



Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale Ingegneria Gestionale

A.a. 2022/2023

Sessione di Laurea Marzo 2023

Flessibilità e modelli di mercato locale dell'energia elettrica

Il nuovo ruolo del DSO nel progetto pilota EDGE – Energia da risorse
Distribuite per la Gestione della rete di E-Distribuzione

Relatore:

Prof. Carlo Cambini

Tutor Aziendale:

Ing. Niccolò Corsi

Co-tutor Aziendale:

Ing. Mattia Giordano

Candidato:

Alessandro Lomonaco

Sommario

Premessa	7
Abstract	8
1. Transizione energetica, un'opportunità storica	11
1.1 Che cos'è la transizione energetica.....	11
1.2 Il cambiamento climatico: le cause, gli effetti, i rimedi	13
1.3 Le rinnovabili per la transizione energetica	17
1.3.1 Le tecnologie mature: idroelettrico e geotermico	18
1.3.2 La grande crescita di solare ed eolico	19
1.3.3 Le tecnologie emergenti: energia marina, idrogeno e storage	21
1.4 La decarbonizzazione, oltre le fonti rinnovabili.....	23
1.5 L'importanza della flessibilità	25
1.6 Le smart grid per una rete sempre più flessibile e decentrata	26
1.7 Un nuovo ruolo per il consumatore	26
1.8 L'elettrificazione dei consumi e la smart city	27
2. Strategie per l'integrazione del sistema energetico.....	28
2.1 Il Green Deal	28
2.2 Un sistema energetico integrato per un'Europa climaticamente neutra	28
2.3 L'integrazione dei sistemi energetici (ESI).....	29
2.4 Tecnologie per ESI.....	32
2.4.1 Energy Internet e ICT	32
2.4.2 Tecnologie di accumulo di energia (ESS)	33
2.4.2.1 Pumped Hydro Storage (PHS)	33
2.4.2.2 Batterie elettriche (EB).....	34
2.4.2.3 Vehicle-to-grid (V2G).....	35
2.4.3 Sistemi di conversione	37
2.4.3.1 Combined Heat and Power (Cogenerazione CHP).....	37
2.4.3.2 Power-to-Heat (P2H)	38
2.4.3.3 Pumped Heat Electrical Storage (PHES)	39
2.4.3.4 Power-to-Gas (P2G).....	39
2.5 La regolamentazione economica nell'ESI.....	40
2.5.1 Barriere economiche, sociali, tecnologiche e politiche	41
2.5.2 Politiche per l'abbattimento delle barriere	42
2.5.2.1 Incentivi all'innovazione	43
2.5.2.2 Aiuti per le azioni dei consumatori	45
2.5.2.3 Favorire la nascita di nuovi soggetti	46
2.5.2.4 Adozione di ESS da parte di DSO/TSO	46

2.5.2.5	ICT e accesso ai dati	46
2.5.2.6	Incentivare il coordinamento tra DSO e TSO	46
2.5.2.7	Ricavi disaccoppiati	47
2.5.2.8	Piani di sviluppo intersettoriali	47
2.5.2.9	Coordinamento a livello UE	48
2.5.3	Il contesto italiano: Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)–Next Generation Italia	48
3.	I mercati elettrici	52
3.1	Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica	52
3.2	Principali linee di intervento	52
3.3	Il mercato elettrico: cos'è e come funziona	54
3.4	Il mercato elettrico italiano	54
3.5	La struttura del mercato elettrico italiano	54
3.5.1	Mercato elettrico a pronti (MPE)	55
3.5.1.1	Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	56
3.5.1.2	Il Mercato Infragiornaliero (MI)	58
3.5.1.3	Il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)	58
3.5.1.4	Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)	58
3.5.2	Mercato elettrico a termine (MTE)	59
3.5.3	Mercato XBID: di cosa si tratta	60
3.6	Nuove opportunità per il servizio di dispacciamento: Unità virtuali abilitate miste (UVAM)	60
3.6.1	Definizioni e requisiti tecnici delle UVAM	61
3.6.2	Partecipazione al progetto UVAM	63
3.6.3	Corrispettivi per i partecipanti al progetto	63
3.6.4	Modifiche al progetto UVAM	65
3.7	Definizione dei servizi ancillari locali e delle loro modalità di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici	66
3.7.1	Il DSO come facilitatore neutrale per i servizi ancillari globali	66
3.7.2	Il DSO come acquirente di servizi ancillari locali	67
3.8	Progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali	68
3.8.1	Criteri generali per l'erogazione dei servizi ancillari locali	68
4.	Mercati locali della flessibilità	70
4.1	I driver per il trading e i mercati della flessibilità	70
4.2	Concetti di mercato della flessibilità locale (LFM)	70
4.2.1	Flessibilità	71
4.2.1.1	Fonti di flessibilità	72
4.2.2	Definizione e funzionamento del Local Flexibility Market (LFM)	73
4.2.3	Elementi e tecnologie chiave delle LFM	74
4.2.4	Partecipanti ai LFM	74
4.3	Modelli di mercato della flessibilità locale e progettazione del mercato	75

4.3.1	Modelli di ottimizzazione	76
4.3.1.1	Massimizzazione del benessere sociale.....	76
4.3.1.2	Minimizzazione dei costi operativi	77
4.3.2	Modelli basati sulla teoria dei giochi.....	79
4.3.2.1	Teoria dei giochi non cooperativi	79
4.3.2.2	Teoria dei giochi cooperativi.....	81
4.3.3	Modelli basati sulla teoria delle aste	83
4.3.4	Modelli di simulazione.....	85
4.3.5	Confronti	86
4.4	Flessibilità e i problemi del DSO	87
5.	Mercati della flessibilità a livello di distribuzione.....	88
5.1	Coordinamento tra TSO e DSO nel settore elettrico	88
5.1.1	Modello di mercato AS centralizzato	89
5.1.2	Il modello di mercato AS locale	89
5.1.3	Modello Shared Balancing Responsibility.....	90
5.1.4	Modello di mercato Common TSO-DSO.....	90
5.1.5	Modello di mercato della flessibilità integrata	91
5.1.6	Confronto tra gli schemi di coordinamento	92
5.1.7	Valutazione degli schemi di coordinamento.....	93
5.1.8	Fattibilità degli schemi di coordinamento	95
5.2	Gestione delle congestioni.....	96
5.2.1	Introduzione al CMM – Congestion Market Management	97
5.2.2	Gerarchizzazione dell'acquisizione di flessibilità: il Traffic Light Method (TLM)	98
5.2.3	Attributi del prodotto flessibile	98
5.2.4	Condizioni necessarie per il funzionamento del CMM	99
5.2.5	Servizi di gestione della congestione (CM) e modelli di mercato	100
5.2.5.1	Servizio Breve termine	101
5.2.5.2	Servizio Operativo	101
5.2.5.3	Servizio a Lungo termine	102
5.2.5.4	Analisi delle diverse strutture di mercato delle CMM	102
5.2.5.4.1	Modello CMM – opzione 1.....	103
5.2.5.4.1.1	Opzione 1-1	103
5.2.5.4.1.2	Opzione 1-2	105
5.2.5.4.1.3	Opzione 1-3	105
5.2.5.4.1.4	Analisi delle opzioni 1-1, 1-2 e 1-3.....	105
5.2.5.4.2	Modello CMM - opzione 2	107
5.2.5.4.3	Confronto tra opzione 1 e opzione 2	107
6.	Progetti di ricerca e mercati della flessibilità in Europa.....	109
6.1	Progetti.....	109

6.1.1	Progetto Coordinet	109
6.1.1.1	Prodotti, servizi e sistemi di coordinamento	109
6.1.1.2	Casi di utilizzo	111
6.1.1.3	La demo spagnola	112
6.1.1.3.1	Demo Run 1	113
6.1.1.3.2	Demo Run 2	114
6.1.1.4	La demo svedese	117
6.1.1.5	La demo greca	118
6.1.2	INTERFACE	119
6.2	Mercati attivi della flessibilità in Europa	122
6.2.1	NODES	123
6.2.1.1	ShortFlex	124
6.2.1.2	LongFlex	125
6.2.2	Piclo Flex e UKPN	126
6.2.2.1	Piclo Exchange: Contrattazioni secondarie nel Capacity Market	127
6.2.3	ENERA	129
6.2.3.1	Progettazione del mercato	129
6.2.3.2	Caratteristiche del mercato locale della flessibilità nel progetto Enea	130
6.2.3.3	Il processo di negoziazione nell'Enea Flex Market	130
6.2.3.4	Processo di coordinamento dei gestori di rete	131
6.2.4	GOPACS	132
6.2.5	ENEDIS	133
6.2.6	Differenze tra i mercati	136
6.2.6.1	Tempi di progettazione	136
6.2.6.2	L'utilizzo di una piattaforma esterna o di terzi	137
6.2.6.3	Facilità di accesso	138
7.	E-distribuzione e l'evoluzione del sistema elettrico	139
7.1	Scenari evolutivi del sistema elettrico	140
7.2	Sviluppo della generazione distribuita	141
7.3	Digitalizzazione delle reti di e-distribuzione	144
7.4	Il nuovo ruolo del distributore: acquirente di risorse per i servizi ancillari locali	146
7.5	Edge – Energia da risorse Distribuite per la Gestione della rete di e-distribuzione: il progetto pilota di e-distribuzione	147
7.5.1	Obiettivi del progetto pilota EDGE	147
7.5.2	Caratteristiche e attributi dei prodotti	148
7.5.3	Abilitazione dei soggetti alla fornitura dei Servizi Ancillari Locali	150
7.5.4	Modalità di approvvigionamento - Regole piattaforma di mercato per contratti bilaterali ...	151
7.5.5	Regole tecnico-economiche per assegnazione gare	151
7.5.6	Retribuzione dei servizi	152

7.5.7	Attivazione dei servizi di flessibilità e ipotesi per ulteriori sperimentazioni.....	153
7.6	Coordinamento con Terna	155
8.	Modello comune, frammentato o multi-livello?	156
8.1	Analisi della letteratura per LFM	156
8.2	Conclusioni: schema di coordinamento proposto per e-distribuzione.....	159
	Bibliografia e Sitografia	163
	Ringraziamenti	168

Premessa

Il presente lavoro di tesi è stato condotto in collaborazione con E-Distribuzione S.p.A., il maggior DSO italiano, ed è frutto delle analisi condotte dal tesista in relazione alla platea di attori e dinamiche (nazionali e non) connesse allo sviluppo dei servizi ancillari locali e dei relativi mercati.

Nella fattispecie, è stato possibile analizzare i driver che determinano la necessità (e l'opportunità) di approvvigionare servizi di flessibilità da parte dei DSO, avendo uno sguardo privilegiato al progetto pilota EDGE di E-Distribuzione.

Il lavoro non è stato esclusivamente quello dello studio critico delle dinamiche di sviluppo del progetto, suscettibile di possibili modifiche ed aggiustamenti in relazione agli esiti dell'inchiesta pubblica cui è stato sottoposto nei primi mesi del 2023, ma anche quello della contestualizzazione all'interno del panorama normativo nazionale (e non solo), delle dinamiche di mercato esistenti (e potenzialmente sviluppabili) e dei possibili impatti che “la flessibilità del DSO” potrà avere in futuro, a valle delle sperimentazioni stesse.

In relazione alla moltitudine di aspetti considerati ed analizzati, l'obiettivo principale ed essenziale del tesista è stato quello di formulare una proposta ad E-Distribuzione che, pertanto, potrà essere valutata ed analizzata in proprio dall'azienda, durante o al termine del pilota EDGE.

Abstract

Tra le sfide principali che la società si trova a fronteggiare nel XXI secolo ci sono sicuramente il cambiamento climatico e la transizione energetica.

Si tratta di due facce della stessa medaglia. Per favorire, infatti, il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dai vari accordi internazionali stipulati nel corso degli anni – come, ad esempio, il Protocollo di Kyoto del 1997 o l’Accordo di Parigi del 2016 – circa il contenimento del riscaldamento globale ben al di sotto dei 2°C, è di fondamentale importanza rivedere il sistema energetico nell’ottica di produrre, immagazzinare e distribuire energia proveniente dallo sfruttamento di fonti rinnovabili in sostituzione delle fonti di energia convenzionali.

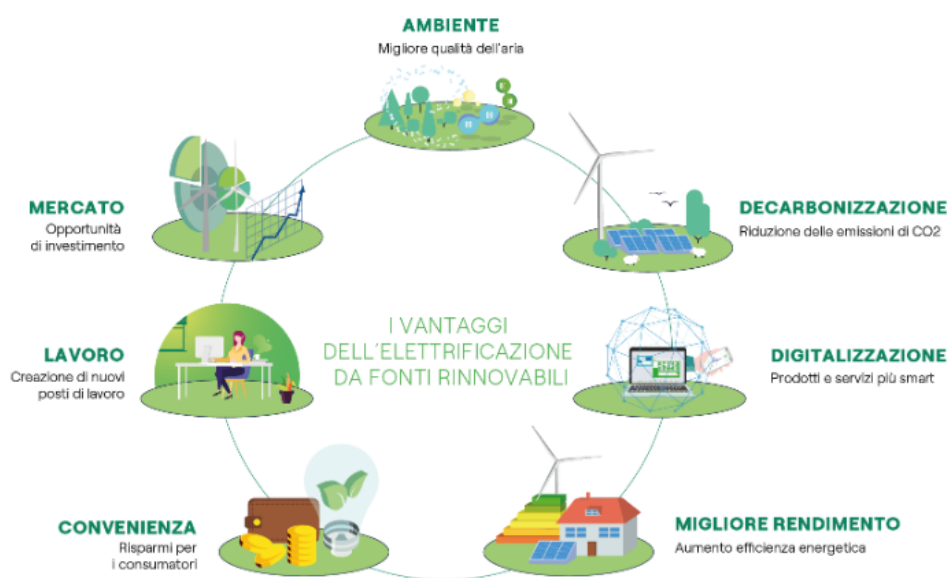
Il contesto internazionale, inoltre, impone cautela sulle previsioni della domanda elettrica e sui relativi costi per la collettività; se, infatti, il 2021 era stato caratterizzato dalla “ripresa” post-pandemia, oggi, tra recrudescenze virali, indebolimento economico e incertezze dei mercati e dei costi delle materie prime (legate e non alla produzione di energia elettrica), le previsioni della domanda elettrica sono incerte.

