ottenere un utile operativo positivo**.

Le tipologie di asset caratterizzate da **costi di modulazione compresi tra 120 €/MWh e 200 €/MWh** ottengono un **utile positivo a fronte di prezzi medi dell'energia fornita rispettivamente superiori a 200-500 €/MWh**. Viceversa, risorse caratterizzate da **costi di modulazione pari a 2.000 €/MWh** riuscirebbero a raggiungere un utile positivo solo catturando **prezzi superiori, in media, a 2.300 €/MWh.**

ASSET OWNER - SCENARIO 2



Nelle analisi relative alle scenario 1 precedentemente riportate, è stato usato un valore del **premio fisso pari a 20.000 €/MW/anno con riferimento all'ordine di grandezza dei risultati delle aste del serale**.

Tuttavia, per un'analisi più dettagliata, è necessario tenere in considerazione che:

- **è possibile partecipare anche all'asta per il prodotto pomeridiano**;
- **è possibile partecipare alle aste riducendo le ore di obbligo di offerta**.

PRODOTTO	PREMIO FISSO IPOTIZZATO	ORE DI OFFERTA	
Pomeridiano	5.000 €	2h (66%)	3h (100%)
Serale	20.000 €	2h (50%)	4h (100%)

Nelle slide successive si eseguono delle analisi di sensitività che descrivono come varia la sostenibilità economica delle UVAM (rispetto al caso base) in **due casi** distinti:

- Partecipazione ad **entrambi i prodotti** (per il totale delle ore in entrambi);
- Partecipazione per **ore ridotte** (50% del totale) al solo prodotto serale.

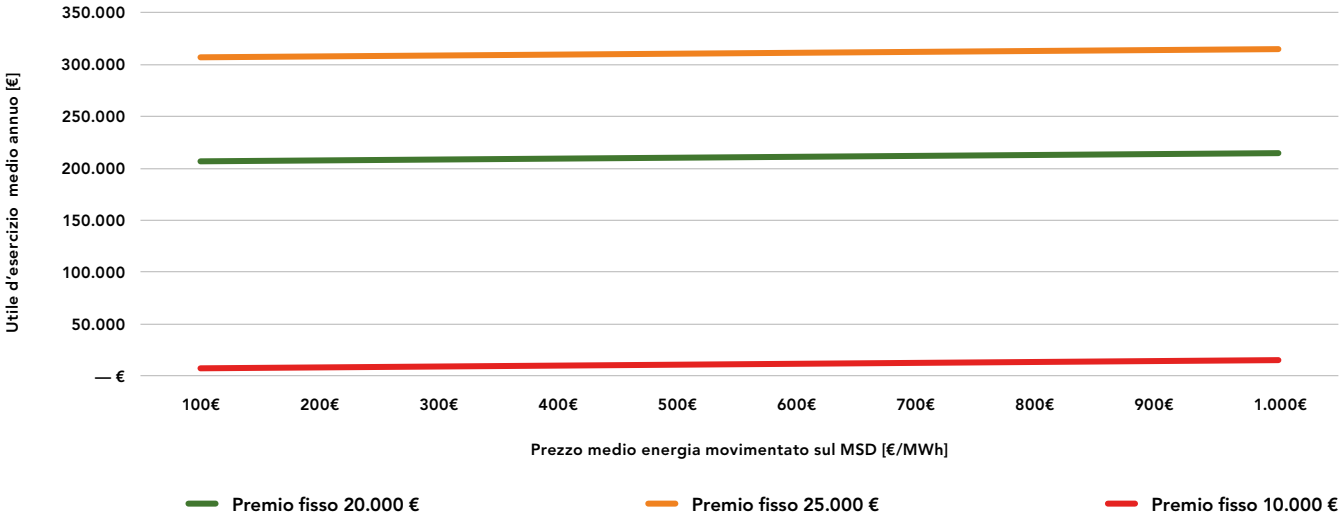
Entrambi i casi sono sviluppati sia nel caso di BSP con «portafoglio grande» (i.e. 100 MW) che di BSP con «portafoglio piccolo» (i.e. 10 MW).

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

E' riportata l'analisi di sensitività nel caso di BSP con «portafoglio grande». In particolare:

- **il premio fisso pari a 20.000 €** rappresenta il caso base, cioè **la partecipazione all'asta per il prodotto serale per il totale delle ore (4h)**;
- **il premio fisso pari a 25.000 €** rappresenta il caso 1, cioè **la partecipazione al prodotto pomeridiano e serale, per il totale delle ore (4h del serale, 3h del pomeridiano)**;
- **il premio fisso pari a 10.000 €** rappresenta il caso 2, cioè **la partecipazione per ore ridotte (50% del totale) al solo prodotto serale**.

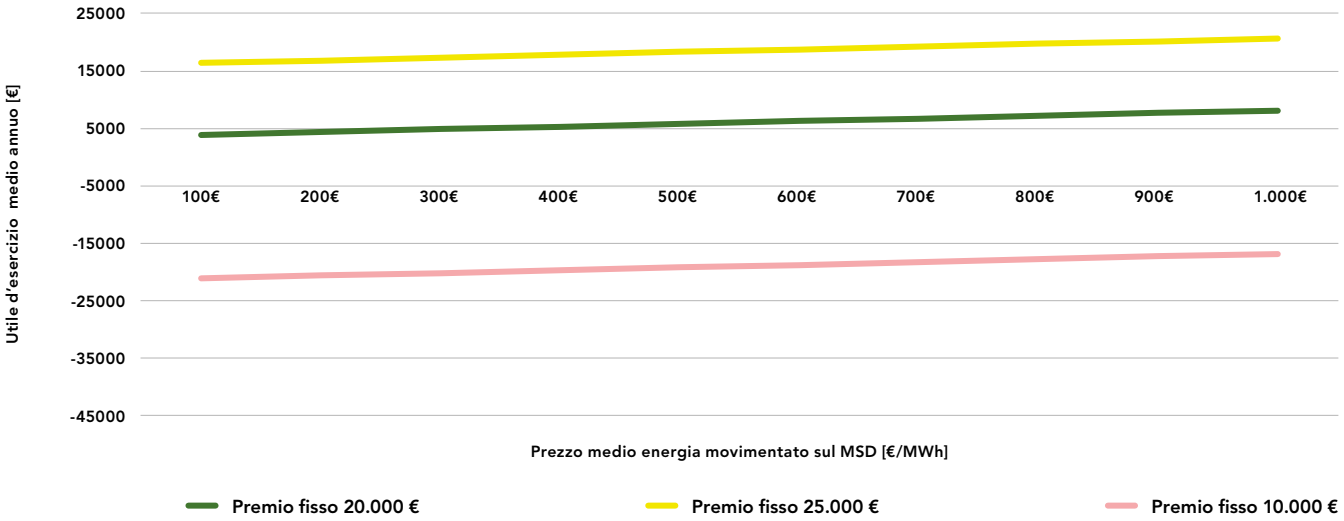
PORTAFOGLIO GRANDE - ANALISI DI SENSITIVITÀ



È riportata **l'analisi di sensitività nel caso di BSP con «portafoglio piccolo»**. In particolare:

- **il premio fisso pari a 20.000 €** rappresenta il caso base, cioè **la partecipazione all'asta per il prodotto serale per il totale delle ore (4h)**;
- **il premio fisso pari a 25.000 €** rappresenta il caso 1, cioè **la partecipazione al prodotto pomeridiano e serale, per il totale delle ore** (4h del serale, 3h del pomeridiano);
- **il premio fisso pari a 10.000 €** rappresenta il caso 2, cioè **la partecipazione per ore ridotte (50% del totale) al solo prodotto serale**.

SOSTENIBILITÀ ECONOMICA UVAM – ANALISI DI SENSIBILITÀ «PORTAFOGLIO PICCOLO»



L'utile d'esercizio medio annuo varia in funzione del premio fisso, che a sua volta è determinato dalla partecipazione dei BSP ad **uno o più prodotti tra pomeridiano e serali** e dal numero di ore di rispetto dell'obbligo di offerta.

L'ammontare del premio fisso incide in maniera significativa sull'utile conseguito dal BSP, soprattutto nel caso di **portafoglio «grande»**, dato che la capacità di modulazione impegnata è un ordine di grandezza superiore rispetto al caso di portafoglio «piccolo».

La **partecipazione contemporanea** al prodotto pomeridiano e ad uno dei prodotti serali assicura **il massimo utile d'esercizio ottenibile con la partecipazione alla contrattualizzazione a termine** (tra le simulazioni effettuate), ma va sottolineato come l'ottenimento del 100% di entrambi i prodotti sia legato alla capacità della UVAM di assumersi **l'obbligo di offerta per 7 ore consecutive** nei giorni compresi **tra il lunedì e il venerdì**.

Le analisi relative allo scenario che prevede **l'assenza della contrattualizzazione a termine** e quindi del corrispettivo fisso, indicativo di un futuro in cui termini la sperimentazione e la fornitura di servizi tramite UVAM rientri a tutti gli effetti nel Codice di Rete, mostrano che **l'assenza di una remunerazione in capacità renda molto difficoltoso il raggiungimento della sostenibilità economica**, soprattutto immaginando **«nuovi entranti»** nel mercato che non abbiano **sfruttato gli anni di sperimentazione per coprire i costi di investimento** necessari per crearsi l'infrastruttura tecnologica e le competenze (oltre al posizionamento di mercato) necessari.

Assumendo la **prospettiva degli «asset owner»**, infine, emergono diversi casi in cui **la partecipazione al meccanismo possa rappresentare una forma aggiuntiva di ricavo non irrilevante**. Tuttavia, i risultati mostrano chiaramente come risulti improbabile che **risorse caratterizzate da elevati costi di modulazione possano essere competitive sul MSD**, soprattutto in caso di assenza del corrispettivo fisso e conseguente necessità di contare sull'effettiva fornitura del servizio per l'ottenimento dei ricavi.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

3. IL PROCESSO DI APERTURA DEL MSD: GLI ALTRI PROGETTI PILOTA

PARTNER

OBIETTIVI DEL CAPITOLO

L'obiettivo del presente capitolo è di analizzare **gli altri progetti pilota in essere nell'ambito del processo di «apertura» del MSD.** In particolare, l'analisi si focalizza su:

- il **quadro normativo sugli altri progetti pilota** in corso o in via di definizione;
- i **risultati dei progetti pilota** in corso;
- la **sostenibilità economica** delle iniziative.

IL QUADRO NORMATIVO SUGLI ALTRI PROGETTI PILOTA IN CORSO O IN VIA DI DEFINIZIONE

In seguito all'approvazione della **Delibera 300/2017** (e s.m.i.) sono stati avviati una serie di **Progetti Pilota**, con l'obiettivo di raccogliere risultati ed evidenze utili per la **stesura del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico** (si veda Capitolo 1).
Le ultime iniziative riguardano:

PROGETTO PILOTA PER LA REGOLAZIONE SECONDARIA DI FREQUENZA

Il **25 maggio 2021** è stato approvato il Regolamento per la fornitura del **servizio di riserva secondaria di frequenza con l'obiettivo di testare l'affidabilità e l'impatto sul sistema di risorse non già obbligatoriamente abilitate a fornire il servizio di regolazione secondaria**.

I **soggetti** che possono fare richiesta di qualificazione per la fornitura del servizio sono:

1. **Utenti del dispacciamento** titolari di **UP rilevanti:**
    - **programmabili e non programmabili;**
    - costituite da **sistemi di accumulo.**
2. **Balance Service Provider (BSP) titolari di UVAM** i cui punti associati dispongano tutti di dati di misura validati almeno quartorari.

In ogni caso, può essere richiesta la **qualificazione** per **almeno 1 MW di semi-banda a salire e/o a scendere**.

Il soggetto qualificato ha facoltà di presentare offerte per uno o più dei **24 periodi orari** del giorno di riferimento.

Il servizio potrà essere erogato anche in **modalità asimmetrica**, ovvero presentando offerte:

- nella sola modalità a salire;
- nella sola modalità a scendere;
- con delle semi-bande a salire e a scendere di entità differente.

La **remunerazione prevista per le quantità accettate è di tipo pay-as-bid** in tempo reale sulla base del segnale di livello del regolatore automatico e **non è prevista una contrattualizzazione a termine**.

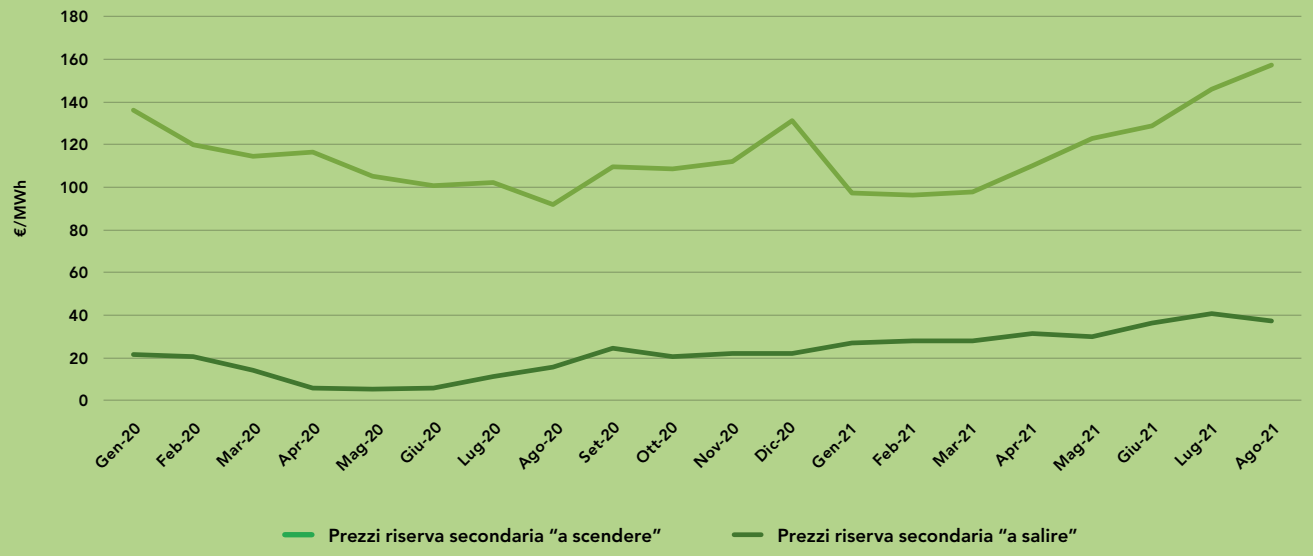
© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

BOX 1: ANDAMENTO DEI PREZZI PER LA FORNITURA DI RISERVA SECONDARIA

Il prezzo **«a salire»** della riserva secondaria ha visto un **trend di crescita a partire dal mese di marzo 2021**, attestandosi nel mese di **agosto 2021** su un prezzo di poco inferiore ai **160 €/MWh** (il massimo da gennaio 2020).

Per quanto riguarda il prezzo **«a scendere»,** dopo un primo periodo (marzo – agosto 2020) nel quale si è mantenuto al di sotto dei 20 €/MWh, è tornato a crescere in modo significativo arrivando ad un **picco massimo in luglio 2021**, pari a circa **40 €/MWh**.

ANDAMENTO PREZZI RISERVA SECONDARIA



Fonte: rielaborazione su dati GME

PROGETTO PILOTA PER LA REGOLAZIONE DI TENSIONE

Il **16 novembre 2020** Terna ha posto in **consultazione** il regolamento per il **progetto pilota relativo alla fornitura del servizio di regolazione di tensione** da parte di **risorse finora non obbligate né abilitate alla fornitura di tale servizio**.

Tali risorse possono essere **sia programmabili che non programmabili** e devono essere oggetto di un opportuno **adeguamento tecnologico.** In particolare:

- gli **impianti di produzione «nuovi»** (ossia entrati in esercizio successivamente al 13 luglio 2018) sono già **tecnicamente in grado di regolare la tensione;**
- gli impianti entrati in esercizio prima di tale data devono essere oggetto di **adeguamento**. L'adeguamento viene effettuato a valle di una **analisi costi e benefici** in cui emerge che i benefici siano maggiori dei costi.

L'obiettivo del progetto pilota è quello di **raccogliere elementi utili per l'analisi costi-benefici del servizio**, oltre che di **verificare l'affidabilità e l'efficacia delle nuove risorse nella fornitura del servizio.**

In particolare, le **categorie impiantistiche** coinvolte nel progetto pilota sono**:**

- parchi ***inverter-based,*** *come* ***fotovoltaici*** *o* ***sistemi di accumulo;***
- impianti caratterizzati da **gruppi di generazione sincroni** non già abilitati alla fornitura del servizio di regolazione gerarchica di tensione.

Le risorse ammesse al progetto pilota avranno diritto ad un **premio che è correlato ai costi di adeguamento sostenuti**. Motivo per cui agli operatori è stato richiesto, durante la fase di consultazione, di fornire elementi utili per una corretta valorizzazione dello stesso.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Terna ha definito **4 aree di assegnazione,** che riguardano le **regioni centro-meridionali del Paese**. **Per ogni categoria impiantistica** e **per ogni area di assegnazione,** si svolge una **procedura ad asta** che ha l'obiettivo di concludere dei **contratti a termine con periodo di consegna** pari a:

- **39 mesi,** per le **risorse che si rendono disponibili alla fornitura del servizio dal 1 novembre 2021;**
- **36 mesi,** per le **risorse che si rendono disponibili alla fornitura del servizio dal 1 febbraio 2022**.

La procedura prevede l'esecuzione di un totale di **8 aste** (una per ogni **categoria impiantistica** e per ogni **area di assegnazione**).

Le aste si svolgono in **sessioni multiple al ribasso** (massimo 5 sessioni) con un meccanismo di assegnazione di tipo **pay-as-bid** ad un prezzo di assegnazione non superiore al ***Reservation Price*** (prezzo massimo che può essere accettato da Terna in fase di selezione e non comunicato ai partecipanti).

A fronte della ricezione del **corrispettivo fisso**, l'assegnatario ha **l'obbligo di adeguare l'impianto** a fornire il servizio, sostenendo i **costi di adeguamento che il *Reservation Price* stesso dovrebbe riflettere**.

La **remunerazione**, inoltre, è ottenuta **in funzione dell'effettiva erogazione del servizio** (con valutazione effettuata **su base mensile**) prevedendo tre diverse soglie:

	SOGLIA 1	SOGLIA 2	SOGLIA 3
SOLARE	10%	35%	98%
EOLICO	20%	70%	98%
GEN. SINCRONI	14%	50%	98%

Nessuna remunerazione	(Premio mensile) x (fattore K*)	100% del premio mensile	150% del premio mensile

(*) K = (Disponibilità effettiva mensile – Soglia 1) / (Soglia 2 – Soglia 1)

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Il servizio di **regolazione ultra-rapida di frequenza** consiste nel dare disponibilità a **fornire una risposta continua ed automatica in potenza** proporzionale all'errore di frequenza, oltre che rispondere ad un set-point inviato da Terna, per **1.000 ore annue**, a fronte di una **remunerazione fissa** (espressa in €/MW/anno) assicuratasi tramite **aste competitive in modalità «pay-as-bid».**

Le **regole** generali del progetto pilota prevedono che le **unità**, di **taglia compresa tra 5 MW e 25 MW,** siano in grado di:

- fornire una **risposta automatica in potenza proporzionale all'errore di frequenza**, con **risposta entro un secondo e tempo di avviamento non superiore a 300 millisecondi**;
- mantenere, in assenza di ulteriori errori di frequenza, il valore di potenza dato dalla curva di capability per **almeno 30 secondi continuativi**, per poi eseguire una derampa lineare;
- essere in grado di ricevere e gestire un **set-point inviato da Terna**;
- disporre di una capacità tale da garantire uno scambio con la rete della potenza qualificata per **almeno 15 minuti continuativi sia a salire che a scendere**.

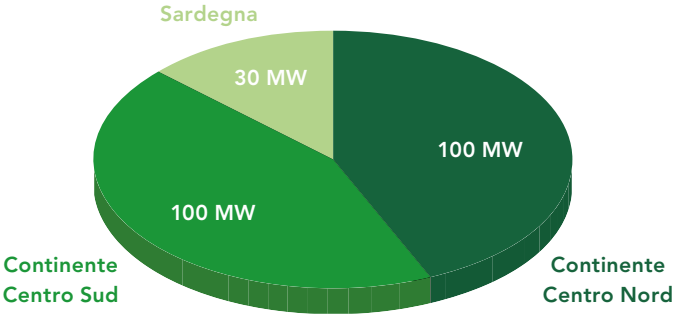
Il 10 dicembre 2020 si è svolta la **prima asta** per selezionare le **Fast Reserve Unit** (**FRU**) con **contratti a termine della durata di 5 anni a partire dal 1 gennaio 2023.**

L'asta è stata caratterizzata da un **contingente disponibile pari a 230 MW**, ammettendo dispositivi (anche in aggregato) delle seguenti tipologie:

- **UP *stand-alone***
- **UP *behind-the-meter***
- **Unità di consumo**
- **Impianti di accumulo *stand-alone* o abbinati a UP o UC.**

Meccanismo di assegnazione ***pay-as-bid*** con asta a ribasso a partire da **78.000 €/MW/anno** per **1.000 ore/anno di disponibilità.**

DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA DELLA POTENZA CONTRATTUALIZZATA A TERMINE



L'asta ha visto **un'ampia partecipazione degli operatori**: sono pervenute **richieste** per **117 FRU** per una potenza complessiva **superiore a 1,3 GW**.

