

Impiego dei servizi ancillari forniti da risorse di energia distribuite per l'esercizio della rete di distribuzione

Relazione tecnica del progetto pilota – versione ottobre 2024,
aggiornata con riferimento alle attività previste nel 2025

Sommario

1	Contesto di riferimento	3
1.1	Individuazione delle aree pilota del progetto EDGE nel 2025.....	3
1.2	Esperienze internazionali analizzate	3
2	Definizioni.....	5
3	Individuazione dei servizi ancillari locali: obiettivi e caratteristiche	6
3.1	Obiettivi dei servizi ancillari locali	6
3.2	Caratteristiche e attributi dei prodotti.....	6
4	Analisi dello scenario per il progetto pilota.....	9
4.1	Definizione degli scenari di crescita	9
4.2	Individuazione del piano di espansione della rete	9
4.3	Valutazione dei costi.....	9
4.4	Valutazione dei benefici	9
5	Identificazione dei servizi ancillari locali: fabbisogno nel progetto pilota	11
5.1	Sintesi del fabbisogno di servizi sulle aree pilota	11
5.2	Modalità di fornitura e remunerazione dei servizi.....	11
6	Approvvigionamento dei servizi ancillari locali oggetto del pilota.....	13
6.1	Identificazione delle utenze che possono erogare servizi sulle reti pilota.....	13
6.2	Modalità di approvvigionamento - Regole piattaforma di mercato per contratti bilaterali.....	14
6.3	Regole tecnico-economiche per assegnazione gare	19
6.4	Regole per costruzione baseline, settlement e retribuzione dei servizi	20
7	Definizione KPI per valutare i risultati della sperimentazione	25
7.1	Indicatori atti a valutare l'efficacia delle procedure ad asta.....	26

e-distribuzione

7.2	Indicatori atti a valutare la capacità previsionale e di dimensionamento dei servizi	28
7.3	Indicatori atti a valutare le prestazioni dei fornitori	29
8	Attivazione dei servizi di flessibilità.....	30
9	Sintesi delle modifiche sottoposte a consultazione pubblica	31
10	Allegato - Descrizione dello strumento di calcolo utilizzato	32
11	Riferimenti	35

1 Contesto di riferimento

La crescente presenza di generazione distribuita e l'incremento di carichi ad alto contenuto energivoro nel settore dei trasporti e termico hanno evidenziato l'importanza strategica delle reti di distribuzione, la cui gestione diventa sempre più complessa per le problematiche di inversione di flusso, congestione di linee e regolazione di tensione.

Considerati gli scenari futuri, legati ai piani di sviluppo e ripresa economica nazionale ed in generale alla transizione energetica in atto, al fine di garantire un'elevata qualità ed affidabilità del servizio, la rete di distribuzione richiederà notevoli investimenti in conto capitale. Tali investimenti potrebbero essere ridotti o rinviati ricorrendo alla flessibilità offerta dalle risorse distribuite presenti in rete (*Distributed Energy Resources - DER*) quali generatori, utenti consumatori (demand response), sistemi di accumulo e veicoli elettrici.

Valutare la validità dell'utilizzo delle DER per la gestione delle reti di distribuzione è un'operazione complessa, che richiede il confronto dei costi e dei benefici a lungo termine.

Il *Documento di Consultazione 322/2019* (1) dell'ARERA (DCO322 nel seguito) ha dato riconoscimento formale a nuovi ruoli delle imprese di distribuzione (nel seguito DSO) e in particolare al ruolo di acquirente di servizi ancillari locali, altresì denominati nel seguito *servizi di flessibilità*, intesi come servizi necessari per l'esercizio in sicurezza delle sole reti di distribuzione o porzioni di esse.

Con la *Deliberazione 352/2021* (2) ARERA ha istituito i progetti pilota per l'approvvigionamento da parte dei DSO di servizi ancillari locali, con l'obiettivo di identificare tipologia di servizi e fabbisogno in ottica prospettica, sperimentare le soluzioni più appropriate per l'approvvigionamento e valutare la relativa remunerazione.

Con la *Deliberazione 365/2023* (3) ARERA ha approvato la proposta di progetto EDGE ("risorse di Energia Distribuite per la Gestione della rete di E-distribuzione") presentata da e-distribuzione, con riferimento all'approvvigionamento di servizi per l'anno 2024, prevedendo che il pilota possa proseguire negli anni successivi, eventualmente aggiornato al fine di tenere conto dei risultati che saranno nel frattempo emersi, previa approvazione da parte dell'Autorità.

La presente relazione tecnica descrive gli aggiornamenti al progetto EDGE concernenti le attività di sperimentazione pianificate nel 2025. In termini generali, l'impostazione attuale del pilota viene confermata, introducendo alcuni affinamenti sulla base delle esperienze acquisite nel periodo ottobre 2023-settembre 2024. **Le novità sono evidenziate nei box in verde**

1.1 Individuazione delle aree pilota del progetto EDGE nel 2025

E-distribuzione ha condotto l'analisi e formulato le proposte contenute nel presente documento in collaborazione con il Consorzio Interuniversitario Nazionale per Energia e Sistemi Elettrici - EnSiEL (4) ; il perimetro di interesse del progetto pilota per il 2025 è rappresentato da un insieme di porzioni delle reti selezionate nelle Regioni Piemonte, Veneto, Emilia-Romagna, Marche, Toscana, Sardegna e Puglia. Queste sono state scelte in relazione ai dati di esercizio e alla previsione di potenziali congestioni, correlate alla evoluzione delle connessioni. Nel complesso, le aree in esame, che racchiudono zone urbane, zone agricole e industriali, sono state selezionate anche in base alla disponibilità di risorse dimensionalmente in grado di erogare servizi di flessibilità.

1.2 Esperienze internazionali analizzate

Nel panorama internazionale, sono diversi i paesi che hanno dimostrato interesse verso i mercati di flessibilità per servizi ancillari locali a supporto delle reti di distribuzione e che stanno portando avanti sperimentazioni

e-distribuzione

su piccola e larga scala anche attraverso l'utilizzo di sandboxes regolatorie e piattaforme di mercato sperimentali.

Anche nel 2024 e-distribuzione ha continuato il monitoraggio a livello internazionale dei mercati e dei progetti sperimentali riguardanti la flessibilità locale funzionale alle esigenze dei DSO.

In particolare, e-distribuzione ha curato lo scambio di informazioni e di esperienze con gli "attori" di riferimento in Francia (Enedis), Regno Unito (il market place Piclo e i DNO britannici) e Portogallo, dove nel secondo semestre 2023 il distributore e-Redes ha lanciato il progetto FIRMe (5)

Attualmente il contesto più sviluppato in materia è quello del Regno Unito, dove il mercato della flessibilità a livello locale, su cui si approvvigionano di servizi più distributori, è attivo sin dal 2018, e si conferma la centralità di piattaforme di procurement come PicloFlex (6).

I servizi richiesti sono finalizzati a far fronte, con aumento o riduzione di potenza attiva, alle situazioni di congestione previste (mediante prodotti cosiddetti 'sustain/secure') in particolari finestre temporali maggiormente critiche all'interno della stagione estiva ed invernale, o in risposta a guasti ed eventi non pianificati (prodotti 'dynamic/restore').

Il compenso per tali servizi è basato su una componente fissa per la disponibilità di modulazione di potenza (MW per ogni ora di disponibilità) più una componente variabile in base all'utilizzo effettivo (MWh di modulazione attivata); sono incluse penali qualora la risposta dell'Aggregato contrattualizzato non rispetti i tempi di disponibilità o non corrisponda alla quantità di modulazione richiesta.

Come tipologia di fornitori, l'analisi del mercato britannico mostra offerte di servizi di flessibilità basate su reti di ricarica dei veicoli elettrici, sistemi di accumulo, generazione distribuita e *demand side response*.

In analogia al caso britannico ed al pilota italiano EDGE, anche il progetto portoghese FIRMe è impenniato su gare ad evidenza pubblica condotte tramite una piattaforma di interfaccia e intermediazione gestita da Piclo, che portano alla stipula di contratti bilaterali.

2 Definizioni

All'interno della presente relazione tecnica valgono le definizioni indicate all'art.1 dello Schema di Regolamento.

3 Individuazione dei servizi ancillari locali: obiettivi e caratteristiche

3.1 Obiettivi dei servizi ancillari locali

Un servizio di flessibilità locale si configura come una modulazione (*re-profiling*) “*a salire*” o “*a scendere*” della potenza attiva e/o reattiva scambiata con la rete da una risorsa connessa alla stessa (per tramite del fornitore del servizio di flessibilità - *BSP*).

È possibile classificare i servizi ancillari locali, secondo le seguenti categorie:

- i. Regolazione della potenza attiva, al fine di rispettare i vincoli della rete di distribuzione sia in condizioni di regolare esercizio sia a seguito di riconfigurazioni causate da guasti e/o lavori programmati
- ii. Regolazione della potenza reattiva, al fine di rispettare i vincoli della rete di distribuzione sia in condizioni di regolare esercizio sia a seguito di riconfigurazioni causate da guasti e/o lavori programmati;
- iii. Servizi emergenziali, al fine di ripristinare l’alimentazione in fase di gestione di condizioni/eventi emergenziali

E-distribuzione (ED nel seguito) focalizzerà il progetto pilota sui servizi di **regolazione della potenza attiva**, ai fini del rispetto dei vincoli della rete di distribuzione **sia in condizioni di normale funzionamento che di riconfigurazioni causate da guasti e/o lavori programmati** (primo punto in elenco).

Le esigenze di servizi di flessibilità sono state definite tramite un processo, svolto da ENSIEL, di definizione degli scenari di evoluzione dei carichi e della generazione distribuita e di calcolo previsionale dei flussi nella rete di e-distribuzione nell’orizzonte di pianificazione 2025, al fine di avere una previsione delle problematiche attese nelle aree geografiche di interesse, preselezionate in base all’esperienza di esercizio della rete.

Tale processo di valutazione ha considerato la/e configurazione/i maggiormente probabili della rete, le richieste di connessione e lo storico delle curve di carico aggiornate al periodo di effettiva attuazione del pilota.

L’esito del processo svolto da ENSIEL (descritto nei paragrafi successivi) ha consentito di determinare le criticità di rete attese e la relativa probabilità di accadimento (sia in condizioni di guasto sia con la rete esercita in assetto standard). Le esigenze in servizi ancillari locali sono definite mediante valori caratteristici (*attributi*) dei servizi di flessibilità da approvvigionare per la soluzione delle criticità attese, senza indicazioni selettive riguardo le caratteristiche tecniche delle risorse candidabili (**principio di neutralità tecnologica**).

Pertanto, i servizi potranno essere erogati da qualsiasi risorsa, considerata singolarmente o in maniera aggregata (Aggregato Qualificato), connessa alla rete di distribuzione nel “**Perimetro di Flessibilità**” (PF nel seguito).

In tale contesto è importante evidenziare che uno degli scopi del progetto pilota è quello di verificare ed affinare i parametri di valutazione degli strumenti di pianificazione di medio-breve termine disponibili ai DSO, al fine di determinarne la più opportuna frequenza di aggiornamento.

3.2 Caratteristiche e attributi dei prodotti

Il progetto pilota si pone l’obiettivo di razionalizzare l’insieme di servizi ancillari locali utili ai DSO, in modo da suggerire un possibile catalogo univoco.

e-distribuzione

Tramite tale catalogo, ED intende definire in maniera ampia i parametri caratteristici dei suddetti servizi (gli attributi che definiscono il “*prodotto*” di flessibilità da approvvigionare) onde consentirne uno sviluppo dinamico in base alle diverse esigenze e alla loro evoluzione.

ED ha valutato l'opportunità di impostare il progetto su servizi ancillari locali con modalità di attivazione “condizionale”.

I contratti saranno dunque basati su un accordo di disponibilità siglato *ex-ante* che permetterà a ED di chiedere al BSP di erogare il servizio al manifestarsi delle condizioni di criticità sulla rete.

Nell'ambito del presente progetto pilota si stimano necessari e sufficienti gli attributi dei prodotti elencati in tabella. L'esperienza consentirà di verificare l'opportunità di definire ulteriori attributi, ad integrazione di quelli previsti in sede di prima applicazione.