“Il mondo è nel mezzo della prima vera crisi energetica globale, innescata dall’invasione russa dell’Ucraina, e il settore elettrico è uno dei più gravemente colpiti”, afferma Keisuke Sadamori, direttore dell’Agenzia Internazionale per l’Energia (IEA), e in tale contesto, “i governi devono ricorrere a misure di emergenza per affrontare le sfide immediate, ma devono anche concentrarsi sull’accelerazione degli investimenti nelle transizioni energetiche pulite come risposta più efficace e duratura alla crisi attuale”, continua lo stesso Sadamori.

Al mondo dunque serve più energia, e pulita.

In questo scenario si delineano le tre direttrici della transizione energetica: rinnovabili, elettrificazione dei consumi e digitalizzazione delle reti.

L’elettrificazione dei consumi finali, grazie all’uso di energia da fonti rinnovabili, è la soluzione migliore per accelerare la transizione energetica e la decarbonizzazione, aumentando l’efficienza, riducendo i costi e abbattendo subito anche l’inquinamento atmosferico nelle città.



Per contrastare il riscaldamento globale, che causa eventi meteorologici estremi sempre più frequenti, occorre sostituire rapidamente i combustibili fossili – carbone, petrolio, gas naturale – con fonti energetiche rinnovabili – vento, sole, acqua, calore terrestre – che non producono CO₂. L’elettrificazione dei consumi con energia da fonti rinnovabili è la soluzione migliore già oggi per creare un sistema energetico pulito, affidabile e conveniente, grazie alla combinazione di recenti progressi tecnologici e riduzione dei costi.

L’utilizzo dell’elettricità come vettore aumenta anche l’efficienza. I veicoli elettrici, per esempio, sono da tre a cinque volte più efficienti di quelli con motore a combustione interna. Nel settore edile-residenziale l’efficienza può aumentare con l’impiego di pompe di calore, che raggiungono elevati coefficienti di prestazione. E nell’industria, l’intensità energetica¹ diminuisce grazie all’elettrificazione dei processi, con l’introduzione di sistemi di accumulo o la produzione e l’utilizzo di idrogeno prodotto dall’elettrolisi sfruttando energia da fonti rinnovabili.

L’elettricità consente anche la digitalizzazione degli usi energetici attraverso l’integrazione di tecnologie intelligenti per gestire le reti e bilanciare il sistema utilizzando i sistemi di accumulo, ottimizzando i consumi energetici e riducendo gli sprechi. I vantaggi raggiungono tutti: i cittadini diventano più consapevoli del proprio consumo energetico grazie a dispositivi digitali che rendono le tariffe trasparenti e migliorano il servizio al cliente, mentre il sistema elettrico evolve verso standard di efficienza più elevati.

In questo processo, giocano un ruolo fondamentale le cosiddette “DER” (Distributed Energy Resources): si tratta di unità di produzione di potenza che operano localmente e sono connesse alla rete di distribuzione.

Per favorire l’integrazione di tali risorse, l’UE per mezzo della direttiva 2019/944 art. 40 stabilisce che: “Ciascun gestore del sistema di trasmissione è tenuto a garantire la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasmissione di energia elettrica, esercire, gestire e sviluppare, a condizioni economiche di mercato, un sistema di trasmissione sicuro, affidabile ed efficiente, tenendo nella debita considerazione l’ambiente anche acquistando servizi ancillari per assicurarne la sicurezza.”

A tal fine, nel contesto italiano è stato istituito il progetto pilota UVAM (di Terna) per mezzo del quale le risorse connesse alle reti di media e bassa tensione possono fornire servizi ancillari globali di bilanciamento e risoluzione delle congestioni partecipando al mercato del dispacciamento di Terna.

In questo scenario, il distributore (DSO-Distribution System Operator) svolge un ruolo sia di facilitatore che di abilitatore, riconosciuto anche dalla più recente normativa europea in materia di politica energetica e mercato elettrico, il cosiddetto “Clean Energy Package”. Tale quadro normativo prevede infatti l’introduzione di procedure di mercato, trasparenti e non discriminatorie, che consentano ai DSO stessi di fruire di “servizi di flessibilità locali” per gestire in maniera efficace la propria rete e far fronte alle nuove esigenze.

La stessa direttiva Europea 944 abilita pertanto i distributori di rete anche all’acquisizione di “servizi ancillari locali” per la gestione ottimale delle reti di distribuzione. Tali servizi, che si traducono sostanzialmente nella variazione di potenza attiva e/o reattiva, hanno come obiettivo la

¹ In macroeconomia, si tratta di una misura dell’inefficienza energetica del sistema economico di una nazione e viene calcolata come rapporto tra unità di energia e unità di PIL.

risoluzione di criticità di rete ovvero lo sviluppo più efficiente ed organizzato della rete di distribuzione stessa.

Il principio di sviluppo della rete su cui si focalizza l'attenzione è infatti quello del “fit and manage”, in sostituzione del classico “fit and forget”: i DSO devono tener conto della possibilità di gestire le DER e chiedere dei servizi ancillari – come la variazione di potenza – in presenza di criticità, anziché sfruttare esclusivamente il più classico degli approcci, ossia “l'investimento in rame”.

In questo nuovo scenario, il DSO agisce in modo più attivo rispetto al precedente modello: se prima doveva semplicemente controllare e garantire il funzionamento della rete assicurando la hosting capacity e la qualità del servizio a consumatori e produttori, nel nuovo scenario, che prevede un ruolo più dinamico delle DER, il DSO deve gestire e controllare la produzione distribuita nonché ottimizzare i flussi di potenza e il funzionamento della rete, oltre ad agire come catalizzatore data l'interazione con una moltitudine di stakeholders.

Data la centralità del ruolo, i DSOs saranno fondamentali nella definizione di nuovi modelli economici e degli schemi di coordinamento per sfruttare le nuove soluzioni di flessibilità, i servizi ancillari di rete, volte a supportare la gestione delle congestioni, la prevenzione delle interruzioni o il controllo della tensione.

Nel presente elaborato, dopo una breve introduzione sulla decarbonizzazione e la transizione energetica, verranno presentate le tecnologie principali per l'integrazione del sistema energetico, di fondamentale importanza per il raggiungimento degli obiettivi legati alla transizione e al cambiamento climatico, con un focus finale sulle implicazioni politico-economiche. Successivamente, verranno illustrati e definiti i meccanismi del mercato elettrico italiano e i servizi ancillari globali e locali; concentrando l'attenzione sui servizi ancillari locali, nei capitoli 4, 5 e 6 saranno analizzati i modelli dei mercati locali della flessibilità (LFM), i diversi modelli matematici per la definizione del mercato associato e le modalità di coordinamento tra gli operatori di mercato, presentando infine diversi esempi di piattaforme di mercato esistenti e operative in Europa.

Infine, verrà illustrato il progetto di e- distribuzione EDGE e verrà proposto un modello di mercato ad hoc, prendendo spunto dai modelli già analizzati precedentemente e dai casi presenti in letteratura, in modo da garantire livelli ottimali di efficienza energetica ed economica, e allo stesso tempo garantire il coordinamento con il gestore del sistema di trasmissione – TSO, in ottemperanza alle norme vigenti.

E-distribuzione, durante o a valle del pilota EDGE, potrà valutare in autonomia la proposta qui rappresentata e descritta.

1. Transizione energetica, un'opportunità storica

1.1 Che cos'è la transizione energetica

La Terra si sta surriscaldando. Secondo i dati della Nasa², nel 2020 la temperatura media è stata superiore di 1,02 °C rispetto a quella del trentennio 1950-1980. Il riscaldamento globale, oltre a causare la fusione dei ghiacciai e l'innalzamento del livello del mare, innesca altri cambiamenti climatici come la desertificazione e l'aumento di fenomeni estremi, fra cui uragani, inondazioni e incendi: lo stravolgimento del clima rischia di provocare danni incalcolabili all'ecosistema, mettendo a repentaglio la vita delle specie animali e vegetali, oltre che quella umana.

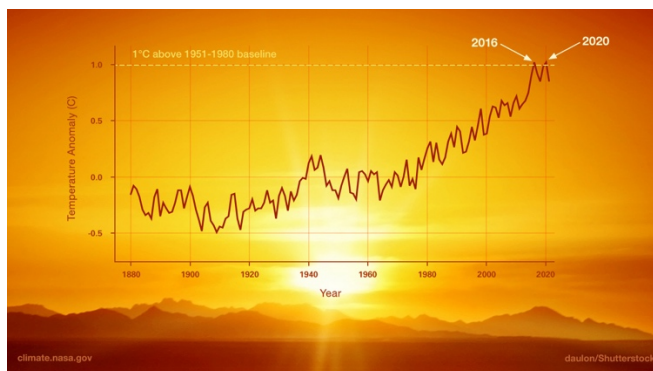


Figura 1 - Andamento della temperatura rispetto alla media del 1950-1980

La principale causa di questo stravolgimento degli equilibri naturali è da attribuire, secondo il giudizio unanime della comunità scientifica, alle emissioni antropiche di gas ad effetto serra in atmosfera. Il principale fra questi gas, l'anidride carbonica, proviene in gran parte dal settore energetico (che comprende anche, ma non solo, la generazione di elettricità).

In questo contesto, si inserisce la transizione energetica, poiché indissolubilmente legata all'impegno internazionale per contrastare la crisi climatica. E il passaggio fondamentale per centrare questo risultato è la drastica diminuzione delle emissioni di gas a effetto serra, principalmente di anidride carbonica.

Per raggiungere questo obiettivo lo strumento principale è la transizione energetica: il passaggio da un mix energetico centrato sui combustibili fossili a uno a basse (o a zero) emissioni di carbonio, basato sulle fonti rinnovabili. Un grande contributo alla decarbonizzazione arriva dall'elettrificazione dei consumi, rimpiazzando l'elettricità prodotta da fonti fossili con quella generata da fonti rinnovabili, che rende più puliti anche altri settori, come i trasporti, e dalla digitalizzazione delle reti, che migliora l'efficienza energetica.

Il processo di transizione energetica non è nuovo nella storia. In passato abbiamo assistito ad altri grandi passaggi epocali come quello dal legno al carbone³ del XIX secolo o dal carbone al petrolio nel XX secolo.

Per secoli, dunque, l'umanità si è dovuta adattare ai vari cambiamenti imposti dall'evoluzione industriale e da questioni ambientali. Basti pensare che l'uso del legno quale combustibile e materiale l'edilizia, la costruzione di navi e imbarcazioni, e per la manifattura in generale, ha portato ad una progressiva deforestazione globale che mette a repentaglio la biodiversità e di conseguenza la salute del pianeta. Si calcola che dal 1990 siano stati persi oltre 420 milioni di

² <https://earthobservatory.nasa.gov/images/147794/2020-tied-for-warmest-year-on-record>

³ https://www.agi.it/blog-italia/energia-e-sostenibilita/dal_carbone_al_carbone_-3281000/post/2017-11-29/

ettari⁴ e, dal punto di vista economico, ciò abbia causato una perdita annua tra i 2 e i 4,5 trilioni di dollari. Inoltre, la deforestazione contribuisce in modo notevole – circa il 20% – all’emissione di gas a effetto serra. Tra le principali cause della deforestazione vi è sicuramente l’intervento dell’uomo, con la crescente industrializzazione e gli incendi dolosi, ma non è da meno anche l’effetto del cambiamento climatico, con l’incremento di eventi catastrofici come gli incendi naturali dovuti al riscaldamento globale.

L’alternativa al legno era rappresentata dal carbone. La difficoltà di reperimento del carbone, combinata all’abbondanza di legname, faceva sì che non fosse così tanto utilizzato fino al boom dovuto alla Prima Rivoluzione Industriale. In quel periodo, infatti, l’introduzione della macchina a vapore e la necessità di risorse con un potenziale energetico superiore, diedero un notevole impulso all’utilizzo del carbone in diversi settori industriali, come la manifattura, l’industria tessile e il settore dei trasporti con i primi esemplari di macchina a vapore.

Successivamente, a partire dai primi anni del 1900, divenne di fondamentale importanza l’utilizzo del petrolio per via soprattutto del sempre più diffuso utilizzo del motore a combustione interna e delle autovetture.

A differenza dell’era della legna, che finì per carenza di materia prima, l’era del carbone iniziò a tramontare non per mancanza di carbone, ma perché si rese disponibile un’alternativa più valida. In realtà l’era del carbone, particolarmente nei processi industriali, non è affatto finita: ancora oggi esso fornisce quasi il 30% dell’energia primaria – sotto forma di energia termica – principalmente usata per produrre elettricità.

Ciò che contraddistingue questa transizione rispetto al passaggio da legno a petrolio, passando per il carbone, è l’urgenza di proteggere il Pianeta dalla più grande minaccia che abbia dovuto affrontare fino a oggi, e di farlo nella maniera più veloce possibile. Questa spinta ha accelerato i cambiamenti nel settore energetico: in un decennio (2010-2019) i costi delle tecnologie rinnovabili ⁵ sono diminuiti dell’80% nel caso del solare fotovoltaico e del 60% dell’eolico onshore.