La potenza **assegnata** totale è stata di **249,9 MW**, distribuita fra **23 FRU**.

	ASSEGNAZIONI		
	NUMERO DI FRU	POTENZA MEDIA [MW]	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE [€/MW/ANNO]
CENTRO NORD	10	11,8	23.418
CENTRO SUD	9	11,3	27.279
SARDEGNA	4	7,5	61.016

BOX 1: LA SOSTENIBILITÀ ECONOMICA DI UN IMPIANTO DI STORAGE

Si valuta la sostenibilità economica di un investimento in un sistema di accumulo che partecipa con successo alle aste per la fornitura della riserva ultra-rapida di frequenza e riceve un corrispettivo fisso.

Le ipotesi alle base dei calcoli prevedono:

IMPIANTO DA 5 MW/5 MWh	
CAPEX	440.000 €/MWh
Q&M	2% CAPEX
IRR_{target}@10y	10%

Ricavi necessari: **118.000 €/MW/anno**

IMPIANTO DA 25 MW/25 MWh	
CAPEX	390.000 €/MWh
Q&M	2% CAPEX
IRR_{target}@10y	10%

Ricavi necessari: **270.000 €/MW/anno**

I valori indicati mostrano i **ricavi necessari per 10 anni** per raggiungere l'IRR obiettivo. Ipotizzando un **premio fisso ottenuto in asta pari a 25.000 €/MW/anno** si ottiene che esso può coprire il **21% dei ricavi necessari allo storage da 5 MW/5 MWh** e il **9% di quelli necessari per lo storage da 25 MW/ 25 MWh**. Le aste della fast-reserve, inoltre, assicurano il premio solo per i primi 5 anni.

Risulta evidente che un sistema di accumulo **debba poter contare su altre forme di ricavo per raggiungere la sostenibilità economica.**

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

BOX 1: LA SOSTENIBILITÀ ECONOMICA DI UN IMPIANTO DI STORAGE

All'interno della bozza di Decreto per il **recepimento della «Direttiva mercati»** (UE944/2019) si fa riferimento ad un **piano per lo sviluppo della capacità di stoccaggio** nel nostro paese che possa **massimizzare la quota di energia elettrica prodotta da FER**. L'obiettivo (in termini di fabbisogno di capacità da definire su base geografica e in relazione al tipo di funzione che gli storage dovranno avere) sarebbe raggiunto attraverso **aste concorrenziali svolte dal TSO**. Si prevedranno **aste periodiche** per l'aggiudicazione di una **remunerazione annua con contratti di lungo termine**.

Com'è noto, **la sostenibilità economica di storage elettrochimici**, dati gli elevati costi di investimento, dovrà passare per una **combinazione di ricavi** provenienti dalla **fornitura di diversi servizi** e la partecipazione a diversi mercati (come nel caso di storage accoppiati ad impianti di generazione). Analisti ed operatori concordano nel vedere tale «**revenue stacking**» come la migliore alternativa per la **diffusione di sistemi di accumulo**, posto che si ricevano **segnali di lungo periodo** e si abbia una maggiore **visibilità sulle opportunità di remunerazione** dell'investimento nel medio-lungo periodo.

Iniziative come le aste per la fornitura della riserva ultra-rapida di frequenza e le aste annunciate dalla bozza di Decreto dovranno concorrere nel consentire la diffusione di capacità di accumulo ritenuta indispensabile per accompagnare l'evoluzione del sistema elettrico.

La presenza di capacità di accumulo, inoltre, è ritenuta **talmente necessaria da prevedere la possibilità**, qualora il meccanismo delle aste non sia sufficiente a raggiungere gli obiettivi identificati, che **lo stesso TSO possa investire direttamente nella realizzazione degli accumuli mancanti per soddisfare il fabbisogno**.

IL PARERE DEGLI OPERATORI

La prima asta per la contrattualizzazione a termine della fornitura della **regolazione ultra-rapida di frequenza** (cd. Fast-reserve) ha visto un'**ampia partecipazione**, che si è tradotta in **forti ribassi nei corrispettivi ottenuti dagli operatori rispetto alla base d'asta.**

Tuttavia, dal confronto con gli operatori emerge che valori così bassi dei corrispettivi **non riflettano i costi effettivi della tecnologia in caso di nuove installazioni di sistemi di accumulo**, ma siano generati dalla **volontà di partecipare alla sperimentazione**. In generale, **la valutazione d'investimento in sistemi di accumulo ad oggi soffre di elevata incertezza sui potenziali ricavi futuri**, che dovrà contare su un **revenue-stacking ben costruito per raggiungere la piena sostenibilità economica**.

Riguardo sperimentazione della fornitura di **nuovi servizi di rete**, sono stati raccolti numerosi pareri, che a seconda della natura del soggetto **variano dallo scarso interesse a prendere parte alla fornitura di servizi in assenza di un corrispettivo fisso che stabilizzi i ricavi** (come nel caso della fornitura della **riserva secondaria di frequenza**) **al forte interesse per le nuove sperimentazioni** (sia per la fornitura della riserva secondaria che per la regolazione di tensione) al fine di raggiungere il **revenue-stacking** per risorse quali gli **storage accoppiati ad impianti di produzione da fonte rinnovabile.**

POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

4. LE ENERGY COMMUNITY ALLA PROVA DEL RECEPIMENTO DELLE DIRETTIVE EUROPEE

PARTNER

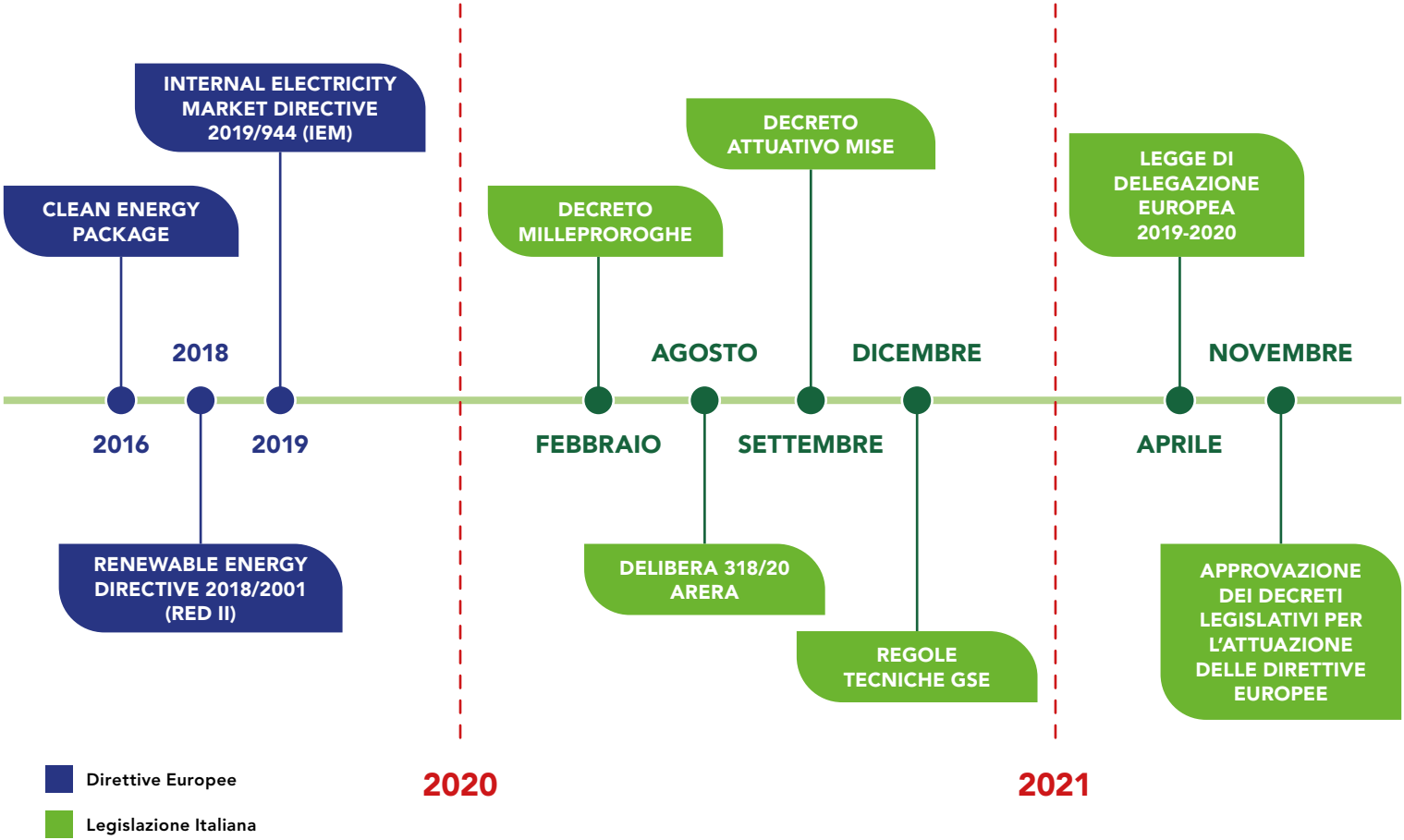
OBIETTIVI DEL CAPITOLO

L'obiettivo del presente capitolo è di analizzare **lo stato dell'arte in tema di autoconsumo collettivo e comunità energetiche a livello nazionale**.

In particolare, l'analisi si focalizza su:

- il **quadro normativo-regolatorio** di riferimento;
- i **progetti in fase di sviluppo** in Italia;
- la **sostenibilità economica** delle iniziative;
- **driver e barriere** allo sviluppo delle iniziative per le **utenze energetiche** coinvolte nello sviluppo delle iniziative.

IL QUADRO NORMATIVO SULL'AUTOCONSUMO COLLETTIVO E LE COMUNITÀ ENERGETICHE



© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Il 28 febbraio 2020, con l'art. 42-bis del decreto Milleproroghe 2020 (legge 8/2020) è stata **avviata la fase pilota di recepimento della Renewable Energy Directive 2018/2001 (RED II)** in tema di **comunità energetiche** ed **autoconsumo collettivo**. La fase pilota è **valida dal 1 marzo 2020 fino a 60 giorni successivi al recepimento definitivo della Direttiva RED II**.

In particolare, l'art.42-bis **introduce per la prima volta nella legislazione italiana le definizioni di «Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» e «Comunità di Energia Rinnovabile» (REC)** e definisce le linee guida su cui si devono basare i successivi provvedimenti regolatori di ARERA, del MiSE e del GSE.

Il decreto definisce i potenziali **membri delle configurazioni** di autoconsumatori collettivi (i clienti finali, e per i soggetti diversi dai nuclei familiari solo nel caso in cui la partecipazione non costituisca l'attività commerciale o professionale principale) e di comunità energetiche rinnovabili (persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali, la cui partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e industriale principale).

Il decreto definisce inoltre «**energia condivisa**» il minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili parte della configurazione e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati.

Delibera ARERA

- All'interno della **Delibera ARERA 318/20** (pubblicata ad **agosto 2020**) viene individuato il valore delle **componenti tariffarie che non risultano tecnicamente applicabili alla quota di energia condivisa internamente alla configurazione**; questi valori sono oggetto di restituzione da parte del GSE.
- Vengono inoltre definite le figure di **«referente» della configurazione**, responsabile dei rapporti con il GSE, e di **«produttore»**, responsabile dell'esercizio degli impianti di produzione interni alla comunità.

Decreto MiSE

- Attraverso il **Decreto Ministeriale del 16 Settembre 2020**, il MiSE ha definito la **tariffa incentivante** che **si applica alla quota di energia che risulti condivisa internamente alle configurazioni** «Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» e «Comunità di Energia Rinnovabile». Inoltre, il decreto stabilisce che l'intera energia prodotta dagli impianti della configurazione ed immessa in rete resti nella disponibilità del referente della configurazione, con facoltà di cessione al GSE.

Regole tecniche GSE

- Infine, a **dicembre 2020** sono state pubblicate le **"Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa"** del GSE**.** Il documento riporta tutte le regole operative per l'attivazione di una delle due suddette configurazioni.

Per un'analisi puntuale della normativa e dei regolamenti sopra citati, si rimanda **all'Electricity Market Report 2020**.

Attraverso la **legge di delegazione europea 2019-2020 del 22 aprile 2021, il Parlamento ha delegato il Governo al recepimento di alcune direttive europee**, tra cui la **Internal Electricity Market Directive** 2019/944 (**IEM**), la cui scadenza per il recepimento era dicembre 2020, e la **Renewable Energy Directive** 2018/2001 (**RED II**), la cui scadenza per il recepimento era giugno 2021.

Il 4 novembre 2021 il Consiglio dei Ministri ha approvato in via definitiva i decreti legislativi per il recepimento delle Direttive RED II e IEM, introducendo una serie di **novità rispetto al quadro normativo (transitorio) attualmente vigente**.

In primo luogo, nei decreti definitivi vi è una variazione nella **definizione di «energia condivisa»**:

L'energia condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati **nell'ambito della porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa zona di mercato**.

L'energia può essere condivisa anche attraverso impianti di stoccaggio, e **gli impianti di generazione e di stoccaggio dell'energia elettrica oggetto di condivisione devono risultare nella disponibilità e nel controllo della comunità**.

Il perimetro della definizione, perciò, viene allargato all'energia scambiata nella **stessa zona di mercato**. **L'applicazione degli incentivi è però limitata solo ad un sottoinsieme di questa energia**, secondo le disposizioni previste dagli articoli 5 e 8 del decreto legislativo di recepimento della direttiva RED II.

L'articolo 5, del decreto legislativo per il recepimento della direttiva RED II afferma che «per impianti di **potenza pari o inferiore a 1 MW facenti parte di comunità dell'energia o di configurazioni di autoconsumo collettivo è possibile accedere a un incentivo diretto** che premia, attraverso una specifica tariffa, **graduabile** anche sulla base della potenza degli impianti, **l'energia autoconsumata istantaneamente**».

L'incentivo, come più approfonditamente trattato nell'articolo 8, **non è perciò applicato a tutta l'energia condivisa internamente alla configurazione** (che, ricordiamo, può tenere conto di impianti ed utenze sottese alla medesima zona di mercato), **ma solo all'energia**:

- **prodotta da impianti a fonti rinnovabili;**
- **di potenza non superiore a 1 MW** (soglia fissata, per la fase pilota, a **200 kW);**
- entrati in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del decreto;
- che risulti condivisa da impianti e utenze **connesse sotto la stessa cabina primaria** (soglia fase pilota: **cabina secondaria**).

L'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di **contingenti di potenza stabiliti**, su base quinquennale.

Il decreto stabilisce che, **entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore, i meccanismi di incentivazione saranno aggiornati** tramite decreto del Ministro dello sviluppo economico (**MiSE**)**, che stabilirà inoltre le modalità di transizione e raccordo fra il vecchio e il nuovo regime**, al fine di garantire la tutela degli investimenti avviati.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Andando nel **dettaglio delle configurazioni**, le **principali novità** introdotte all'interno dello schema del decreto legislativo **rispetto alla fase pilota** riguardano i seguenti temi:

COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE

- Riguardo i **membri** che possono costituire una comunità energetica rinnovabile, questi sono **tutti i clienti finali, e per quanto riguarda le imprese**, la partecipazione **non può costituire l'attività commerciale e industriale principale**. Vi è quindi un **rilassamento dei vincoli posti nella fase pilota**.

- Il decreto però afferma che **l'esercizio dei poteri di controllo** all'interno di una comunità di energia rinnovabile fa capo esclusivamente a: «**persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale e le amministrazioni locali** contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dell'ISTAT, **situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti di produzione**».

- **La possibilità di aderire alla comunità energetica viene estesa agli impianti già esistenti** (oltre agli impianti entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del decreto), **in misura non superiore al 30% della potenza complessiva degli impianti di produzione che appartengono alla comunità.**

- Viene infine ampliato il novero delle attività che può portare avanti la comunità energetica, tra cui la possibilità di sfruttare **altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri**, promuovere interventi integrati di **domotica** ed **efficienza energetica**, offrire **servizi di ricarica dei veicoli elettrici** ai propri membri, **assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e offrire servizi ancillari e di flessibilità**. Tutte queste attività devono essere sempre svolte **nel rispetto delle finalità di fornire benefici ambientali, economici o sociali** ai membri o alle aree locali in cui opera la comunità.

AUTOCONSUMATORI COLLETTIVI

- **Viene posto un parziale ampliamento del «perimetro» della configurazione**: gli impianti di produzione appartenenti alla configurazione possono essere ubicati **presso edifici o in siti diversi da quelli ove l'autoconsumatore opera**, purché siano nella disponibilità dell'autoconsumatore stesso. **Gli autoconsumatori, però, devono trovarsi tutti nello stesso edificio o condominio.**

- **Inoltre, vi è un ampliamento del novero di attività che possono essere svolte dagli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente** (come aggregato, ma anche singolarmente, nel caso di autoconsumatori non inseriti in una configurazione di autoconsumo collettivo): oltre a **vendere l'energia autoprodotta** possono, infatti, **offrire servizi ancillari e di flessibilità**, eventualmente per il tramite di un **aggregatore**.

I clienti finali organizzati in comunità di energia rinnovabile o in autoconsumo collettivo regolano i rapporti tramite un **contratto di diritto privato** che tiene conto dei diritti e dei doveri dei membri, e che individua univocamente un **soggetto responsabile del riparto dell'energia condivisa.**

Entro 90 giorni dall'entrata in vigore del decreto, l'ARERA deve adottare i provvedimenti necessari all'attuazione delle disposizioni del decreto, e inoltre:

- individua il valore delle **componenti tariffarie che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa**, in quanto energia istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete;

- individua le modalità con le quali i **clienti domestici possono richiedere** alle rispettive società di vendita, in via opzionale, **lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa**;

- adotta le disposizioni necessarie affinché per le **isole minori non interconnesse non si applichi il limite della cabina primaria** ai fini dell'accesso all'incentivo e al meccanismo di restituzione delle componenti tariffarie non applicabili individuate da ARERA.

BOX 1: SOPPRESSIONE DEL MECCANISMO DI SCAMBIO SUL POSTO

Secondo l'articolo 9 del decreto legislativo per il recepimento della direttiva europea RED II, è predisposta l'**abolizione del meccanismo dello scambio sul posto** a favore degli altri meccanismi incentivanti. Ciò è previsto **entro 90 giorni** dalla data di entrata in vigore dei decreti relativi alla regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso (articolo 6), delle tariffe per piccoli impianti (articolo 7) e degli incentivi per la condivisione dell'energia (articolo 8).

I **nuovi impianti** che entreranno in esercizio potranno accedere al meccanismo del **ritiro dedicato dell'energia o beneficiare di uno dei meccanismi incentivanti previsti** dal decreto legislativo per il recepimento della RED II. Tra questi si evidenziano:

- **Le aste al ribasso** definite all'articolo 6 «Regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso». Per i **grandi impianti**, con potenza superiore a una **soglia almeno pari a 1 MW**, l'incentivo è attribuito attraverso procedure competitive di aste al ribasso effettuate in riferimento a contingenti di potenza.

- **Bandi** o **registri** definiti all'articolo 7 «Regolamentazione delle tariffe per piccoli impianti». Per gli **impianti con potenza inferiore ad 1 MW** le **modalità di accesso all'incentivo sono due**: (i) per gli impianti con costi di generazione più vicini alla competitività di mercato, attraverso una **richiesta da effettuare direttamente alla data di entrata in esercizio**; (ii) per impianti innovativi e per impianti con costi di generazione maggiormente elevati, l'incentivo è attribuito **tramite bandi** in cui sono messi a disposizione contingenti di potenza e sono fissati criteri di selezione.

- **Incentivi sull'energia condivisa** definiti all'articolo 8 «Regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia». Questi sono meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in **configurazioni di autoconsumo collettivo** o in **comunità energetiche rinnovabili.**

I decreti devono inoltre stabilire le modalità per la **graduale conversione degli impianti in esercizio operanti in scambio sul posto** al meccanismo di tariffazione per piccoli impianti definito nell'articolo 7, da attuarsi a decorrere dal 31 dicembre 2024.

All'interno dello schema di decreto legislativo approvato dal Consiglio dei Ministri per l'attuazione della direttiva IEM, **vengono per la prima volta definiti nella legislazione italiana i clienti attivi, i clienti attivi che agiscono collettivamente, e le comunità energetiche dei cittadini.**

CLIENTI ATTIVI

I clienti finali hanno il diritto di partecipare al mercato in qualità di clienti attivi. Possono partecipare al mercato **individualmente, in maniera aggregata o all'interno di comunità energetiche di cittadini**. Possono **vendere** sul mercato l'energia elettrica autoprodotta, e **prendere parte a meccanismi di flessibilità e di efficienza energetica**.
Possono attribuire a soggetti terzi la gestione degli impianti. I clienti attivi **sono responsabili**, dal punto di vista finanziario, **degli squilibri che apportano alla rete elettrica** e del bilanciamento (o possono delegare la propria responsabilità a soggetti terzi).

CLIENTI ATTIVI CHE AGISCONO COLLETTIVAMENTE

I clienti attivi che agiscono collettivamente regolano i rapporti tramite un **contratto di diritto privato, che individua, inoltre, un soggetto responsabile**. **Gli impianti** di produzione e di stoccaggio la cui produzione rileva ai fini del calcolo dell'energia condivisa tra i clienti attivi che agiscono collettivamente **devono essere ubicati in siti nella disponibilità dei clienti attivi** medesimi, e la titolarità e gestione può essere in capo a un soggetto terzo, purché quest'ultimo sia soggetto alle istruzioni di uno o più clienti attivi facenti parte del gruppo.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

COMUNITÀ ENERGETICADEI CITTADINI

La comunità energetica dei cittadini è un **soggetto di diritto privato** che può assumere qualsiasi forma giuridica, con lo **scopo principale di perseguire benefici ambientali, economici o sociali** a favore dei membri o del territorio in cui opera.