Attributo	Descrizione
Quantità	Variazione di potenza attiva massima e minima che può essere richiesta ‘a salire’ o ‘a scendere’ (determinata rispetto alla Baseline e da mantenere per la Durata della Fornitura)
Finestra di disponibilità	Arco temporale (espresso in mesi / giorni / ore) nelle quali può essere richiesta l'erogazione del servizio
Tempo di attivazione	Arco temporale minimo intercorrente tra la richiesta di erogazione del servizio (ordine di attivazione) da parte di e-distribuzione e l'erogazione del servizio (raggiungimento del livello di variazione di potenza pari alla ‘Quantità’ richiesta)
Durata della fornitura	Durata minima e massima per cui può essere chiesta l'erogazione del servizio (mantenimento della potenza al livello raggiunto a seguito della variazione pari alla ‘Quantità’ richiesta)
Periodo di recupero	Durata minima del periodo tra la conclusione dell'erogazione del servizio e l'inizio della successiva erogazione di servizio

ED ha valutato di introdurre i seguenti parametri validi per ciascun prodotto contrattualizzarsi nell'ambito del presente pilota:

La **Quantità minima** pari a 25 kW

La **Durata minima** della fornitura pari a 15 minuti

Il **Tempo di Attivazione** pari a 60 minuti

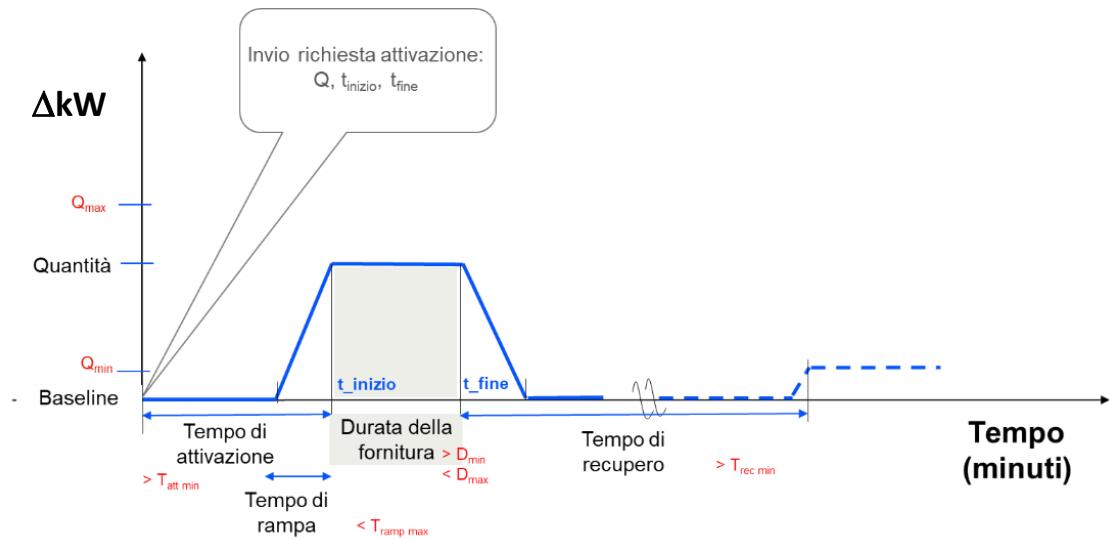


Figura 1 - Caratteristiche di un prodotto di flessibilità di ED (la variazione in potenza si intende ‘a salire’ o ‘a scendere’)

4 Analisi dello scenario per il progetto pilota

La procedura di seguito rappresentata, applicata per la previsione e l'analisi dello scenario atteso nelle aree del progetto pilota EDGE per il 2025, è caratterizzata dalle fasi descritte nei seguenti paragrafi; i dati di input sono aggiornati al periodo previsto di approvvigionamento dei servizi.

L'analisi ha fatto riferimento alle porzioni di rete selezionate come potenzialmente critiche sulla base di dati storici e delle previsioni di sviluppo. In particolare, le valutazioni numeriche hanno riguardato un campione delle reti di e-distribuzione nelle Regioni Piemonte, Veneto, Emilia Romagna, Marche, Toscana, Puglia e Sardegna per 34 Cabine Primarie e oltre 100 feeder MT.

I calcoli di rete per l'individuazione delle criticità previste, su cui dimensionare i prodotti di flessibilità (ovvero la definizione dei servizi ancillari locali per quantità e finestra temporale di disponibilità) o il set minimo di investimenti integrativi necessario nel periodo esaminato, sono eseguiti tramite il software di pianificazione descritto nell'Allegato 10.

4.1 Definizione degli scenari di crescita

Sono stati costruiti scenari di sviluppo coerenti con gli obiettivi europei e nazionali per la transizione energetica (7) tenendo in considerazione anche la tendenza degli ultimi anni nell'area locale di interesse con particolare riferimento alla crescita della produzione di energia elettrica da fotovoltaico.

4.2 Individuazione del piano di espansione della rete

Sono stati considerati tutti gli interventi di sviluppo della rete di distribuzione pianificati e il cui completamento è previsto entro la fine del 2025, includendo quindi anche il *Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture di E-Distribuzione*, già approvato per il triennio 2023-2025 (8).

4.3 Valutazione dei costi

In risposta alle criticità individuate, è stata dapprima considerata la strategia tradizionale di sviluppo della rete basata esclusivamente sul rinforzo della stessa (approccio "*Fit&Forget*"). Come alternativa, è stata considerata la strategia "*no network solutions*" basata sulla possibilità di ricorrere ai servizi ancillari locali. Infine, sono stati confrontati i costi associati alle suddette opzioni: l'investimento nel rinforzo della rete (CAPEX), il pagamento dei servizi per la flessibilità e il valore delle perdite per effetto Joule (OPEX).

La valorizzazione dell'investimento è basata sul *Net Present Value* (NPV) calcolato con riferimento alla vita utile degli asset.

Riguardo al pagamento dei servizi di flessibilità, la valorizzazione è stata calcolata sulla base di un meccanismo binomio che contempla sia la quota di capacità messa a disposizione (quota in potenza – nel testo indicata come "*prezzo per disponibilità*") sia la quota per il suo effettivo utilizzo (quota in energia - nel testo indicata come "*prezzo per utilizzo*"). È stata condotta un'analisi di sensitività al fine di rilevare, per ciascun PF e ciascun servizio, i costi limite delle due componenti che rendono ancora conveniente l'utilizzo della flessibilità rispetto all'opzione '*Fit&Forget*' nel periodo di pianificazione.

Per quanto concerne la valorizzazione delle perdite si è preferito computarla sulla base del prezzo medio dell'energia; in tal modo il valore delle perdite stesse viene considerato nei costi, anche se la loro entità è inferiore ai livelli convenzionali indicati come riferimento dalla regolazione nazionale (9).

4.4 Valutazione dei benefici

Il beneficio associato è stato calcolato come differenza tra il caso base, rappresentato dal modello di pianificazione attuale "*Fit&Forget*", e l'alternativa basata sull'approvvigionamento dei servizi di flessibilità locale.

e-distribuzione

L'analisi di sensitività sulle componenti del costo del servizio di flessibilità, basata sulla valutazione preliminare delle esigenze, ha evidenziato che i costi potranno assumere valori all'interno di intervalli abbastanza ampi, dipendenti dal tipo di servizio e dal PF.

Rispetto ai casi di pianificazione secondo il classico schema "Fit&Forget" si stima, nel complesso del sito pilota (intendendo come "sito pilota" l'aggregato di tutte le porzioni di rete incluse nella sperimentazione) e nell'orizzonte temporale della sperimentazione, un risparmio sui CAPEX che si riduce considerando i costi (OPEX) legati alle perdite per effetto Joule ed all'approvvigionamento dei servizi sulla base di contratti a doppia componente di prezzo.

5 Identificazione dei servizi ancillari locali: fabbisogno nel progetto pilota

5.1 Sintesi del fabbisogno di servizi sulle aree piloti

In questo secondo ciclo di sperimentazione EDGE, considerando le tempistiche necessarie per la pubblicazione anticipata e l'esecuzione delle procedure concorsuali nonché per la conclusione dei contratti di approvvigionamento, E-distribuzione prevede “periodi di consegna” dei servizi a partire da aprile 2025.

L'esito dell'analisi descritta al capitolo precedente ha portato ad individuare fabbisogni di servizi di flessibilità in 8 province, localizzate nelle 7 Regioni indicate (Piemonte, Veneto, Emilia Romagna, Marche, Toscana, Puglia e Sardegna) per un totale di circa 18 MW, per la maggioranza in servizi a scendere, e oltre 5000 ore di disponibilità.

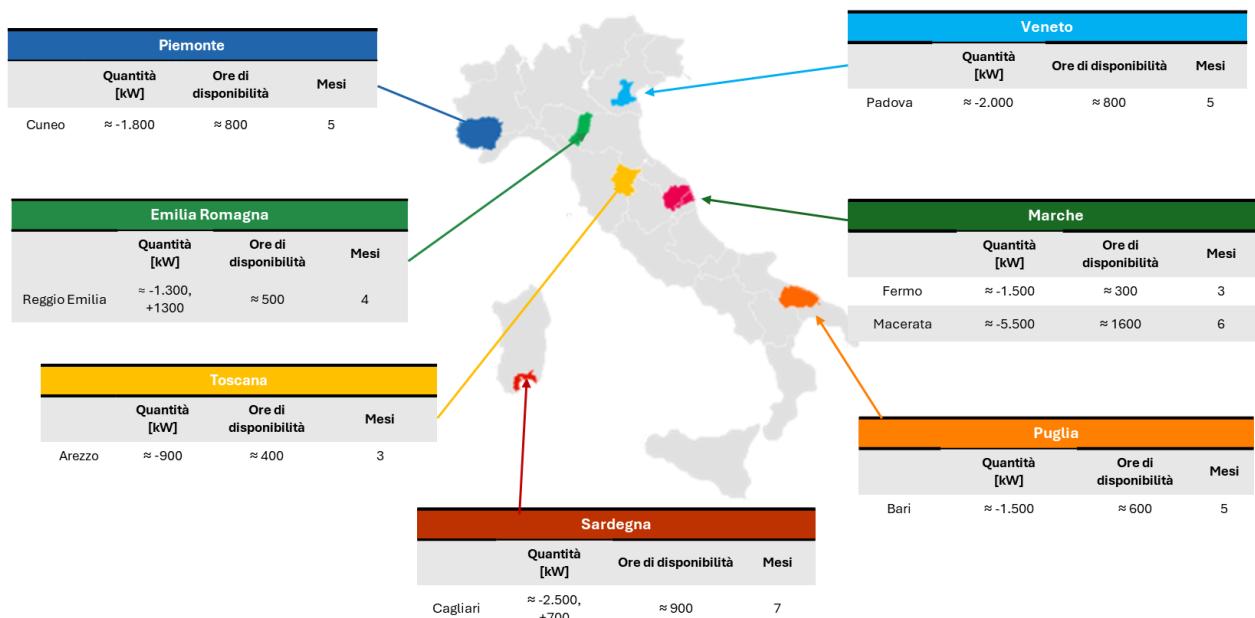


Figura 2 – Stima dei fabbisogni di flessibilità 2025

I servizi richiesti nelle gare del 2025, necessari a superare le criticità di rete, richiederanno una variazione di potenza (**Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità**) fino a 2,5 MW a scendere e 750 kW a salire.

Il periodo di disponibilità risulta esteso da **2 mesi a 6 mesi** per tutti i giorni della settimana, da 2 a 5 ore al giorno (**Durata Richiesta nel Perimetro di Flessibilità**).

5.2 Modalità di fornitura e remunerazione dei servizi

Nonostante l'aumento del valore della Quantità richiesta nei perimetri di flessibilità per l'anno 2025, è stata mantenuta la modalità di offerta, nella quantità e durata, come segue:

Laddove la **Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità** (quantità massima da offrire in gara) sia superiore a 100 kW, la **'Quantità richiesta per la fornitura'** (quantità minima da offrire in gara) sarà comunque pari a **100 kW**.

Laddove la **Durata Richiesta nel Perimetro di Flessibilità** (durata massima da offrire in gara) sia superiore a 2 ore, la **'Durata richiesta per la fornitura'** (durata minima da offrire in gara) sarà comunque pari a **2 ore**.

Le due componenti di prezzo (per “disponibilità” e “utilizzo”) terranno a riferimento i dati storici del mercato italiano.

e-distribuzione

Rispetto al primo ciclo di sperimentazione, nel 2025 E-distribuzione indicherà basi d'asta per il “prezzo di utilizzo” aggiornate per tener conto dell’andamento registrato in MSD nell’ultimo biennio, sintetizzato nelle figure 3 e 4, mantenendo un “sovraprezzo” per incentivare la partecipazione dei BSP ma distinguendo tra le due direzioni “a salire” e “a scendere”.