La transizione energetica, però, non si limita alla chiusura progressiva delle centrali a carbone e allo sviluppo di energie pulite: è un cambiamento di paradigma dell’intero sistema.

Tutto questo si risolve in un vantaggio non solo per il clima ma anche per l’economia e la società. La digitalizzazione delle reti abilita le smart grid e apre la strada a nuovi servizi per i consumatori. Dal punto di vista ambientale le fonti rinnovabili e la mobilità elettrica riducono l’inquinamento, sia acustico che atmosferico, mentre le centrali a carbone possono essere riconvertite in un’ottica di economia circolare. Per quanto riguarda la sostenibilità sociale, in base allo studio Just Evolution, elaborato da Enel Foundation e The European House – Ambrosetti, una transizione equa porterà fino a 1,4 milioni di nuovi posti di lavoro in Europa nel 2030, di cui fino a 173.000 in Italia. È importante che la transizione energetica sia inclusiva e non lasci indietro nessuno.

La transizione energetica aiuta, quindi, a creare valore condiviso per l’intera società, contribuendo allo sviluppo sociale ed economico delle comunità locali, e alla qualità della vita della popolazione in termini di servizi offerti, di miglioramento dell’efficienza energetica e quindi di riduzione degli sprechi e delle risorse.

⁴ <https://www.tonerbuzz.com/blog/deforestation-facts-and-statistics/>

⁵ <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica>

1.2 Il cambiamento climatico: le cause, gli effetti, i rimedi

La vita sulla Terra esiste grazie alla combinazione di tre fattori: la giusta distanza dal Sole, la composizione chimica dell'atmosfera e la presenza del ciclo dell'acqua. L'atmosfera, in particolare, assicura al nostro pianeta un clima adatto alla vita grazie al cosiddetto effetto serra naturale.

Una volta raggiunta la superficie terrestre, parte dei raggi solari viene assorbita, la restante invece viene riflessa verso l'esterno; grazie alla presenza dell'atmosfera, questi ultimi rimangono come “intrappolati” e vengono reindirizzati verso la terra grazie all'intervento dei gas presenti in atmosfera, i gas serra.

In questo modo, si aggiunge un'ulteriore quantità di calore oltre a quella proveniente dai raggi solari assorbiti direttamente. Si tratta di un contributo fondamentale: senza l'effetto serra naturale, la temperatura media sulla Terra sarebbe di -18 °C anziché di circa +15 °C.

Storicamente, la Terra non è nuova a cambiamenti relativi alle condizioni climatiche. Nel corso dei secoli si sono susseguiti una serie di stravolgimenti che hanno condizionato e modificato la biodiversità terrestre⁶. Ad esempio, circa 230 milioni di anni fa gli oceani erano molto caldi, i ghiacci ai poli erano pressoché inesistenti e i mari erano più alti di almeno 20 metri. Successivamente, si è passati ad una fase di “icehouse”, con temperature molto più rigide, che ha portato ad una serie di eventi come le glaciazioni che hanno colpito quasi la totalità delle terre emerse. È passato alla storia anche il cosiddetto “periodo caldo romano”, che ha colpito diverse regioni portando a periodi di siccità.

Si trattava, però, di mutamenti climatici dovuti a cause naturali, come eventi atmosferici di enorme portata, le forti eruzioni vulcaniche o la tettonica a placche.

Inoltre, confrontando questi cambiamenti con il contesto attuale, si è arrivati alla conclusione che oggi si parla di cambiamenti rapidi, veloci, intensi e anomali. La motivazione è da ricercare nella causa principale: l'intervento dell'uomo. In questo caso si parla, infatti, di effetto serra antropico, che a partire dalla Rivoluzione Industriale, sta stravolgendo in modo irrimediabile gli equilibri terrestri e sta accelerando dei fenomeni fisiologici – come la variabilità della temperatura – in modo devastante.

La Rivoluzione Industriale, nonostante l'apporto estremamente positivo da un punto di vista tecnologico, ha portato ad un ingente consumo di fonti quali carbone e petrolio, e alla conseguente immissione in atmosfera di milioni di tonnellate di gas serra, portando la quantità di CO₂ presente in atmosfera al doppio rispetto ai minimi degli ultimi 700 mila anni⁷.

Come mostrato dalle ultime misurazioni fatte nel dicembre 2022⁸, la concentrazione attuale di CO₂ in atmosfera si attesta a 420 ppm⁹.

⁶ <https://i404.it/attualita/ambiente/cambiamenti-climatici-storia-terra/>

⁷ <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/cambiamento-climatico-cause-conseguenze>

⁸ <https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/>

⁹ ppm: parti per milione. Si riferisce al numero di molecole di anidride carbonica per milione di molecole di aria secca

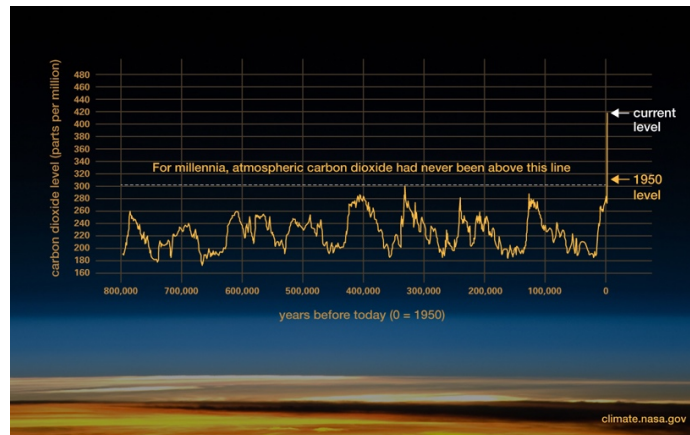


Figura 2 - Evoluzione del livello di CO₂ in atmosfera

A provocare più danni è soprattutto il **consumo di carbone, petrolio e gas**, che rappresentano la maggior parte delle emissioni di gas serra.

Nel 2021, secondo il report dell'IEA¹⁰ – International Energy Agency, si è registrato un aumento delle emissioni di CO₂ del 6% rispetto al 2020, per un totale di 36,3 Gt (miliardi di tonnellate equivalenti).

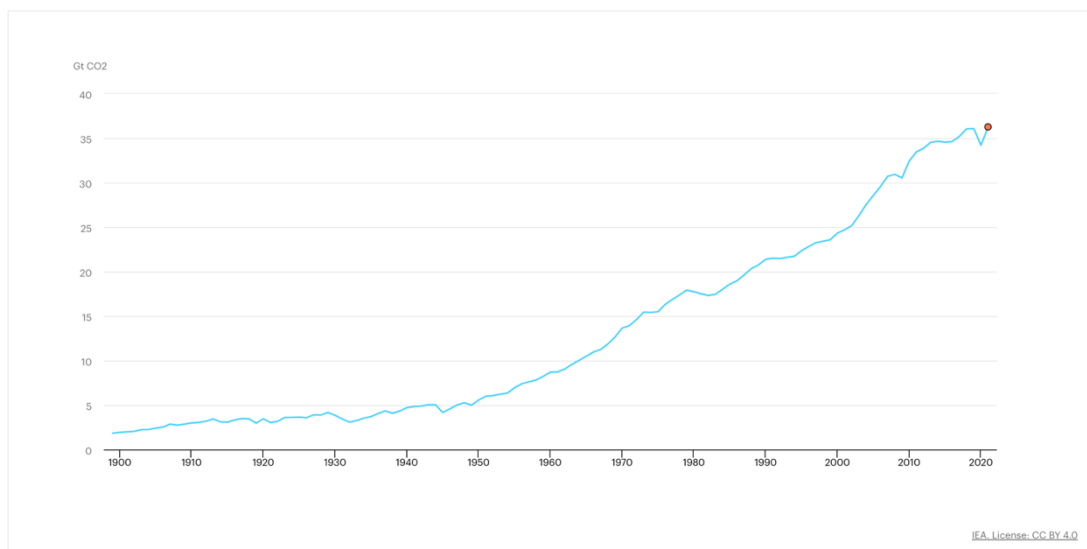


Figura 3 - IEA, CO₂ emissions from energy combustion and industrial processes, 1900-2021

Come si può notare dal grafico sotto, relativo alle variazioni annuali di emissioni di CO₂, la pandemia da Covid-19 ha avuto un impatto di vasta portata sulla domanda di energia nel 2020, riducendo le emissioni globali di CO₂ del 5,2%. Da allora, tuttavia, il mondo ha registrato una ripresa economica estremamente rapida, trainata da stimoli fiscali e monetari senza precedenti e da una rapida – anche se non uniforme – diffusione dei vaccini.

¹⁰ IEA (2022), Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2>

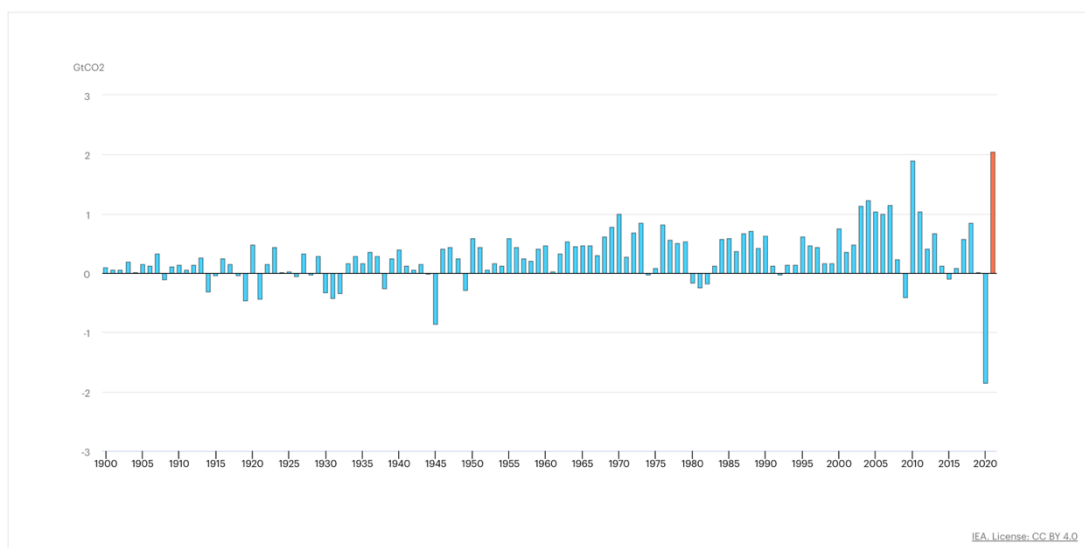


Figura 4 - IEA, Annual change in CO₂ emissions from energy combustion and industrial processes, 1900-2021

La ripresa della domanda di energia nel 2021 è stata aggravata da condizioni climatiche e di mercato avverse, che hanno portato a bruciare più carbone nonostante la produzione di energia da fonti rinnovabili abbia registrato la più grande crescita annuale di sempre.

Il carbone ha, infatti, rappresentato oltre il 40% della crescita complessiva delle emissioni globali di CO₂ nel 2021. Le emissioni da carbone hanno raggiunto il massimo storico di 15,3 Gt, superando il picco precedente (registrato nel 2014) di quasi 200 Mt. Anche le emissioni di CO₂ del gas naturale sono salite a 7,5 Gt, ben oltre i livelli del 2019, grazie all'aumento della domanda in tutti i settori. Con 10,7 Gt, le emissioni da petrolio sono rimaste significativamente al di sotto dei livelli pre-pandemici a causa della limitata ripresa dell'attività di trasporto globale nel 2021.



Figura 5 - IEA, Change in CO₂ emissions by fossil fuel, relative to 2019 levels

Rispetto ai livelli preindustriali la temperatura media del Pianeta è aumentata di 0,98 °centigradi e la tendenza osservata dal 2000 a oggi fa prevedere che, in mancanza di interventi, potrebbe arrivare a +1,5 °C tra il 2030 e il 2050. L'impatto del riscaldamento globale è già evidente: il ghiaccio marino artico è diminuito in media del 12,85% per decennio, mentre i registri delle maree costiere mostrano un aumento medio di 3,3 millimetri del livello del mare all'anno dal 1870¹¹.

¹¹ <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/cambiamento-climatico-cause-conseguenze>

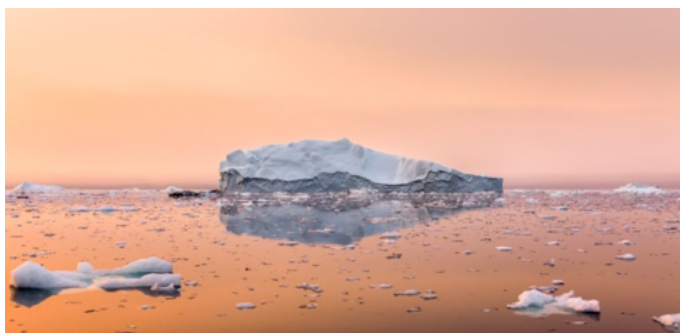


Figura 6 - Scioglimento dei ghiacciai

Il decennio 2009-2019 è stato il più caldo mai registrato e il 2020 è stato il secondo anno più caldo di sempre, appena al di sotto del massimo stabilito nel 2016. Le “stagioni degli incendi” sono diventate più lunghe e intense, come in Australia nel 2019, dal 1990 a oggi ogni anno sono aumentati gli eventi meteorologici estremi, come i cicloni e le alluvioni, che colpiscono anche in periodi dell’anno atipici rispetto al passato e sono sempre più devastanti. Fenomeni come El Niño sono diventati più irregolari e hanno causato pericolose siccità in aree già minacciate dall’aridità cronica, come l’Africa orientale, mentre la Corrente del Golfo sta rallentando e potrebbe cambiare rotta.