I membri delle comunità energetiche dei cittadini regolano i loro rapporti tramite un **contratto di diritto privato**, con il quale si individua, inoltre, un **soggetto responsabile** (che può essere la comunità stessa, un membro di essa o un soggetto terzo). **La comunità è responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa** tra i suoi partecipanti.

La comunità può **generare, consumare, stoccare, distribuire e fornire energia elettrica, essere aggregatore, prestare servizi di efficienza energetica, servizi di ricarica di veicoli elettrici o altri servizi energetici**.

La definizione di «energia condivisa» corrisponde a quella prevista nel caso di autoconsumatori collettivi e comunità di energia rinnovabile. Essa, infatti, è pari, in ciascun periodo orario, al minimo tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti (anche di stoccaggio) e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti associati, **nell'ambito della porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa zona di mercato**.

Gli impianti di generazione e stoccaggio dell'energia elettrica oggetto di condivisione tra i partecipanti alle comunità energetiche dei cittadini **devono risultare nella disponibilità e nel controllo della comunità energetica dei cittadini**.

La condivisione dell'energia elettrica prodotta dalle **comunità energetiche di cittadini** può avvenire per mezzo della rete di distribuzione esistente e, **in presenza di specifiche ragioni di carattere tecnico, tenuto conto del rapporto costi benefici per i clienti finali, anche in virtù di contratti di locazione o di acquisto di porzioni della rete o reti di nuova realizzazione**.

Le reti di distribuzione gestite dalle comunità energetiche dei cittadini sono considerate **reti pubbliche con obbligo di connessione dei terzi** (rete pubblica il cui esercizio è oggetto di una concessione), indipendentemente dalla proprietà della rete. La comunità, in qualità di sub-concessionario della rete elettrica utilizzata, è tenuta all'osservanza degli stessi obblighi e delle stesse condizioni previsti dalla legge per il soggetto concessionario. I canoni di locazione o di sub-concessione richiesti dal gestore del sistema di distribuzione sono sottoposti alla valutazione dell'ARERA.

Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto, **l'ARERA deve adottare i provvedimenti** per:

- **assicurare che le comunità energetiche dei cittadini possano partecipare a tutti i mercati dell'energia elettrica e dei servizi connessi**, e che esse siano **responsabili degli eventuali squilibri apportati al sistema**.
- **determinare il valore delle componenti tariffarie che non devono essere applicate all'energia condivisa** nell'ambito della porzione di rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria e istantaneamente auto-consumata, corrispondenti a costi evitati per il sistema.
- **definire le specifiche ragioni di carattere tecnico**, tenuto conto del rapporto costi benefici per i clienti finali, **che devono ricorrere affinché la condivisione dell'energia prodotta dalle comunità energetiche di cittadini avvenga in virtù di contratti di locazione o di acquisto di porzioni della rete di distribuzione** esistente o di nuova realizzazione.
- adotta le disposizioni necessarie affinché **per le isole minori non interconnesse non si applichi il limite della cabina primaria** ai fini dell'accesso al meccanismo di restituzione delle componenti tariffarie non applicabili individuate da ARERA.

BOX 2: NUOVE DEFINIZIONI PER SSPC E SDC

All'interno del decreto legislativo per il **recepimento della direttiva Europea** relativa al **mercato interno dell'energia elettrica (IEM)** vengono introdotte **modifiche** riguardanti i sistemi fisici di configurazione della rete elettrica, quali i **sistemi di distribuzione chiusi (SDC)** e i **sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC).** Per maggiori informazioni riguardanti le possibili configurazioni esistenti e attualmente ammesse per nuove iniziative si rimanda all'Electricity Market Report 2020.

All'interno dell'**articolo 16** dello schema di decreto legislativo per il recepimento della direttiva IEM, viene proposta una **nuova definizione per le configurazioni SSPC**. L'intento legislativo è relativo alla **semplificazione e razionalizzazione** delle medesime configurazioni. In tal senso, **la nuova definizione comprende tutte le configurazioni esistenti relative ai sistemi SSPC**, ad eccezione di alcuni sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SEESEU).

La nuova definizione di SSPC è ritenuta **più ampia** e **flessibile**, siccome:

- permette ai gruppi societari di non apparire come una pluralità di clienti, bensì come un unico cliente relativo ad un medesimo POD;
- elimina il vincolo relativo all'«area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente messa a disposizione del produttore o dei proprietari degli impianti di produzione» conferendo maggiore libertà a clienti e produttori.

All'interno dell'**articolo 17** del decreto legislativo per il recepimento della direttiva IEM, invece, **viene definita la possibilità di configurarsi come sistema di distribuzione chiuso (SDC)**. A differenza dell'articolo precedente, l'obiettivo non è relativo ad una semplificazione definitoria, bensì all'introduzione della **possibilità possibilità di configurare nuovi sistemi di distribuzione chiusi**, a parità di condizioni rispetto alle configurazioni che attualmente vengono definite come SDC, ad eccezione degli **oneri di sistema**. Questi dovranno essere pagati dai nuovi sistemi SDC, a differenza di ciò che attualmente avviene per le reti interne di utenza (RIU) e per gli altri sistemi di distribuzione chiusi (Altri SDC) già oggetto di precedente regolazione.

BOX 3: COMUNITÀ ENERGETICHE E AUTOCONSUMO COLLETTIVO NEL PNRR

All'interno del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) sono previsti **2,2 miliardi di euro per l'installazione di 2 GW di impianti rinnovabili** in configurazioni di autoconsumo collettivo e in comunità energetiche, al fine di promuovere la diffusione delle **rinnovabili e dell'autoconsumo** e con l'intento di **sostenere l'economia di aree a rischio di spopolamento (piccoli comuni).**

Le risorse sono erogate tramite **finanziamenti a tasso zero fino al 100% dei costi ammissibili** (durata massima di 10 anni) per costruire gli impianti e sono suddivise come segue:

- **1.600 milioni alle comunità di energia rinnovabile**;
- **600 milioni per l'autoconsumo collettivo**.

Destinatari della misura saranno le **Pubbliche Amministrazioni**, i **privati cittadini** e le **PMI nei comuni con meno di 5.000 abitanti**. In ogni caso, viene **mantenuto il limite di 200 kW (*) di potenza per gli impianti** incentivati, e gli stessi dovranno entrare in funzione entro e non oltre il 2026.

Questa **misura** incentivante sarà **valida per 5 anni**, ovvero dal quarto trimestre 2021 alla metà del 2026. **Non sarà cumulabile con gli incentivi del FER 1** (DM 4 luglio 2019), mentre **si abbina agli incentivi per l'autoconsumo collettivo e per le comunità energetiche in vigore**.

Nelle schede di dettaglio dei progetti, è esplicitato come siano **5.000 i comuni con meno di 5.000 abitanti**, caratterizzati da **consumo elettrico annuo stimato di 7-8 TWh**. Si stima che la realizzazione degli interventi incentivati porti a **coprire il 20% di questa domanda**. Infine, la misura incentivante dovrebbe anche portare a 13.300 nuovi posti di lavoro a tempo determinato e 1.100 nuovi posti di lavoro all'anno, in termini di Unità di Lavoro Annue (ULA).

(*) il PNRR è stato pubblicato precedentemente la pubblicazione dello schema di decreto di recepimento della Direttiva REDII, perciò si basa sulle regole fissate nella fase pilota, in cui era prevista una soglia massima di potenza per impianto appartenente alla configurazione di 200 kW.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Nella presente sezione viene presentata **l'analisi di un campione di casi reali di comunità energetiche e gruppi di autoconsumatori collettivi che stanno nascendo in Italia** grazie all'introduzione della relativa normativa.

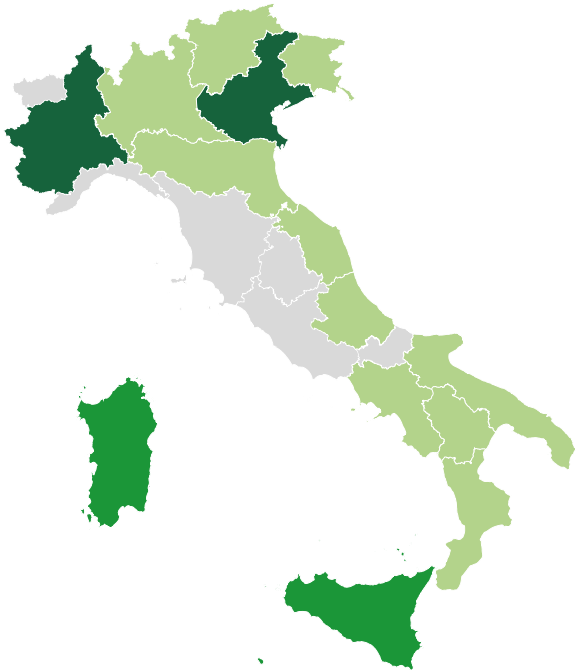
Vengono prese in considerazione le configurazioni che si sono costituite come comunità energetica o gruppo di autoconsumatori collettivi secondo quando definito dalla legge 8/2020. L'obiettivo è quello di **delineare le direttrici di sviluppo di questo settore** ed **individuare dei modelli «paradigmatici» accomunati da un set di caratteristiche chiave** (come ad esempio il promotore dell'iniziativa, la value proposition o i meccanismi di finanziamento e ripartizione dei benefici).

Ogni caso individuato è stato analizzato attraverso le seguenti **variabili**:

- **ubicazione** dell'iniziativa;
- **assetto tecnologico**;
- **soggetto/i promotore/i**;
- natura dei **player coinvolti**;
- **value proposition**;
- modalità di **finanziamento**;
- **ripartizione dei benefici** economici.

I grafici rappresentano il **numero e la distribuzione geografica delle iniziative** ad oggi identificate nel contesto nazionale già operative o in fase di progettazione relativamente a **comunità energetiche** ed **autoconsumo collettivo**.

DISTRIBUZIONE GEOGRAFICA PER REGIONE



NUMERO INIZIATIVE

- >5
- 3-4
- 1-2
- 0

COMUNITÀ ENERGETICHE

21

AUTOCONSUMO COLLETTIVO

12

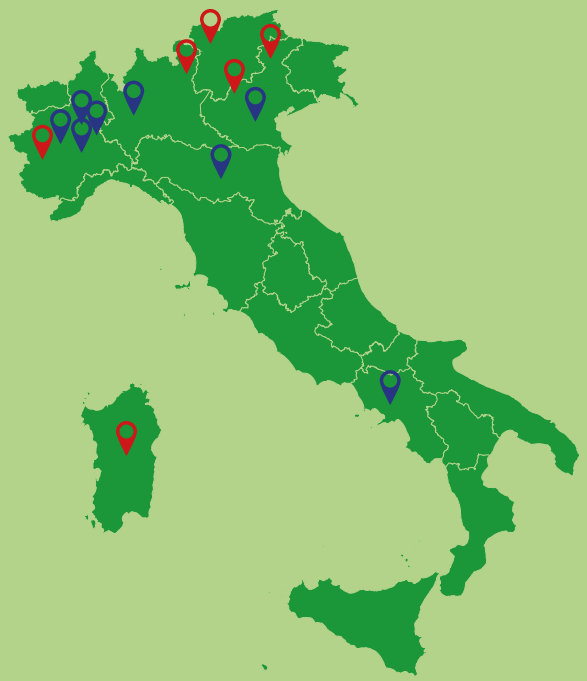
© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

BOX 3: I PROGETTI RSE

Nell'ambito del Piano Triennale di Ricerca di Sistema 2019-2021, **RSE** ha promosso nei mesi di ottobre e novembre 2019, due **«call» al fine di individuare 6 progetti pilota di Comunità dell'Energia Rinnovabile e 9 progetti pilota di Autoconsumo Collettivo** sulla base dei quali svolgere una **analisi costi-benefici della costituzione di queste configurazioni**, dal punto di vista energetico, economico, ambientale e sociale, e per **individuare le barriere** (regolatorie, tecniche, normative, amministrative, ambientali, sociali, ecc.) che potrebbero limitarne lo sviluppo.

Le call sono nate anche con il fine di **contribuire al processo di recepimento della Direttiva RED II e della Direttiva IEM**. Esse, infatti, sono state indette prima dell'inizio del percorso di recepimento delle Direttive all'interno della normativa italiana e, per questo motivo, **ai progetti pilota selezionati non sono stati imposti particolari vincoli** quali taglia massima degli impianti o un perimetro limitato entro il quale devono trovarsi i partecipanti. Con il parziale recepimento della Direttiva RED II **alcuni dei progetti pilota selezionati** da RSE **hanno però modificato il proprio progetto al fine da rientrare all'interno della normativa nazionale**.

La mappa rappresenta la diffusione sul territorio dei progetti selezionati.



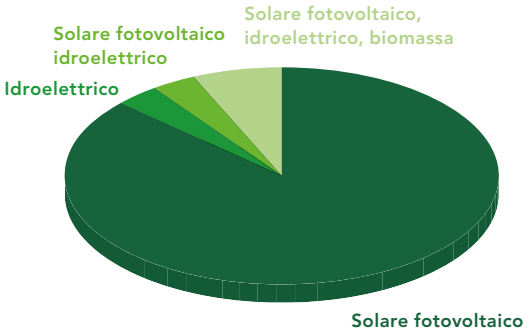
Comunità dell'Energia Rinnovabile

Autoconsumo Collettivo

Sia per AC collettivo che per le REC, **lo sfruttamento del solare fotovoltaico come fonte rinnovabile per la produzione di energia elettrica è predominante:** esso è infatti presente nel **96%** delle iniziative analizzate. Altre tecnologie di produzione, quali **idroelettrico** e **biomasse**, sono utilizzate in combinazione al fotovoltaico, oppure in modalità indipendente.

I **sistemi di misura**, i quali monitorano e registrano i consumi di ciascuna utenza, compaiono nel **37%** dei casi, mentre **IDR** e **storage** compaiono in **rispettivamente nel 15%** e nel **30%** dei casi identificati.

TIPOLOGIA IMPIANTO DI PRODUZIONE *

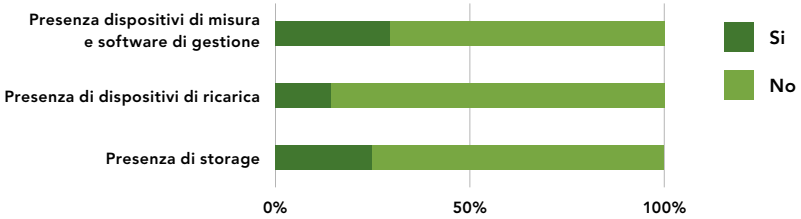


Potenza media degli impianti di produzione **Autoconsumo Collettivo****

~ 32 kW

Potenza media degli impianti di produzione **Comunità Energetiche****

~ 48 kW



(*) I dati sono riferiti a 27 iniziative.
(**) I dati sono riferiti a 24 iniziative.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

I **ruoli «core»** emersi dall'analisi dei casi reali, necessari per la creazione dell'aggregato.

SOGGETTO PROMOTORE

Soggetto/i che promuove/ono e supporta/no la realizzazione dell'aggregato (comunità energetica o autoconsumatore collettivo).

MEMBRI

Soggetti che fanno parte dell'aggregato, i cui consumi elettrici concorrono al computo dell'energia condivisa ed immessa in rete.

PRODUTTORE

Responsabile dell'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica interni alla comunità.

REFERENTE CON IL GSE

Gestore dei rapporti con il GSE per la costituzione della configurazione e la richiesta di accesso alla valorizzazione ed incentivazione dell'energia condivisa.

FINANZIATORE

Soggetto/i che sostiene/engono l'investimento iniziale necessario alla costituzione della configurazione.

Accanto ai «membri» (i cui attori in gioco sono definiti dal quadro normativo-regolatorio vigente (*), una serie di **attori a supporto** emergono dall'analisi dei casi reali, la cui **presenza è dipendente dalla configurazione dell'aggregato stesso.**

ENTE DI RICERCA

Ente che può partecipare allo sviluppo dell'iniziativa fornendo le proprie conoscenze per supportare la creazione e gestione dell'aggregato, anche al fine di raccogliere dati a supporto per i propri progetti di ricerca.

ENTE DEL TERZO SETTORE

Enti senza scopo di lucro che promuovono l'istituzione di comunità energetiche e iniziative di AC collettivo come strumento di sviluppo sociale del territorio.

PLAYER ENERGETICO

Ente che può partecipare allo sviluppo dell'iniziativa fornendo le proprie conoscenze per supportare la creazione e gestione dell'aggregato. Si fa riferimento, ad esempio, ad una Utility od una ESCo.

FORNITORE TECNOLOGICO

Fornitore delle tecnologie alla base del funzionamento dell'aggregato (impianti di produzione di energia elettrica, strumenti di misura, piattaforme di gestione, …). Può essere anche tra i promotori dell'iniziativa.

AMMINISTRATORE DI CONDOMINIO

Individuo che si occupa della gestione amministrativa dell'edificio oggetto dell'iniziativa e può occuparsi della relazione con il GSE in qualità di referente della configurazione di autoconsumo collettivo.

ISTITUTO DI CREDITO

Ente che può partecipare allo sviluppo dell'iniziativa sostenendo totalmente o parzialmente l'investimento necessario alla realizzazione della comunità energetica o dell'AC collettivo.

In aggiunta, due soggetti indispensabili sono rappresentati da **DSO** e **GSE**. Il primo è il gestore della rete di distribuzione su cui insiste l'aggregato, coinvolto in fase di sviluppo dell'iniziativa per identificare le utenze che possono essere incluse (rispettando il vincolo di afferenza alla medesima cabina secondaria). Il secondo, è l'ente al quale bisogna rivolgersi per la costituzione della configurazione e la richiesta di accesso alla valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa ed immessa in rete.

(*) Si veda Electricity Market Report 2020, Cap. 2.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

La tabella mostra **quali soggetti possono ricoprire determinati ruoli** al fine dello sviluppo dell'aggregato.

In verde sono segnate le combinazioni emerse **dall'analisi dei casi reali,** mentre **in nero** sono le combinazioni **permesse e regolate dalla normativa vigente.**

SOGGETTI	SOGGETTO PROMOTORE	MEMBRI	PRODUTTORE	REFERENTE CON IL GSE	FINANZIATORE
PUBBLICA AMMINISTRAZIONE	✓	✓			✓
ENTI DI RICERCA	✓				
ENTI DEL TERZO SETTORE	✓				
PRIVATI CITTADINI	✓	✓			✓
PMI	✓	✓			✓
PLAYER ENERGETICO	✓		✓	✓ 1,2	✓
FORNITORE TECNOLOGICO	✓		✓	✓ 1,2	✓
AMMINISTRATORE DI CONDOMINIO	✓			✓ 2	
ISTITUTO DI CREDITO					✓
LA COMUNITÀ COME ENTE GIURIDICO			✓	✓	

(1) se ricopre il ruolo di produttore per uno o più impianti di produzione che appartengono alla configurazione.
(2) valido solo per configurazioni di autoconsumo collettivo, e non per comunità di energia rinnovabile.

La tabella mostra le **attività necessarie al fine di creare, sviluppare e gestire l'aggregato**.

	ATTIVAZIONE INIZIATIVA	OPERATIVITÀ INIZIATIVA
BUROCRATICHE	**Coinvolgimento membri:** promozione dell'iniziativa sul territorio, raccolta delle adesioni, individuazione delle categorie di utenti più adatte per l'autoconsumo fisico dell'energia e per la condivisione, individuazione degli utenti che rispettano i vincoli geografici posti dal quadro normativo-regolatorio. **Attivazione configurazion**: costituzione dell'ente giuridico dell'aggregato (se necessario), comunicazione al GSE dell'intenzione di costituire una comunità energetica o gruppo di AC collettivo.	**Gestione burocratica:** gestione dei nuovi ingressi/uscite degli utenti dall'aggregato.
ECONOMICHE	**Finanziamento:** scelta del metodo di finanziamento più adatto alla natura dell'iniziativa, richiesta del finanziamento ad enti terzi all'iniziativa.	**Gestione amministrativa:** gestione delle partite economiche in ingresso e uscita dall'aggregato e della ripartizione dei benefici economici internamente alla stessa.
TECNICHE	**Progettazione (tecnico-economica) ed installazione tecnologie:** dimensionamento degli impianti di produzione, scelta degli ulteriori asset da inserire (storage, strumenti di misura, colonnine per la ricarica elettrica, …), coinvolgimento di soggetti fornitori di tecnologia, installazione degli asset tecnologici.	**Gestione tecnica:** gestione delle attività di manutenzione degli asset tecnologici ed eventuale nuova fase di progettazione per adattare l'aggregato alle modifiche occorse (ad es. variazione del numero di membri).

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

La direttiva europea RED II ha definito come **obiettivo principale** delle iniziative di «autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» quello di fornire **benefici ambientali**, **economici** o **sociali** a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari. Dalle analisi effettuate dei casi reali sul territorio nazionale, le **motivazioni** alla base dello **sviluppo di una comunità energetica** o di **un'iniziativa di autoconsumo collettivo** tipicamente manifestate dai promotori sono riconducibili ai benefici identificati all'interno della direttiva.