La base d'asta per il “**prezzo per utilizzo**” si prevede quindi pari a circa **400 €/MWh a salire e 200 €/MWh a scendere**.

Per il “**prezzo per disponibilità**” si prevede un valore base d'asta, espresso in €/MW per le ore della finestra di disponibilità, variabile in relazione al budget disponibile derivante dall’analisi costi-benefici e comunque non inferiore al valore medio €/MW/anno di assegnazione delle più recenti aste UVAM.

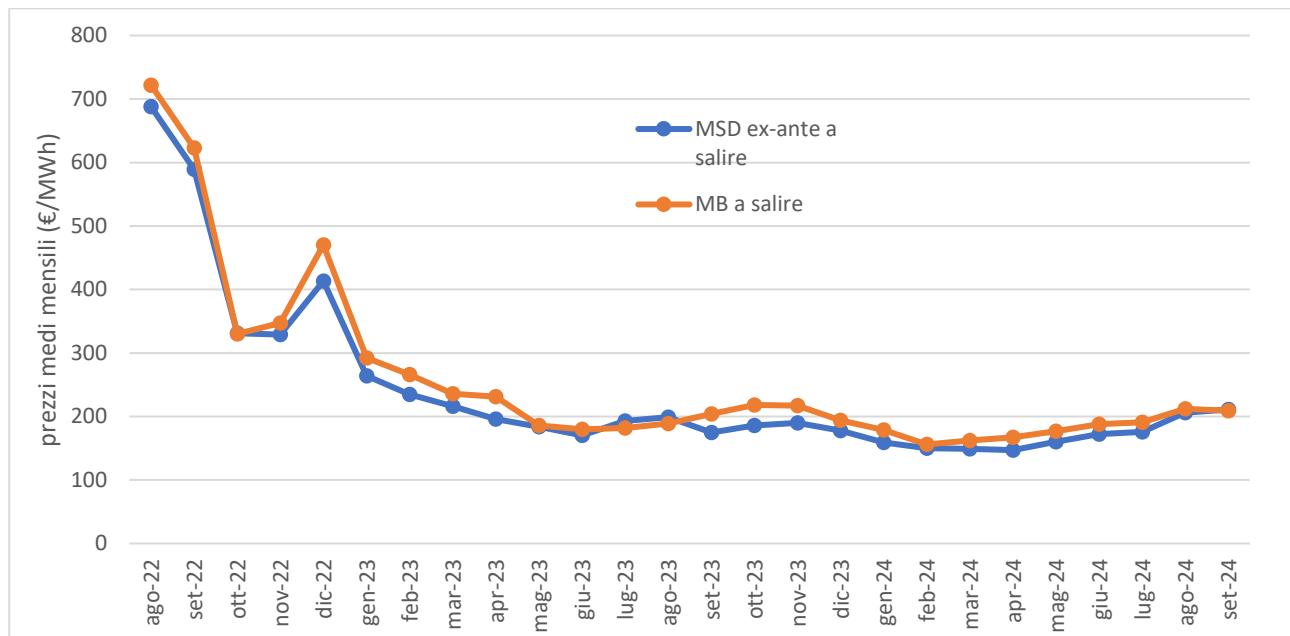


Figura 3 – Andamento dei prezzi medi in MSD per servizi “a salire” tra agosto 2022 e settembre 2024

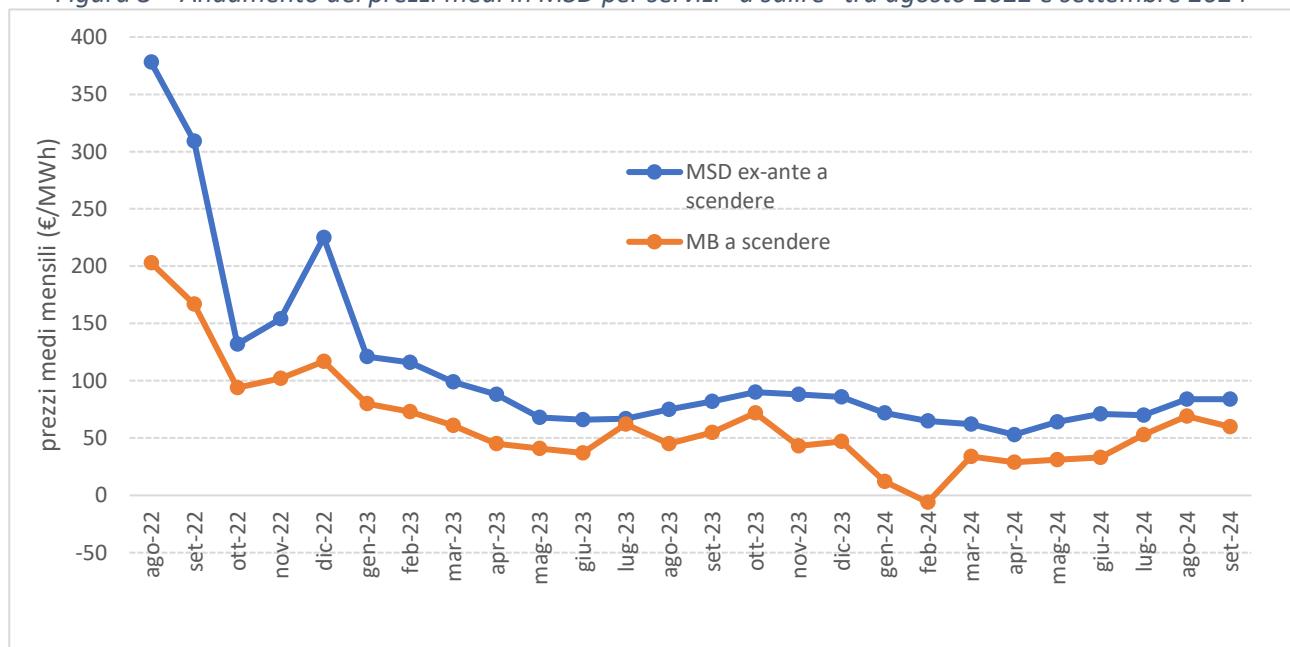


Figura 4 – Andamento dei prezzi medi in MSD per servizi “a scendere” tra agosto 2022 e settembre 2024

6 Approvvigionamento dei servizi ancillari locali oggetto del pilota

6.1 Identificazione delle utenze che possono erogare servizi sulle reti pilota

Al fine di identificare le utenze che possono coprire il fabbisogno di servizi ancillari locali, sono considerate potenzialmente **abili a fornire servizi sia ‘a salire’ sia ‘a scendere’ tutte le Risorse presenti nel Perimetro di Flessibilità**: le unità di produzione, le unità di consumo, le unità di accumulo, i sistemi di ricarica veicoli elettrici.

Di seguito sono riepilogate la potenza e la numerosità delle utenze connesse alla rete di e-distribuzione nelle aree di gara 2025, distinguendo tra le **unità di produzione e le unità di consumo**, le utenze connesse alla rete Media Tensione (MT) e alla Bassa Tensione (BT):

	Unità di produzione (Potenza nominale)			Unità di produzione (numero)		Unità di consumo (Potenza disponibile)			Unità di consumo (numero)	
	BT	MT	TOT	BT	MT	BT	MT	TOT	BT	MT
	kW	kW	kW	N°	N°	kW	kW	kW	N°	N°
Cuneo	191	9.253	9.444	1.323	15	1.964	4.795	6.759	9.318	4
Padova	1.164	1.270	2.434	157	3	6.991	5.467	12.458	1.599	3
Reggio Emilia	5.604	10.067	15.671	624	24	38.780	31.563	70.343	6.376	35
Fermo	1.810	1.896	3.706	120	4	11.794	2.125	13.919	2.085	6
Macerata	4.258	16.256	20.514	340	21	15.339	8.004	23.343	2.743	8
Arezzo	2.795	2.511	5.305	333	4	20.639	6.521	27.160	4.173	15
Cagliari	4.428	1.548	5.977	783	2	47.798	6.731	54.529	10.916	9
Bari	897	2.904	3.801	86	3	3.398	2.956	6.354	475	5

Sia la numerosità che la potenza delle utenze ivi connesse sono previste in aumento, soprattutto con riferimento agli impianti di produzione. Ciò è avvalorato dall’andamento delle richieste di connessione di impianti di produzione osservato nel 2023 e nel primo semestre 2024, di cui al grafico seguente.

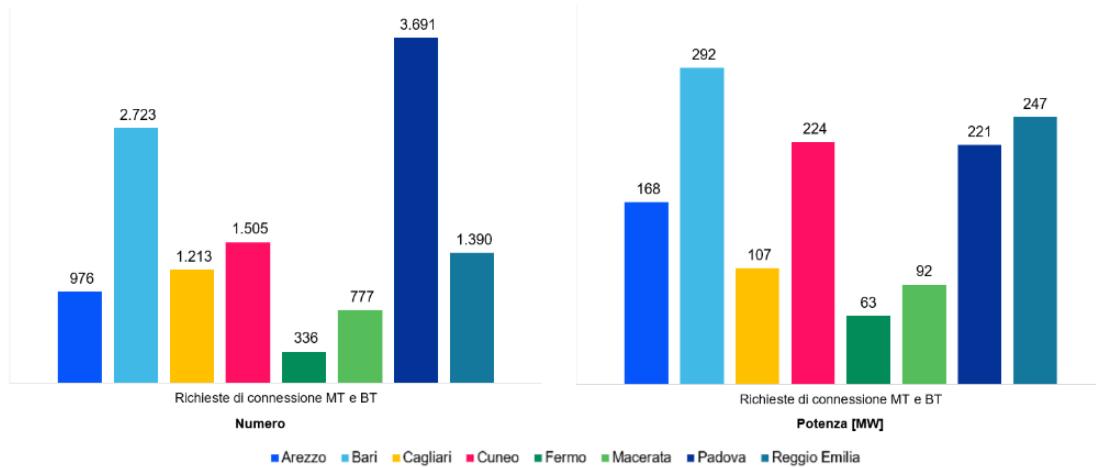


Figura 5 - Richieste di connessione ricevute nel I semestre 2024

6.2 Modalità di approvvigionamento - Regole piattaforma di mercato per contratti bilaterali

ED intende approvvigionare contratti di flessibilità su base competitiva.

I servizi di flessibilità, da regalarsi mediante contratti bilaterali a lungo/medio termine, saranno approvvigionati mediante **aste competitive svolte tramite una piattaforma “terza” di interfaccia e intermediazione che garantirà trasparenza e libertà di accesso a tutti gli operatori economici interessati.**

Anche nel 2025, ED utilizzerà una apposita versione del portale PicloFlex (6) (Piclo nel seguito), piattaforma software già usata da diversi distributori britannici, adattata alle regole del sistema italiano e del progetto pilota, il cui funzionamento nel 2024 è stato giudicato positivamente dai BSP.

6.2.1 Validazione dei BSP e qualifica degli Aggregati di Risorse

La piattaforma Piclo consente a tutti i soggetti potenzialmente interessati di visualizzare sul sito web le gare per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali, sia previste che in corso, e di offrire servizi di flessibilità al momento dell'aperura di una fase di gara.