Dobbiamo iniziare a parlare di crisi climatica perché il clima è sempre cambiato, ma non così in fretta e non con delle infrastrutture rigide e complesse come sono le città e il sistema produttivo ai quali i Paesi più industrializzati sono abituati.

Anche l’abbattimento delle foreste provoca danni consistenti: gli alberi aiutano a regolare il clima assorbendo l’anidride carbonica dall’atmosfera, quindi se vengono abbattuti l’effetto benefico si perde e il carbonio immagazzinato negli alberi viene rilasciato nell’atmosfera, accentuando l’effetto serra.



Figura 7 - Deforestazione

Infine, l’aumento degli allevamenti intensivi di bestiame e l’uso di fertilizzanti contenenti azoto contribuiscono ad aumentare le emissioni di gas a effetto serra.



Figura 8 - Allevamenti intensivi

Nel corso degli anni sono state intraprese numerose iniziative nel tentativo di contrastare gli effetti devastanti relativi alle emissioni di gas serra e al riscaldamento globale.

Basti pensare al protocollo di Kyoto, firmato nel 1997, che impegnava i Paesi sottoscrittori a ridurre quantitativamente le emissioni di gas ad effetto serra con l'obiettivo di contenere, e contrastare, il riscaldamento globale.

Nel dicembre del 2015, alla Conferenza delle Parti (COP21) della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), è stato firmato l'atteso Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici che fornisce un quadro credibile per raggiungere la decarbonizzazione, con obiettivi a lungo termine per affrontare il cambiamento climatico e una struttura flessibile basata sui contributi dei singoli governi. I governi firmatari si sono impegnati a limitare l'aumento della temperatura al di sotto di 2° C rispetto ai livelli preindustriali con sforzi per rimanere entro 1.5° C, per raggiungere il picco delle emissioni il prima possibile e raggiungere la carbon neutrality nella seconda metà del secolo. Nel 2018, la COP24 di Katowice ha approvato le regole di attuazione dell'Accordo di Parigi (il cosiddetto "Paris Rulebook"). Nel 2021, la Cop26 di Glasgow ha poi ribadito l'impegno a raggiungere entro il 2050 la cosiddetta Carbon Neutrality a livello globale.

L'Unione Europea si è, inoltre, posta ufficialmente l'obiettivo di ridurre del 55% – entro il 2030 – le emissioni rispetto ai livelli del 1990, in vista dell'approdo a un sistema di generazione elettrica a zero emissioni nette entro il 2050.

Per raggiungere quest'obiettivo è necessario un intervento radicale in tutti i settori, rimpiazzando le tecnologie basate sui combustibili fossili con quelle basate sulle fonti rinnovabili.

Ma non solo: un grande contributo è rappresentato dallo sviluppo di nuove tecnologie come lo storage e l'idrogeno, dall'elettrificazione di alcuni settori e dalla digitalizzazione. Un vero e proprio cambio di paradigma.

Lo sviluppo delle energie rinnovabili rappresenta, però, il cuore della transizione energetica. Negli ultimi anni il fotovoltaico e l'eolico si sono aggiunti a tecnologie mature come l'idroelettrico e il geotermico e si sono imposti come i grandi protagonisti della transizione in atto. Un vero e proprio cambio di paradigma centrato sulla decarbonizzazione, cioè l'abbandono progressivo delle fonti fossili e, quindi, la dismissione delle centrali a carbone. Alla transizione potrebbe presto contribuire anche lo sviluppo di settori nuovi, come l'energia marina e l'idrogeno green, mentre saranno decisive le tecnologie di storage, cioè i sistemi di accumulo dell'energia in grado di supplire all'intermittenza di fonti come il sole e il vento. Anche il processo di elettrificazione dei consumi e di alcuni settori e la digitalizzazione dei processi industriali e delle reti contribuiscono a migliorare l'efficienza energetica e a completare il processo di transizione energetica.

1.3 Le rinnovabili per la transizione energetica

Come evidenziato precedentemente, la produzione di energia a partire da fonti rinnovabili è di fondamentale importanza per il processo di transizione energetica e il progressivo abbandono di fonti di origine fossile come il carbone o il petrolio.

Il vantaggio è duplice: da un lato vengono sfruttate risorse potenzialmente inesauribili come, ad esempio, il sole o il vento, dall'altro permettono di generare energia pulita senza l'emissione di gas serra.

Di seguito, verranno analizzate le principali rinnovabili, partendo da tecnologie mature come l'idroelettrico e il geotermico, passando per le tecnologie in forte espansione come il solare e

l'eolico, per finire con le tecnologie emergenti come l'energia marina, l'idrogeno e le tecnologie di storage.

1.3.1 Le tecnologie mature: idroelettrico e geotermico

L'**idroelettrico** si presenta come il settore più maturo per quanto riguarda la produzione di energia elettrica.

Come affermato dal report dell'IEA sul settore idroelettrico¹², poiché le flotte idroelettriche di molte economie avanzate risalgono alla grande ondata di costruzioni degli anni '60-'80, quasi il 40% (476 GW) della flotta globale ha almeno 40 anni (l'età media è di 32 anni). Sono, quindi, necessari importanti interventi di ammodernamento e ristrutturazione per mantenere o migliorare le loro prestazioni e aumentare la loro flessibilità. Oltre a rinnovare le apparecchiature principali, come turbine e generatori, gli investimenti in modernizzazione e digitalizzazione possono aumentare significativamente la flessibilità dell'impianto, renderlo più sicuro e risolvere problemi ambientali e sociali come l'inadeguatezza della gestione della siccità e del controllo delle inondazioni, a seconda delle normative del Paese.

Si tratta, inoltre, della forma di produzione più rilevante con circa 4327 TWh prodotti nel 2021, dato in leggero calo rispetto al 2020 (-0.4%) dovuto alla persistente siccità in paesi ricchi di energia idroelettrica come Brasile, Stati Uniti, Turchia, Cina, India e Canada. Nonostante sia stato registrato un aumento della capacità installata di circa 35 GW, il 50% in più rispetto alla media dei cinque anni precedenti, si tratta comunque di un tasso di crescita insufficiente a ottenere la produzione necessaria per raggiungere l'obiettivo "Net Zero Emissions by 2050". Come mostrato in Figura 9, la proiezione al 2030 indica un target di produzione pari a circa 5700 TWh, raggiungibile solo con una crescita annua del 3% difficile da realizzare per diversi motivi, tra i quali la disponibilità di acqua legata al cambiamento climatico e l'obsolescenza degli equipaggiamenti.

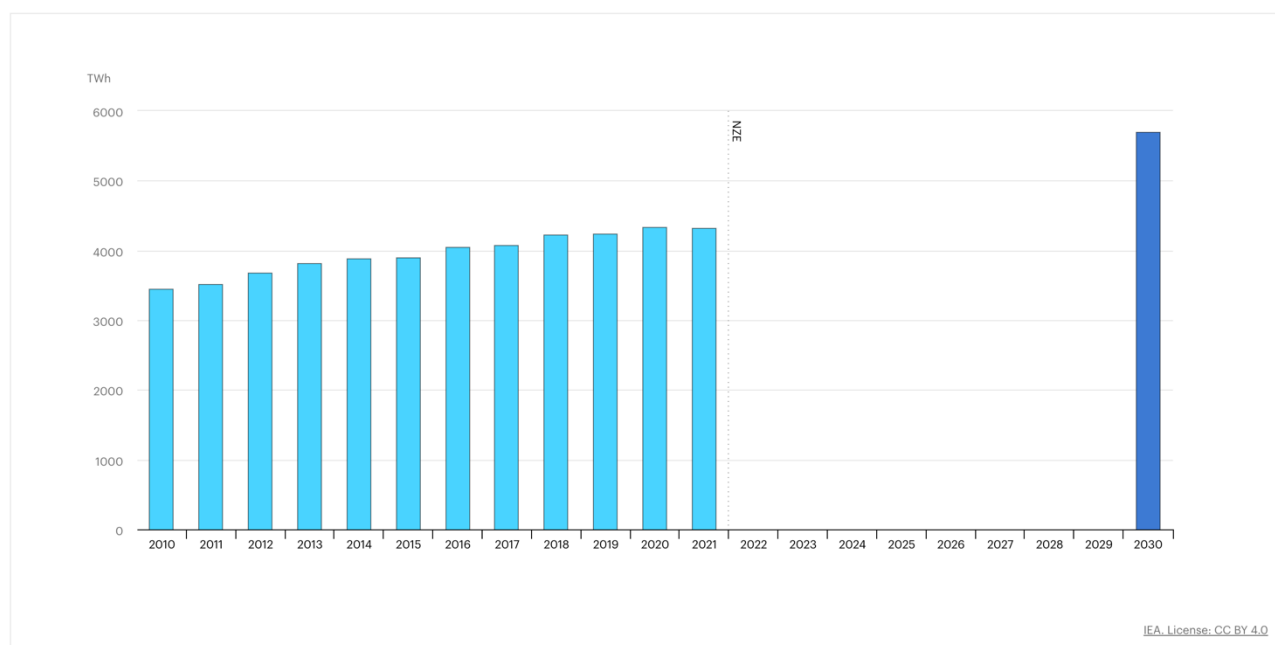


Figura 9 - IEA, Hydropower generation in the Net Zero Scenario, 2010-2030

¹² IEA (2022), Hydroelectricity, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/hydroelectricity>

Anche l'energia **geotermica**¹³ è una tecnologia consolidata, nata all'inizio del XX secolo: la prima centrale al mondo, quella di Larderello, in Toscana, è stata inaugurata nel 1911, ma i primi esperimenti erano iniziati già nel 1904. La geotermia ha oggi un ruolo secondario a livello globale, anche perché solo determinate aree del mondo dispongono di significative risorse geotermiche.

Come risorsa rinnovabile, la geotermia copre una quota significativa della domanda di elettricità in Paesi come l'Islanda, El Salvador, la Nuova Zelanda, il Kenya e le Filippine, e soddisfa oltre il 90% della domanda di riscaldamento in Islanda¹⁴.

Si tratta di un settore abbastanza stabile, in quanto la produzione di energia elettrica è aumentata del 2% nel 2020, con una crescita inferiore alla media dei cinque anni precedenti, con un aumento della capacità di circa 200 MW.

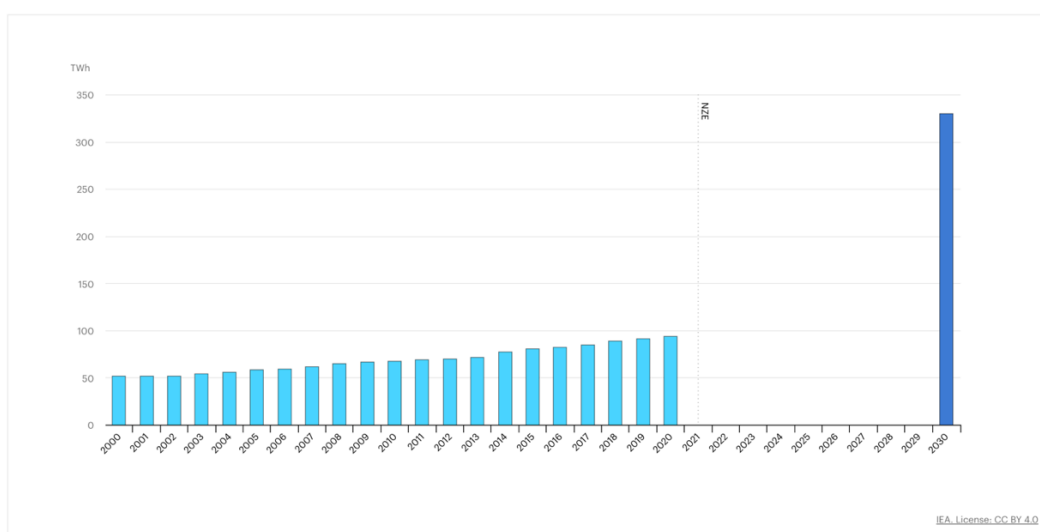


Figura 10 - IEA, Geothermal power generation in the Net Zero Scenario, 2000-2030

Nuove tecnologie, come gli impianti a bassa entalpia – Low-Enthalpy Geothermal Energy Resources (LEGERs) – permettono di ampliare il numero di Paesi adatti allo sviluppo di energia sfruttando la geotermia.

Ad esempio, secondo lo studio condotto da Xydis. G, A, et al. (2013)¹⁵, il potenziale geotermico a bassa entalpia in Grecia è piuttosto significativo, poiché la maggior parte dei campi geotermici è stata individuata in regioni con condizioni di sviluppo favorevoli e sembra che non presentino gravi problemi ambientali o tecnici di sfruttamento. Le aree LEGERs sono abbondanti in Grecia, soprattutto nella parte orientale e settentrionale del Paese, oltre che in molte isole dell'Egeo.

Le analisi condotte riportano come dallo sfruttamento del suolo greco si riescano a generare fino a 170 MW di elettricità, mentre il potenziale termico eccede i 1000 MW.

1.3.2 La grande crescita di solare ed eolico

Le principali protagoniste della transizione energetica sono sicuramente il solare e l'eolico.