	BENEFICI AMBIENTALI	BENEFICI ECONOMICI	BENEFICI SOCIALI
Riduzione della spesa energetica		✓	✓ Contrasto povertà energetica
Promozione dell'**efficienza energetica**	✓	✓	✓ Contrasto povertà energetica
Perseguimento di un **investimento profittevole**		✓	
Creazione di valore sul territorio	✓	✓	✓
Contributo alla sostenibilità ambientale	✓		

Questi obiettivi possono essere **perseguiti sia singolarmente**, **ma spesso anche contemporaneamente tra loro**. Ad esempio:

- se l'iniziativa è promossa da un **ente pubblico**, tipicamente le motivazioni alla base risiedono nel **generare risparmi per i cittadini** e **creare valore sul territorio**.
- se il promotore è un **player energetico**, la motivazione principale è il **perseguimento di un'opportunità di business,** la quale implica la promozione di iniziative di efficientamento energetico.
- se l'iniziativa è promossa direttamente da **cittadini e PMI,** l'intento principale è la **riduzione della spesa energetica**, affiancata dal desiderio di contribuire ad una maggiore **sostenibilità ambientale** dei propri consumi.

Significativa eterogeneità per quanto concerne la **modalità di finanziamento delle iniziative**. I **principali meccanismi individuati** possono essere perseguiti sia singolarmente (come unico metodo di finanziamento) sia combinati fra loro.

MECCANISMI INDIVIDUATI	DESCRIZIONE
Finanziamento a fondo perduto di un ente pubblico	Vengono utilizzati fondi comunali, regionali, nazionali e/o comunitari al fine di finanziare le iniziative senza prevedere l'obbligo di restituzione del capitale erogato.
Finanziamento del player energetico	Il player energetico si incarica si sostenere parte o la totalità dell'investimento necessario per l'installazione delle tecnologie abilitanti.
Finanziamento di un ente del terzo settore	Una cooperativa senza scopo di lucro si incarica (tipicamente di parte) dell'investimento necessario per l'installazione della tecnologia.
Investimento da parte dei membri dell'aggregato (capitale proprio)	L'investimento iniziale può essere sostenuto direttamente dai privati cittadini o dalle PMI che diventeranno poi membri dell'iniziativa. Parte dell'investimento (oppure l'investimento nella sua interezza) può essere coperto tramite prestito bancario.
Cessione del credito/sconto in fattura associato a detrazioni fiscali	Superbonus (110%) o altre detrazioni fiscali (50%) possono essere utilizzati, se determinate condizioni sono verificate, per mitigare l'investimento iniziale tramite cessione del credito o sconto in fattura.

Un'opportunità di finanziamento potenzialmente promettente ma che non ha visto ad oggi un'implementazione concreta riguarda **crowdfunding** e **crowdinvesting**. In questo caso, stakeholder esterni all'iniziativa possono investire e finanziare lo sviluppo degli aggregati in maniera disinteressata oppure beneficiando economicamente dallo stesso investimento.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Una significativa eterogeneità emerge anche riguardo ai **metodi di ripartizione dei benefici associati alla creazione di un aggregato**, con particolare riferimento agli incentivi sull'energia condivisa ed alla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Tali metodi possono essere sia perseguiti singolarmente che combinati fra loro.

	MECCANISMI INDIVIDUATI	DESCRIZIONE
SUDDIVISIONE TRA GLI ATTORI IN GIOCO	**Interamente ai membri**	Tutti i benefici economici sono suddivisi tra i membri dell'aggregato secondo le modalità descritte in seguito.
	Parziale re-investimento	Parte dei benefici economici possono essere reinvestiti «nell'iniziativa» stessa al fine di ampliarne il perimetro o di implementare ulteriori tecnologie.
	Condivisione con il player energetico	Se l'investimento iniziale è sostenuto in toto od in parte da un player energetico, parte dei benefici economici sono ad esso retrocessi per ripagarne l'investimento initiale.
SUDDIVISIONE INTERNA ALL'AGGREGATO (tra i membri, indipendentemente che riguardi il totale degli introiti o solo una parte)	**Millesimi**	I benefici sono suddivisi in base al valore in millesimi dello stabile appartenente a ciascun membro dell'aggregato.
	In base all'energia condivisa	I benefici sono ripartiti in base all'energia effettivamente condivisa da ciascun membro che partecipa all'iniziativa.
	Pro capite	I benefici (spesso solo una parte di essi) sono ripartiti in maniera uniforme tra i membri che partecipano all'iniziativa.

BOX 4: FISCALITÀ

IN COLLABORAZIONE CON
UFFICIO DOGANE BRESCIA

Il comma 1 dell'**articolo 52 del Testo Unico Accise (TUA)** dispone che: "**L'energia elettrica è sottoposta ad accisa** (…) al momento della fornitura ai consumatori finali ovvero **al momento del consumo** per l'energia elettrica prodotta per uso proprio", e pertanto sottopone ad accisa il consumo di energia elettrica (**con alcune esclusioni ed esenzioni**), sia nel caso di fornitura nei confronti di consumatori finali che nel caso di autoconsumo.

Non è sottoposta ad accisa l'energia elettrica prodotta con impianti a fonti rinnovabili con potenza non superiore a 20 kW. In questo caso non è inoltre dovuto il pagamento annuale di diritto di Officina Elettrica.

Nel caso **di impianti rinnovabili con potenza superiore a 20 kW**, **l'energia autoconsumata è sottoposta ad accisa**, ed inoltre è necessario effettuare:

- la **denuncia per adempimenti fiscali**;
- la **dichiarazione di consumo** (annuale);
- il **pagamento di diritto di Officina Elettrica** (annuale).

È esente dall'accisa l'energia elettrica prodotta con **impianti a fonti rinnovabili con potenza disponibile superiore a 20 kW, consumata dalle imprese di autoproduzione in locali e luoghi diversi dalle abitazioni** (comma 3, articolo 52, TUA). Ciò significa che **l'autoconsumo diretto effettuato da un'utenza di una PMI o della PA non è soggetto ad accisa, mentre quello effettuato da un'utenza domestica o per usi comuni di un condominio è soggetto ad accisa. L'accisa per le abitazioni ammonta a € 0,0227 €/kWh** (aggiornata a gennaio 2020).

Dalle analisi effettuate sono emersi **tre cluster principali** che si stanno sviluppando nel mercato delle **comunità energetiche**.

	CLUSTER 1 ENTI PUBBLICI E TERZO SETTORE	CLUSTER 2 PLAYER ENERGETICO	CLUSTER 3 PRIVATI CITTADINI / PMI
Promotore	Comune Locale e altri enti pubblici o non a scopo di lucro	Player energetico	Membri dell'aggregato (cittadini e PMI)
Value proposition	Generare valore sul territorio, lotta alla povertà energetica, ridurre la spesa energetica	Opportunità di business, promozione efficienza energetica	Ridurre la spesa energetica, contribuire alla sostenibilità ambientale
Membri	Cittadini, PMI, utenze della PA	Cittadini, PMI, utenze della PA	Cittadini, PMI
Investimento	Fondi pubblici, fondazioni/casse di risparmio	Investimento del soggetto promotore, investimento dei membri dell'aggregato	Investimento dei membri dell'aggregato
Ripartizione dei benefici economici	Tutti ai membri o piccola parte all'aggregato stesso	In parte al player energetico e in parte ai membri	Tutti ai membri

Il **Cluster 1 – Enti pubblici e terzo settore – è il più diffuso** e si basa sulla **relazione diretta tra cittadini e ente pubblico locale (con quest'ultimo che funge da «catalizzatore» dell'iniziativa)** e sulla **possibilità di beneficiare di finanziamenti a fondo perduto o agevolati**. Queste iniziative nascono con il fine di **mitigare la povertà energetica e di generare valore economico sul territorio.** Sono anche un possibile strumento di **riqualificazione di edilizia popolare**. Gli impianti possono essere **posizionati su edifici pubblici e connessi fisicamente alle utenze dell'ente pubblico locale**. È importante il **coinvolgimento di imprese locali** al fine di **semplificare la gestione tecnica post-vendita dell'aggregato.** Questo cluster è caratterizzato da **limitate competenze tecniche ed energetiche tra promotori e membri** e da una **significativa «burocraticità» derivante dalla presenza dell'amministrazione pubblica** che rende poco scalabile questo modello sul mercato nel lungo periodo.

Nei casi afferenti al **Cluster 2 – Player energetico –** l'iniziativa **nasce da un player energy**, che spesso **coinvolge il Comune locale**, per sfruttare la **conoscenza che esso ha del territorio e il contatto diretto con i cittadini**. **Gli impianti possono essere posti su edifici messi a disposizione dal Comune** o su **edifici dei privati cittadini o PMI**. Nel **primo caso, l'investimento è effettuato in toto dal player energetico**, mentre nel **secondo caso si ha la partecipazione all'investimento dei cittadini e delle PMI** (i quali possono beneficiare delle detrazioni fiscali). In entrambi i casi, le **competenze tecniche sono assicurate dal player energetico**, la cui presenza può **favorire la scalabilità delle iniziative** se in grado di trovare un assetto sostenibile da un punto di vista tecnico e finanziario. Ciò richiederà necessariamente il fatto che il **player energetico trattenga** di **una parte del valore generato** dalla creazione di queste configurazioni.

Nel **Cluster 3 – Privati cittadini – l'investimento è sostenuto in toto dai cittadini e PMI**, i quali possono sfruttare **detrazioni fiscali e finanziamenti bancari a supporto**. Questa casistica è teoricamente la meno articolata, visto il numero limitato di attori in gioco, ed è caratterizzata dalla **suddivisione dei benefici economici tra i soli membri dell'aggregato**. Nonostante ciò, ad oggi risulta essere la **configurazione meno diffusa,** perché **necessita che cittadini e/o PMI siano disposti a sostenere la totalità dell'investimento** e che siano **consapevoli dell'opportunità** in essere ed **in grado di valutarla** opportunamente.

Dalle analisi effettuate sono emersi **due cluster principali che si stanno sviluppando nel mercato** dei progetti di autoconsumo collettivo. Questi possono essere distinti l'uno dall'altro in base alle seguenti discriminanti:

	CLUSTER 1 ENTI PUBBLICI E TERZO SETTORE	**CLUSTER 2 PLAYER ENERGETICO**
Promotore	Comune Locale e altri enti pubblici o non a scopo di lucro	Player energetico
Value proposition	Ridurre la spesa energetica, lotta alla povertà energetica, diffusione risorse rinnovabili	Opportunità di business, promozione efficienza energetica
Membri	Cittadini o PMI	Cittadini o PMI
Investimento	Cessione del credito/sconto in fattura e, eventualmente, fondi pubblici	Cessione del credito/sconto in fattura, investimento del soggetto promotore
Ripartizione dei benefici economici	Tutti ai membri o piccola parte all'aggregato stesso	In parte al player energetico e in parte ai membri

In entrambi i **cluster, l'impianto** è sempre installato su un **edificio residenziale o di imprese (PMI)** ed è **collegato fisicamente alle utenze comuni dell'edificio stesso**, permettendo un risparmio equamente distribuito per tutti condomini.

Le iniziative vengono principalmente **finanziate attraverso cessione del credito associato a detrazioni fiscali** e si riscontra una **contestuale implementazione di interventi di efficientamento energetico** dell'edificio. Nel caso di superbonus del 110%, al quale possono accedere solo persone fisiche e non attività commerciali, bisogna considerare che esiste l'obbligo di cessione dell'energia non autoconsumata al GSE e che la detrazione non è cumulabile con altri incentivi pubblici o altre forme di agevolazione previste dalla normativa europea, nazionale e regionale.

Il **Cluster 1 – Enti pubblici e terzo settore –** l'iniziativa nasce da enti pubblici o cooperative senza scopo di lucro. Tali soggetti **non partecipano direttamente come membri dell'aggregato** bensì fungono da «catalizzatori» delle iniziative, **demandando altresì ai membri dell'aggregato il finanziamento delle iniziative stesse, eventualmente supportandoli per alcune voci di costo accessorie** (consulenze tecniche, o dispositivi di misura e piattaforma). Lo scopo principale è mitigare la povertà energetica sul territorio e garantire gli strumenti necessari per favorire la diffusione di risorse rinnovabili.

Il **Cluster 2 – Player energetico –** è caratterizzato dalla presenza di un **player industriale competente che ha le conoscenze tecniche e la capacità finanziarie per promuovere lo sviluppo di iniziative di autoconsumo collettivo**. A differenza delle comunità energetiche, in questo caso emerge la possibilità che il soggetto promotore sia un'**impresa edilizia che costruisce nuove unità abitative condominiali oppure ristruttura edifici preesistenti**. In entrambi i casi, **l'investimento è sostenuto dai condomini, che accedono alle detrazioni fiscali** e implementano interventi per l'efficientamento degli edifici. Questa **configurazione è ad oggi la più diffusa.**

A differenza di quanto identificato per le comunità energetiche, **non sono stati individuate iniziative di autoconsumo collettivo promosse direttamente da privati cittadini o PMI**. Questo è probabilmente dovuto a due aspetti differenti: la scarsa conoscenza e competenza dei privati cittadini e PMI sulle tematiche in esame, e lo scarso impatto mediatico delle eventuali iniziative.

Nell'edizione 2020 dell'Electricity Market Report sono stati analizzati diversi casi studio in termini di **remunerazione attesa per gli utenti** e **PBT** e **IRR** per gli investitori. **In complementarietà con la scorsa edizione**, si presentano tre ulteriori casi studio non trattati precedentemente.

INIZIATIVA PROMOSSA DALLA PA

AC collettivo

Edificio di edilizia popolare: la configurazione comprende **30 utenti residenziali**, differenti per numerosità dei nuclei familiari e abitudini dei membri.

L'iniziativa è promossa da un **ente territoriale che può in parte supportare i condomini nell'investimento, coperto parzialmente da detrazione fiscale** quale bonus 50%.

INIZIATIVA PROMOSSA DA PLAYER ENERGY

Comunità energetica

Quartiere residenziale: comprende **50 utenze domestiche e 10 utenze del terziario** che agiscono come una comunità energetica rinnovabile.

L'iniziativa è promossa da un player energy, che sostiene parte dell'investimento.

Viene infine valutato l'impatto della presenza di infrastruttura **per la ricarica di veicoli elettrici**.

INIZIATIVA NATA DAI MEMBRI

Comunità energetica

Area mista: comprende **65 negozi appartenenti ad un'area commerciale e 30 utenze di tipo ufficio** che si trovano nella stessa area, con impianto fotovoltaico installato a terra. Questo caso è stato sviluppato ipotizzando una configurazione servita da un **impianto di potenza > 200 kW**, in linea con la bozza di decreto presentata ad inizio capitolo.

L'iniziativa nasce dai **membri stessi** della configurazione, i quali si fanno inoltre interamente **carico dell'investimento**.

Le tabelle riportano le principali ipotesi di calcolo utilizzate per svolgere i casi studio.

IPOTESI DI CALCOLO – COSTI		
CAPEX	Impianto FV	1.200 €/kW
CAPEX	Dispositivi di misura	100 €/unità
CAPEX	Attivazione piattaforma	1.000 €
OPEX	Manutenzione impianto FV	12 €/kW/anno
OPEX	Spese di gestione della comunità	500 €/anno

IPOTESI DI CALCOLO – RICAVI	
Valore energia autoconsumata	200 €/MWh
Valore energia immessa in rete (Pz)	50 €/MWh
Incentivo sull'energia condivisa	100 €/MWh AC collettivo 110 €/MWh CE
Restituzione componenti tariffarie sull'energia condivisa	8,22 €/MWh
Spese di gestione della comunità	2,6% o 1,2% *(PZ Energia condivisa)

ALTRE VOCI DI COSTO
costi amministrativi GSE – incentivi su energia condivisa
costi amministrativi GSE – accesso al RID
Licenza officina elettrica
Accise su energia autoconsumata

IPOTESI DI CALCOLO – VARIABILI ECONOMICHE	
Assicurazione	0,7% capex
Inflazione	1%
Tasso di attualizzazione	6%
Tassazione	30%

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

La configurazione comprende **30 utenti residenziali**, differenti per numerosità dei nuclei familiari e abitudini. I membri **condividono l'energia prodotta dal medesimo impianto fotovoltaico da 100 kW** installato sul tetto dell'edificio. Gli utenti sono inoltre forniti dell'infrastruttura **HW/SW per la gestione degli asset.**

L'impianto fotovoltaico è collegato tramite collegamento fisico al POD relativo alle utenze comuni del condominio. L'energia consumata da questa utenza, perciò, risulta **autoconsumata fisicamente**, mentre l'energia non istantaneamente consumata da questa utenza viene immessa in rete e perciò rientra nel computo dell'energia condivisa internamente alla configurazione.

Taglia impianto	100 kW
Ore equivalenti	1.150 h
Energia prodotta	115.000 kWh
Energia autoconsumata fisicamente	7.800 kWh/anno
% Energia autoconsumata su prod. FV	7%
Totale consumi configurazione	92.000 kWh/anno
Energia condivisa	37.750 kWh/anno
% energia condivisa sui consumi	41%

Il **50% dell'investimento iniziale per l'impianto fotovoltaico è coperto tramite sconto in fattura riconosciuto dal technology provider**, grazie all'accesso alla detrazione fiscale relativa al bonus 50%.

L'ente pubblico si **prende carico delle spese relative ai dispositivi di misura e attivazione della piattaforma**, mentre la **restante parte dell'investimento viene sostenuta dai membri tramite finanziamento agevolato** (tasso di interesse all'1% e durata 10 anni).

I benefici economici derivanti dalla restituzione degli oneri sull'energia condivisa, l'incentivo, e la vendita dell'energia immessa in rete **rimangono interamente a disposizione della comunità**, e concorrono al flusso di cassa totale.

Dal flusso di cassa, per i primi 10 anni, viene **sottratto il pagamento della rata annuale per la restituzione del finanziamento** a tasso agevolato ottenuto.

Il margine operativo annuo viene poi ripartito tra i membri della configurazione **in base alla percentuale di energia condivisa da ciascuno.** Nel calcolo del margine operativo per famiglia si tiene anche conto del **risparmio dato dall'autoconsumo fisico**.

Le tabelle riportano il **flusso di cassa annuale** relativo alla configurazione, e i **ricavi ottenuti dalle famiglie** che ne fanno parte. I risultati sono riportati per **l'anno 1, rappresentativo dei primi 10 anni di progetto, nei quali i membri devono sostenere la rata annuale per la restituzione del finanziamento** ottenuto, e per **l'anno 11, rappresentativo degli anni successivi**, quando il finanziamento è stato interamente ripagato.

FLUSSO DI CASSA ANNUALE DELLA CONFIGURAZIONE				
	ANNO	**1**	**...**	**11**
COSTI	O&M	1.200 €		1.330 €
	Costi amministrativi e di gestione	840 €		890 €
	Assicurazione	860 €		950 €
	TOTALE COSTI	**2.900 €**		**3.170 €**
RICAVI	Restituzione oneri e perdite di rete evitate	360 €		360 €
	Risparmio su energia autoconsumata	1.400 €		1.530 €
	Incentivo su energia condivisa	3.780 €		3.780 €
	Cessione energia alla rete	5.360 €		5.920 €
	TOTALE RICAVI	**10.900 €**		**11.590 €**
	Rata annuale	6.300 €		—
	MARGINE OPERATIVO AUTOCONSUMO COLLETTIVO	**1.700 €**		**8.420 €**

MARGINE OPERATIVO MEDIO PER FAMIGLIA		
ANNO	1-10	11-20
Famiglia 1	**50 €**	**220 €**
Famiglia 2	**55 €**	**280 €**
Famiglia 3	**55 €**	**270 €**
Famiglia 4	**60 €**	**350 €**

La configurazione comprende **50 utenti residenziali e 10 utenze tipo ufficio**, che possono rappresentare sia utenze della Pubblica Amministrazione che PMI. I membri **condividono l'energia prodotta dal medesimo** impianto fotovoltaico da **150 kW**. Gli utenti sono inoltre forniti dell'infrastruttura **HW/SW per la gestione degli asset.**

L'impianto fotovoltaico è collegato tramite collegamento fisico a un POD di una utenza tipo ufficio. L'energia consumata da questa utenza, perciò, risulta **autoconsumata fisicamente**, mentre l'energia non istantaneamente consumata da questa utenza viene immessa in rete e perciò rientra nel computo dell'energia condivisa internamente alla configurazione.

Taglia impianto	150 kW
Ore equivalenti	1.150 h
Energia prodotta	172.550 kWh
Energia autoconsumata fisicamente	18.000 kWh/anno
% Energia autoconsumata su prod. FV	10 %
Totale consumi configurazione	474.500 kWh/anno
Energia condivisa	108.800 kWh/anno
% energia condivisa sui consumi	23%

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Il **50% dell'investimento iniziale per l'impianto fotovoltaico è coperto tramite sconto in fattura riconosciuto dal technology provider**, grazie all'accesso alla detrazione fiscale relativa al bonus 50%. **La restante parte dell'investimento viene sostenuta dal player energy promotore del progetto, a fronte della restituzione di un canone annuale da parte della comunità.**

Il contratto tra il player energy e la comunità ha la durata di 9 anni, durante i quali **il player energy ha in capo anche tutti i costi amministrativi e di manutenzione** della comunità. **I benefici economici** derivanti dalla **restituzione degli oneri sull'energia condivisa e l'incentivo vanno alla comunità**, e parte di questi verranno utilizzati per pagare il canone annuale al player energy. **I ricavi per la vendita dell'energia**, invece, vanno a concorrere ai **ricavi del player energy**, gestore dell'impianto.