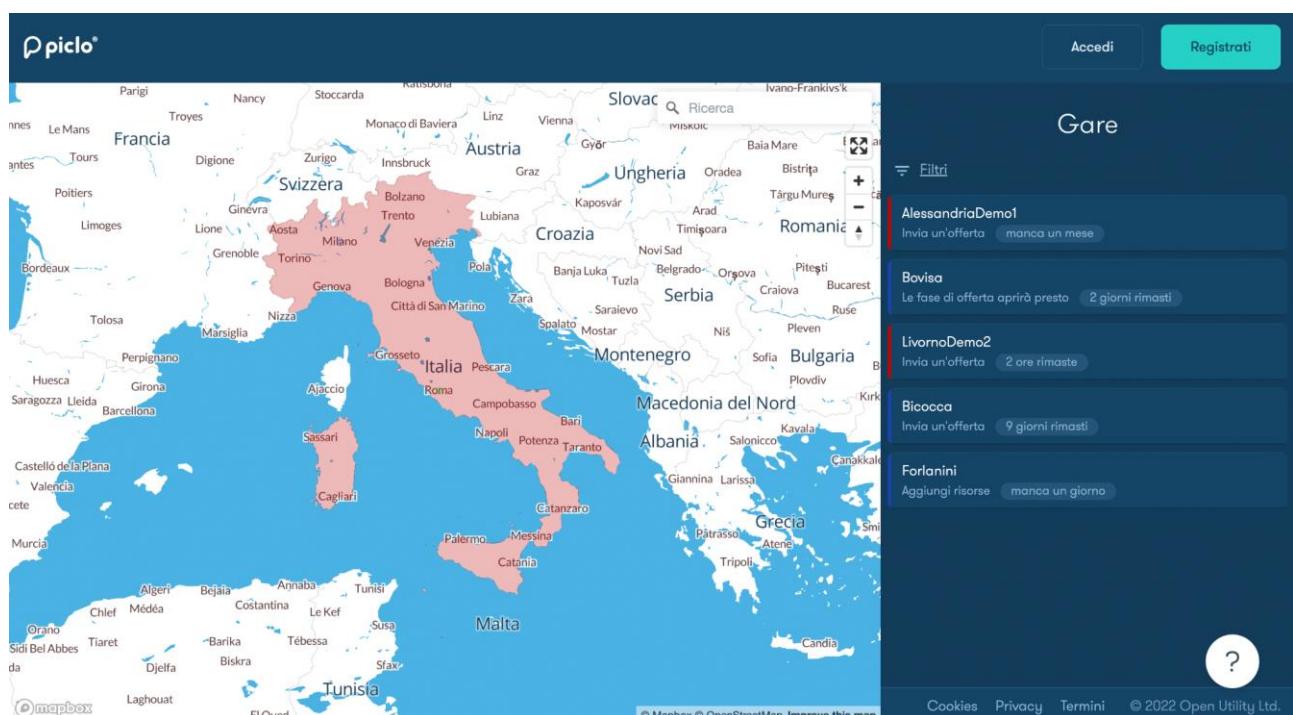


Figura 6 - Esempio schermata iniziale della piattaforma Piclo ED

Le gare prevedono una fase preliminare di **validazione dei fornitori** di servizi di flessibilità (BSP) quali operatori economici fornitori di ED, e una contemporanea fase di **qualificazione delle Risorse** proposte da parte dei BSP, che precedono la fase competitiva di invio e raccolta delle offerte, come sarà meglio descritto nel seguito.

Il BSP che intende partecipare ad una gara deve registrarsi sulla piattaforma (ottenere un account Piclo).

The screenshot shows a registration form for 'Piclo Flex'. On the left, a sidebar lists steps: 1. Conferma la tua idoneità (marked with a checkmark), 2. Dettagli utente, 3. Dettagli della società, and 4. Richiesta inviata. The main content area is titled 'Conferma la tua idoneità' and contains the following text:

Registrandoti a Piclo Flex, confermi che la società che stai registrando:

- Attualmente fornisce, o prevede di fornire, servizi ancillari locali alla rete elettrica
- Non ha già un account con Piclo Flex

Vuoi accedere ma non sei un fornitore? [Contatta il nostro team](#)

Devi aggiungere un utente a un account esistente? [Visualizza l'articolo di supporto](#)

Hai già un account? [Accedi qui](#)

At the bottom right are buttons: 'Torna indietro', 'Continua', and a question mark icon.

Figura 7 - Esempio schermata iniziale della procedura di registrazione

Ottenuto l'account Piclo, il BSP potrà registrare le Risorse nella sua disponibilità, fornendo i dati tecnici delle singole Risorse tramite la compilazione del format previsto nella piattaforma (v. *Allegato 1 del Regolamento*).

Una volta registrate in Piclo, i BSP possono richiedere la qualificazione per la propria Risorsa o i propri Aggregati di Risorse, in associazione alle gare pubblicate per specifici servizi ancillari locali.

Nell'*Allegato 2 al Regolamento* sono riportati i principali dati che saranno scambiati tramite la piattaforma Piclo per ciascuna gara per definire i requisiti di fornitura di servizi ancillari locali e che costituiscono il riferimento per la qualificazione della Risorsa o dell'Aggregato di Risorse con cui il BSP intende partecipare.

La qualificazione attiene infatti la capacità tecnica delle Risorse o dell'Aggregato di Risorse di fornire il servizio di flessibilità richiesto da una specifica gara, per cui deve esserne verificata la conformità ai requisiti di servizio definiti per la stessa.

La procedura di qualificazione comporta pertanto un **controllo preliminare automatico** di coerenza dei dati tecnici delle Risorse registrate (*Allegato 2 del Regolamento*) e di una **prova tecnica di qualifica** (*Allegato 3 del Regolamento*), al fine di verificare operativamente l'abilità ad erogare la flessibilità dichiarata.

Il controllo preliminare automatico consiste nella verifica di rispondenza ai requisiti tecnici

Requisiti del servizio in Gara (Allegato 2 al Regolamento)	Requisiti Risorsa (Allegato 1 al Regolamento)	Controllo preliminare automatico
Perimetro di Flessibilità (lista POD)	Codice POD	Il POD deve essere incluso nella lista del Perimetro di Flessibilità
Potenza minima della Risorsa	Dettagli di Connessione: Massima potenza disponibile in prelievo / in immissione	La Massima potenza disponibile deve essere maggiore o uguale Potenza minima della Risorsa

Tipo di Potenza - <i>Direzione di Fornitura richiesta</i>	Potenza disponibile al Servizio Ancillare Locale: Potenza Attiva a salire / a scendere	I valori devono essere coerenti con la direzione del servizio richiesto in gara
Quantità Richiesta per la Fornitura	<i>Potenza disponibile al Servizio Ancillare Locale</i> : Potenza Attiva a salire / a scendere	La somma - per tutte le Risorse Registrate nel Perimetro di Flessibilità - della <i>Potenza disponibile al Servizio Ancillare Locale</i> (per la Direzione di Fornitura richiesta in gara) deve essere maggiore o uguale alla <i>Quantità Richiesta per la Fornitura</i>
Tempo di attivazione della fornitura	Tempo di attivazione della risorsa	Il <i>Tempo di attivazione</i> (Risorsa) deve essere minore o uguale al <i>Tempo di attivazione</i> richiesto in gara
Periodo di Recupero	Tempo di Recupero della Risorsa	Il <i>Tempo di Recupero</i> (Risorsa) deve essere minore o uguale al Periodo di Recupero richiesto in gara
Durata minima della fornitura	Tempo Minimo di Fornitura	Il <i>Tempo Minimo di Fornitura</i> (Risorsa) deve essere minore o uguale alla <i>Durata minima della Fornitura</i>

Sulla base della suddetta verifica, le Risorse saranno considerate idonee per essere sottoposte alle **prove tecniche di qualifica**.

Sulla base dell'esperienza 2024, è stata rivista la modalità di esecuzione e valutazione delle prove tecniche di qualifica, con verifica separata per le due prove (vedi **revisione dell'ALLEGATO 3 al Regolamento**).

I file caricati dal BSP rimangono tutti in un repository specifico in cui viene registrata anche la cronologia di caricamento.

I BSP registrati saranno prontamente avvisati allorché venga calendarizzata una nuova gara che richieda caratteristiche corrispondenti a una loro risorsa/aggregato: la piattaforma invia automaticamente ai BSP registrati delle notifiche e-mail relative all'inizio di una nuova gara.



Figura 8 – Esempio segnalazione nuove gare

6.2.2 Descrizione processi Piclo

Le esigenze di flessibilità di ED sono marcatamente *locational* all'interno di perimetri di flessibilità definiti *ex-ante*, sulla base della previsione di criticità e del dimensionamento del prodotto di flessibilità utile a risolverle, come illustrato nei precedenti capitoli.

I **perimetri di flessibilità (PF)** saranno univocamente definiti, dal punto di vista delle utenze potenzialmente abilitate a fornire il servizio, tramite la **lista dei POD** ivi presenti.

La lista puntuale dei POD non sarà pubblicata per rispettare i vincoli di riservatezza ma i dati di ciascuna gara saranno pubblicati su Piclo con modalità che consentiranno una visualizzazione immediata di tipo “geografico” dei PF per ciascuna sessione competitiva, con indicazione anche dei livelli di tensione di funzionamento delle porzioni di rete coinvolte.

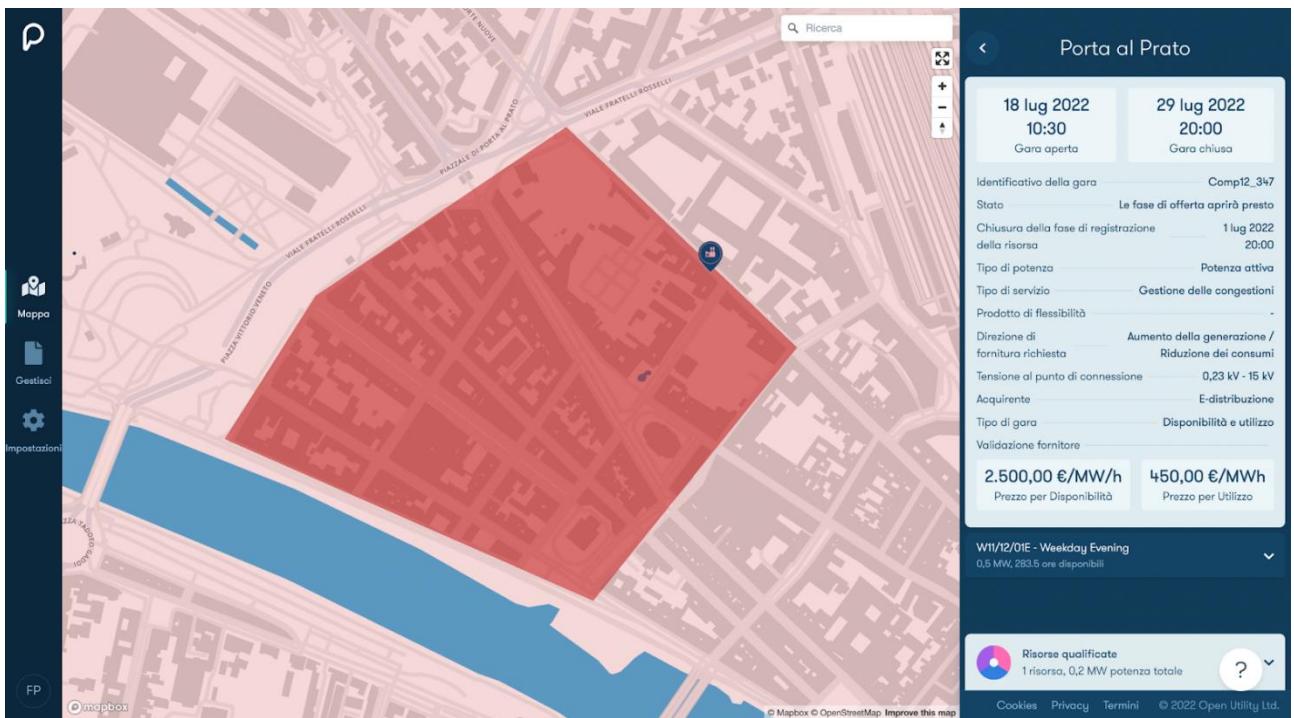


Figura 9 - Esempio visualizzazione delle Aree di Flessibilità con gare in corso

La mappa iniziale espone tutti i PF su cui sono attive sessioni di gara. Zoomando, grazie all’interfaccia grafica di Piclo, diventa visualizzabile il singolo perimetro con i corrispondenti dati di gara (*Allegato 2 al Regolamento*) ovvero stato della competizione, tipo di prodotto di flessibilità richiesto, quantità, durata, finestre di disponibilità, etc.

Le gare prevedono un **termine ultimo per completare la registrazione** delle risorse in Piclo e la loro conferma come Aggregato, ai fini delle prove tecniche di qualifica di cui al precedente paragrafo, che precede la fase competitiva di invio e raccolta delle offerte.