¹³ <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-geothermal-heat-and-power>

¹⁴ <https://www.thinkgeoenergy.com/geothermal-energy-giving-iceland-lowest-heating-costs-in-the-nordics/>

¹⁵ George A.Xydis, Evanthia A.Nanaki, Christopher J.Koroneos: Low-enthalpy geothermal resources for electricity production: A demand-side management study for intelligent communities

In particolare, il solare, segmento poco sviluppato fino a pochi decenni fa, vive oggi una crescita vertiginosa: la capacità fotovoltaica globale è passata, infatti, dai circa 5 GW del 2005 ai quasi 940 GW, secondo il report di Jaganmohan. M (2022)¹⁶.

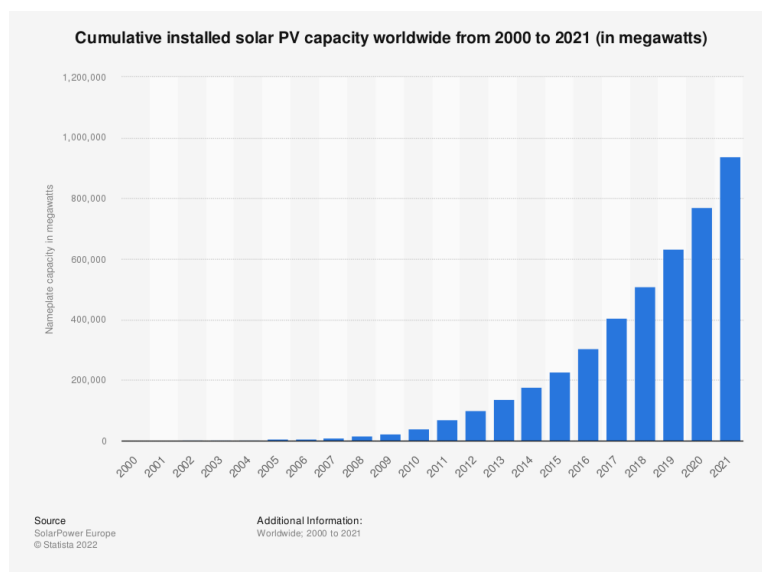
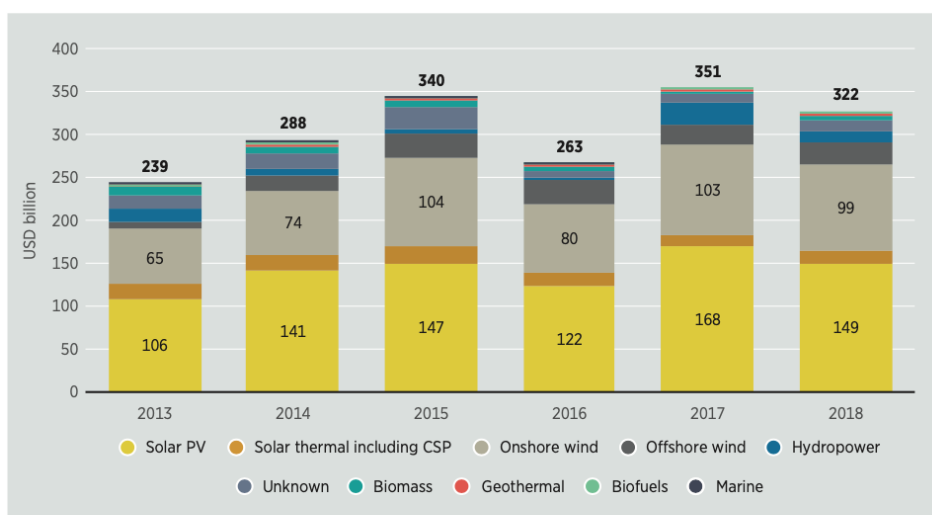


Figura 11 - Capacità installata di PV

La notevole crescita del settore, messa in risalto dal diagramma sopra, è dovuta soprattutto all'innovazione tecnologica che ha permesso di abbattere dell'85% i costi di produzione di elettricità da fotovoltaico tra il 2010 e il 2020, come evidenziato da IRENA (International Renewable Energy Agency)¹⁷, rendendolo un segmento altamente competitivo per i combustibili fossili.

Inoltre, analizzando gli investimenti nel campo delle rinnovabili, il segmento relativo al fotovoltaico attrae circa il 46% degli investimenti totali.



Source: CPI analysis.

Note: CSP = concentrated solar power; PV = photovoltaic.

Figura 12 - Investimenti su fonti rinnovabili

¹⁶ Jaganmohan. M, Solar PV – Statistics & facts, 2022

¹⁷ <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>

E le prospettive sono ancora più incoraggianti: con le tecnologie di nuova generazione si potrà aumentare l'efficienza dei pannelli solari del 30% rispetto a oggi e la produttività di oltre il 20%.

Anche il settore dell'**energia eolica**¹⁸ ha registrato notevoli progressi tecnologici. Attualmente, le turbine eoliche hanno un diametro di 200 metri e si prevede che le loro dimensioni aumenteranno. Questi miglioramenti nella produttività hanno portato anche a una riduzione dei costi, che tra il 2010 e il 2019 sono scesi del 39% per l'eolico onshore e del 29% per quello offshore. Questo ha portato a un impressionante aumento della capacità, con i parchi eolici onshore che sono passati da 178 GW nel 2010 a 594 GW nel 2019. Nonostante i parchi eolici offshore abbiano un tasso di sviluppo più lento, con solo 28 GW installati nel 2019, il potenziale di crescita è notevole.

1.3.3 Le tecnologie emergenti: energia marina, idrogeno e storage

Tra le fonti definite come “emergenti” vi è sicuramente l'**energia marina**¹⁹, dalle potenzialità elevatissime. Circa il 71% della superficie terrestre è ricoperto dalle acque, e lo sfruttamento delle stesse potrebbe più che provvedere al soddisfacimento della domanda globale di energia elettrica in quanto il potenziale teorico per la generazione di elettricità supera notevolmente i 45.000 TWh per anno²⁰.

Inoltre, lo sfruttamento dell'energia marina può avvenire in diversi modi, rendendo questa risorsa molto duttile e flessibile in base al contesto operativo, sfruttando ad esempio il moto ondoso, le maree, la differente temperatura tra le acque superficiali e quelle profonde (Ocean Thermal Energy Conversion – OTEC), o ancora il gradiente di salinità tra le diverse masse d'acqua.

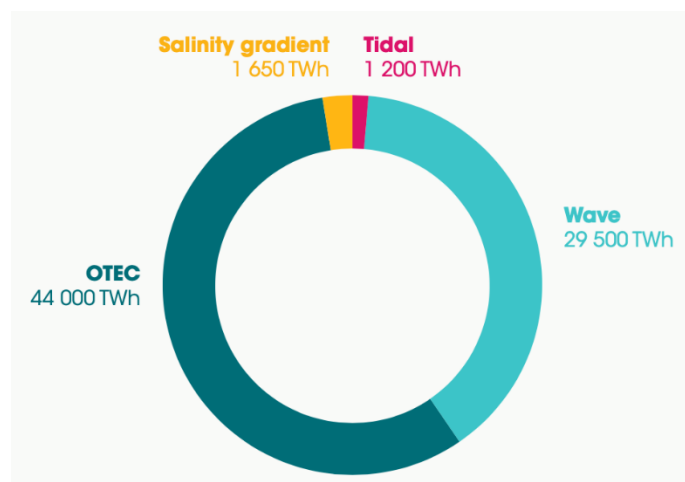


Figura 13 - Potenziale delle risorse energetiche oceaniche

Lo sfruttamento del moto ondoso è sicuramente il più intuitivo: l'energia cinetica delle onde può essere catturata e convertita in elettricità da macchine convertitrici di energia delle onde (Wave Energy Converter – WEC). Si tratta di dispositivi sviluppati per estrarre l'energia dalla costa fino alle acque più profonde del mare.

Per quanto riguarda le maree, sfruttano il fenomeno naturale legato al flusso e riflusso delle acque costiere causato principalmente dall'interazione dei campi gravitazionali della terra, della luna e

¹⁸ <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/fonti-rinnovabili>

¹⁹ <https://www.emec.org.uk/marine-energy/>

²⁰ IRENA (2020), *Fostering a blue economy: Offshore renewable energy*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

del sole. Poiché le posizioni della luna e del sole sono di facile predizione, lo stesso vale anche per le maree, ed è proprio il carattere prevedibile a rendere questa risorsa molto preziosa. Inoltre, le caratteristiche geomorfologiche, la presenza di promontori, insenature e stretti, e la forma del fondale amplificano le correnti marine, aumentando così la quantità di energia cinetica convertibile. I dispositivi utilizzati, infatti, sono simili a delle turbine eoliche sommerse che sfruttano l'energia delle correnti per la produzione di elettricità.

Di notevole interesse è la produzione di energia sfruttando il gradiente salino delle masse d'acqua²¹. Il principio di funzionamento è basato sull'osmosi: la diversa quantità di sali disciolti nelle due masse d'acqua crea un gradiente di concentrazione in corrispondenza di una membrana semipermeabile, la quale permette il flusso dell'acqua dolce verso quella salata in modo da equilibrare la concentrazione delle due soluzioni. In questo modo, il flusso dell'acqua genera una variazione di pressione in corrispondenza della membrana che può essere sfruttata da dispositivi per la produzione di energia, convertibile successivamente in elettricità.

Nonostante le potenzialità, secondo le analisi condotte da IRENA²² sull'utilizzo delle rinnovabili, la capacità installata di impianti che sfruttano l'energia marina ammonta a circa 524 MW, dei quali la maggior parte si trova in Corea del Sud (256 MW) e Francia (212 MW). Nei prossimi ci si aspetta una crescita della capacità installata, fino a raggiungere i 10 GW entro il 2030, grazie alla maggior diffusione di tecnologie che in questo momento non sono ancora abbastanza mature da consentire un utilizzo su larga scala.

Tra le risorse del futuro, l'**idrogeno verde**²³ può dare un contributo fondamentale nella decarbonizzazione di settori molto difficili da elettrificare, definiti come “hard-to-abate” come ad esempio quello dell'industria pesante, dei trasporti su gomma con mezzi pesanti, dell'aeronautica e della navigazione. Ma in che modo? L'idrogeno non è di per sé una fonte di energia, ma si tratta di un vettore energetico che, se prodotto sfruttando energia da fonti rinnovabili, è sostenibile al 100%: non produce emissioni inquinanti, l'unico “prodotto di scarto” è l'acqua. Il suo utilizzo è molteplice: come combustibile, data la sua densità energetica (contiene la stessa energia di 2,4 kg di metano o 2,8 kg di benzina), oppure come metodo di stoccaggio per via della facilità di conversione di energia elettrica proprio in idrogeno, in modo da stoccare possibili surplus di produzione.

Il problema principale di questa risorsa è rappresentato dalla poca competitività degli impianti di produzione di idrogeno verde dal punto di vista dei costi. Si tratta però di uno scenario in continua evoluzione, poiché il continuo progresso tecnologico, la riduzione dei costi degli elettrolizzatori e l'abbattimento dei costi di produzione di energia da fonti rinnovabili renderanno l'idrogeno verde una soluzione percorribile anche dal punto di vista economico.

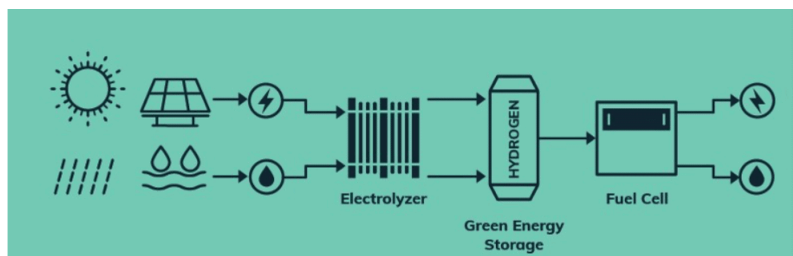


Figura 14 - Idrogeno Verde

²¹ <https://energ.it/energia-marina-definizione-e-come-funziona/>

²² IRENA (2022), Renewable Energy Statistics 2022, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

²³ <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/idrogeno>

Al momento, l'idrogeno è principalmente utilizzato nei settori chimico e petrolchimico, con bassissimo impiego in altri settori come quello relativo ai trasporti. Nel 2021²⁴, la domanda totale di idrogeno ha raggiunto 94 Mt, dei quali la maggior parte è rappresentata da idrogeno fossil-based, mentre la produzione di idrogeno verde è circa l'1%.

Notevole importanza verrà rivestita dai sistemi di **storage**, ossia di accumulo dell'energia, necessari per supplire all'intermittenza di fonti rinnovabili come il sole e il vento. Tra le tecnologie di accumulo, la più importante è rappresentata da quella delle centrali idroelettriche a pompaggio, ma i trend attuali vedono una grande crescita delle batterie, in particolare quelle al litio.

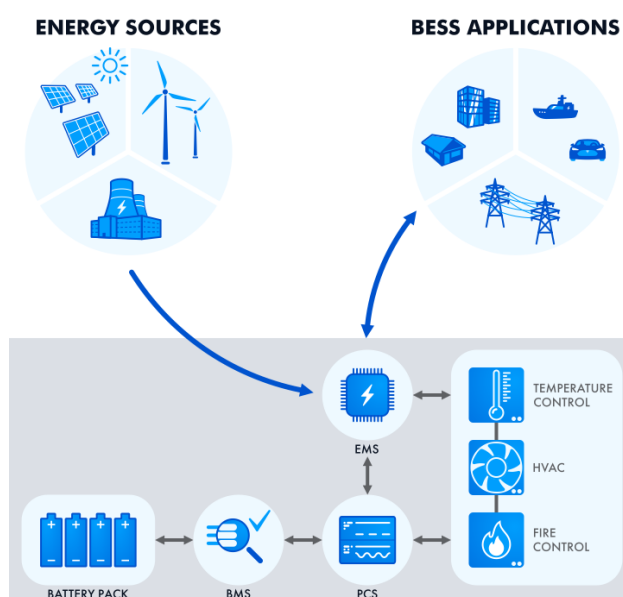


Figura 15 - Storage

La diffusione di questa tipologia di impianti di storage è ancora limitata, ma sta aumentando rapidamente grazie all'innovazione tecnologica che migliora continuamente la qualità e le prestazioni delle batterie, abbattendone i costi. Una volta integrati nel sistema elettrico, i sistemi di storage permetteranno l'immissione in rete dell'elettricità stoccata in qualsiasi momento, a prescindere dalle condizioni esterne. Quindi, abbinati alla generazione da sole e vento, potranno permettere alti livelli di flessibilità e un mix di generazione totalmente green.