Allo scadere dei 9 anni di contratto tra la comunità e il player energy, esso ha ripagato per intero il proprio investimento, e **smette di ricevere il canone dalla comunità**. **Rimane però gestore dell'impianto** e ha perciò a proprio carico i costi di gestione ed assicurazione dello stesso, e continua a ricevere i proventi relativi alla vendita dell'energia prodotta.

Il **player energy** che ha sostenuto l'investimento ottiene un **PBT di 8,2 anni con IRR 10,5%**. La tabella riporta il **margine operativo annuo per i membri coinvolti.**

PLAYER ENERGY
IRR **10,5 %**
Pay Back Time **8,2 anni**

MARGINE OPERATIVO MEDIO PER UTENTE		
ANNO	1-9	10-20
Famiglia 1	**75 €**	**140 €**
Famiglia 2	**80 €**	**170 €**
Famiglia 3	**90 €**	**200 €**
Ufficio	**210 €**	**820 €**

La tabella riporta i **flussi di cassa** relativi alla configurazione per **l'anno 1,** rappresentativo dei primi 9 anni di progetto**, nei quali i membri devono sostenere il canone**, e per **l'anno 10, rappresentativo degli anni successivi**, quando il player energy rimane come solo gestore dell'impianto.

FLUSSO DI CASSA ANNUALE DELLA CONFIGURAZIONE						
ANNO		**1**		**...**	**10**	
		Comunità	**Player Energy**		**Comunità**	**Player Energy**
COSTI	Canone	9.400 €	-		-	-
	O&M	-	1.260 €		-	1.380 €
	Costi amministrativi e di gestione	-	890 €		920 €	120 €
	Assicurazione	-	910 €		-	1000 €
	TOTALE COSTI	**9.400 €**	**3.060 €**		**920 €**	**2.500 €**
RICAVI	Canone	-	9.400 €		-	-
	Restituzione oneri	895 €	-		895 €	-
	Risparmio su energia autoconsumata	3.600 €	-		3.940 €	-
	Incentivo su energia condivisa	11.970 €	-		11.970 €	-
	Cessione energia alla rete	-	7.730 €		-	8.450 €
	TOTALE RICAVI	**16.465 €**	**17.130 €**		**16.805 €**	**8.450 €**
MARGINE OPERATIVO		**7.065 €**	**14.070 €**		**15.885 €**	**5.950 €**

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Infine viene calcolato il **contributo dell'installazione di una colonnina di ricarica per veicoli elettrici**, i cui **consumi rientrino nel computo dell'energia condivisa** dalla comunità.

Ipotizzando circa **13.000 kWh di ricariche effettuate** attraverso la colonnina di ricarica, la sua presenza permette di incrementare l'energia condivisa internamente alla comunità, e di conseguenza l'ammontare dell'incentivo e della restituzione oneri che riceve dal GSE, come mostrato in tabella.

Potenza colonnina	22 kW
Energia prelevata per ricariche EV	13.000 kWh/anno
Incremento energia condivisa	3.000 kWh/anno
Delta incentivo	325 €
Delta restituzione oneri	24 €

Riguardo i **costi di investimento e manutenzione**, e i **ricavi dati dall'offerta del servizio** di ricarica elettrica, questi **dipendono dal modello di business** adottato. Di seguito vengono presentate **due alternative**:

- Caso di **investimento e costi di manutenzione a carico della comunità**;
- Caso di **investimento e costi di manutenzione a carico di un player energy**.

Nel **caso in cui l'investimento sia sostenuto dalla comunità**, essa è anche **proprietaria dell'infrastruttura** di ricarica, ed è la comunità, come ente giuridico, che **eroga il servizio di ricarica**.

La comunità si affida ad un **fornitore tecnologico** per **l'acquisto e l'installazione dell'infrastruttura di ricarica** e ad un **CPO** (che può coincidere con il precedente) per **la gestione e la manutenzione della colonnina**, remunerato tramite canone annuo. Per ogni ricarica effettuata, la comunità riceve un ricavo decurtato del **costo del servizio del Mobility Service Provider (MSP)** cui si affida l'utente che riceve il servizio e al quale va sottratto il **costo dell'energia.** Le principali voci di costo e ricavo ipotizzate sono riportate in tabella.

COSTI	CAPEX	9.000 €
	Canone al CPO	300 €/anno
	Costo servizio MSP	0,05 €/kWh
	Costo energia	0,27 €/kWh
RICAVI	Ricavi da ricariche	0,45 €/kWh

Di conseguenza, **l'investimento sostenuto dalla comunità permette di ottenere un PBT di 7 anni, con un IRR del 14%**, considerando la vita utile dell'infrastruttura di ricarica 10 anni. Il risultato è ottenuto dalla combinazione dell'attività di fornitura di servizi di ricarica elettrica e della massimizzazione dell'energia condivisa internamente alla comunità.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Nel caso in cui sia la comunità stessa ad effettuare l'investimento, tuttavia, va sottolineato come essa **si assuma i rischi legati alla variazione dei volumi di ricariche** che vengono effettuate dagli utenti. Data la fase di sviluppo nella quale si trova il mercato delle ricariche elettriche, infatti, risulta **complesso effettuare una previsione del numero di ricariche che l'infrastruttura potrà erogare**, funzione del numero e delle abitudini dei possessori di auto elettriche presenti nella zona.

I **risultati**, inoltre, risultano molto **sensibili alla variazione dei volumi di ricariche** erogate:

Energia prelevata per ricariche EV	**13.000 kWh/anno**	**9.000 kWh/anno**
Ricavi netti da servizio di ricarica	1.700 €/anno	1.176 €/anno
Ricavi da incremento energia condivisa	350 €/anno	263 €/anno
IRR investimento	14%	4,6%
PBT investimento	7 anni	> 10 anni

Al contrario, nel **caso in cui sia un player della ricarica elettrica ad effettuare l'investimento**, **la comunità non è interessata dai costi di installazione e di esercizio della colonnina**, e riceverà unicamente il vantaggio economico dato dall'incremento dell'energia condivisa.

Questo vantaggio dovrà eventualmente **essere condiviso con il player energetico,** proprietario della colonnina e fornitore del servizio, **ad esempio con una condivisione al 50% dei benefici economici** legati ad incentivo e restituzione oneri (pari, nel caso preso in esame, a 350 €/anno).

A differenza del caso precedente, perciò, **la comunità non si assume i rischi legati alla variazione dei volumi di ricariche**, che resta in capo alla società che effettua l'investimento.

Dal punto di vista della comunità questo modello risulta senz'altro più semplice: l'infrastruttura di ricarica entra a far parte della configurazione al pari degli altri POD, partecipa al calcolo dell'energia condivisa e l'impresa proprietaria della colonnina condividerà i benefici economici con gli altri membri della configurazione, sostenendo autonomamente i costi iniziali e di esercizio e potendo, inoltre, sfruttare le proprie **competenze** per effettuare le valutazioni **tecnico-economiche** preliminari.

La configurazione comprende **65 negozi appartenenti ad un'area commerciale e 30 utenze di tipo ufficio** che si trovano nella stessa area, con **due impianti fotovoltaici da 1 MW ciascuno, installati a terra**. Le utenze sono inoltre fornite dell'infrastruttura **HW/SW per la gestione degli asset.**

L'investimento è interamente sostenuto dai membri stessi della configurazione (esercizi commerciali ed uffici). A differenza dei casi precedenti, in cui si avevano impianti a tetto installati da utenti residenziali, in questo caso non è permesso l'accesso alle detrazioni fiscali bonus 50% e superbonus 110%.

I benefici economici derivanti dalla restituzione degli oneri sull'energia condivisa, l'incentivo, e la vendita dell'energia immessa in rete **rimangono interamente a disposizione della comunità**, e concorrono al ritorno dell'investimento iniziale.

Anche grazie al fattore di scala legato ai grandi impianti installati, si ottiene un PBT ben al di sotto della durata degli incentivi previsti sull'energia condivisa.

Taglia impianto	1 MW + 1 MW
Ore equivalenti	1.150 h
Energia prodotta	2,3 GWh
Totale consumi configurazione	3,8 GWh/anno
Energia condivisa	2,0 GWh/anno
% energia condivisa sui consumi	54%

COMUNITÀ
IRR **11,7 %**
Pay Back Time **11 anni**

ANNO	1
MARGINE OPERATIVO COMUNITÀ	**311.550€**
MARGINE MEDIO NEGOZIO	**3.935€**
MARGINE MEDIO UFFICIO	**1.860€**

INIZIATIVA PROMOSSA DALLA PA

AC collettivo

ANNO	1	...	11
MARGINE OPERATIVO AUTOCONSUMO COLLETTIVO	1.700€		8.420€
MARGINE MEDIO PER FAMIGLIA	55€		280€

INIZIATIVA PROMOSSA DA PLAYER ENERGY

Comunità energetica

ANNO	1		...	10	
	COMUNITÀ	PLAYER ENERGY		COMUNITÀ	PLAYER ENERGY
MARGINE OPERATIVO	7.065€	14.070€		15.885€	5.950€
MARGINE MEDIO FAMIGLIA	80 €			170€	
MARGINE MEDIO UFFICIO	210€			820€	

PLAYER ENERGY	IRR 10,5 %	PAY BACK TIME 8,2 ANNI

INIZIATIVA NATA DAI MEMBRI

Comunità energetica

ANNO	1
MARGINE OPERATIVO COMUNITÀ	311.550€
MARGINE MEDIO NEGOZIO	3.935€
MARGINE MEDIO UFFICIO	1.860€

COMUNITÀ
IRR 11,7 %
PAY BACK TIME 11 ANNI

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

I risultati dei casi studio presentati mostrano un **quadro generalmente positivo dei tempi di ritorno d'investimento** per i progetti di comunità energetica e autoconsumo collettivo, in tutti e tre i casi **inferiori a 11 anni**. Questi **risultati economici positivi si riflettono nei ricavi medi ottenibili dai membri** delle configurazioni. I ricavi dipendono però fortemente dalla **natura dell'utente** (famiglia, ufficio, negozio) in quanto i profili di consumo degli utenti del settore terziario permettono di ottenere una maggiore quota di energia condivisa, e di conseguenza maggiori ricavi legati agli incentivi e alla restituzione degli oneri.

I **primi due casi studio** prevedono ciascuno **due «fasi» del progetto**, nella prima delle quali la comunità deve sostenere ogni anno un costo legato alla restituzione dell'investimento iniziale (sostenuto dalla banca nel primo caso e dal player energy nel secondo). **Nella prima «fase» del progetto i ricavi per i membri sono molto contenuti** (meno di 100 €/anno per le famiglie, circa 200 €/anno per gli uffici). Solo dopo l'intera restituzione del finanziamento ottenuto, **nella seconda «fase» del progetto, i ricavi per i membri raggiungono valori più interessanti**: tra i 170 e 280 €/anno per le famiglie, circa 800 €/anno per gli uffici).

Il **terzo caso studio**, invece, prevede che l'investimento iniziale sia sostenuto dai membri stessi della configurazione. Si ottiene, perciò, un **ricavo costante fin dal primo anno**, che porta a rientrare dell'investimento totale in 11 anni. In questo ultimo caso studio **i ricavi ottenuti dai membri sono maggiori che nel caso precedente**, che prevedeva anch'esso membri del settore terziario, a causa della **maggiore dimensione dell'impianto fotovoltaico installato**. Ciò permette di ottenere una **maggiore quota di energia condivisa**, rispetto ai consumi totali del membri (54% nel secondo caso studio, contro il 23% del primo caso) e una maggiore quantità di energia venduta alla rete.

Infine, l'analisi del contributo dell'**installazione di una colonnina di ricarica per veicoli elettrici** mostra come la presenza di una colonnina di ricarica possa permettere un **incremento dell'energia condivisa** internamente alla comunità e perciò generare un **impatto positivo sul bilancio della comunità**, ma questo **risultato** è **fortemente dipendente dai volumi di ricariche** erogate, variabile attualmente non controllabile.

Le **possibilità di business** che si aprono con l'introduzione nel mercato elettrico delle **comunità energetiche rinnovabili e dei Cittadini, e delle altre configurazioni di autoconsumo collettivo**, non si esauriscono solo con l'investimento in **nuovi impianti di generazione rinnovabili diffusi** e con la **nuova spinta al mercato residenziale**, ferma da anni ai soli utenti che vivono in edifici monofamiliari.

Come emerge dalla normativa di recente pubblicazione, **le attività che potranno essere portate avanti da questi nuovi soggetti** sono numerose (ancorché con le dovute limitazioni a seconda della configurazione in esame):

- Oltre a consumare, stoccare e vendere l'energia autoprodotta, possono **offrire servizi ancillari e di flessibilità**, sfruttare **altre forme di energia** da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, promuovere interventi integrati di **domotica** ed **efficienza energetica**, offrire **servizi di ricarica** dei veicoli elettrici ai propri membri, assumere il ruolo di società di **vendita al dettaglio**, ed infine, solo per le comunità energetiche di cittadini, **distribuire e fornire energia** elettrica ed **essere aggregatore**.

Tutte queste attività aprono **nuove prospettive per i player energy** che operano nel mercato elettrico, i quali potranno mettere in campo le proprie **competenze ed esperienze**, offrendo alle nuove configurazioni **servizi aggiuntivi,** quali ad esempio la **partecipazione al MSD, servizi di efficienza energetica, monitoraggio e ottimizzazione della produzione e dei consumi, permettendo di massimizzare i vantaggi** che queste nuove configurazioni possono portare **al mercato e ai cittadini.**

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

5. RACCOMANDAZIONI DI POLICY A SUPPORTO DELL'EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

PARTNER

OBIETTIVI DEL CAPITOLO

L'obiettivo del presente capitolo è di identificare le **azioni di policy** che dovrebbero essere implementate al fine di superare le «criticità» attuali che caratterizzano le tematiche analizzate all'interno del Rapporto e renderle «**componenti strutturali» di un sistema elettrico sempre più decarbonizzato** (in linea con gli obiettivi sempre più sfidanti al 2030 ed al 2050).

L'analisi si focalizza sulle iniziative promosse nel solco della **Delibera 300/2017** (UVAM, fast reserve, etc.), propedeutiche alla **stesura del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico** e sulle configurazioni di **comunità energetiche rinnovabili** e di **autoconsumatori collettivi**.

Dato lo **stadio di sviluppo «preliminare» del quadro normativo-regolatorio** sui suddetti temi – trattandosi nel primo caso di progetti pilota funzionali ad una successiva revisione strutturale delle regole del dispacciamento elettrico, e nel secondo caso di provvedimenti propedeutici al pieno recepimento della Direttiva RED II – si è ritenuto utile fornire una **visione «organica» del punto di vista degli operatori sul quadro normativo-regolatorio attualmente vigente** (con riferimento particolare alle **criticità** da essi riscontrate) **e sulle sue auspicabili traiettorie evolutive**, alla luce delle evidenze contenute all'interno del Rapporto.

Più nel dettaglio, i principali argomenti oggetto dell'analisi sono:

ARGOMENTO		OBIETTIVO GENERALE DELLE AZIONI DI POLICY
1 - APERTURA DEL MSD	**UVAM**	Azioni necessarie per **rendere «strutturali» le UVAM nella loro attuale fisionomia ed abilitare un ulteriore ampliamento della platea di soggetti coinvolti all'interno delle UVAM**
	Altre sperimentazioni nell'ambito della Delibera 300/2017	Azioni necessarie per **sfruttare il «potenziale inespresso» delle «nuove risorse» per il dispacciamento**
2 - COMUNITÀ ENERGETICHE ED AUTOCONSUMO COLLETTIVO	**Il recepimento delle Direttive RED II e IEM**	Azioni necessarie per la **diffusione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo collettivo all'interno del sistema elettrico**

Per ciascuna azione di policy identificata, è stata illustrata la problematica su cui insiste l'azione di policy suggerita (ad esempio di carattere tecnico, regolatorio od economico) ed il suo impatto atteso (misurato in una scala quali-quantitivativa da 1 a 5, dove 1 indica «poco rilevante» e 5 «estremamente rilevante») sullo sviluppo del meccanismo oggetto d'analisi.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Dal **confronto con gli operatori** (con riferimento agli **aggregatori - BSP**) sull'articolazione del **Regolamento** del progetto pilota UVAM e delle **Procedure di approvvigionamento a termine in vigore nel 2019**, erano emerse una serie di «**criticità**» (per la cui descrizione si rimanda all'Electricity Market Report 2019).

Il nuovo confronto – a valle dell'introduzione del **nuovo Regolamento** e delle **nuove Procedure di approvvigionamento a termine e con un «respiro più ampio» relativo all'operatività del progetto pilota nel suo complesso –** ha fatto emergere un **giudizio in parte positivo**, sebbene non scevro da alcuni **«punti d'attenzione»**.

Alcuni operatori sottolineano infatti che l'**esperienza accumulata da BSP** e **utenti finali** (**asset owner**) abbia progressivamente **migliorato l'operatività delle UVAM.** In questo contesto, tuttavia, **una maggiore frequenza delle attivazioni** (come avvenuto negli ultimi mesi) **avrebbe potuto dare un ulteriore forte contributo in questa direzione**.

Una prima «criticità» di carattere generale evidenziata dagli operatori – diretta conseguenza della fase «sperimentale» del quadro regolatorio attualmente vigente – riguarda il fatto che **non vi sia opportuna visibilità su quanto a lungo durerà il meccanismo di approvvigionamento a termine e le relative aste che assegnano un corrispettivo fisso per la partecipazione**. Anche in caso le aste venissero prorogate, **non è noto ad oggi quale sarà il contingente a disposizione**. **Tali «incertezze» possono limitare la propensione agli investimenti per la partecipazione al meccanismo da parte di BSP ed asset owner**.

ARGOMENTO	PROBLEMA	IMPATTO	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
APERTURA DEL MSD - UVAM	L'arco di tempo «limitato» di operatività del meccanismo non incentiva gli operatori (BSP) ed i clienti finali ad investire per la partecipazione ai meccanismi di flessibilità	4	È auspicabile che i progetti pilota sperimentali possano convergere nel codice di rete diventando così una componente strutturale del funzionamento del MSD, al fine di giustificare ed implementare investimenti a lungo termine

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Nel corso dell'ultimo anno di sperimentazione si è **confermata la tendenza a creare UVAM che in larga maggioranza non rappresentano dei «veri» aggregati** (si veda Capitolo 2), essendo **composte da un'unica risorsa** (o al più da un numero esiguo di esse). Conseguentemente, la taglia media delle risorse che partecipano al meccanismo è relativamente elevata (essendo la potenza minima di modulazione di una UVAM è pari a 1 MW).

Le azioni suggerite dagli operatori al fine di **favorire la creazione di aggregati che vedano la presenza di una molteplicità di risorse, con particolare riferimento a quelle di «piccola taglia»** (es. sistemi di accumulo associati a FER) sono:

ARGOMENTO	PROBLEMA	IMPATTO	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
APERTURA DEL MSD - UVAM	Risorse di taglia inferiore non riuscirebbero, in asta, a proporre ribassi competitivi con quelli proposti dalle UVAM formate da grandi impianti o dai consumi industriali	4	Incremento del contingente o premio di riserva/incentivo differenziato per le risorse di piccola taglia

ARGOMENTO	PROBLEMA	IMPATTO	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
APERTURA DEL MSD - UVAM	L'attuale meccanismo, che prevede la messa a disposizione da parte di una UVAM dell'intera capacità contrattualizzata, unita alla previsione di test di affidabilità con livelli di superamento particolarmente elevati, rende meno agevole la creazione di aggregati pluri-POD	5	Rivedere il meccanismo, attribuendo una potenza modulante al BSP e non alla singola UVAM, con fascia di tolleranza

Riguardo al **nuovo Regolamento,** la maggior parte degli operatori si è dichiarata **favorevole all'introduzione dei test di affidabilità, che facciano emergere le risorse dotate di flessibilità «reale» a discapito di quelle che in caso di frequenti attivazioni non sarebbero in grado di assolvere correttamente agli ordini di dispacciamento ricevuti.**

In questo contesto, è altresì da sottolineare che – a detta di alcuni operatori - **la soglia del 90% appaia di difficile attuazione in particolare per alcune tipologie di UVAM** (ad esempio per quelle composte da **sole Unità di Consumo)**.

ARGOMENTO	PROBLEMA	IMPATTO	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
APERTURA DEL MSD - UVAM	**La formula dei test di modulazione prevede che sia accettabile una tolleranza del 10% rispetto all'energia richiesta in ciascun quarto d'ora del periodo di durata del test, ritenuta troppo stringente anche rispetto al valore di tolleranza relativo agli ordini di dispacciamento prevista dalla procedura di approvvigionamento a termine (30% sull'energia richiesta nell'ordine di dispacciamento complessivo).**	**4**	**Considerare superato un test di modulazione con fornitura di almeno il 70% dell'anergia, come avviene per le chiamate «reali»** (ossia non oggetto di test).