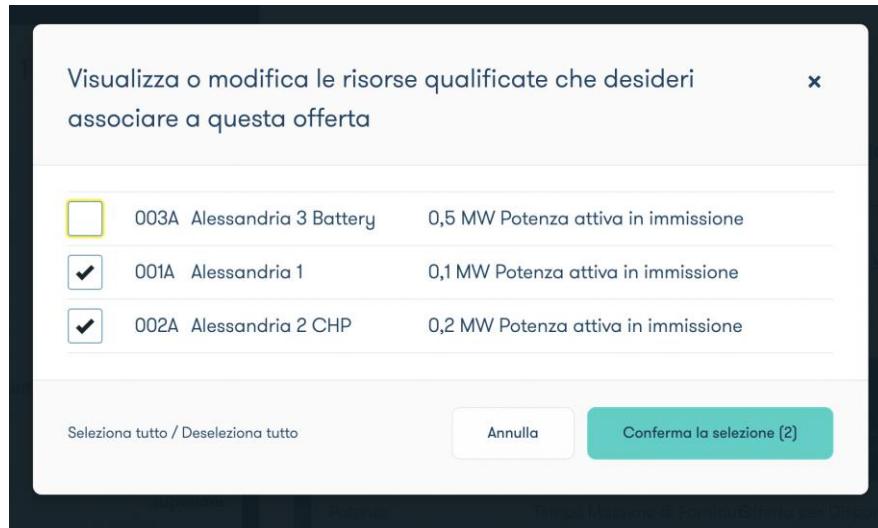


Figura 10 - Esempio schermata di conferma degli asset oggetto dell’offerta del BSP

Quando viene aperta la sessione di gara, ogni BSP potrà partecipare tramite i propri Aggregati qualificati, seguendo la procedura indicata nel *Regolamento* e in *Allegato 6* al Regolamento per la presentazione delle offerte economiche.

Dal punto di vista della **remunerazione**, sono previsti degli schemi duali con una componente a premio della disponibilità da garantire nelle ore della *Finestra di Disponibilità* (“**prezzo per disponibilità**” espresso in €/kW x h) e una componente legata all’attivazione del servizio e alla sua effettiva erogazione (“**prezzo per utilizzo**” espresso in €/kWh).

Le informazioni di gara pubblicate in Piclo chiariranno la modulazione del prezzo di offerta (richiesto per entrambe o solo per una delle componenti di prezzo), gli eventuali prezzi prefissati e i “cap” (**base d’asta**). Come indicato precedentemente, a differenza del 2024 nel secondo ciclo di sperimentazione le basi d’asta che verranno indicate in Piclo per i “prezzi di utilizzo” saranno differenziate a seconda che il servizio richiesto sia “a salire” o “a scendere”.

L’offerta deve contenere inoltre l’indicazione della Quantità di **Potenza resa disponibile al servizio ancillare locale**, e il **Tempo Massimo di Fornitura**, ossia la Durata garantita per la fornitura del servizio da parte del BSP.

Le indicazioni fornite nei campi richiesti per la presentazione dell’offerta dovranno essere coerenti con i parametri di gara:

- Prezzo per Disponibilità

Il valore offerto non potrà essere superiore al valore del **prezzo di disponibilità base d’asta**

- Prezzo per Utilizzo

Il valore offerto non potrà essere superiore al valore del **prezzo di utilizzo base d’asta**

- Potenza (resa disponibile al servizio ancillare locale)

Questo valore non può essere:

Superiore alla ‘**Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità**’

Superiore al valore della potenza qualificata per l’Aggregato di Risorse proposto

Inferiore alla ‘**Quantità richiesta per la fornitura**’

- Tempo Massimo di Fornitura (Durata garantita per la fornitura del servizio)

Questo valore non può essere:

Inferiore alla ‘**Durata Richiesta per la Fornitura**’

Superiore alla ‘**Durata Richiesta nel Perimetro di Flessibilità**’

6.3 Regole tecnico-economiche per assegnazione gare

Decorso il termine per la presentazione delle offerte e, quindi, una volta chiusa la gara, Piclo metterà a disposizione di ED le **offerte ricevute, elencate in ordine crescente** in base al prezzo indicato da ciascun BSP che ha partecipato alla gara stessa.

Le offerte saranno valutate secondo il criterio di ottimizzazione del costo per ED, garantendo l’approvvigionamento della Quantità e della Durata richieste nel perimetro di flessibilità della specifica gara. Come meglio specificato in Allegato 6-bis, la valutazione tiene conto:

- dei contenuti di ciascuna offerta riguardo a Prezzo per Disponibilità e/o per Utilizzo, Potenza resa disponibile al servizio ancillare locale e Tempo massimo di fornitura,
- della probabilità stimata dell'attivazione del servizio (stima ore di utilizzo)

Il prezzo di assegnazione sarà posto pari a quello indicato nell'offerta del BSP (criterio *pay as bid*).

La Quantità massima contrattualizzata sarà pari a quella indicata in offerta dal BSP.

La Durata massima contrattualizzata sarà pari a quella indicata in offerta dal BSP.

La conclusione del contratto di servizio tra ED e il BSP avverrà al di fuori della piattaforma Piclo, sulla base dello standard contrattuale presente tra la documentazione pubblicata in Piclo all'avvio della gara.

L'aggiudicazione del contratto garantisce il pagamento della componente di prezzo per disponibilità ma **non garantisce che il servizio ancillare locale sarà attivato da ED, né che ED sarà obbligata ad attivarlo in una determinata quantità o in un determinato periodo all'interno della finestra di disponibilità prevista nel contratto.**

6.4 Regole per costruzione baseline, settlement e retribuzione dei servizi

Poiché i servizi ancillari locali di flessibilità consisteranno nella richiesta di variazione della potenza attiva assorbita/erogata (su base quartoraria), l'effettiva risposta dei BSP agli ordini di attivazione sarà valutata sulla base delle misure acquisite dalle apparecchiature installate presso la Risorsa.

Si intende per 'linea di base' (*baseline* nel seguito) la ricostruzione teorica *ex-ante* dell'andamento del profilo di prelievo/immissione in situazione indisturbata della Risorsa abilitata ad un servizio ancillare locale.

In termini generali, la differenza tra baseline e curva misurata rappresenta il servizio ancillare locale fornito dalla Risorsa in risposta ad una richiesta di ED, sulla base di quanto contrattualizzato. Nel caso il BSP sia un aggregatore e il servizio sia fornito tramite un aggregato di Risorse (preventivamente definite), la baseline verrà calcolata per ciascuna Risorsa e la valutazione del servizio erogato verrà eseguita come somma algebrica delle prestazioni delle singole Risorse.

I calcoli, come premesso, vengono eseguiti sulla base della curva giornaliera, ossia dell'insieme delle rilevazioni effettuate dal responsabile delle operazioni di misura su base quartoraria (96 campioni rilevati nelle 24 ore per ciascuna componente della misura), per tramite dell'apparecchiatura di misura installata al POD di ciascun Risorsa.

6.4.1 Baseline e aggiustamenti

Per l'individuazione della baseline, sulla base dell'esperienza 2024, si propone al BSP la possibilità di scegliere tra tre diverse opzioni di baseline per ciascuna delle Risorse registrate:

1. un metodo basato sulla media di quindici **dati storici di misura** estratti dalle curve giornaliere, con un *fattore di aggiustamento additivo* basato sul comportamento delle ultime 2 ore precedenti l'ora di inizio del servizio (assunto di default, in mancanza di scelta da parte del BSP)
2. un metodo basato sulla media di quindici **dati storici di misura** estratti dalle curve giornaliere con un *fattore di aggiustamento moltiplicativo* basato sul comportamento delle ultime 2 ore precedenti l'ora di inizio del servizio
3. un metodo basato esclusivamente sui dati di misura rilevati nelle **ultime 2 ore**.

I dati della baseline, **rappresentativi del comportamento indisturbato** della risorsa, sono calcolati come specificato in dettaglio nell'allegato 7 A al Regolamento per ciascuno dei due suddetti metodi:

- utilizzando la base dati storica dei giorni / ore degli ultimi quindici giorni in cui il servizio non è stato richiesto;

- acquisendo i dati quattordicinari corrispondenti alla base storica e a ciascun quarto d'ora del giorno di richiesta del servizio.

L'uso di dati storici sull'orizzonte di quindici giorni può ragionevolmente rappresentare la finestra di riferimento ottimale ma, per alcune tipologie di Risorse, non risulta sufficientemente breve da considerare tendenze a breve termine (compensare fattori esogeni come la situazione meteorologica contingente). Per tale motivo si propone la possibilità di una seconda opzione, basata sul comportamento nel giorno di attivazione, in particolare nelle ore immediatamente precedenti quelle di fornitura del servizio: il tempo di attivazione pari a 1 ora, infatti, limita comunque le possibilità di manipolazione (un BSP non potrebbe aumentare/diminuire intenzionalmente consumo/produzione in maniera significativa prima di un ordine di attivazione, al fine di sopravvalutare i livelli di riduzione/aumento effettivi).

In relazione a questa possibilità di scelta da parte del BSP per ciascuna Risorsa da lui gestita, **sono stati aggiornati gli ALLEGATI 1, 7 e 7A al Regolamento.**

Per ogni evento di attivazione di servizio la prestazione di ogni Risorsa dell'Aggregato sarà calcolata come somma delle differenze tra baseline $b_{t,i}^{adj}$ e le rilevazioni del sistema di misura (curva giornaliera) comparate con le variazioni richieste.

Per la determinazione delle partite economiche, a fronte del servizio reso a seguito dell'ordine 'a' di attivazione si considera dapprima la prestazione totale, **pTa**:

- per servizi "a salire":

$$(A) pTa = \max\{\sum_t \sum_i [c_{t,i} - b_{t,i}^{adj}]; 0\},$$

- per servizi "a scendere":

$$(B) pTa = \max\{\sum_t \sum_i [b_{t,i}^{adj} - c_{t,i}]; 0\},$$

in cui la sommatoria è estesa ad ogni intervallo quattordicinario di richiesta di attivazione del servizio e a tutte le Risorse 'i' dell'Aggregato (se Aggregatore); il termine $a_{0,i}$ rappresenta il fattore di aggiustamento per l'i-esima Risorsa al momento della notifica della richiesta del servizio da parte del DSO.

Si calcola quindi il **settlement** per il servizio reso, **SETa**, come indicato di seguito:

$$(C) SETa = \min\{pTa; EDa\},$$

in cui **EDa** è il servizio di flessibilità richiesto con l'ordine di attivazione in termini di energia:

$$(D) EDa = QRa \cdot ha,$$

con 'QRa' e 'ha' rispettivamente uguali alla variazione di potenza (kW) ed alla durata (in ore) del servizio richieste con l'ordine di attivazione.

Le componenti di prezzo riconosciute sono:

- **Disponibilità (AF)** - Prezzo orario pagato per la potenza resa disponibile in ciascuna ora delle finestre di disponibilità [€/kW x h]

Si prevede peraltro che il **BSP debba dichiarare ad ED l'eventuale indisponibilità dell'Aggregato di Risorse nelle ore della Finestra di Disponibilità contrattualizzata**, al fine di evitare l'attivazione del servizio e la registrazione della mancata prestazione con le relative conseguenze (vedi paragrafo 8.4.2)

Il pagamento per la disponibilità nel mese, **Availability Payment APm**, verrà calcolato quindi come segue:

$$(E) APm = (DI \cdot QC \cdot AF)$$

in cui:

- DI è il numero di ore di effettiva disponibilità dell'Aggregato contrattualizzato nel mese di riferimento (differenza tra le ore nella finestra di disponibilità contrattualizzata e le ore di indisponibilità dichiarata dal BSP);
- QC è la quantità (in kW) contrattualizzata per il servizio flessibilità.
- **Utilizzo (UF)** - Prezzo pagato per il servizio effettivamente erogato, sulla base dell'energia calcolata secondo la formula (G) del settlement [€/kWh]

Il pagamento per l'utilizzo verrà calcolato sulla base del settlement mensile:

$$(F) UPm = \sum_a SETa \cdot UF$$

Nessun pagamento della componente di utilizzo sarà dovuto per eventuali servizi di flessibilità erogati in quantità inferiore al 60% del richiesto ($SETa < 0,6 \cdot EDa$).

6.4.2 Monitoraggio dell'erogazione dei servizi

Al fine di consuntivare i servizi, per ciascun contratto, ED metterà a disposizione di Piclo i dati relativi a **ciascun mese solare** il giorno 20 del mese successivo, così composti:

- le **curve giornaliere** aventi dettaglio quartorario formalmente validate dei punti di misura corrispondenti alle Risorse contrattualizzate;
- il **programma di attivazione** contenente l'indicazione del tempo di inizio e di fine della fornitura e della quantità richiesta (QRa) per ogni ordine di attivazione inviato al BSP intestatario del contratto.