Per quanto riguarda la capacità installata, secondo i dati elaborati da IEA per l'anno 2021²⁵, le centrali idroelettriche a pompaggio rappresentano circa il 90% del totale con circa 160 GW installati globalmente, mentre i sistemi a batteria si attestano a circa 16 GW, dato in crescita del 60% se comparato al 2020.

1.4 La decarbonizzazione, oltre le fonti rinnovabili

Come già evidenziato in precedenza, la decarbonizzazione del sistema energetico è di fondamentale importanza per raggiungere gli obiettivi fissati in materia di transizione energetica e sostenibilità ambientale. Si tratta di un percorso lento e difficile, all'interno del quale lo sfruttamento delle fonti rinnovabili ha sicuramente un ruolo cruciale, ma che sicuramente non può prescindere dal contesto sociale degli ultimi anni. Eventi come la pandemia da COVID-19 o la guerra in Ucraina stanno influenzando in modo negativo la transizione energetica²⁶. La pandemia

²⁴ IEA (2022), Hydrogen, IEA, Paris

²⁵ IEA (2022), Grid-Scale Storage, IEA, Paris

²⁶ World Economic Forum, Fostering Effective Energy Transition, 2022

ha creato, inizialmente, una forte contrazione sia dal punto di vista economico che energetico, a causa delle norme restrittive imposte dai governi per il contenimento della diffusione del virus. In questo contesto, la riduzione della mobilità, dei trasporti e del consumo energetico industriale ha fatto sì che si riducessero le emissioni di CO₂. Il 2021, invece, ha registrato una rapida ripresa della domanda di prodotti e servizi, ed è stato caratterizzato da una rapida ripresa dell'economia globale. Poiché crescita economica e consumi energetici sono fortemente correlati, la domanda globale di elettricità e petrolio ha superato rapidamente i livelli pre-pandemici. Questo andamento oscillante della domanda energetica ha creato degli squilibri nel mercato energetico, portando ad un notevole aumento dei prezzi e delle emissioni di GHG. La guerra tra Ucraina e Russia, oltre a mettere a serio rischio gli equilibri geopolitici globali, ha anch'essa contribuito notevolmente all'aumento dei prezzi di gas e petrolio, dei quali la Russia è uno dei maggiori produttori ed esportatori di tutto il mondo.

Questi eventi negativi hanno effetti devastanti non solo dal punto di vista economico, ma anche dal punto di vista della sicurezza del sistema energetico e della sostenibilità ambientale, il cosiddetto “Energy Triangle”.

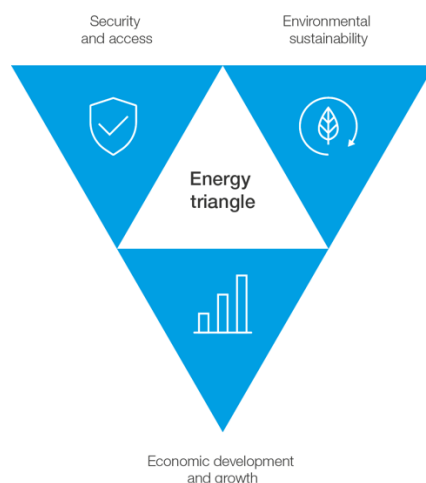


Figura 16 - Energy Triangle

Dal punto di vista economico, elevati prezzi dell'energia mettono a rischio la crescita economica e il costo della vita, oltre a contribuire all'aumento dell'inflazione in molte delle economie - sia avanzate che emergenti – insieme ad altri fattori. Inoltre, il prezzo del petrolio e del gas è caratterizzato dalla relativa anelasticità della domanda rispetto al prezzo, soprattutto nel breve periodo. In questo modo, il rischio di prezzi elevati, unito alla crescente inflazione e a possibili fattori o eventi con effetti negativi sull'economia (“economic headwinds”), porta ad una crescente volatilità, con impatti devastanti specialmente per le economie emergenti colpite dall'inflazione. In questi contesti, infatti, i prezzi tendono a mantenersi elevati per un lasso di tempo più ampio, creando preoccupazioni circa l'equità e la giustizia della transizione energetica.

Sarà quindi necessario sviluppare dei meccanismi di sostegno in modo da attenuare gli shock dell'approvvigionamento energetico fino a quando i sistemi energetici a basse emissioni non raggiungeranno la scala e la flessibilità necessarie. Inoltre, questi meccanismi devono essere in grado di aumentare la resilienza del sistema energetico, con l'obiettivo di mitigare gli effetti della volatilità su PMI, consumatori e famiglie, garantendo l'accessibilità economica all'energia e perseguendo, parallelamente, obiettivi di sostenibilità.

Le volatilità dei mercati energetici e gli eventi geopolitici degli ultimi due anni hanno aumentato i rischi per la sicurezza energetica. La forte ripresa economica dopo la fase iniziale della pandemia non ha trovato pronte le imprese di produzione nel soddisfare la crescente domanda, creando dei profondi squilibri nell'intera supply chain²⁷, mentre la crescita notevole dei prezzi dell'energia ha messo in evidenza la forte dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e la forte interdipendenza dei prezzi dell'elettricità nazionale con i mercati globali del gas. La fonte di rischio maggiore è dovuta alla guerra in Ucraina, la quale sta forzando un ripensamento delle politiche energetiche ed estere globali. Circa il 45% del gas naturale consumato in UE, infatti, proviene dalla Russia.

Inoltre, l'aumento di eventi meteorologici estremi ha portato a diversi blackout che hanno coinvolto circa il 4% della popolazione oltre ad aver messo a dura prova le reti elettriche.

Questo mix di fattori sta spingendo i vari Paesi a ripensare al loro sistema energetico, sia in un'ottica di breve periodo, cercando di diversificare l'importazione di combustibili, che di lungo periodo, cercando di creare un mix energetico in grado di coinvolgere maggiormente le alternative a basso impatto ambientale e migliorare l'efficienza energetica.

Dal punto di vista della sostenibilità ambientale, la ripresa economica e la volatilità dei mercati hanno contribuito in modo significativo all'aumento delle emissioni globali di CO₂, raggiungendo livelli mai visti prima. Secondo il report dell'IEA "Net Zero by 2050"²⁸, per raggiungere l'obiettivo delle zero emissioni entro il 2050, si ha la necessità di un intenso sviluppo delle tecnologie che sfruttano fonti energetiche rinnovabili entro il 2030. Ad esempio, si stima che la capacità annuale aggiuntiva proveniente dal solare e dall'eolico debba essere di circa 1.000 GW, circa 4 volte in più dell'ultimo aumento registrato. Per realizzare una trasformazione di questa portata e complessità sono necessarie politiche ambiziose e a lungo termine, infrastrutture e investimenti adeguati, oltre a sostenere i cambiamenti nei comportamenti di consumo.

In questo contesto, di fondamentale importanza saranno la flessibilità dell'intero sistema energetico, la digitalizzazione delle reti, l'elettrificazione dei consumi, il coinvolgimento e la partecipazione attiva dei consumatori.

1.5 L'importanza della flessibilità

Gli obiettivi di sostenibilità ambientale e la lotta al riscaldamento climatico stanno imponendo una profonda rivoluzione del sistema energetico, un vero e proprio cambio di paradigma. Se fino a poco tempo fa la gran parte della produzione energetica derivava dallo sfruttamento di combustibili fossili e centrali a carbone, adesso si ha la necessità di sfruttare la produzione da rinnovabili fino al completo abbandono di combustibili fossili e carbone. Ciò significa passare da una produzione programmabile e poco affetta da incognite produttive, ad una la cui caratteristica intrinseca è proprio la non programmabilità. Inoltre, il cambio di paradigma influenza anche l'infrastruttura stessa della rete: dal sistema piramidale basato su pochi grandi produttori, a un sistema più capillare basato sulla generazione distribuita – DG.

Si tratta, quindi, di un cambiamento epocale molto sfidante, dal punto di vista sia tecnico che infrastrutturale. L'introduzione di sistemi di produzione non programmabili, come ad esempio eolico e solare, può creare degli squilibri di rete tra domanda e offerta in grado di destabilizzare le reti, a causa della differenza tra produzione e consumo.

²⁷ <https://www.workinvoice.it/post-covid-disruption-supply-chain-pesa-su-imprese-ma-quali-soluzioni/>

²⁸ IEA (2021), Net Zero by 2050, IEA, Paris

Ed ecco che entra in gioco la flessibilità, ossia la capacità (da parte del TSO) di mantenere in equilibrio il sistema energetico nonostante le condizioni a contorno – variabilità dei consumi e della produzione – siano incostanti.

Tra le soluzioni applicabili vi sono sicuramente il potenziamento dei sistemi di storage, le smart grid e il maggior utilizzo di fonti programmabili alternative al carbone, ma meno inquinanti, come il gas naturale. Quest'ultima rappresenterebbe un'alternativa promettente ed efficace, anche se il contesto geopolitico attuale sta ostacolando il suo utilizzo in modo efficiente.

1.6 Le smart grid per una rete sempre più flessibile e decentrata

Come detto, sebbene fonti come il solare e l'eolico siano in forte espansione e garantiscano una produzione totalmente sostenibile, si tratta comunque di rinnovabili intermittenti non programmabili condizionate dalle condizioni meteorologiche. Da qui, nasce l'esigenza di un'integrazione ottimale di questi sistemi in modo da garantire una gestione e un bilanciamento del sistema energetico in modo efficiente. In questo contesto, la digitalizzazione delle reti e smart grid giocano un ruolo di rilievo. per il nuovo sistema energetico, che adesso non prevede più flussi unidirezionali dal produttore al consumatore, bensì flussi bidirezionali in cui piccoli produttori e consumatori sono in grado di immettere energia nella rete. La flessibilità e la digitalizzazione sono, quindi, di fondamentale importanza per gestire i flussi e i rapporti tra gli operatori di rete e i consumatori.

La sfida della digitalizzazione dell'energia coinvolge, innanzitutto, gli **operatori di rete**. Una fetta importante degli investimenti sulle reti si focalizzeranno proprio sulle innovazioni in termini di **trasmissione** (TSO, Transmission System Operator) e, soprattutto, di **distribuzione** (DSO, Distribution System Operator) delle fonti rinnovabili.

Le smart grid si stanno evolvendo ulteriormente verso piattaforme più resilienti, sostenibili e inclusive, in grado di creare nuovi servizi e fornire valore all'ecosistema. L'infrastruttura fungerà da base vitale per le attività economiche e sociali, con reti di distribuzione elettrica accessibili, flessibili e inclusive che svolgeranno un ruolo chiave nell'aiutare la società e le parti interessate a raggiungere i propri obiettivi. Inoltre, una gestione intelligente della rete permette di aumentare l'efficienza e di ridurre gli sprechi, impattando in modo molto positivo sull'ambiente²⁹.

1.7 Un nuovo ruolo per il consumatore

Anche dal punto di vista del consumatore finale la digitalizzazione sta apportando delle modifiche nel coinvolgimento e nella partecipazione attiva degli stessi. Con l'evoluzione del paradigma, il consumatore non è solo un attore passivo all'interno della supply chain, ma ha un ruolo attivo. Contatori intelligenti, servizi di demand response e la domotica sono solo alcune tra le soluzioni che implicano una maggiore partecipazione del consumatore. Ciò vale a maggior ragione per i cosiddetti *prosumer*, i clienti che sono allo stesso tempo produttori (*producer*) e consumatori (*consumer*) di energia.

La transizione energetica è un fenomeno che va oltre la semplice generazione di elettricità pulita e che, attraverso la digitalizzazione, coinvolge tutti, produttori e consumatori.

²⁹ <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/digitalizzazione-energia>

1.8 L'elettificazione dei consumi e la smart city

In sintesi, il passaggio a un nuovo modello di rete, che prevede la sostituzione delle tecnologie a combustibile fossile con le fonti di energia rinnovabile, presenta nuove opportunità di mercato e di business per gli operatori vecchi e nuovi. I gestori di rete (TSO e, principalmente, DSO) si stanno posizionando come facilitatori neutrali in questo mercato dinamico.

La transizione verso l'energia pulita e l'elettificazione del consumo finale influenzeranno il modo in cui le aree urbane sono progettate e costruite, nonché le abitudini dei consumatori. Le città intelligenti e le reti intelligenti diventeranno interconnesse.

L'elettificazione della domanda è una sfida importante per le reti energetiche digitalizzate. Le città intelligenti riuniranno le informazioni in tempo reale provenienti da contatori, veicoli e tutti i dispositivi connessi per gestire e distribuire l'energia in modo efficiente, sostenibile, economico e affidabile.