Inoltre, viene evidenziato come il Regolamento generi alcuni **aspetti «procedurali»** che rendono difficoltoso il compito del BSP. Si fa riferimento ad esempio ad una **eccessiva rigidità nelle regole** in termini di **gestione della baseline** e **disponibilità della effettiva capacità di modulazione,** che per risorse quali le unità di consumo («***Demand Response***») dovrebbero essere definite **considerandone i limiti intrinseci ed accettando una disponibilità anche parziale**, **comunque utile al sistema.**

ARGOMENTO	PROBLEMA	IMPATTO	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
APERTURA DEL MSD - UVAM	La comunicazione delle baseline entro le 17:00 del D-1, con possibilità di aggiornamento solo con numerose ore di anticipo rispetto alla delivery, non permette di poter dare la migliore previsione possibile di una grandezza che entra in gioco nella valutazione della performance di un ordine di bilanciamento o di un test di affidabilità.	4	Allineare tempistiche dichiarazione baseline in coerenza con le sessioni del mercato continuo
APERTURA DEL MSD - UVAM	Ad oggi è possibile modificare la composizione di una UVAM senza ripetere le prove tecniche di abilitazione soltanto aggiungendo o eliminando un sito che comporti non più del 30% di modifica della potenza modulante abilitata. Con un'evoluzione rapida del contesto (ripresa economica vs crisi aziendali) si rende necessaria una flessibilità maggiore nella composizione delle UVAM	5	Prevedere nel regolamento una maggiore flessibilità circa la variazione della composizione delle UVAM nel tempo, anche in virtù della possibilità del TSO di effettuare test di affidabilità in qualsiasi momento
APERTURA DEL MSD - UVAM	L'attuale processo di valutazione della performance dell'ordine di dispacciamento (inclusi i test di affidabilità) tiene in considerazione anche la variazione dell'assorbimento dei carichi interrompibili, anche se questi carichi non sono inclusi nell'UVAM	4	Non considerare la variazione dell'assorbimento dei carichi interrompibili nella valutazione dell'ordine di dispacciamento alla luce del fatto che il BSP non può intervenire sulla modulazione di questi carichi

Riguardo invece alle **modalità di approvvigionamento a termine**, **l'introduzione del prodotto pomeridiano** e dei **due prodotti serali non ha raccolto particolari «critiche»**, viceversa è stata accolta come una **opportunità aggiuntiva unita alla possibilità di partecipare alle aste mensili senza il rischio che il contingente si saturi** con le aste annuali o infrannuali (così da **consentire la partecipazione anche a quelle risorse** che per loro natura sono **in grado di assicurare la propria disponibilità solo in periodi specifici dell'anno**.

Tuttavia, si auspica da parte degli operatori un **innalzamento degli attuali contingenti**, in modo tale da consentire una **più ampia partecipazione delle risorse al mercato dei servizi di dispacciamento**, evitando che la differenziazione dei prodotti a termine porti ad una diluizione del contingente totale (1.000 MW suddivisi tra Area A e Area B) tra le ore della giornata.

ARGOMENTO	PROBLEMA	IMPATTO	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
APERTURA DEL MSD - UVAM	**Relativamente al contingente a disposizione degli operatori, l'introduzione prodotti a termine differenziati (a parità di contingente complessivo) diluisce la capacità di modulazione disponibile nell'arco della giornata.**	**4**	**Sarebbe auspicabile un contingente dedicato a ciascun prodotto o un incremento del contingente complessivo per dare nuovo slancio al meccanismo**

Un altro aspetto rilevante, emerso in seguito ai recenti andamenti fortemente «rialzisti» dei prezzi sul mercato elettrico (si veda Capitolo 1), ben al di sopra dei valori registrati negli ultimi anni, riguarda il ***cap* di prezzo («*strike price*») relativo alle offerte sottoposte ad obbligo di offerta** (si veda Capitolo 2).

Al prezzo aggiudicato in MSD per la fornitura di un servizio ancillare, infatti, va sottratta la quota relativa all'energia immessa in rete per la fornitura del servizio stesso, che spetta al BRP (che può non coincidere con il BSP). Con prezzi zonali ai livelli attuali, la remunerazione spettante al BSP può assottigliarsi o addirittura trasformare la fornitura del servizio in una perdita netta.

ARGOMENTO	PROBLEMA	IMPATTO	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
APERTURA DEL MSD - UVAM	**L'attuale «tensione» sui prezzi nel mercato elettrico fa emergere l'inadeguatezza dell'attuale strike price fisso (pari a 400€/MWh per il prodotto «serale 1» o 200€/MWh per il pomeridiano e il «serale 2»)**	**4**	**Valutare innalzamento del valore assoluto dello strike price e la sua indicizzazione ai prezzi spot dell'energia**

La prima asta per la contrattualizzazione a termine della fornitura della **regolazione ultra-rapida (cd. Fast-reserve)** ha visto un'**ampia partecipazione**, che si è tradotta in **forti ribassi nei corrispettivi ottenuti dagli operatori rispetto alla base d'asta**.

Tuttavia, dal confronto con gli operatori emerge che valori così bassi dei corrispettivi – sebbene **manifestino la volontà degli operatori di partecipare alle sperimentazioni** - **non riflettano i costi effettivi della tecnologia in caso di nuove installazioni di sistemi di accumulo**, incidendo così negativamente sulla sostenibilità economica delle iniziative. In generale, **la valutazione d'investimento in sistemi di accumulo ad oggi soffre di elevata incertezza sui potenziali ricavi futuri**, che dovrà contare su un **revenue-stacking ben costruito per raggiungere la piena sostenibilità economica**.

Riguardo sperimentazione della fornitura di **nuovi servizi di rete**, sono stati raccolti diversi pareri, che **variano dallo scarso interesse per la fornitura di servizi in assenza di un corrispettivo fisso che stabilizzi i ricavi** (come nel caso della fornitura della **riserva secondaria di frequenza**) **al forte interesse per le nuove sperimentazioni** al fine di raggiungere il **revenue-stacking** per risorse quali gli **storage accoppiati ad impianti di produzione da fonte rinnovabile** (sia riguardo la **riserva secondaria** che la **regolazione di tensione**).

Non ultimo in termini di importanza, viene spesso citato dagli operatori il **ruolo che le FRNP potranno svolgere all'interno del «nuovo» sistema elettrico.** È necessario, in vista di un ulteriore sviluppo delle installazioni, che vengano identificate applicazioni e strumenti regolatori abilitanti atti a far emergere il potenziale degli impianti a fonte rinnovabile, quando sembra ormai chiaro che tali impianti potranno essere più che «**meri» produttori di energia sul MGP**.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

Anche alla luce di tali esperienze, sono state raccolte diverse proposte degli operatori sull'assetto del MSD in ottica di **una più ampia partecipazione delle risorse a tale mercato.**

È interessante sottolineare come tali spunti siano spesso **in linea con le proposte contenute nel DCO sul nuovo TIDE** richiamato nel capitolo 1. Ad esempio, si auspica di prevedere una **remunerazione per la fornitura della riserva primaria**, si conferma **l'interesse verso la possibilità di effettuare offerte asimmetriche** e si auspica di avere la **possibilità di effettuare offerte contemporanee per la fornitura di più di un servizio,** come dettagliato nel seguito.

	ARGOMENTO	PROBLEMA	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
APERTURA DEL MSD	Riserva primaria	Assenza di un adeguato meccanismo di mercato per la selezione e remunerazione della riserva primaria (FCR – Frequency Containment Reserves). In particolare, la remunerazione è oggi esclusa per gli accumuli elettrochimici in grado di fornire efficacemente tale servizio, mentre per gli impianti programmabili di potenza nominale superiore a 10 MVA la fornitura è obbligatoria tramite riserva della potenza regolante	Allineare tempistiche dichiarazione baseline in coerenza con le sessioni del mercato continuo
	Obbligo offerta simmetrica servizi di secondaria e terziaria su MSD	L'obbligo di offerta «simmetrica» (a salire ed a scendere) per i servizi di riserva secondaria e terziaria può rappresentare un vincolo per la fornitura di questi servizi da parte di «nuove» risorse, quali le batterie	Abilitare l'asimmetria delle offerte per i servizi di riserva secondaria e terziaria, in linea con approccio perseguito nel progetto pilota sulla secondaria e come previsto nelle linee guida europee e nazionali in materia di bilanciamento
	Revenue stacking e co-ottimizzazione sistemica delle risorse «nuove» in grado di erogare più servizi	Il quadro regolatorio per i sistemi di accumulo non ha ancora definito, al di là delle singole esperienza pilota, la possibilità di offrire contemporaneamente i diversi servizi cui gli accumuli sono abilitati. Questa possibilità è importante per garantire l'efficienza nell'uso dei dispositivi e assicurare adeguate revenues agli operatori	Dare la possibilità di effettuare offerte sovrapposte per la fornitura di diversi servizi sulla stessa capacità in fase di selezionone, al fine di non limitare ex-ante le opportunità di utilizzo

Dal parere degli operatori appena citati emerge con forza l'**interesse verso il ruolo da protagonista che i sistemi di storage elettrochimico (batterie)** potranno giocare nel mercato elettrico, in quanto rappresentano una «**risorsa pregiata**» in grado, dal punto di vista di tecnico, di assicurare tempi di risposta quasi istantanei che li rende **adeguati a fornire numerosi servizi di rete.** Tuttavia, il CAPEX associato ai sistemi di storage è ancora relativamente elevato (seppur in riduzione), inoltre c'è incertezza sui flussi di ricavo di cui lo storage potrà beneficiare in futuro. Come evidenziato nel capitolo 3, una sola linea di ricavi non sarà verosimilmente sufficiente per consentire una loro ampia diffusione basata su un solido razionale economico, la quale dovrà essere inevitabilmente basata sul **revenue-stacking**. Per la pianificazione degli investimenti risulta quindi di grande importanza una maggiore **visibilità sui potenziali ricavi futuri**.

Altro aspetto importante riguarda **il ruolo che potranno svolgere lo smart charging e il V2G**. In particolare, si auspica la **definizione di nuovi servizi che riescano a valorizzare le sue peculiarità tecniche** (*in primis* il breve tempo di risposta) più di quanto possa fare la fornitura dei servizi previsti per il progetto pilota UVAM.

	ARGOMENTO	PROBLEMA	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
APERTURA DEL MSD	Ruolo del V2G	**Assenza di servizi di flessibilità in grado di valorizzare le peculiarità tecniche dei veicoli elettrici e dell'infrastruttura di ricarica**	**Chiarire**, già nell'ambito del tavolo di lavoro CEI, **i diversi servizi di rete che le infrastrutture di ricarica possono erogare, con riferimento non solo ai servizi che già possono essere forniti attraverso le UVAM come riserva terziaria e bilanciamento ma anche ad altri servizi come quelli di riserva primaria, anche rapida, che meglio si adattano alle caratteristiche delle infrastrutture di ricarica**

Infine, un'ultima tematica sollevata dagli operatori riguarda la **fornitura del servizio di regolazione di tensione** e l'**inerzia del sistema**, oggi **implicitamente «fornita» dalle macchine rotanti** che, come anticipato nel capitolo 1, sono previste in riduzione.

Impianti dotati di inverter (come quelli a fonte rinnovabile) e soprattutto i sistemi di accumulo potrebbero, dati i brevissimi tempi di risposta, fornire una inerzia «sintetica» che generi i medesimi benefici oggi assicurati da quella rotante.

	ARGOMENTO	PROBLEMA	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
FUNZIONAMENTO MSD	Approvvigionamento regolazione di tensione e inerzia tramite procedure di mercato	Per coprire i fabbisogni di tali servizi, nelle aree caratterizzate da scarsità di risorse, oltre agli interventi di rete convenzionali è possibile ricorrere ad approvvigionamento di mercato di risorse regolanti messe a disposizione dagli operatori con diverse soluzioni tecnologiche con potenziali risparmi per il sistema.	Individuazione di meccanismi a termine per l'approvvigionamento tramite mercato di capacità reattiva (nell'ambito del servizio di regolazione di tensione) e di inerzia sintetica secondo fabbisogni individuati dal TSO.

Il **Decreto di recepimento della Direttiva RED II** introduce alcune **importanti novità accolte con favore dagli operatori,** in quanto abilitanti **maggiori potenzialità per le configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili**, prime fra tutte **l'allargamento del perimetro di aggregazione** e **l'innalzamento della soglia di potenza massima dei singoli impianti di generazione da 200 kW ad 1 MW.**

L'ampliamento della soglia di potenza per gli impianti di generazione che possono accedere agli incentivi, **apre ad un maggiore sviluppo per le comunità costituite da imprese**, che generalmente richiedono quantità di energia superiore a quella che può essere generata da impianti da 200 kW. Ciononostante, gli operatori sottolineano come il vincolo sulla taglia degli impianti potrebbe escludere alcuni applicazioni interessanti.

Emerge altresì che **l'allargamento del perimetro di aggregazione alla cabina primaria non risolve il problema relativo all'individuazione degli utenti** che possono far parte di una medesima configurazione. Sussiste infatti la difficoltà pratica relativa alla **raccolta dei dati dei potenziali membri** al fine di accertare la loro appartenenza alla stessa cabina primaria (con il rischio di coinvolgere in prima battura utenti che non potranno poi entrare a far parte della configurazione, essendo al di fuori del perimetro d'aggregazione). La procedura attuale, infatti, richiede di effettuare una **richiesta formale al DSO per ognuno dei POD** che si intende coinvolgere, previa raccolta della documentazione necessaria dai singoli utenti (e delle opportune liberatorie).

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

ARGOMENTO	PROBLEMA	IMPATTO	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
2 - COMUNITÀ ENERGETICHE ED AUTOCONSUMO COLLETTIVO	Complessità di verifica dell'appartenenza dei membri alla medesima cabina primaria	4	Istituire un portale open data dei DSO dal quale risalire in maniera automatizzata all'appartenenza di un codice POD ad una data cabina primaria oppure cambiare la definizione di perimetro di aggregazione (ad esempio basandola sul CAP o sulla provincia, comunque riferibili alla stessa Cabina Primaria)
2 - COMUNITÀ ENERGETICHE ED AUTOCONSUMO COLLETTIVO	Soglia di potenza a 1 MW per accedere all'incentivo	3	Tale vincolo potrebbe presentarsi in caso di comunità di dimensioni maggiori a quelle osservate nelle prime sperimentazioni (o in presenza di consumatori di grandi dimensioni). Si propone di non prevedere alcuna soglia massima per la potenza degli impianti, valutando come gestirne l'incentivazione in coerenza con le normative europee.

Il confronto con gli operatori ha ulteriormente confermato la loro percezione circa la grande opportunità di business "potenziale" rappresentata dalle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili.

D'altro canto, uno dei principali spunti di riflessione volti a rendere "concreto" tale potenziale (attraverso la definizione di **uno scenario favorevole agli investimenti** da parte degli operatori) riguarda **il ruolo dei soggetti energy.** Si ritiene infatti necessario chiarire ed **ampliare il ruolo delle imprese del settore elettrico. L'inclusione delle grandi aziende** che svolgono, come attività principale, produzione e vendita di energia elettrica, **come soci non di controllo,** potrebbe agevolare la diffusione delle configurazioni **grazie alle competenze e alla capacità finanziaria di investimento** di questi soggetti.

ARGOMENTO	PROBLEMA	IMPATTO	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
2 - COMUNITÀ ENERGETICHE ED AUTOCONSUMO COLLETTIVO	**Il ruolo di membri non controllanti previsto per i player energy limita la diffusione delle comunità energetiche**	**4**	**Prevedere un ruolo centrale per i player del settore, che consenta di supportare la creazione delle configurazioni e dare ulteriori dettagli operativi nelle regole tecniche di GSE**

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

In questo contesto, ulteriori temi sollevati dagli operatori riguardano:

- **La possibilità di recesso da parte dei membri**: va **maggiormente disciplinata la possibilità da parte dei membri delle configurazioni di recedere in qualsiasi momento dalle configurazioni di comunità energetiche rinnovabili ed autoconsumo collettivo**, al fine di non rischiare di compromettere la **stabilità della comunità energetica** (soprattutto nel caso di configurazioni costituite di pochi membri) e conseguentemente il **ritorno economico sull'investimento**.

- Lo **scomputo in bolletta** della quota di energia condivisa: tale provvedimento (come peraltro sottolineato da ARERA) introduce **notevoli complicazioni di natura operativa** sia nel mercato all'ingrosso che nel mercato al dettaglio, **a fronte di un vantaggio per i membri della comunità che si riduce ad** una **migliore comprensione dei risparmi ottenibili** dalla partecipazione alla configurazione. **Questa pratica, inoltre,** comporta **limiti di intervento dei player energy all'interno dei Business Model** di comunità energetiche e gruppi di atoconsumo collettivo nella misura in cui precluderebbe loro di accedere ad una significativa fonte di revenue (legati alla valorizzazione economica dell'energia condivisa) o di renderne più complesso l'ottenimento.

ARGOMENTO	PROBLEMA	IMPATTO	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
2 - COMUNITÀ ENERGETICHE ED AUTOCONSUMO COLLETTIVO	**Difficoltà operative per effettuare lo scomputo in bolletta della quota di energia condivisa e possibile impatto negativo sulla sostenibilità economica dell'iniziativa**	**5**	**Eliminazione della possibilità dello scorporo o mantenere la previsione contenuta nella bozza di Decreto di recepimento della RED II secondo cui lo scorporo è opzionale (eventualmente con diritto di veto da parte del produttore).**

Come previsto dal Decreto, inoltre, si sottolinea la **necessità di prevedere forme compensative in caso di uscita dei membri**, al fine di assicurare la bancabilità dei progetti.

In generale, **si apprezza** la volontà espressa all'interno del Decreto, di **introdurre livelli di incentivazione sull'energia condivisa diversi per taglia e tipologia di impianto**, al fine di tenere in considerazione le caratteristiche dei diversi casi e permettere l'impiego di tecnologie diverse da quella fotovoltaica.

In questo contesto, alcuni operatori suggeriscono inoltre di **valutare la valorizzazione anche di tecnologie complementari alle fonti rinnovabili, quali ad esempio le unità di cogenerazione e microcogenerazione ad alto rendimento** (specie se alimentate con gas «rinnovabile»), che risultano modulabili rispetto alle esigenze di bilanciamento di produzione e consumo delle comunità energetiche. Tuttavia, se per alcuni è opportuno che la cogenerazione ad alto rendimento sia incentivata quale **esempio virtuoso di utilizzo dell'energia** (anche sfruttando gas naturale come combustibile, magari prevedendo valori inferiori rispetto a quanto previsto per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili o solo per un periodo temporale inferiore ai 20 anni), per altri andrebbe inclusa la cogenerazione **solo in caso di utilizzo di fonti rinnovabili quali biogas o biomasse**. Altri ancora punterebbero unicamente su **impianti che sfruttano il vettore elettrico**, rispondendo ai fabbisogni termici tramite pompe di calore, **evitando** in questo modo **qualsiasi forma di emissione a livello locale**.

ARGOMENTO	PROBLEMA	IMPATTO	AZIONI DI POLICY «AUSPICABILI»
2 - COMUNITÀ ENERGETICHE ED AUTOCONSUMO COLLETTIVO	Esclusione degli impianti CAR dagli incentivi	3	Definire un incentivo dedicato alla cogenerazione, eventualmente inferiore a quello oggi previsto, ma tale da stimolare il mercato.

Guardando invece alla linea di finanziamento per lo sviluppo di comunità energetiche prevista nel **PNRR**, emerge un quadro in cui si supportano iniziative trainate dalla **PA** ma **non sono previste misure per le iniziative di privati o di imprese del settore**.

Per quanto riguarda infine il recepimento della **Direttiva «mercati»** (IEM), la **possibilità di prevedere la concessione di porzioni di rete a Comunità Energetiche di Cittadini** rappresenta un **aspetto «delicato»,** nella misura in cui la gestione di una rete di distribuzione :

- richiede il **rispetto di stringenti parametri tecnici e obblighi** di varia natura,
- richiede **competenze specifiche** per essere effettuata
- presenta **significative economie di scala** (la stessa ARERA sottolinea come vi sia il rischio di complessità attuative e del crearsi di inefficienze).

Alcuni operatori suggeriscono, in alternativa alla concessione di porzioni di rete a comunità Energetiche di cittadini, di continuare a regolare tali configurazioni attraverso modalità di condivisione virtuale dell'energia **per evitare inefficienti duplicazioni della rete**.

Solo nei casi in cui l'utilizzo della rete pubblica esistente non risultasse possibile, potrebbe essere ragionevole l'opportunità di realizzare nuove infrastrutture di rete, a fronte di una opportuna analisi costi-benefici.

CONCLUSIONI

Le «poderose» azioni di policy emanate a livello comunitario tra la fine del 2020 e la prima parte del 2021 per favorire una ripresa economica «sostenibile» (quali ad esempio il «Green Deal», il «Next Generation EU» ed il «Fit for 55») hanno ridato slancio all'**ottimismo degli operatori circa l'evoluzione del sistema elettrico** (ed energetico più in generale) **italiano in una prospettiva di decarbonizzazione.**

Questo scenario "promettente" - grazie al combinato disposto di **obiettivi di decarbonizzazione sempre più ambiziosi** e **disponibilità finanziarie ingenti** - si scontra da un lato con **dinamiche di mercato attuali asfittiche** (si pensi ad esempio all'andamento delle installazioni di impianti alimentati da fonti rinnovabili), e dall'altro lato con "elementi perturbativi" che potrebbero rallentare il ritmo di evoluzione del sistema elettrico, quali ad esempio l'impennata dei prezzi dell'energia determinata in primis dalle forti tensioni sugli approvvigionamenti di gas naturale.

Il presente rapporto ha messo a fuoco il processo di apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, essendo uno dei "tasselli fondamentale" per abilitare l'evoluzione auspicata del sistema elettrico in una prospettiva di decarbonizzazione, grazie all'ampliamento della platea di soggetti che possano fornire servizi di regolazione a beneficio del sistema elettrico ed alla possibile introduzione di nuovi servizi.