Piclo, a seguito delle procedure di gara e definizione contrattuale, conoscerà l'identità dei BSP e delle Risorse associate, oltre alle **condizioni contrattuali di ciascun servizio**.

Con i suddetti elementi Piclo elaborerà un **"Rapporto sulla fornitura di servizi"** per ogni contratto su base mensile, che sarà messo a disposizione di ED e del BSP per la fatturazione relativa al mese e, assieme al dettaglio del calcolo eseguito secondo le regole sopra esposte, che conterrà le seguenti informazioni di sintesi:

Disponibilità totale prevista (ore)	Indisponibilità totale dichiarata (ore)	Disponibilità totale effettiva (ore)	Disponibilità (%)	Quantità Contrattualizzata (kW)	Energia totale prevista (kWh)	Prestazione totale (kWh)	Energia totale remunerata (kWh)	Prestazione (%)	Prezzo utilizzo (€/kWh)	Prezzo disponibilità (€/kW x h)	Remunerazione totale per la disponibilità (€)	Remunerazione totale per l'utilizzo (€)	Remunerazione totale (€)
AV - numero di ore della finestra di disponibilità contrattualizzata, nel mese di riferimento		DI - differenza tra AV e le ore di Indisponibilità dichiarate	DI/AV	QC	$EDm = \sum EDa$	$pTm = \sum pTa$	$SETm = \sum SETa$	$DPm = pTm / EDm \cdot 100 = 100$ in caso di mancanza ordini di attivazione	UF	AF	$APm = (DI - QC) \cdot AF$	$UPm = \sum SETa \cdot UF$ con $SETa = 0$ in caso $SETa < 0,6 \cdot EDa$	$APm + UPm$

Il Rapporto conterrà il dettaglio del risultato di ogni ordine di attivazione:

ID attivazione	Data di inizio attivazione (GG/MM/AAA)	Orario di inizio attivazione (HH:MM)	Data di fine attivazione (GG/MM/AAA)	Orario di fine attivazione (HH:MM)	Durata attivazione (ore)	Quantità richiesta per attivazione (kW)	Energia prevista per attivazione (kWh)	Energia consegnata per attivazione (kWh)	Prestazione totale per attivazione (kWh)	Prestazione per attivazione (%)	Energia remunerata per attivazione (kWh)	Prezzo utilizzo (€/kWh)	Remunerazione per utilizzo (€)
						QRa	EDa = QRa x Durata	a salire = $\sum_t [c(t) - b_{(t)} \text{adj}]$ a scendere = $\sum_t [b_{(t)} \text{adj} - c(t)]$	pTa a salire = $\max \left[\sum_t [c_{(t)} - b_{(t)} \text{adj}], 0 \right]$ a scendere = $\max \left\{ \sum_t [b_{(t)} \text{adj} - c_{(t)}], 0 \right\}$	pTa/EDa	SETa = $\min \{ pTa; EDa \}$		

Il Rapporto conterrà inoltre le informazioni relative alla costruzione della baseline ‘aggiustata’ per ciascuna Risorsa:

ID attivazione	POD	Baseline giorno 1 (GG/MM/AAAA)	Baseline Giorno 2 (GG/MM/AAAA)	Baseline Giorno 3 (GG/MM/AAAA)	Baseline Giorno ... (GG/MM/AAAA)	Baseline Giorno 15 (GG/MM/AAAA)	Fattore di aggiustamento
			giorni selezionati per calcolo baseline quartoraria bt				a0 calcolato su 8 periodi quartorari precedenti l’attivazione

La prestazione mensile tiene conto di tutti gli ordini di attivazione inviati nel mese:

$$DPm = \frac{pTm}{EDm} \cdot 100,$$

in cui EDm è l’energia prevista, sulla base dei servizi di flessibilità richiesti con gli ordini di attivazione del mese:

$$EDm = \sum_a ED_a.$$

Se EDm è zero, ossia se nel mese nessun ordine di attivazione è stato inviato, si considera $DPm = 100\%$.

Sulla base di tale report, ED provvederà al pagamento che spetta al BSP per i servizi erogati, secondo i termini contrattuali, attivando le azioni di cui alla tabella seguente.

Delivery Performance – DPm	Azioni
90% < DPm < 110%	Nessuna
60% < DPm < 90% 110% < DPm < 130%	Segnalazione e monitoraggio dell’erogazione
DPm < 60% oppure DPm > 130%	Risoluzione del contratto in caso di persistenza per più di tre mesi

Come evidente, in questa fase pilota, si intende valutare l'affidabilità del BSP su base periodica ed eventualmente intervenire a consuntivo ma non si penalizza in maniera diretta ogni caso di mancato rispetto degli ordini di attivazione dei servizi.

Restano le riduzioni nella retribuzione delle componenti disponibilità ed utilizzo (sulla base del numero di ore di effettiva disponibilità e del settlement del singolo ordine di attivazione, come illustrato al paragrafo precedente).

Per il futuro, si immagina di applicare una *penale mensile* calcolata in base al valore dei servizi non corrisposti nel periodo di riferimento o all'indice di performance mensile, in modo da incentivare la notifica delle effettive indisponibilità e garantire una maggiore affidabilità dei servizi ancillari locali a garanzia della qualità del servizio di distribuzione elettrica:

Ipotesi 1:

$$P = (EDm - pTm) \cdot UF \cdot \eta$$

con $P \leq APm$

η è la % da applicare al valore dei servizi non corrisposti

AV è il numero di ore della finestra di disponibilità contrattualizzata, nel periodo di riferimento

Ipotesi 2:

$$P = DPm \cdot APm$$

ED si riserva di valutare, anche sulla base dei riscontri del presente progetto pilota, le più efficaci ed eque misure di penalizzazione da introdurre in futuro per mancato rispetto degli obblighi contrattuali da parte del BSP.

6.4.3 Messa a disposizione dati di misura

I flussi di misura contenenti le curve giornaliere che saranno messi a disposizione da ED per le finalità del pilota sono di tre tipi:

- Flusso dati giornalieri per POD per la fase di prove tecniche di qualifica;
- Flusso dati storici validati per POD con profondità annuale verso Piclo per costruzione baseline;
- Flusso dati mensili validati per POD verso Piclo per la fase di settlement;

Le informazioni relative alla curva giornaliera contenute all'interno del tracciato, comune a tutte le tipologie di flusso, saranno organizzate come segue:

- POD
- ANNO_MESE_GIORNO nel formato yyyyymmdd
- MAGNITUDINE (A+, A-, kWh; R1-R4 KVARh)
- TIPO (Reale, Stimato)
- CAMPIONI (96 o 100 a ottobre giorno cambio)

7 Definizione KPI per valutare i risultati della sperimentazione

Nel presente capitolo sono descritti gli indicatori adottati al fine di valutare i risultati della sperimentazione.

Quanto presentato nel seguito è stato elaborato a partire dalla lista di KPI indicata nella relazione tecnica di progetto approvata da ARERA con *Deliberazione ARERA 365/2023* e ne rappresenta un aggiornamento e una integrazione.

La necessità di rivedere alcuni indicatori e di introdurne di nuovi, in particolare per quanto riguarda gli aspetti relativi alla efficacia delle procedure d'asta, si è resa necessaria soprattutto per consentire una valutazione più completa dei risultati della sperimentazione, alla luce dell'esperienza accumulata nel primo semestre di progetto.

Ai fini della definizione degli indicatori di prestazione atti a valutare i risultati della sperimentazione (*Key Performance Indicator - KPI*), si adottano le seguenti definizioni:

- QO_i è la potenza offerta dal fornitore i -esimo sull'asta di approvvigionamento della flessibilità [kW];
- QC_i è la potenza attiva contrattualizzata con il fornitore i -esimo a seguito dell'esito dell'asta di approvvigionamento della flessibilità [MW];
- QR è la potenza complessiva di servizi richiesti dal Distributore nel perimetro di flessibilità [MW];
- AF_i è la remunerazione oraria in potenza del prodotto di flessibilità riconosciuta al fornitore i -esimo per le ore contrattualizzate [€/MW x h];
- AF_{cap} è il valore massimo della remunerazione in potenza del prodotto di flessibilità stabilita per l'asta di approvvigionamento sulla base della valutazione costi-benefici [€/MW x h];
- SET_i è il settlement per il prodotto di flessibilità reso dal fornitore i -esimo [MWh];
- ED_i è l'Expected Delivery, quantità di prodotto richiesta (a seguito di ordine di attivazione) al fornitore i -esimo [MWh];
- UF_i è il prezzo di utilizzo la remunerazione in energia del prodotto di flessibilità riconosciuto al fornitore i -esimo [€/MWh];
- UF_{cap} è il valore massimo della remunerazione in energia del prodotto di flessibilità stabilita per l'asta di approvvigionamento sulla base della valutazione costi-benefici [€/MWh];
- h_i è il numero di intervalli temporali nei quali risulta inviato un ordine di attivazione al fornitore i -esimo;
- AV sono le ore di disponibilità contrattualizzate con tutti i fornitori partecipanti ad una data gara (ovvero le ore per le quali è riconosciuta a ciascun fornitore la remunerazione in potenza);
- TM_i è il tempo massimo, all'interno della finestra di disponibilità, per il quale il fornitore i -esimo si è impegnato ad erogare il servizio richiesto [h];
- a_0 è il fattore di aggiustamento della baseline calcolata per ogni ordine di attivazione, calcolato come specificato in Allegato A allo Standard Contrattuale (negativo per regolazione a salire, positivo a scendere, e costante su una data finestra di disponibilità);
- $b_{t,i}^{adj}$ è il valore della baseline corretto con il ‘fattore di aggiustamento’ come specificato in Allegato A allo Standard Contrattuale, negli intervalli temporali ricompresi nelle finestre di disponibilità del servizio;

- *n° criticità di rete rilevate* è il numero di eventi registrati sulla rete, nel periodo di disponibilità di una specifica gara, caratterizzati da superamento dei vincoli tecnici in corrente e tensione degli asset;
- *n° criticità con totale (o parziale) copertura della flessibilità richiesta* è il numero di criticità di rete rilevate per le quali, tramite l'invio di ordini di attivazione, è stato possibile per E-Distribuzione approvvigionarsi la totale (o parziale) quantità richiesta di servizi ancillari locali;
- *n° di ordini di attivazione stimati* è la stima, non vincolante, effettuata da ED del numero di richieste di attivazione dei servizi ancillari locali previste nella finestra di disponibilità di una specifica gara;
- *n° di ordini di attivazione effettivi* è il numero di richieste di attivazione dei servizi ancillari locali inviati alle risorse contrattualizzate all'interno della finestra di disponibilità per una specifica gara;
- *n° operatori registrati* è il numero di operatori economici registrati sul portale Picoflex per una data gara per la fornitura di servizi ancillari locali.
- *n° operatori validati* è il numero di operati economici validati da ED, a seguito delle verifiche effettuate sulla base della documentazione elencata all'Allegato 5 del Regolamento del progetto pilota.
- *n° risorse candidate* è il numero di risorse registrate sul portale Picoflex dal BSP ai fini della partecipazione alle gare per la fornitura dei servizi ancillari locali.
- *n° risorse qualificate* è il numero di risorse facenti parte dell'Aggregato Qualificato, definito secondo quanto previsto dal Regolamento del progetto pilota.
- *n° risorse contrattualizzate* è il numero di risorse la cui fornitura di servizi ancillari locali a scendere/salire è stata effettivamente contrattualizzata dal Distributore per una data gara.

Al fine di valutare l'efficacia nell'acquisire i servizi contrattualizzati con gli utenti, anche in ragione dei limiti tecnologici degli stessi, saranno adottati i seguenti indicatori quantitativi.

7.1 Indicatori atti a valutare l'efficacia delle procedure ad asta

7.1.1 Numero di operatori registrati

Il numero di operatori economici registrati consente di valutare il livello di partecipazione dei fornitori ad una specifica gara per l'approvvigionamento di servizi e trarre considerazioni in merito a possibili dinamiche e criticità correlate alla stessa.