La gestione intelligente e in tempo reale dei flussi di energia consentirà anche ai prosumer che dispongono di impianti di energia rinnovabile non solo di soddisfare il proprio fabbisogno, ma anche di restituire l'energia in eccesso alla rete per una distribuzione più efficiente. I proprietari di veicoli elettrici potranno anche immagazzinare e restituire energia per stabilizzare la rete con la tecnologia bidirezionale Vehicle to Grid.³⁰

³⁰ <https://corporate.enel.it/it/storie/a/2021/09/transizione-energetica>

2. Strategie per l'integrazione del sistema energetico

Come analizzato nel precedente capitolo, per conseguire gli obiettivi prefissati nel corso degli anni in materia di emissioni, utilizzo di carbonfossili ed energie rinnovabili, si ha la necessità di rivoluzionare l'intero paradigma energetico, integrando le nuove tecnologie per la generazione di energia pulita, tenendo in considerazione i principi e gli obiettivi presentati dal Green Deal.

2.1 Il Green Deal

Il Green Deal³¹ europeo avvia l'UE verso il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050, attraverso la profonda decarbonizzazione di tutti i settori dell'economia e una maggiore riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030.

Il Green Deal europeo si concentra su 3 principi fondamentali per la transizione verso l'energia pulita, che contribuiranno a ridurre le emissioni di gas a effetto serra e a migliorare la qualità della vita dei nostri cittadini:

1. garantire un **approvvigionamento energetico dell'UE sicuro e a prezzi accessibili**
2. sviluppare un **mercato dell'energia pienamente integrato, interconnesso e digitalizzato**
3. dare la priorità all'**efficienza energetica**, migliorare il **rendimento energetico dei nostri edifici** e sviluppare un settore energetico basato in larga misura sulle **fonti rinnovabili**.

I principali obiettivi della Commissione a tal fine sono i seguenti:

- **costruire sistemi energetici interconnessi** e reti meglio integrate per sostenere le fonti energetiche rinnovabili
- promuovere le tecnologie innovative e una **infrastruttura energetica moderna**
- incrementare l'**efficienza energetica** e promuovere la **progettazione ecocompatibile** dei prodotti
- **decarbonizzare il settore del gas** e promuovere l'**integrazione intelligente** tra i settori
- **responsabilizzare i consumatori** e aiutare gli Stati membri ad affrontare la povertà energetica
- promuovere **gli standard e le tecnologie dell'UE nel campo dell'energia** a livello mondiale
- sviluppare il pieno potenziale dell'energia **eolica offshore** dell'Unione.

2.2 Un sistema energetico integrato per un'Europa climaticamente neutra

Il sistema energetico svolge un ruolo cruciale nella realizzazione degli obiettivi delineati nel Green Deal europeo.

Come confermato dal comunicato della Commissione Europea³², una serie di fattori, come la diminuzione dei costi delle tecnologie rinnovabili, la digitalizzazione dell'economia e lo sviluppo di tecnologie innovative in settori come le batterie, le pompe di calore, i veicoli elettrici e l'idrogeno, possono guidare e accelerare la grande trasformazione del sistema energetico e della sua struttura. Il futuro energetico dell'Europa deve, quindi, basarsi su una quota sempre più ampia di energie rinnovabili geograficamente distribuite sull'integrazione flessibile di varie fonti

³¹ https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_it

³² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2020:299:FIN>

energetiche e sull'attenzione all'efficienza delle risorse impiegate, evitando l'inquinamento e i danni alla biodiversità.

Attualmente, il sistema energetico può essere rappresentato da catene del valore separate che collegano le risorse energetiche ai rispettivi settori di utilizzo.

Si tratta di un modello a compartimenti stagni che non è funzionale alla realizzazione di un'economia climaticamente neutra, è tecnicamente ed economicamente inefficiente, e comporta sprechi significativi e scarsa efficienza energetica.

Per ovviare a ciò, si ha la necessità di rivoluzionare il sistema energetico creando un'infrastruttura comune in grado di convogliare i flussi energetici provenienti dai diversi settori, incentivando le sinergie tra i diversi segmenti coinvolti.

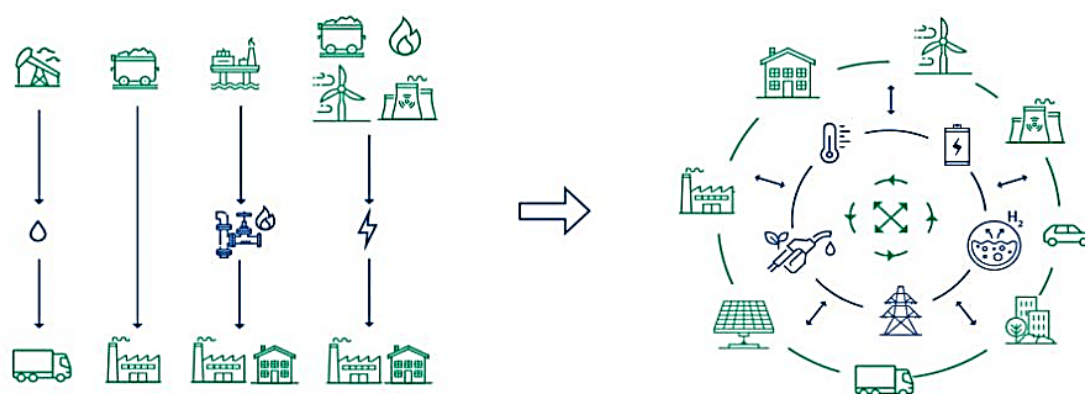


Figura 17 - Sistema energetico oggi vs potenziale evoluzione futura

Inoltre, l'adozione di processi e sistemi innovativi a basso emissioni ambientali avrà un impatto anche dal punto di vista sociale: secondo quanto emerge dal piano di ripresa della Commissione Europea presentato il 27 maggio 2020³³, l'evoluzione del sistema energetico darà il via a nuovi investimenti, creerà posti di lavoro, favorirà la crescita, rafforzerà la leadership industriale dell'UE a livello globale e, potenzialmente, svolgerà un ruolo cruciale nella ripresa economica dopo la pandemia da COVID-19.

Se il Recovery Plan presentato dall'UE permetterà di dare una notevole spinta da un punto di vista economico, il Clean Energy Package³⁴ costituisce invece la base regolatoria necessaria per migliorare l'integrazione di infrastrutture, vettori energetici e settori, nonostante permangano ostacoli normativi e pratici. In aggiunta, presenta una serie di obiettivi da raggiungere entro il 2030 in modo da rendere realizzabile la neutralità climatica entro il 2050.

2.3 L'integrazione dei sistemi energetici (ESI)

L'integrazione dei sistemi energetici (ESI)³⁵ è un paradigma emergente al centro del dibattito energetico dell'UE che si propone di integrare i diversi settori energetici, quali elettricità, gas e calore, adottando una visione olistica con l'obiettivo di fornire un sistema energetico pulito, affidabile e conveniente.

La logica alla base dell'ESI è l'esistenza di sinergie all'interno e tra i settori energetici che possono fornire guadagni di efficienza. Questi sono riconducibili a economie di scopo verticali e orizzontali

³³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0456>

³⁴ European Commission, Directorate-General for Energy, Clean energy for all Europeans, Publications Office, 2019

³⁵ Cambini. C et al. (2019), Energy Systems Integration: Implications for public policy.

e alla possibilità di abbassare i costi di transazione tra utenti della rete. Se alcune di queste sinergie hanno sempre caratterizzato la struttura del sistema energetico, altre stanno emergendo grazie al progresso tecnologico.

Sfruttando le sinergie all'interno e tra i settori, l'ESI permette di ottenere una maggiore flessibilità del sistema, massimizzare l'integrazione di energia rinnovabile e generazione distribuita e ridurre l'impatto ambientale, oltre ad essere efficiente dal punto di vista economico: la visione olistica di questo sistema permette di ottimizzare e ridurre gli investimenti necessari per ottenere la decarbonizzazione rispetto allo scenario in cui la pianificazione degli investimenti viene effettuata separatamente per ciascuna rete.

Inoltre, i continui progressi tecnologici hanno notevolmente ridotto i costi e aumentato le prestazioni dei generatori distribuiti che utilizzano **fonti di energia rinnovabile (FER)**, permettendo loro di competere economicamente e tecnologicamente con i combustibili fossili.

Esistono sinergie tra l'industria energetica, le telecomunicazioni, i trasporti e persino altri settori. Ad esempio, per integrare le **auto elettriche (EV)** e altre modalità di trasporto elettrificate nella rete di trasporto, è necessario pianificare un'infrastruttura elettrica economicamente vantaggiosa affinché la sua affidabilità non venga compromessa a causa del collegamento con altre reti energetiche e dell'integrazione di tecnologie di accumulo e conversione.

Inoltre, l'uso delle moderne **tecnologie dell'informazione e della comunicazione (ITC)** nella digitalizzazione sta aprendo nuove opportunità per accelerare la transizione energetica e gestire in modo più semplice i settori integrati dell'energia e dei trasporti.

Oltre al settore riguardante le ICT, l'ESI beneficia di sistemi di accumulo di energia (ESS) e di conversione per migliorare la flessibilità e l'affidabilità dei sistemi energetici, tecnologie che permettono contemporaneamente la riduzione dei costi complessivi.

La strategia UE riguardante l'ESI si può riassumere in sei principi:

- Un sistema energetico circolare, basato sull'efficienza;
- Maggiore elettrificazione, basata su fonti di elettricità rinnovabili;
- Combustibili rinnovabili e/o a basse emissioni di carbonio (incluso l'idrogeno) in settori energivori;
- Potenziamento delle scelte dei consumatori;
- Integrazione delle infrastrutture (principalmente gas, elettricità, riscaldamento e trasporti);
- Digitalizzazione per un'interconnessione più intelligente.

Oltre ai progressi tecnici, l'attuazione dell'ESI non può prescindere da politiche di sviluppo coordinate e da quadri normativi.

A tal proposito, nel Piano Decennale di Sviluppo della Rete (**Ten-Years Network Development Plan - TYNDP**) sono stati portati avanti studi esplorativi, analisi e progetti con l'obiettivo di contribuire al raggiungimento degli obiettivi proposti dall'UE in materia di emissioni e sfruttamento di risorse rinnovabili.

Più nello specifico, il **TYNDP**³⁶ di ENTSO-E è il riferimento metodologico più completo ed aggiornato a livello europeo riguardante l'evoluzione della rete di trasmissione elettrica e definisce

³⁶ https://download.terna.it/terna/Piano%20di%20Sviluppo%202020_8d7db1ffa4ca9e7.pdf

gli investimenti che maggiormente contribuiscono a realizzare gli obiettivi della politica energetica europea. Per tale motivo il TYNDP è assunto a riferimento per la selezione di progetti di interesse comune (Project of Common Interest, PCI), come definito dal Regolamento (UE) n. 347/2013.

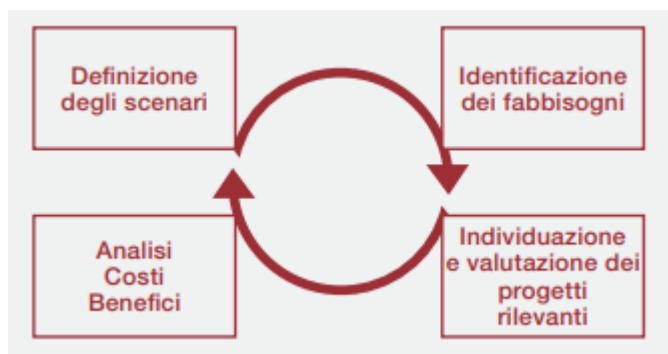


Figura 18 - Processo di elaborazione TYNDP

Al processo di elaborazione del TYNDP, contribuiscono, oltre ai TSO, anche l'ACER (Agenzia dell'Unione Europea per la Cooperazione dei Regolatori Energetici), la Commissione Europea, tutti i principali stakeholder del settore e alcuni specifici gruppi di lavoro che vedono la partecipazione di tutti i diversi attori del sistema elettrico. L'obiettivo alla base del documento è quello di valutare l'evoluzione

del mercato energetico europeo tramite modelli predittivi in continuo progresso.

Grazie alle analisi e ai modelli realizzati, è infatti possibile valutare gli investimenti futuri necessari al sistema elettrico e gli impatti degli investimenti già effettuati.

Dal punto di vista normativo, si ha la necessità di aggiornare, adattare e/o introdurre forme di regolamentazione in grado di favorire l'evoluzione del sistema energetico. Il passaggio da un sistema "disaccoppiato" ad un sistema "integrato"³⁷ implica un maggior coordinamento e una maggior cooperazione tra gli attuali settori e i rispettivi regolatori.

Negli ultimi anni, inoltre, si è assistito ad un radicale cambiamento di rotta, con la necessità di integrare i diversi settori energetici sfruttando la crescente diffusione delle FER, incentivata dalla maggiore attenzione verso la sostenibilità ambientale.

Ciò ha portato al passaggio da un modello con generazione centralizzata e flussi di potenza unidirezionali, a uno con generazione distribuita e flussi di potenza bidirezionali, enfatizzando la necessità di una regolamentazione.

La non dispacciabilità delle energie rinnovabili a causa della loro natura intermittente, che rende più difficile bilanciare la domanda e l'offerta di energia, è in gran parte responsabile delle nuove sfide che questo cambiamento presenta.

Le nuove tecnologie consentono la flessibilità concentrandosi sia sulla domanda che sull'offerta, in contrapposizione al vecchio metodo che prevede l'adeguamento della generazione alla domanda. Si tratta dei cosiddetti servizi di risposta alla domanda (Demand Response, DR), che consentono ai clienti di modificare il loro utilizzo in risposta ai picchi di offerta o di domanda nel mercato elettrico in cambio di un pagamento. Migliorando l'efficienza e la stabilità della rete, la generazione distribuita può essere meglio integrata. In quest'ottica, sono di fondamentale importanza i sistemi di accumulo – come **batterie elettriche (EB)** e veicoli elettrici **plug-in (PEV)** – e i sistemi di conversione – come la combinazione di calore ed elettricità (CHP) o Power to Gas (P2G) – i quali consentono di immagazzinare energia quando la produzione supera la domanda.