Dall'altro lato, le configurazioni di autoconsumo collettivo ed Energy Community, introdotte per la prima volta all'interno del quadro normativo comunitario con le Direttive REDII ed IEM, si prevede possano dare ulteriore «linfa» per supportare l'ulteriore diffusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Parimenti, possono favorire la diffusione di un «ruolo attivo» da parte delle utenze energetiche, a beneficio loro e del sistema elettrico più in generale.

CONCLUSIONI

Dalle evidenze contenute nel rapporto, suffragate tramite un fitto confronto con gli operatori del settore, emerge un **outlook complessivamente positivo**, a seguito dei «**progressi» sia di natura normativo-regolatoria che di mercato** che si sono registrati nel corso dell'ultimo anno.

Va altresì sottolineato che in taluni casi sono emersi **pareri eterogenei**, al più discordanti, **su quali dovrebbero essere le azioni di policy da implementare per compiere i prossimi passi**, nonché alcune «criticità» operative da risolvere in modo che gli operatori riescano a ricoprire in modo efficace l'importante ruolo che è richiesto loro in un sistema in così rapida evoluzione, essendo essi stessi chiamati a operare in modo differente rispetto alle «classiche» attività che hanno svolto in passato.

La nota positiva è rappresentata dall'«**unione di intenti**» tra i vari attori e stakeholder del mondo energy (quali i player di mercato, il TSO e l'Autorità di regolazione) circa la necessità di sperimentare nuove soluzioni in un settore che non può che giocare un ruolo da assoluto protagonista nella lotta ai cambiamenti climatici.

È su questo **spirito «collaborativo» e «proattivo»** che si suggerisce di far leva per organizzare le prossime tappe di un percorso che deve essere in grado di coniugare, da un lato, ambiziosi e complessi obiettivi di completa decarbonizzazione nel lungo periodo (2050), e, dall'altro lato, una roadmap credibile e gestibile che ci accompagni verso tali obiettivi, attraverso opportune milestone intermedie.

Visione e **capacità di esecuzione**: un binomio di cui il nostro Paese è stato troppo spesso accusato di essere deficitario, e sul quale è chiamato, qui ed ora, a dimostrare di essere all'altezza dell'enorme sfida che abbiamo dinanzi a noi.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

6. APPENDICE

PARTNER

GRUPPO DI LAVORO

Vittorio Chiesa – *Direttore Energy & Strategy*
Davide Chiaroni – *Responsabile della ricerca*
Federico Frattini – *Responsabile della ricerca*

Simone Franzò – *Project leader*
Andrea Di Lieto – *Project Manager*

Paola Boccardo
Andrea Musazzi

Cristian Pulitano
Antonio Lobosco
Matteo Bagnacavalli
Paola Boccardo
Fabiola Bordignon
Francesca Capella
Ivan Cavella
Alessio Corazza
Massimo Dal Pont
Nicola De Giusti
Andrea Di Lieto
Simone Franzò
Andrea Galimberti
Marco Guiducci
Josip Kotlar
Luca Manelli
Andrea Musazzi
Alessio Nasca
Davide Perego
Antonio Picano
Giulia Pontoglio
Anna Temporin
Francesco Vettor
Gaetano Vrenna

LA SCHOOL OF MANAGEMENT

POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

La School of Management del Politecnico di Milano è stata costituita nel 2003. Essa accoglie le molteplici attività di ricerca, formazione e alta consulenza, nel campo del management, dell'economia e dell'industrial engineering, che il Politecnico porta avanti attraverso le sue diverse strutture interne e consortili. Fanno parte della Scuola: il Dipartimento di Ingegneria Gestionale, i Corsi Under-graduate e il PhD Program di Ingegneria Gestionale e il MIP, la Business School del Politecnico di Milano che, in particolare, si focalizza sulla formazione executive e sui programmi Master.

La Scuola può contare su un corpo docente di più di duecento tra professori, lettori, ricercatori, tutor e staff e ogni anno vede oltre seicento matricole entrare nel programma undergraduate.
La School of Management ha ricevuto, nel 2007, il prestigioso accreditamento EQUIS, creato nel 1997 come primo standard globale per l'auditing e l'accreditamento di istituti al di fuori dei confini nazionali, tenendo conto e valorizzando le differenze culturali e normative dei vari Paesi.

LA SCHOOL OF MANAGEMENT E L'ENERGY & STRATEGY GROUP

Fondato nel 2007, Energy & Strategy è un team della School of Management del Politecnico di Milano attivo nella ricerca, nella consulenza e nella formazione sui temi dell'innovazione e della strategia nei settori delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica, della smart grid, della sostenibilità ambientale, del riciclo e della circular economy.

Le attività principali:

- **Ricerca**: L'attività di ricerca di Energy & Strategy, avviata nel novembre 2007, **ha un orizzonte di riferimento pluriennale** e, attraverso il supporto di **partner e sponsor industriali e istituzionali**, si pone l'obiettivo di analizzare e interpretare in modo esaustivo le dinamiche **competitive della filiera** delle **energie rinnovabili**, dell'**efficienza energetica**, della **digital energy** e della **sostenibilità**.

- **Advisory**: Parallelamente all'attività di Ricerca, dal 2012 **Energy & Strategy ha avviato un'attività di consulenza** con l'obbiettivo di applicare il know-how raggiunto con oltre un decennio di studi e ricerche **nell'ambito dell'innovazione tecnologica e della gestione strategica d'impresa**.

- **Training**: A partire dal 2012 Energy & Strategy ha avviato una nuova attività nel campo della **formazione**, con l'obiettivo di **contribuire al trasferimento delle conoscenze e competenze** sviluppate nel campo dell'energia e della sostenibilità ambientale **dal mondo accademico a quello delle imprese e dei professionisti**.

POLITECNICO
MILANO 1863
SCHOOL OF MANAGEMENT

7. LE IMPRESE PARTNER

PARTNER

Acea è una delle principali multiutility italiane. Quotata in Borsa nel 1999, è attiva nella gestio- ne e nello sviluppo di reti e servizi nei business dell'acqua, dell'energia e dell'ambiente. Tra le attività: servizio idrico integrato (acquedotto, fognatura e depurazione), distribuzione di ener- gia elettrica, illuminazione pubblica e artistica, vendita di energia elettrica e gas, produzione di energia, trattamento e valorizzazione dei rifiuti.

Acea è il primo operatore nazionale nel settore idrico con circa 9 milioni di abitanti serviti nel Lazio, Toscana, Umbria e Campania; tra i princi- pali player italiani nell'energia con circa 6 TWh di elettricità venduta e nelle reti con circa 10 TWh di elettricità distribuita nella città di Roma. È uno dei primi operatori in Italia nel settore ambiente, con oltre un milione di tonnellate di rifiuti trattati.

algoWatt progetta, sviluppa e integra soluzioni per la gestione dell'energia e delle risorse naturali, in modo sostenibile e socialmente responsabile, garantendo un vantaggio competitivo.

La Società fornisce sistemi di gestione e controllo che integrano dispositivi, reti, software e servizi con una chiara focalizzazione settoriale: digital energy e utilities, smart cities & enterprises e green mobility.

algoWatt è nata dalla fusione di TerniEnergia, azienda leader nel settore delle energie rinnovabili e dell'industria ambientale, e di Softeco, un provider di soluzioni IT con oltre 40 anni di esperienza per i clienti che operano nei settori dell'energia, dell'industria e dei trasporti.

La società, con oltre 200 dipendenti dislocati in 7 sedi in Italia e investimenti in ricerca e innovazione per oltre il 12% del fatturato, opera con una efficiente organizzazione aziendale, focalizzata sui mercati di riferimento:

- **Green Energy Utility**: energie rinnovabili, energia digitale, reti intelligenti
- **Green Enterprise&City**: IoT, analisi dei dati, efficienza energetica, automazione degli edifici e dei processi
- **Green Mobility**: elettrica, in sharing e on demand

Mercati diversi, un unico focus: la sostenibilità.

algoWatt è quotata sul Mercato Euronext Milan (EXM) di Borsa Italiana S.p.A.

Gruppo Autogas in oltre 60 anni si è affermato tra i leader nel GPL su tutto il territorio nazionale nei settori domestico, agricolo, industriale e autotrazione. Un percorso che è proseguito fino a diversificare e ampliare la propria offerta in tutti i comparti energetici sotto il brand AGN ENERGIA. Una forte presenza nazionale caratterizza l'azione del Gruppo e l'orientamento ad uno sviluppo economico che valorizzi il territorio locale e le comunità di appartenenza.

La sostenibilità è una leva di successo per il Gruppo. Al core business del GPL, combustibile con tutti i requisiti del pacchetto clima-energia 2030 definito dall'Unione Europea e importante fonte energetica di transizione verso gli obiettivi generali dell'Accordo di Parigi, si aggiungono la fornitura di gas naturale ed energia elettrica 100% green, la produzione da fonti rinnovabili, le soluzioni di efficientamento energetico e per la mobilità elettrica.

L'azienda rappresenta oggi un punto di riferimento per tutti i fabbisogni energetici con l'obiettivo di guidare i 250.000 clienti nel percorso di transizione energetica e garantire effetti positivi sull'ambiente attraverso soluzioni vantaggiose per i clienti e l'accesso alle risorse energetiche più sostenibili.

Da oltre 60 anni infatti crea comunità energetiche nell'ambito del GPL, con la prospettiva di proseguire in un percorso virtuoso sulla scia delle evoluzioni tecnologiche disponibili per traguardare gli obiettivi di decarbonizzazione in cui crede fortemente.

L'impegno sostenibile del Gruppo è indirizzato allo sviluppo di un percorso di adozione dei criteri ESG per la creazione di un modello di business sostenibile attraverso la giusta integrazione tra sostenibilità, innovazione e digitalizzazione. L'impegno è rivolto anche al costante rafforzamento di iniziative per il territorio e a collaborazioni con partner di rilievo che diano vita a progetti concreti di utilità sociale, in particolare quelli che, in linea con la mission del Gruppo, guardino ai giovani e alla promozione di stili di vita responsabili.

Progetti di turismo accessibile e sostenibile, buone regole di comportamento per la salvaguardia del pianeta, progetti di piantumazione, supporto ad apiari urbani, sono tra le iniziative raccolte nella Città dell'Energia, il palcoscenico in cui sono raccontate, condivise e veicolate tutte le attività di responsabilità sociale promosse sotto il brand AGN ENERGIA.

Be Power è una High Tech Company che nasce con l'obiettivo di essere protagonista della radicale trasformazione in atto nel settore energetico facendo convergere, attraverso una gestione innovativa dei flussi digitali, le nuove attività del mercato dell'energia con il settore della mobilità elettrica. Be Power, attraverso le proprie società controllate Be Charge e 4energia, è attiva nei servizi di ricarica per veicoli elettrici, attraverso un'infrastruttura proprietaria diffusa sul territorio, e nei servizi di flessibilità alla rete elettrica nazionale aggregando risorse energetiche distribuite (produttori e consumatori di energia). Il Gruppo lavora su nuovi segmenti di mercato e si rivolge a nuove categorie di clienti come gli utilizzatori di veicoli elettrici e i potenziali fornitori di flessibilità energetica, offrendo nuove soluzioni, con particolare attenzione ai servizi di Demand/Response.

CGT, dealer Caterpillar dal 1934, è un'organizzazione di progettazione e servizi che propone soluzioni integrate di vendita, noleggio e assistenza in ambito sia energia sia movimento terra. Con oltre 900 persone e 28 filiali dirette, CGT garantisce una presenza capillare e altamente professionale in tutta Italia ed è in grado di seguire i propri clienti ovunque, anche all'estero.
CGT Energia è la divisione CGT dedicata alla progettazione, realizzazione e manutenzione di impianti per la produzione energetica che assicurano la maggior efficienza con il minor costo possibile per kW prodotto. Si avvale di un team altamente specializzato e dedicato di oltre 250 persone, garantendo così tempestività d'intervento per qualsiasi emergenza, sia in Italia, sia all'estero.
CGT Energia è un partner commerciale e tecnico di riferimento in Italia nell'offerta di soluzioni "chiavi in mano" - progettazione, realizzazione e manutenzione - di impianti di cogenerazione a gas metano (sia in container sia con realizzazioni ad hoc) e a biogas (in container).
Grazie all'esperienza maturata in questi anni, CGT accompagna i propri clienti facendosi carico dell'intero progetto e offrendo soluzioni su misura, in grado di rispondere nel modo migliore a tutte le esigenze, grazie alla consulenza continuativa e all'assistenza personalizzata garantite durante tutte le fasi del progetto, anche dopo la messa in servizio. L'ampia gamma di gruppi elettrogeni Cat propone una fascia di potenza installata dai 400 ekW ai 10.000 ekW, con rendimenti elettrici dal 42% al 45%, rendimenti termici dal 42% al 46% e un rendimento complessivo d'impianto che supera il 90%.
L'insieme dell'offerta CGT solleva il cliente da qualsiasi incombenza connessa alla realizzazione e alla gestione dell'impianto. È la "Cogenerazione Zero Pensieri", che si esprime attraverso una serie di servizi a valore aggiunto:

- **varie forme di leasing e/o noleggio operativo**
- **progettazione ed espletamento dell'iter autorizzativo**
- **realizzazione chiavi in mano**
- **gestione e conduzione quotidiana dell'impianto**

CGT è in grado di proporre servizi integrati completi come la conduzione quotidiana dell'impianto di cogenerazione con la presenza di tecnici specializzati, la supervisione e il telecontrollo a distanza, la reportistica periodica che il sistema "Energy Report" di CGT rende disponibile all'utente o al supervisor che digitalizza i processi produttivi, governando la flessibilità del sistema di cogenerazione in base alle esigenze di produzione del sito industriale. Le prestazioni e i valori economici nel tempo sono garantiti, in modo da assicurare al cliente i benefici indicati in fase di analisi di fattibilità per l'intera vita dell'impianto.

Le soluzioni proposte da CGT si integrano in un sistema di Smart Energy che, partendo dallo studio delle reali esigenze e da un'accurata selezione delle tecnologie necessarie per soddisfare in maniera efficace le necessità, unite alla qualità e personalizzazione dei servizi offerti, fanno di CGT il partner ideale per massimizzare gli investimenti e ottenere un ritorno economico in tempi minimi, sempre nel rispetto dell'efficienza e della sostenibilità ambientale.

Dynamo realizza impianti fotovoltaici tridimensionali brevettati, unici e certificati in grado di produrre ed accumulare energia per guidare la transizione verso un utilizzo esclusivo di energia libera e pulita.

Gli impianti fotovoltaici Dynamo sono delle soluzioni di design ispirate alle forme dei solidi platonici che donano eleganza al contesto che le ospita comunicando modernità e attenzione per l'ambiente. Per il suo design e funzionalità Dynamo si inscrive con armonia sia in ambito urbano, in progetti smart city, che in ambito extraurbano.

La tridimensionalità, quindi lo sviluppo in verticale delle soluzioni Dynamo, consente sia di ottenere una produzione più efficiente e performante in termini di quantità di energia prodotta per m2 di suolo occupato, che di ottenere una produzione costante e omogenea durante tutto l'arco della giornata, raggiungendo un miglior autoconsumo, senza alcuna dipendenza dai picchi di accumulo.

Maggiore assorbimento significa infatti non solo maggiore produzione, ma anche una produzione più costante, continua ed efficiente.

I prodotti Dynamo permettono inoltre l'integrazione di altre tecnologie come i sistemi di accumulo dell'energia, schermi led per scopi di comunicazione e commerciali, colonnine di ricarica per veicoli elettrici, pompe di calore, wifi e con tecnologie di purificazione dell'aria.

Dynamo è player qualificato nel dibattito sull'electricy market e nella sfida della transizione energetica, in grado di offrire al mercato una tecnologia abilitante lo sviluppo delle comunità energetiche offrendo un prodotto innovativo che stupisce in termini di prestazioni, integrazioni ed affascina per bellezza, eleganza e design.

Edison è la più antica società energetica in Europa, con oltre 135 anni di primati, ed è uno degli operatori leader del settore in Italia, presente lungo tutta la catena del valore dell'elettricità e del gas, dalla produzione fino alla vendita della componente energetica. Ha un parco di produzione di energia elettrica altamente flessibile ed efficiente, composto da 200 centrali tra impianti idroelettrici, eolici, solari e termoelettrici a ciclo combinato a gas, con una potenza netta installata complessiva di 7 GW che nel 2020 ha generato 18,1 TWh, coprendo il 7% della produzione elettrica nazionale. Edison vende energia elettrica, gas naturale e servizi energetici ed ambientali a 1,6 milioni di clienti finali. Oggi opera in Italia ed Europa, impiegando oltre 4.000 persone.

Per accompagnare il Sistema Paese verso un futuro low carbon, a misura dei territori e dei clienti che serve, la società è oggi impegnata in prima linea nella sfida della transizione energetica, attraverso lo sviluppo di un insieme di soluzioni innovative ed efficienti per la decarbonizzazione che includono progetti di generazione low carbon, servizi di efficienza energetica e mobilità sostenibile, in piena sintonia con **il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), il Piano Nazionale di Ripresa Resilienza (PNRR)** e gli obiettivi definiti dal **Green Deal europeo**.

Enel Green Power è il marchio globale del Gruppo Enel focalizzato sullo sviluppo e la gestione di sistemi di generazione di energia rinnovabile, con una presenza globale in Europa, America, Asia, Africa e Oceania. Enel Green Power è un leader globale nel settore dell'energia verde con una capacità gestita di 49 GW attraverso un mix di generazione che include eolico, solare, geotermico e idroelettrico, ed è all'avanguardia nell'integrazione di tecnologie innovative negli impianti di energia rinnovabile.

Enel Green Power è un partner strategico che consente alle comunità, alle aziende e ai consumatori finali di muoversi verso una vita sostenibile, guidando il passaggio verso una società decarbonizzata e contribuendo attivamente allo sviluppo e al benessere dei territori in cui opera.

Enel Green Power sostiene lo sviluppo socio-economico sostenibile e il benessere dei territori e delle comunità in cui opera costruendo una relazione a lungo termine con ogni comunità, integrando gli obiettivi di business con i bisogni, la storia e la cultura locali, secondo l'approccio "Creating Shared Value" e nel rispetto dell'ambiente. Questo si realizza attraverso la collaborazione con le imprese locali, investendo in infrastrutture, capacity building e iniziative specifiche, fornendo occupazione ed energia pulita a prezzi accessibili, creando opportunità di reddito aggiuntivo, garantendo la massima sostenibilità delle operazioni e della catena di fornitura grazie all'adesione a un modello di economia circolare sostenibile, nonché alla comprovata competenza, affidabilità e solidità finanziaria del Gruppo Enel.

Enel Green Power è presente in tutto il mondo con i suoi impianti di energia da fonti rinnovabili. L'azienda è al lavoro per stabilire nuovi standard nel campo della sostenibilità energetica, spingendo costantemente i confini tecnologici e la consapevolezza degli stakeholder. EGP opera con oltre 1.200 impianti in tutti e 5 i continenti. E' presente con asset operativi o in costruzione in 21 Paesi e ha inoltre attività di sviluppo in ulteriori 6 Paesi.

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

ENERGY INTELLIGENCE ® è una società di servizi e consulenza energetica.

Offre soluzioni tecnologiche per la gestione intelligente dell'energia nel nuovo modello di rete (smart- grid), controllo remoto dell'efficienza e risparmio energetico.

Offre servizi di Gestione, Asset e Risk Management di impianti di produzione energetica da fonti rinnovabili (specializzazione in campo fotovoltaico).

Il progetto imprenditoriale nasce da una visione comune dei soci che già dai primi anni 2000 hanno deciso di unire le esperienze maturate nei settori delle energie rinnovabili, consulenza e servizi IT per fornire al mercato un centro assistenza remoto integrato, innovativo e tecnologicamente avanzato.

Eni è un'azienda globale dell'energia con oltre 30.000 dipendenti in 68 Paesi del mondo, presente lungo tutta la catena del valore: dall'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, alla generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, alla raffinazione e alla chimica tradizionale e bio, fino allo sviluppo di processi di economia circolare. Eni estende il proprio raggio d'azione fino ai mercati finali, commercializzando gas, energia elettrica e prodotti ai clienti retail e business e ai mercati locali.
Per assorbire le emissioni residue Eni implementerà sia iniziative di cattura e stoccaggio della CO2, sia progetti di conservazione delle foreste (iniziative REDD+). Competenze consolidate, tecnologie e distribuzione geografica degli asset sono le leve di Eni per rafforzare la sua presenza lungo la catena del valore. Dal 2020 la Società ha rivisto la sua strategia disegnando un percorso di trasformazione del proprio business che la condurrà al 2050 all'obiettivo di "zero emissioni nette" riferite ai propri processi produttivi e all'utilizzo da parte dei consumatori finali dei prodotti venduti (Scope 1, 2, 3 del Greenhouse Gas Protocol).