7.1.2 Percentuale di operatori validati sul totale

Il numero di operatori economici validati, in valore assoluto o in percentuale rispetto agli operati registrati, oltre che rappresentare un indicatore del grado di partecipazione alle gare, consente di individuare eventuali barriere all'ingresso nel progetto per i fornitori.

$$100 \cdot \frac{N^{\circ} \text{ operatori validati}}{N^{\circ} \text{ operatori registrati}} \quad [\%]$$

7.1.3 Numero risorse candidate

Il numero di risorse candidate mira ad evidenziare la disponibilità effettiva di risorse di flessibilità sulla rete nell'area (anche se non necessariamente all'interno del perimetro di flessibilità del progetto). Indica anche la capacità dei BSP di coinvolgere attivamente gli utenti nella sperimentazione.

7.1.4 Percentuale di risorse qualificate sul totale

Il numero di risorse qualificate, soprattutto se letto in valore percentuale rispetto al numero di risorse candidate, permette di individuare possibili vincoli alla partecipazione delle risorse al progetto, di carattere tecnologico oppure correlati alla struttura ed organizzazione delle gare per l'approvvigionamento dei servizi a termine.

$$100 \cdot \frac{N^o \text{ risorse qualificate}}{N^o \text{ risorse candidate}} \quad [\%]$$

7.1.5 Percentuale di risorse contrattualizzati rispetto alle qualificate

Il rapporto percentuale delle risorse contrattualizzate rispetto alle qualificate fornisce una indicazione in merito alla disponibilità di risorse di flessibilità nell'area della gara rispetto alle esigenze di flessibilità del Distributore.

$$100 \cdot \frac{N^o \text{ risorse contrattualizzate}}{N^o \text{ risorse qualificate}} \quad [\%]$$

7.1.6 Liquidità di mercato per prodotto misurata in potenza

La liquidità di mercato può essere misurata come rapporto tra la flessibilità offerta (in potenza) sul mercato e la flessibilità richiesta dal distributore.

$$100 \cdot \frac{\sum_{n=1}^N QO_n}{QR} \quad [\%]$$

Nell'equazione, al numeratore la sommatoria è sulle N offerte di flessibilità (QO_n) presentate dagli operatori sull'asta di flessibilità; il denominatore riporta la quantità di potenza richiesta dal Distributore nel perimetro di flessibilità per la gara in oggetto.

7.1.7 Costo della flessibilità per disponibilità di potenza

Per la remunerazione della disponibilità di potenza, l'indicatore è dato dal costo medio in esito all'asta di approvvigionamento rispetto al costo "cap" massimo stabilito per l'asta sulla base della valutazione costi-benefici:

$$100 \cdot \frac{\sum_i QC_i \cdot AF_i}{AF_{cap} \cdot \sum_i QC_i} \quad [\%]$$

La sommatoria è estesa a tutti i contratti stipulati ad esito dell'asta di approvvigionamento della flessibilità.

7.1.8 Costo della flessibilità per attivazione

Il presente indicatore va a complementare l'analogo proposto in relazione alla remunerazione della disponibilità in potenza, come costo dell'energia movimentata a seguito degli ordini di attivazione rispetto al costo "cap" massimo assunto in esito alla valutazione costi-benefici:

$$100 \cdot \frac{\sum_i SET_i \cdot UF_i}{UF_{cap} \cdot \sum_i ED_i} \quad [\%]$$

La sommatoria è estesa a tutti gli ordini di attivazione emessi verso tutti i fornitori contrattualizzati per il prodotto in oggetto.

L'indicatore è calcolato tenendo in considerazione che nessun pagamento sarà dovuto per eventuali servizi di flessibilità erogati in misura inferiore al minimo previsto contrattualmente.

7.2 Indicatori atti a valutare la capacità previsionale e di dimensionamento dei servizi

7.2.1 Ordini di attivazione trasmessi

L'indicatore si propone di valutare l'efficacia delle procedure attuate dal DSO nello stimare in anticipo l'effettiva occorrenza delle criticità da risolvere tramite servizi di flessibilità e dunque gli ordini di attivazione che verranno trasmessi per un dato prodotto.

Il numero di ordini di attivazione stimati è parte delle informazioni fornite dal DSO preliminarmente all'avvio dell'asta per l'approvvigionamento dei servizi.

$$100 \cdot \frac{n^o \text{ di ordini di attivazione effettivi}}{n^o \text{ di ordini di attivazione stimati}} \quad [\%]$$

7.2.2 Dimensionamento del servizio – Capacità attivata

L'indicatore proposto rappresenta la percentuale di servizio effettivamente sfruttato, tramite gli ordini di attivazione, rispetto a quanto teoricamente disponibile.

$$100 \cdot \frac{\sum_i ED_i}{\sum_i TM_i \cdot QC_i} \quad [\%]$$

La sommatoria è estesa a tutti i contratti stipulati ad esito dell'asta di approvvigionamento della flessibilità.

7.2.3 Dimensionamento del servizio – Tempo di attivazione

L'indicatore proposto rappresenta il rapporto tra gli intervalli temporali h_i nei quali risulta effettivamente inviato un ordine di attivazione al fornitore i -esimo e il tempo massimo di fornitura TM_i contrattualizzato con il fornitore medesimo:

$$100 \cdot \frac{\sum_i h_i}{\sum_i TM_i} \quad [\%]$$

7.2.4 Disponibilità del servizio

L'effettiva disponibilità del servizio di flessibilità richiesto per risolvere le criticità rilevate sulla rete è valutata come:

$$100 \cdot \frac{n^{\circ} \text{ criticità con totale (o parziale) copertura della flessibilità richiesta}}{n^{\circ} \text{ criticità rilevate}} \quad [\%]$$

Al numeratore è riportato il numero di criticità di rete (es. congestioni) per le quali si è riusciti ad attivare contratti di flessibilità a copertura di tutta la quantità e durata necessaria, mentre al denominatore vi è invece il totale delle criticità rilevate nel medesimo periodo.

7.3 Indicatori atti a valutare le prestazioni dei fornitori

7.3.1 *Affidabilità - rispetto delle richieste di attivazione*

L'indicatore mira a valutare l'effettiva fornitura della flessibilità nei tempi e nelle quantità richieste, come rapporto tra il Settlement e l'Expected Delivery:

$$100 \cdot \frac{\sum_i SET_i}{\sum_i ED_i} \quad [\%]$$

La sommatoria è estesa a tutti gli ordini di attivazione emessi verso tutti i fornitori contrattualizzati per il prodotto in oggetto.

7.3.2 *Efficacia della serie 'storica'*

L'indicatore mira a valutare l'efficacia del metodo di calcolo della baseline, basato sulla media di quindici dati storici di misura estratti dalle curve giornaliere, tramite il peso del fattore di aggiustamento, che tiene conto delle specifiche evenienze intervenute nell'immediatezza dell'attivazione del servizio:

$$100 \cdot \frac{\sum_i |a_{0,i}|}{\sum_i \left(\frac{1}{h_i} \sum_t |b_{t,i}^{adj}| \right)} \quad [\%]$$

Il calcolo è da eseguire per ogni attivazione del servizio, con sommatoria estesa a tutte le risorse dell'aggregato e agli intervalli temporali compresi nell'ordine di attivazione. L'indice i si riferisce alla risorsa considerata, mentre l'indice t l'istante temporale del periodo di attivazione.

Il valore assoluto a numeratore serve ad evitare che, in caso di servizio a salire ($a_{0,i} \leq 0$), l'indicatore risulti negativo. A denominatore, il valore assoluto evita risultati negativi ed effetti di compensazione tra campioni della baseline di segno opposto.

Non tutti gli indicatori sopra descritti possono essere numericamente determinati sulla base degli esiti delle procedure di approvvigionamento del primo semestre: nel prossimo capitolo saranno quindi presentati i dati di consuntivo e i valori dei KPI effettivamente calcolabili allo stato attuale.

8 Attivazione dei servizi di flessibilità

Ai fini del progetto pilota verranno contrattualizzati servizi con modalità di attivazione *condizionale*: l'aggiudicazione del contratto non garantisce che i servizi ancillari locali saranno attivati da ED, né impegna ED ad attivarli in una determinata quantità o in determinato periodo all'interno della finestra di disponibilità contrattualizzata.

Gli ordini di attivazione dell'Aggregato, contenenti il dettaglio della quantità e durata richiesta (all'interno della finestra di disponibilità contrattualizzata), saranno comunicati entro il **"Tempo di Attivazione"** contrattualizzato.

La soluzione per l'inoltro di **messaggi di attivazione di flessibilità sarà basata su un sistema di messaging** pubblico e criptato in grado di certificare il mittente e di garantire l'avvenuta ricezione da parte del BSP ricevente.

Tale soluzione sarà costruita in modo tale da garantire un utilizzo manuale (attraverso un client installabile multipiattaforma anche su Mobile device): in questo caso il ricevente potrà leggere la richiesta e attuare la modulazione richiesta. Sarà garantito anche un utilizzo in modo 'automatico': in questo caso il client permetterà meccanismi/API di automazione che consentano al BSP di agire anche senza presidio umano con tempi di azione certi e più brevi.

Il BSP sarà responsabile di attuare gli ordini di attivazione ricevuti per le risorse sotto la propria responsabilità, individuando una modalità di connessione tale da garantire affidabilità e sicurezza dello scambio dati.

Mediante lo stesso sistema di messaging, BSP dovrà informare preventivamente ED della motivata **indisponibilità dell'Aggregato contrattualizzato**, in caso di guasto, manutenzione programmata o forza maggiore.

Nell'Allegato 7C allo Standard Contrattuale è illustrato il suddetto sistema di comunicazione.

9 Sintesi delle modifiche sottoposte a consultazione pubblica

Le modifiche al Regolamento EDGE ed ai suoi allegati, descritte in questa relazione tecnica, sono riportate in maniera tracciata nei documenti sotto elencati:

- possibilità di scelta tra due opzioni di costruzione della Baseline, per ciascuna Risorsa registrata a cura del BSP - **Allegato 1; Allegato 7; Allegato 7-A**
- modalità di valutazione delle Prove Tecniche di qualificazione, con due prove indipendenti ed esito positivo della qualificazione al superamento di una prova – **Regolamento, Allegato 3**
- possibilità che l'operatore economico non abbia aperto nessuna posizione INPS e INAIL - **Allegato 5 e Allegato 5 bis**

10 Allegato - Descrizione dello strumento di calcolo utilizzato

Gli studi sono stati condotti da ENSIEL mediante un software di pianificazione per le reti elettriche di distribuzione in MT sviluppato nel corso degli anni presso l'unità di Sistemi Elettrici per l'Energia del Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica – Università di Cagliari. Tale software consente lo studio dell'espansione ottima di una rete elettrica di distribuzione in un determinato orizzonte temporale, assumendo un tasso di crescita annuo del carico e della generazione.

I calcoli di rete sono eseguiti risolvendo equazioni di Load Flow lineari, ottenute rappresentando gli utilizzatori a corrente costante. Tali ipotesi sono accettabili a livello di reti di distribuzione grazie ai piccoli sfasamenti (linee corte) e alla ridotta variabilità della tensione di nodo.

Le equazioni scritte fanno riferimento ad un sistema elettrico simmetrico ed equilibrato, valido per la rete di distribuzione in MT. Grazie a questa linearizzazione, è stato realizzato un Load Flow probabilistico semplificato per tener conto dell'incertezza della domanda e soprattutto della generazione da fonti rinnovabili.

Nello specifico, le distribuzioni di probabilità delle tensioni nei nodi e delle correnti nei rami si ottengono come semplice combinazione lineare di variabili stocastiche (correnti ai nodi), assunte tutte Gaussiane. Gli utilizzatori (carichi e/o generatori) sono, inoltre, rappresentati attraverso uno o più profili annui tipici, discretizzati con intervalli di un'ora. Pertanto, per ogni intervallo elementare, carichi e generatori sono descritti attraverso una distribuzione Gaussiana, con specifici valori medi μ e deviazioni standard σ , che definisce una banda di incertezza intorno al valore medio adottato per le curve di carico e generazione previste nello studio.

L'assunzione di una distribuzione di probabilità Normale, per tutte le variabili d'ingresso al problema del Load Flow, costituisce un buon compromesso tra accuratezza e tempi di elaborazione, e risulta generalmente accettabile in studi di pianificazione per reti elettriche di distribuzione.

Oltre al calcolo di rete probabilistico e alla valutazione dei vincoli tecnici in termini di rischio accettabile, il tool utilizzato è anche in grado di considerare la flessibilità offerta dalla gestione attiva delle risorse presenti nel sistema elettrico quale alternativa di pianificazione ai tradizionali rinforzi di rete. In particolare, è possibile attivare sia azioni applicate continuativamente (durante l'esercizio ordinario) per il miglioramento dell'efficienza della rete elettrica, sia azioni eseguite occasionalmente (taglio della generazione, controllo attivo della domanda) per garantire il rispetto dei vincoli tecnici in qualunque condizione operativa di rete: sana o riconfigurata in emergenza senza un elemento di rete (analisi di sicurezza alla N – 1).

In Figura 11 è descritto il diagramma di flusso della valutazione tecnica di ogni soluzione di pianificazione sia tradizionale (rinforzo della rete) sia innovativa (sfruttamento della flessibilità dalle DER).

Il blocco indicato con 'ANM' è quello che implementa lo sfruttamento della flessibilità proveniente dalle DER per la risoluzione di possibili contingenze. Esso esegue un'ottimizzazione basata sulla programmazione lineare (LP – Linear Programming), in cui la funzione obiettivo da minimizzare è rappresentata dalla sommatoria dei costi di gestione delle DER, mentre vincoli di uguaglianza e disuguaglianza sono impostati per rappresentare i vincoli tecnici sulle tensioni nei nodi e le correnti nei rami.

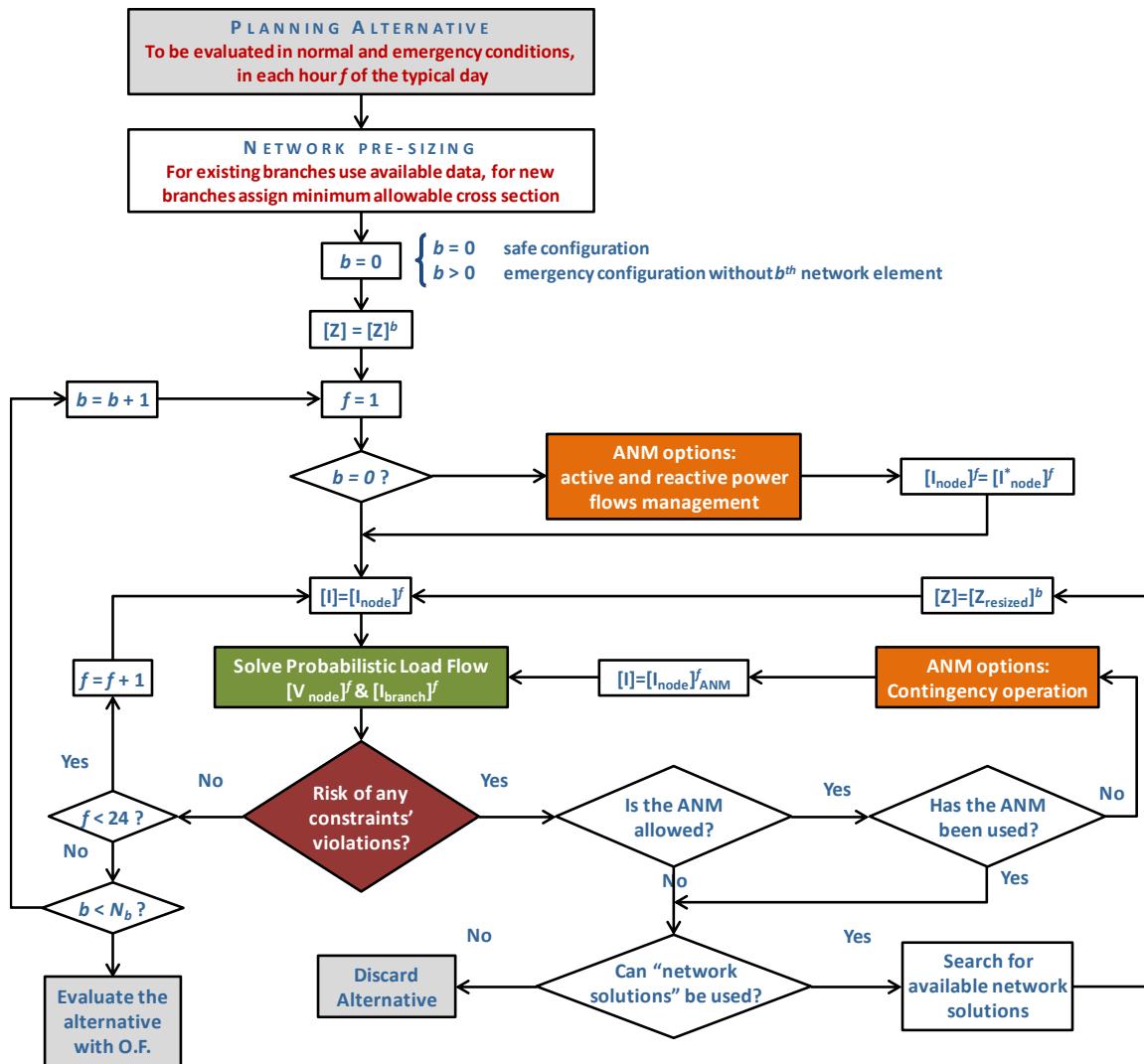


Figura 11 - Diagramma di flusso per la valutazione tecnica delle soluzioni di pianificazione (ANM: Active Network Management)

La procedura adottata è utile per stimare il rischio complessivo che caratterizza una data rete elettrica di distribuzione. A tale scopo, nella prima fase del calcolo tutte le soluzioni di pianificazione (gestione attiva o ridimensionamento) sono bloccate per determinare la probabilità di violazione di ogni vincolo tecnico (p_{vv}) in ogni condizione operativa.

Sono quindi memorizzate tutte le condizioni di esercizio in cui risulti una $p_{vv} > 0$, escludendo tutti i casi in cui i valori estremi della tensione di nodo o della corrente di ramo (assunti pari a $\mu \pm 3\sigma$) non superino il limite tecnico ($p_{vv} = 0$).

Questa probabilità, moltiplicata per la probabilità (p_{bf}) di occorrenza delle specifiche condizioni operative (f -esima ora del giorno tipo e b -esima configurazione di rete nell'analisi di sicurezza $N - 1$, con $b=0$ per rete sana), formerà il rischio di violazione del vincolo tecnico (eccessiva c.d.t., eccessiva sovrattensione o sovraccorrente), R_{bf} .

La somma di tutti questi singoli rischi fornisce una stima del rischio complessivo (R_{TOT}) per l'intera rete esaminata (Figura 12), esprimibile come il numero di ore annuali nelle quali si hanno violazioni.

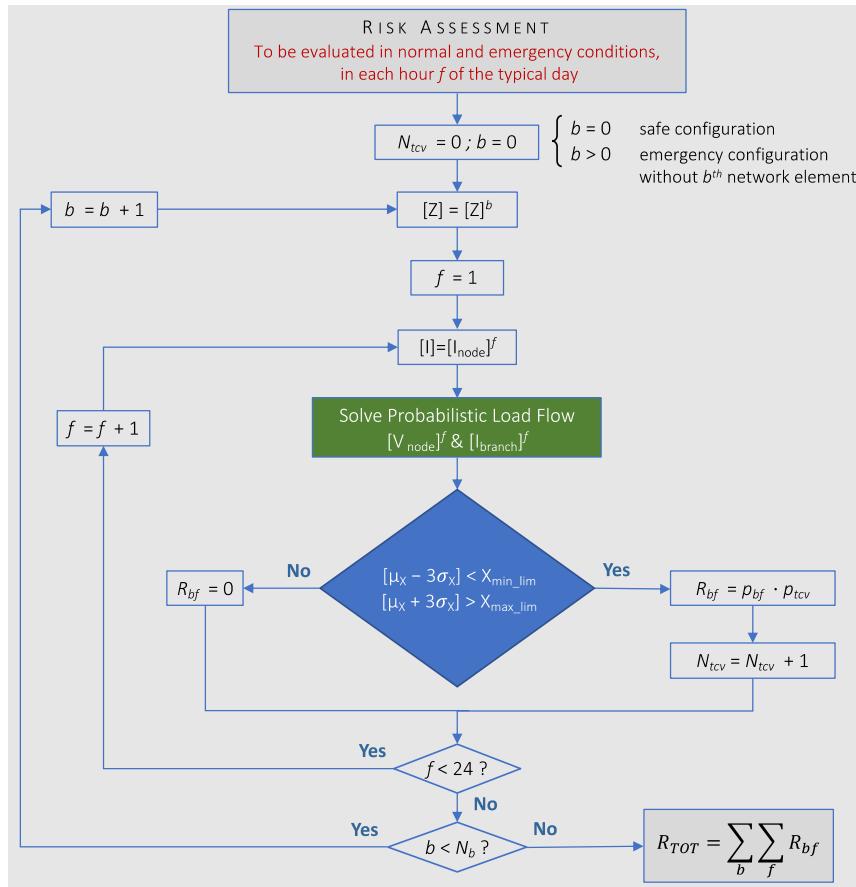


Figura 12 - Diagramma di flusso della valutazione aggiornata del rischio (Nc: numero possibili contingenze)

Successivamente, tutti i casi di contingenza memorizzati (ossia con $R_{fb} > 0$) vengono riesaminati per eliminare o ridurre il rischio di violazione attraverso l'adozione di una opzione di pianificazione (rinforzo di rete o ricorso alla flessibilità da DER).

Tenendo conto dei costi necessari per implementare l'opzione di pianificazione, sarà possibile identificare la combinazione di interventi migliore, secondo una valutazione di rapporto costi-benefici, per ottenere una rete che rispetti il vincolo di rischio massimo accettabile.

11 Riferimenti

1. ARERA. Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel - Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) - Orientamenti complessivi.
2. ARERA. Deliberazione 352/2021/R/eel - Progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali.
3. ARERA. Deliberazione 365/2023/R/eel Approvazione del progetto pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali proposto dalla società e-distribuzione s.p.a, per l'anno 2024.
4. EnSiEL, Consorzio. [Online] <https://www.consortioensiel.it/>.
5. E-REDES. Progetto FIRMe <https://www.e-redes.pt/en/energy-transition/power-grids-future/firme> .
6. Ltd, OPEN UTILITY. Picloflex. [Online] <https://picloflex.com/>.
7. MASE. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, 2024. https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf.
8. E-DISTRIBUZIONE SpA. Piano di Sviluppo annuale a pluriennale delle Infrastrutture di E-Distribuzione 2023-2025. Portale di E-Distribuzione. [Online] 2023. <https://www.e-distribuzione.it/avvisi-e-comunicazioni/piano-di-sviluppo-2023.html>
9. ARERA. Deliberazione 559/2019/R/eel - Perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica [...]; Deliberazione 362/2023/R/eel Allegato A - TIV - Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita; Deliberazione 325/2024/R/eel Prime disposizioni per la riforma della disciplina del settlement elettrico a decorrere dal 2026 e aggiornamento del Testo Integrato Settlement – TIS, per l'anno 2025 .
10. CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA; PARLAMENTO EUROPEO. Directive (EU) 2019/944 on common rules for the internal market for electricity. 2019.
11. CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA; PARLAMENTO EUROPEO. Directive (EU) 2024/1711 e Regulation (EU) 2024/1747 on the Electricity Market Design Reform, 2024.
12. ARERA. Deliberazione 163/2023/R/com Testo integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031) ... -.
13. ARERA. Deliberazione 497/2023/R/com Criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
14. ARERA. Deliberazione 616/2023/R/eel Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2024-2027 - Allegato A TIT - Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (2024-2027). 2023.
15. ARERA. Deliberazione 300/2017/R/eel - Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione prog. pilota [...]. 2017.
16. ENERNOC. The Demand Response Baseline - White Paper. [Online] 2011. https://www.naesb.org/pdf4/dsmee_group3_100809w3.pdf.

17. ENTSO-E, et al. Roadmap on the Evolution of the Regulatory Framework for Distributed Flexibility - A joint report by ENTSO-E and the European Associations representing DSOs (CEDEC, E.DSO, Eurelectric, GODE). 2021.
18. CEI COMITATO ELETROTECNICO ITALIANO. CEI 0-16 v. 2019-04 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica. 2019.
19. TERNA SpA. Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete. 2004 e s.m.i.
20. COMMISSIONE EUROPEA. REGOLAMENTO (UE) 2017/1485. 2017.
21. ARERA. Deliberazione ARG/elt 107/09 e s.m.i. Allegato A - TIS - Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement). edizione 2024.
22. ARERA. Deliberazione 616/2023/R/eel Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2024-2027 - Allegato B —. TIME - Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica (Testo integrato misura Elettrica) (2024-2027). 2023.