In questo percorso Eni si pone come compagnia leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati, sempre più orientata al cliente, attraverso:

- **Bioraffinerie** con una capacità di lavorazione prevista fino a 5-6 milioni di tonnellate di bio-feedstock entro il 2050 (palm-oil free entro il 2023);
- **Economia circolare** con un incremento dell'uso di biogas, di prodotti di scarto e del riciclo di prodotti finali;
- **Efficienza energetica ed operativa** nelle proprie attività;
- **Digitalizzazione** degli asset e dei servizi per il business e per i clienti;
- **Rinnovabili** con un aumento della capacità a 60 GW al 2050, pienamente integrata nella rete dei clienti Eni;
- **Idrogeno blu e verde** per alimentare processi operativi Eni e altre attività industriali altamente energivore;
- **Progetti di CCS** per catturare e immagazzinare le emissioni residue: capacità totale di stoccaggio di CO2 di circa 7 milioni di tonnellate/anno al 2030 e 50 milioni al 2050;
- **Iniziative di Forestry** a integrazione della riduzione dell'impronta carbonica verso l'azzeramento delle emissioni;
- **Progetti REDD+** per preservare foreste primarie e secondarie in Africa, Asia meridionale e America Latina, al fine di compensare oltre 6 milioni di tonnellate/anno di CO2 entro il 2024 e oltre 40 milioni di tonnellate/anno entro il 2050;
- **Il gas**, che tenderà a rappresentare oltre il 90% della produzione di Eni, costituirà un importante sostegno al fabbisogno energetico per compensare la disponibilità intermittente delle fonti rinnovabili e assicurare la continuità della fornitura energetica.
- **Fusione a confinamento magnetico**, l'impegno di Ricerca e Sviluppo di Eni nel medio – lungo termine che costituisce il game changer per un'energia pulita e praticamente inesauribile.

Eni ha posto la **carbon neutrality entro il 2050** al centro della propria strategia e ha adottato la visione strategica delle Nazioni Unite integrando nella propria Mission i **17 Sustainable Development Goals** per creare valore sostenibile per tutti i propri stakeholders.

EPQ è tra i primi operatori in Italia nell'offerta di servizi in ambito flessibilità e energy management. Affianca i suoi clienti, principalmente aziende industriali e del terziario, nel percorso di transizione energetica proponendo soluzioni volte a massimizzare il valore degli asset energetici tenendo conto di tutte le variabili presenti e delle opportunità offerte dall'evoluzione del mercato.
Inoltre, forte della sua esperienza nell'aggregazione di risorse di consumo e nella generazione distribuita, EPQ sta contribuendo attivamente alla nascita di numerose iniziative di Comunità Energetiche Rinnovabili che coinvolgono cittadini, imprese ed enti pubblici.
La creazione di valore non dipende solo dall'esperienza consolidata e dalla visione pionieristica del mercato energetico, ma dalla capacità di individuare e concretizzare in modo innovativo le opportunità offerte dal mercato.

L'attività di EPQ è organizzata in diverse aree di business:

- **Flexibility**: EPQ è un Balancing Service Provider nell'ambito del Progetto Pilota Terna UVAM, ossia un aggregatore e gestore di risorse flessibili (impianti di consumo, di produzione e accumuli); EPQ è inoltre il partner tecnico di X Response, un consorzio multisettoriale che aggrega una moltitudine di soggetti che prestano il servizio di interrompibilità elettrica istantanea in favore di Terna;

- **Energy Portfolio Management**: ottimizzazione del costo di approvvigionamento delle energie (contrattualizzazione e risk management con riferimento alle forniture di energia elettrica e gas naturale, energy market outlook, supporto regolatorio e normativo);

- **Energy Efficiency, Smart Grid & Distributed Generation**: interventi di efficienza energetica, ottimizzazione nella gestione di asset di generazione esistenti e realizzazione di nuovi impianti di generazione e di accumulo; supporto a gestori di SDC (Sistemi di Distribuzione Chiusi);

- **Comunità energetiche**: gestione di tutte le attività tecnico-economiche necessarie in fase di avvio dell'aggregazione, realizzazione e finanziamento di impianti di produzione, gestione operativa e manutenzione degli impianti, gestione rapporti amministrativi e flussi economici con membri della Comunità e con soggetti esterni, integrazione di servizi ausiliari.

ERG da oltre 80 anni ERG opera nel settore dell'energia. Fondata nel 1938 e quotata alla Borsa di Milano dal 1997, ha sempre orientato le proprie scelte industriali a sostegno dello sviluppo e della crescita del business nel lungo periodo. La strategia ha consentito ad ERG, nell'arco di pochi anni, di trasformarsi da primario operatore petrolifero a produttore indipendente di energia elettrica leader nelle rinnovabili: oggi ERG è il primo produttore di energia eolica in Italia e fra i primi dieci in Europa, con 2,1 GW di potenza totale installata. Lo sviluppo nell'eolico, seguito alla definitiva uscita dal settore oil a fine 2017, ha rappresentato il passo fondamentale che ha portato ERG a mutare radicalmente il proprio portafoglio di attività. Un processo che nel 2015 ha portato all'acquisizione del complesso idroelettrico di Terni (527 MW di potenza) e, tra il 2018 e il 2019, di impianti fotovoltaici in 9 regioni italiane per un totale di circa 141 MW, oltre all'ulteriore crescita nell'eolico in Germania, Francia, UK, Polonia e, molto recentemente, nel solare in Francia. Completa il portafoglio di asset l'impianto termoelettrico cogenerativo ad alta efficienza alimentato a gas naturale da 480 MW, localizzato in Sicilia. Abbiamo superato i 3,3 GW di potenza installata in Europa, in linea con il percorso di crescita previsto nel nuovo Piano Industriale 2021-25 recentemente presentato. Prevediamo infatti un ulteriore sviluppo tra il 2021 a il 2025 per aggiuntivi 1.500 MW interamente da fonti rinnovabili attraverso tre differenti canali in diversi paesi europei: sviluppo organico e accordi di co-sviluppo in Europa, nuove acquisizioni ed un significativo piano di Repowering e Reblading di parte dei nostri parchi eolici in Italia. Al 31 dicembre 2020 abbiamo raggiunto un Margine operativo lordo di 481 milioni di euro; grazie alla produzione di energia da fonti rinnovabili, abbiamo evitato emissioni di gas-serra per circa 3 milioni di tonnellate, con un obiettivo di raggiungere 15 milioni di tonnellate nel periodo 2018-2022. L'evoluzione industriale di ERG è accompagnata da un'attenta politica di sostenibilità ambientale e responsabilità sociale, con gli Environmental Sustainable Goals delle Nazioni Unite (ESG) totalmente integrati con la nostra strategia di business: il nostro portafoglio di attività, concentrato nel settore delle rinnovabili, non solo è coerente con le scelte di politica energetica a livello nazionale ed europeo ma ha permesso di contribuire concretamente alla lotta ai cambiamenti climatici.

Higeco Energy

Higeco Energy S.r.l. è un'azienda parte del grup- po Higeco Group con esperienza decennale nell'ambito del monitoraggio e del telecontrollo nel settore industriale. Dal 2008 progetta e realiz- za hardware e software che vengono utilizzati in tutto il mondo per raccogliere e consultare da re- moto i dati acquisiti negli ambiti più diversi: dalle rinnovabili,all'automazione industriale, alla gestio- ne energetica.

Higeco Energy nasce per mettere questa grande competenza al servizio delle aziende che cercano strumenti e servizi altamente specializzati per l'e- nergy management e la gestione delle soluzioni microgrid e smartgrid.

Vogliamo essere un'azienda leader nel trasforma- re l'inefficienza nel consumo di energia in un'op- portunità di guadagno per le aziende e guida nella transizione da "altamente energivoro" ad "altamente efficiente" fornendo una sempre cre- scente gamma di servizi a sostegno di un futuro ambientalmente compatibile.

L'azienda opera a livello internazionale fornendo le proprie soluzioni direttamente ai clienti o alle società che gestiscono per loro conto le forniture energetiche integrando il rilevamento di consu- mi sia elettrici sia di altri vettori come acqua, aria compressa, gas integrandole con dati provenienti dalle macchine di produzione presenti in campo e aggregando queste informazioni nella piattaforma

in cloud di energy management X-Spector. X-Spector si presenta come un vero e proprio sof- tware gestionale altamente personalizzabile.

La struttura modulare a plug-in è pensata per in- tegrare in unico strumento le funzioni di monito- raggio, analisi dati, reportistica avanzata, gestio- ne delle operazioni di manutenzione preventiva e correttiva, inventario, documenti e protocollo, allert e indicazioni di performance rispetto ai KPI desiderati.

In ambito gestione dell'energia Higeco Ener- gy propone un potente e flessibile sistema EMS (Energy Management System),in grado di monito- rare e controllare automaticamente, tramite Con- trol Policies configurabili, i flussi di energia in una microgrid (Impianto PV, Batteria, Generatore Die- sel, Rete, Carichi Industriali.).

Come sviluppo dell' EMS (Energy Management System) Higeco Energy ha sviluppato le nuove piattaforme e relativi Kit tecnologici sia per le CER (Comunità energetiche rinnovabili) - www.comunita-energetiche-rinnovabili.it che per la flessibilità energetica in ambito UVAM.

Ci configuriamo,quindi, come il partner ideale per tutti i progetti che richiedono sia l'utilizzo di dispositivi hardware ad alte prestazioni per il monitoraggio e il controllo di impianti, sia la disponibilità di una piattaforma integrata cloud-based per la gestione dei dati e delle attività operative.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è uno dei principali gruppi bancari in Europa ed è impegnato a sostenere l'economia nei Paesi in cui opera, in particolare in Italia, dove è anche impegnato a diventare un punto di riferimento in termini di sostenibilità e responsabilità sociale e culturale.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il maggiore gruppo bancario in Italia, con 13,5 milioni di clienti e circa 4.200 filiali, ed è leader nelle attività finanziarie per famiglie e imprese del Paese, in particolare nell'intermediazione bancaria (con una quota del 21% dei prestiti e del 22% dei depositi), nel risparmio gestito e nei fondi pensione (24%) e nel factoring (27%).

Inoltre il Gruppo ha una presenza internazionale strategica, con circa 1.000 sportelli e 7,1 milioni di clienti. Si colloca tra i principali gruppi bancari in diversi Paesi del Centro-Est Europa e nel Medio Oriente e Nord Africa grazie alle proprie controllate locali: è al primo posto in Serbia, al secondo in Croazia e Slovacchia, al quarto in Albania e Slovenia, al quinto in Bosnia-Erzegovina e Egitto, al sesto in Moldavia e al settimo in Ungheria.

Al 30 settembre 2021, il Gruppo Intesa Sanpaolo presenta un totale attivo di 1.071.418 milioni di euro, crediti verso clientela per 463.295 milioni di euro, raccolta diretta bancaria di 535.746 milioni di euro e raccolta diretta assicurativa e riserve tecniche di 203.538 milioni di euro.

L'attività del Gruppo si articola in sei divisioni:

Divisione Banca dei Territori: focalizzazione sul mercato e centralità del territorio per il rafforzamento delle relazioni con gli individui, le piccole e medie imprese e gli enti non-profit. La divisione include le attività di credito industriale, leasing e factoring, nonché quelle di instant banking tramite la partnership tra la controllata Banca 5 e SisalPay (Mooney).

Divisione IMI Corporate & Investment Banking: partner globale per le imprese, le istituzioni finanziarie e la pubblica amministrazione in un'ottica di medio/lungo termine, su basi nazionali ed internazionali.

Divisione International Subsidiary Banks: include le controllate che svolgono attività di commercial banking nei seguenti Paesi: Albania, Bosnia-Erzegovina, Croazia, Egitto, Moldavia, Repubblica Ceca, Romania, Serbia, Slovacchia, Slovenia, Ucraina e Ungheria.

Divisione Private Banking: serve i clienti appartenenti al segmento Private e High Net Worth Individuals con l'offerta di prodotti e servizi mirati. La divisione include Fideuram - Intesa Sanpaolo Private Banking, con 6.626 private banker.

Divisione Asset Management: soluzioni di asset management rivolte alla clientela del Gruppo, alle reti commerciali esterne al Gruppo e alla clientela istituzionale. La divisione include Eurizon, con 351 miliardi di euro di masse gestite.

Divisione Insurance: prodotti assicurativi e previdenziali rivolti alla clientela del Gruppo (Novembre 2021).

MAPS
SHARING KNOWLEDGE

Fondata nel 2002, MAPS S.p.A. è una PMI Innovativa attiva nel settore della digital transformation. Con sede a Parma e oltre 200 dipendenti, produce e distribuisce software per l'analisi dei big data che consentono alle aziende clienti di gestire e analizzare grandi quantità di dati e di informazioni, aiutandole nell'assunzione delle proprie decisioni strategiche e operative e nella definizione di nuovi modelli di business. MAPS ha un portafoglio di oltre 400 Clienti altamente fidelizzati appartenenti a differenti mercati: Telco, Utilities, Sanità, Retail, Industria e Pubblica Amministrazione.

Per il settore Energy & Utilities, Maps dispone di una Business Unit dedicata, che negli anni ha sviluppato la piattaforma proprietaria ROSE Smart Energy Solutions, consentendo all'azienda di contribuire attivamente alla digitalizzazione del mercato dell'energia e alla transizione energetica con avanzate competenze tecnologiche e soluzioni digitali innovative.

Nata nel 2014, nell'ambito dell'Associazione Genova Smart City, ROSE (acronino di Realtime Operational Smartgrid for Europe) è stata sviluppata e applicata nella Smart Polygeneration Microgrid del Campus di Savona dell'Università di Genova, scelto da Enel come Living Lab.

La soluzione ROSE per le Comunità di Energia Rinnovabile integra un Energy Community Designer, un Intelligent Energy Management System e una Community Engagement App per il coinvolgimento semplice e attivo dei partecipanti. Stima e ripartisce gli incentivi economici con un algoritmo configurabile e ottimizza in tempo reale produzione, storage e consumi. ROSE è già attiva presso diverse comunità energetiche rinnovabili, tra cui la CER2 di Magliano Alpi, e garantisce agli operatori del settore indipendenza dai sistemi di produzione e metering offrendo elevata configurabilità, scalabilità e interoperabilità.

La soluzione ROSE Intelligent Energy Management consente il monitoraggio, la pianificazione e l'ottimizzazione delle risorse energetiche distribuite in contesti come Virtual Power Plant, Microgrid, Smart Bulding, siti industriali e commerciali sottoposti ad interventi di efficienza energetica. Grazie a modelli previsionali su dati acquisiti ed elaborati in realtime, ottimizza le prestazioni di impianti di produzione, supporta l'ottimizzazione del bilanciamento e dei costi, consentendo anche la gestione termica e di comfort degli ambienti.

In ambito Flessibilità, la soluzione è utilizzata per ottimizzare, aggregare e pianificare le risorse energetiche rinnovabili nell'ottica di offrire flessibilità alla rete elettrica e migliorane la stabilità.

La soluzione ROSE Predictive Maintenance abilita la gestione evoluta di infrastrutture di distribuzione e impianti di produzione di energia rinnovabile fornendo strumenti per prevenire anomalie e migliorare l'efficienza.

Il Gruppo, quotato su Euronext Growth Milan, ha chiuso il 2020 con ricavi consolidati pari a euro 17,9 milioni e un EBIT¬DA pari a Euro 3,4 milioni.

Il Gruppo Siram Veolia è una realtà leader nell'offerta di servizi di gestione ottimizzata delle risorse ambientali che accompagna enti pubblici e imprese nel percorso di trasformazione ecologica e contribuisce così allo sviluppo sostenibile dei territori. Il Gruppo è il primo operatore in Italia nella progettazione e fornitura di soluzioni di efficienza energetica, cui integra la gestione del ciclo integrato delle acque e dei rifiuti speciali.

Presente in Italia da oltre un secolo, con un team di 3200 collaboratori, 130 presidi in tutto il Paese Siram Veolia concepisce, finanzia, realizza e gestisce progetti altamente innovativi, grazie alle profonde competenze tecnologiche, risorse finanziarie e capacità di investimenti.

La vicinanza al cliente e la storica presenza capillare sul territorio si combinano all'appartenenza al Gruppo Veolia – a propria volta leader mondiale nella gestione ottimizzata delle risorse, operante su 5 continenti con oltre 179.000 dipendenti - costituendo la duplice anima, internazionale e locale, del Gruppo Siram Veolia.

L'obiettivo del Gruppo è quello di ridurre al minimo l'impatto ambientale delle attività economiche e sociali e arginare le emissioni responsabili del surriscaldamento della terra, garantendo ai propri Clienti performance ottimali e la riduzione di sprechi e inefficienze, perseguendo una strategia di crescita sostenibile.

Nel 2021, le attività di Energy management hanno permesso la riduzione di oltre 106.000 tonnellate equivalenti di emissioni di anidride carbonica; sono stati inoltre gestiti oltre 400 impianti di depurazione acque che hanno servito circa 3 milioni di abitanti in tutto il Paese; infine sono stati raccolte, movimentate e smaltite 1.600 tonnellate di rifiuti speciali ospedalieri e 138.000 tonnellate di rifiuti liquidi.

Forte di una consolidata esperienza nel settore, Siram Veolia garantisce a enti pubblici, privati e industriali soluzioni mirate sulla base delle loro specifiche necessità attraverso un servizio di consulenza, gestione e assistenza rapido, qualificato e certificato. Il Gruppo interviene nella progettazione, costruzione, conduzione e manutenzione degli impianti di trattamento delle acque potabili, di processo e di scarico, dei depuratori, delle attrezzature di reti idriche e fognarie.
L'impegno di Siram verso il cliente si concretizza nella presentazione periodica di report, nel supporto tecnico per l'acquisizione di finanziamenti, nella gestione degli incentivi e bandi pubblici, nella verifica dei consumi, delle prestazioni e dei risultati concordati, nell'organizzazione di attività formative e informative per sensibilizzare gli utenti sulle tematiche del risparmio energetico e idrico.

Con le proprie attività, Siram Veolia gestisce:

- **981 strutture sanitarie, pubbliche e private, di cui oltre 200 strutture ospedaliere e 48.931 posti letto**
- **1.000 istituti di formazione e ricerca e 4 campus universitari**
- **1.050 siti dedicati al terziario, uffici pubblici e privati e settore commerciale**
- **125 stabilimenti industriali**
- **400 impianti di depurazione acqua**
- **100 clienti serviti nella gestione rifiuti**

TEON è una azienda italiana che sviluppa, produce e commercializza soluzioni innovative per un riscaldamento (e raffrescamento) «rinnovabile» di edifici. I generatori di calore naturali (PdC) «TINA» rappresentano un'alternativa efficiente alle caldaie, senza interventi sull'impianto, eliminando ogni emissione inquinante sul posto. TEON mette a disposizione un'esperienza impiantistica di gruppo maturata con oltre 300 impianti idro/geotermici realizzati a livello nazionale

Terna S.p.A. è uno dei principali operatori europei di reti per la trasmissione dell'energia elettrica con oltre 74.400 km di linee gestite in Italia. Quotata in borsa dal 2004, Terna ricopre un ruolo centrale nel sistema elettrico italiano in quanto, in attuazione del Decreto Legislativo 79/99 e del DM 15/12/2010, è proprietaria della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale in alta ed altissima tensione (RTN) e svolge il servizio pubblico per la trasmissione e il dispacciamento, ovvero la gestione in sicurezza dei flussi di energia sulla rete. La posizione unica di Terna nel panorama italiano permette una visione di lungo periodo dei sistemi energetici, consentendo al Gruppo di ricoprire un ruolo strategico e di di assumere il ruolo di regista della transizione energetica. Il mondo dell'energia sta infatti vivendo un profondo cambiamento. La continua crescita delle fonti di produzione rinnovabili non programmabili unita alla progressiva dismissione degli impianti di generazione tradizionali ci mette davanti a nuove sfide e nuove opportunità, stimolandoci a sviluppare soluzioni innovative ad alta tecnologia e a modernizzare la rete per permettere la connessione tra molteplici produttori e consumatori.

Terna gestisce le proprie attività tenendo sempre in considerazione le loro possibili ricadute economiche, sociali ed ambientali e lavora costantemente per creare, mantenere e consolidare un rapporto di dialogo e di reciproca fiducia con tutti i suoi stakeholder, nell'intento di allineare gli interessi strategici di sviluppo con le esigenze della collettività e coniugando eccellenza nel business e sostenibilità. In particolare, soprattutto in seguito alla grave crisi economica che ha interessato il paese a partire dallo scorso anno, Terna si propone come un promotore del rilancio economico italiano, attraverso gli effetti moltiplicativi del proprio ambizioso piano di investimenti (8,9 miliardi di euro nel Piano Industriale 2021-25) sul tessuto economico nazionale.
Forte delle competenze e dell'esperienza acquisite nella gestione della rete italiana e della sua esperienza nella progettazione e realizzazione di sistemi ICT complessi, il Gruppo è pronto a cogliere nuove opportunità di business, offrendo servizi di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC), esercizio e manutenzione (O&M), telecomunicazioni (TLC) e servizi digital. All'interno del Gruppo, Terna Energy Solutions s.r.l. è la società che si occupa delle attività non regolate dall'autorità competente sia con la finalità di creare valore per gli stakeholder, attraverso la valorizzazione del proprio know-how e lo sviluppo di tecnologie innovative, sia con l'obiettivo di migliorare l'efficienza energetica ed abilitare nuovi sistemi per la gestione efficiente del Sistema Elettrico Nazionale, coniugando il miglioramento dei risultati economici aziendali con la sostenibilità nel tempo degli stessi. Inoltre, a partire dal 2018, con l'acquisizione di Avvenia, società leader nel settore dell'efficienza energetica, Terna arricchisce l'offerta di soluzioni energetiche integrate e si propone come Energy Solution Provider.

NOTE

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

NOTE

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

NOTE

© ENERGY & STRATEGY GROUP – 2021

NOTE

Copyright 2015 © Politecnico di Milano
Dipartimento di Ingegneria Gestionale Collana Quaderni AIP
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 - Tribunale di Milano

ISBN 978 88 6493 066 4