³⁷ <https://fsr.eui.eu/sector-coupling-and-energy-system-integration/>

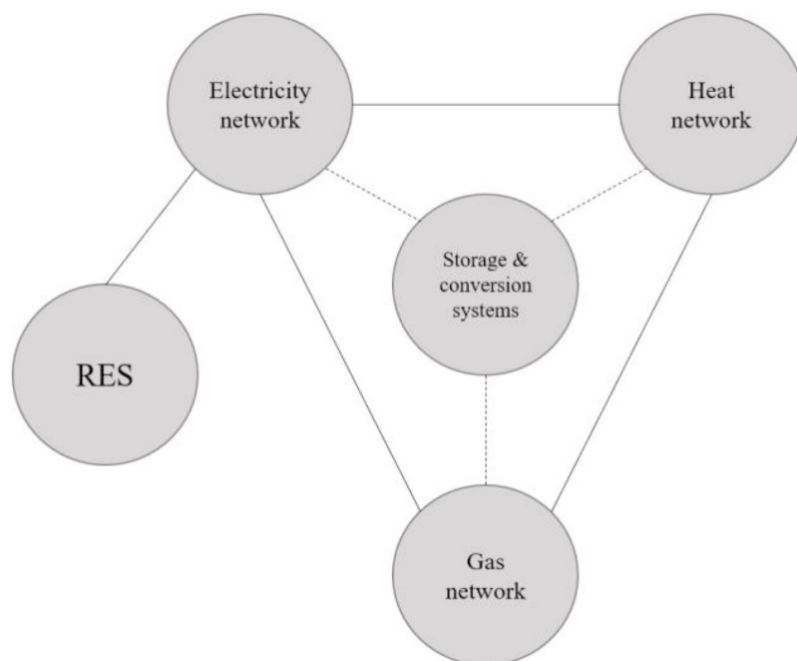


Figura 19 - Integrazione tra le diverse reti energetiche

Le reti energetiche possono essere integrate sia orizzontalmente che verticalmente grazie a tecnologie di supporto come i sistemi di accumulo e conversione, che fungono da interfacce di rete. Diversi stakeholder (produttori, operatori di rete, rivenditori e consumatori) di diversi settori possono essere inclusi in questa integrazione, che può essere di natura organizzativa, operativa o fisica (e comunque all'interno dei perimetri normativo-regolatori nazionali).

In termini operativi, funziona offrendo interfacce che aiutano a ridurre i costi di transazione e a migliorare la cooperazione tra gli operatori. L'utilizzo di EB per fornire servizi ausiliari è un esempio a livello verticale. A livello orizzontale, invece, l'esempio più attinente è l'utilizzo di sistemi di conversione come il P2G.

A livello fisico, può comportare la progettazione di infrastrutture intersettoriali (come gli scenari delineati dal TYNDP) per ridurre i costi totali di investimento e di esercizio.

Come analizzato finora, ESI può essere vista come una combinazione di diversi tipi di integrazione, e per questa ragione non esiste una soluzione unica, specifica o ottimale. Bisogna tenere in considerazione che i diversi paesi hanno diversi obiettivi ed esigenze, e ciò può portare a diverse soluzioni e diverse tecnologie in gioco.

2.4 Tecnologie per ESI

Le tecnologie analizzate in questo capitolo sono riassumibili in tre categorie: **ICT, sistemi di storage e sistemi di conversione.**

2.4.1 Energy Internet e ICT

Tra i fattori determinanti per lo sviluppo di un sistema energetico integrato ed efficiente vi è sicuramente la digitalizzazione. In questo contesto, l'Energy Internet e le ICT³⁸ sono strettamente legati.

³⁸ ICT: Information and Communication Technologies

Quando si parla di Energy Internet³⁹ ci si riferisce ad un sistema energetico digitalizzato, altamente integrato e decentralizzato che permette lo scambio e l'uso efficiente di energia proveniente da diverse risorse e da diversi settori, sfruttando tecnologie digitali e reti di comunicazione. L'idea alla base dell'Energy Internet è, infatti, quella di creare una rete di produttori, consumatori e sistemi di stoccaggio che possano collaborare in tempo reale per bilanciare domanda e offerta, ridurre gli sprechi energetici e aumentare l'uso di fonti di energia rinnovabili.

Le ICT svolgono un ruolo cruciale nel rendere possibile l'Energy Internet fornendo capacità di comunicazione e controllo per i diversi componenti del sistema energetico. Le ICT vengono, infatti, utilizzate per gestire, monitorare e ottimizzare il flusso di energia in tempo reale, in modo da migliorare la sicurezza e l'affidabilità del sistema energetico, garantendo efficienza, flessibilità e sostenibilità. In questo modo, vengono affrontate nel modo migliore le sfide proposte dal nuovo sistema energetico, come il coordinamento e il controllo delle apparecchiature distribuite in una vasta area, l'integrazione dei sistemi di alimentazione e dei sistemi di trasporto, l'integrazione dei sistemi di alimentazione e delle reti del gas naturale, la modellazione cyber-fisica e le sfide relative alla sicurezza dell'intero sistema.

La sinergia tra energia e informazione nel futuro è imprescindibile. Pertanto, è necessario studiare le leggi fisiche del flusso di energia e l'integrazione dei relativi flussi di informazione, e allo stesso tempo, le caratteristiche complessive del sistema dopo la combinazione di energia e le informazioni. Solo in questo modo si può veramente realizzare un sistema energetico completo che integri flussi multi-energetici (con i relativi sistemi e/o apparecchiature) e ICT.

Con l'integrazione e l'interazione tra i sistemi, l'ESI potrà incentivare una maggiore cooperazione e condivisione delle strutture, oltre allo sviluppo di applicazioni relative all'Energy Internet, come ad esempio transazioni energetiche peer-to-peer istantanee tra gli utenti del sistema energetico, in modo da consentire un maggior coinvolgimento degli utenti.

Considerando ciò che avviene nelle reti elettriche, la comunicazione tra gli utenti avviene tramite **Smart Grids (SG)**.

Sebbene le SG richiedano notevoli spese in conto capitale, l'innovazione nel campo delle ICT può ridurre il costo dei suoi componenti abilitanti sfruttando anche la standardizzazione.

La ricerca scientifica e la pratica europea hanno dimostrato che una migliore comprensione e ottimizzazione dell'accoppiamento e dell'interazione tra i sistemi energetici è la chiave per migliorare le prestazioni dell'intero sistema energetico e ridurre i prezzi dell'energia. Un sistema energetico integrato ottimizzato e controllabile è la base fisica per realizzare transazioni energetiche flessibili e promuovere lo sviluppo di Energy Internet.

2.4.2 Tecnologie di accumulo di energia (ESS)

Le tecnologie di accumulo che verranno analizzate in seguito sono: Pumped Hydro Storage, batterie elettriche e Vehicle-to-Grid.

2.4.2.1 Pumped Hydro Storage (PHS)

L'accumulo di energia è un concetto multiforme e può essere fornito attraverso diverse tecnologie. Il **Pumped Hydro Storage (PHS)** è attualmente il meccanismo di storage più utilizzato con una capacità pari al 3% della capacità di generazione globale.

³⁹ J. Wu, Drivers and state-of-the-art of integrated energy systems in Europe

Il principio di funzionamento del **PHS** ⁴⁰ consiste nell'immagazzinare l'energia elettrica utilizzando l'energia potenziale dell'acqua.

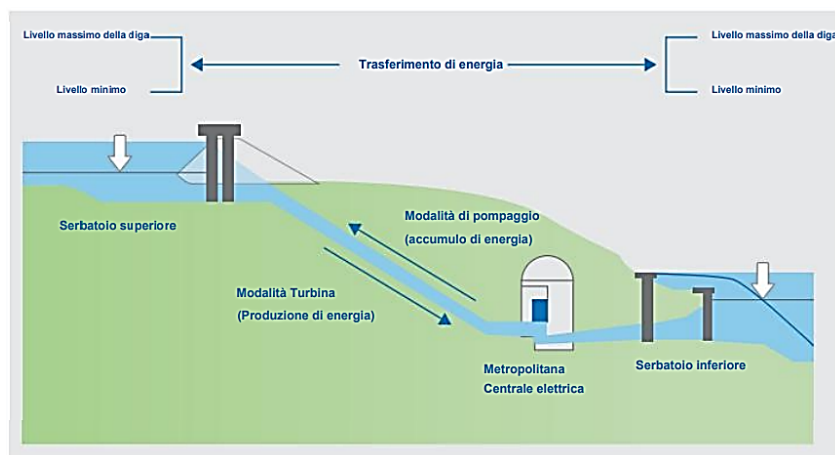


Figura 20 - PHS

L'acqua viene pompata in un serbatoio o in uno stagno più alto e lì immagazzinata durante i periodi di bassa domanda e alta disponibilità di energia. Su richiesta e con un ritardo minimo, l'energia può essere rilasciata e convertita in elettricità. Grazie alla sua capacità di controllare la domanda e l'offerta, il sistema PHS è in grado di bilanciare o ridurre la

differenza tra le ore di punta e quelle non di punta. In termini di capacità installata e di volume di stoccaggio, il PHS è generalmente la soluzione di stoccaggio più matura.

Il PHS, pertanto, può fornire un contributo notevole alla rete elettrica per i servizi di dispacciamento, compresi la regolazione della frequenza e della tensione, oltre a bilanciare le ore di punta e le ore non di punta.

Nel mondo sono attualmente in uso oltre 170 GW di capacità di pompaggio. Con 57 GW, l'Europa è la seconda regione per importanza e rappresenta oltre il 33% del mercato attuale. Le opportunità sono concentrate soprattutto in Svizzera, Austria, Germania, Spagna e nelle zone montuose del Portogallo. I sistemi PHS potrebbero contribuire all'estensione dei considerevoli programmi di sostegno economico per le energie rinnovabili che diversi Stati membri dell'UE hanno già messo in atto. Mentre la proiezione più alta suggerisce una capacità di 188 GW, lo scenario più negativo dell'IEA prevede che la capacità dei PHS raggiunga i 91 GW nel 2050. Ciò implica un tasso di crescita compreso tra 1,2 e 3,6 GW all'anno.

Considerando una media di 1000 €/kW, si tratterebbe di un mercato compreso tra 1.2 e 3.6 miliardi di euro all'anno.

2.4.2.2 Batterie elettriche (EB)

Tra le principali tecnologie emergenti degli ultimi anni troviamo le **batterie elettriche (EB)**.

Si tratta di tecnologie che favoriscono un'integrazione più efficace delle fonti di energia intermittenti come il fotovoltaico e l'eolico, migliorando l'adattabilità e l'affidabilità del sistema energetico.

Le tecnologie di stoccaggio variano in base alle dimensioni e alla tipologia di servizi in grado di fornire, come ad esempio servizi di forniture di energia a medio termine e servizi di affidabilità a brevissimo termine.

Un altro modo di classificare le EB in base al funzionamento dipende dalla tipologia di utilizzatore ⁴¹: se si tratta di operatori di rete, il funzionamento è di tipo "Grid-oriented"

⁴⁰ Energy Storage Technology Descriptions - EASE - European Association for Storage of Energy

⁴¹ S. Ugarte, J. Larkin, B. Van der Ree, V. Swinkels, M. Voog, N. Friedrichsen, J. Michaels, A. Thielmann, M. Wietschel, R. Villafafila, Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?

(applicazione utilizzata laddove consentito dalla regolazione nazionale); quando si tratta di utente finale si parla, invece, di “market-oriented”.

Gli operatori possono anche utilizzare le informazioni ottenute dai contatori intelligenti per ridurre la congestione della rete e prendere decisioni sulle future espansioni della stessa, tenendo conto delle capacità di stoccaggio. I sistemi di stoccaggio possono essere utilizzati dagli operatori di trasmissione per stabilizzare la rete e per bilanciare tensione e frequenza.

Il costo medio orario della generazione convenzionale si riduce con l'uso delle tecnologie di accumulo nei sistemi energetici con una significativa penetrazione delle FER. Infatti, i sistemi di accumulo possono ridurre il bisogno di generazione tradizionale, abbassando il costo complessivo del sistema⁴².

I consumatori privati possono trarre particolare vantaggio dalle ESS. I prosumer possono evitare costose tariffe basate sul volume e sulla capacità immagazzinando la loro produzione di energia in eccesso e utilizzandola in seguito, laddove consentito dalla legislazione.

Da un punto di vista economico, il progresso tecnologico sta rendendo lo storage una soluzione sempre più competitiva sul mercato, nonostante la necessità di ingenti investimenti.

Il principale ostacolo all'adozione di queste tecnologie è, infatti, l'elevato costo del capitale per l'implementazione delle EB. Secondo alcuni studi condotti nel Regno Unito da Ameli. H, et al. (2017)⁴³, le EB possono ridurre però drasticamente i costi operativi delle reti del gas e dell'elettricità. Tuttavia, essi sostengono che le EB sono pratiche solo quando il costo del capitale è inferiore a 0,4 milioni di sterline/MW (e una capacità di stoccaggio di 2 MWh). I vantaggi di sistema delle EB possono più che compensare i loro alti costi di capitale. Inoltre, il costo delle EB sta diminuendo drasticamente, dell'84% rispetto al 2010.

Pertanto, altre tecnologie che offrono flessibilità potrebbero essere un bene complemento piuttosto che un bene sostituto degli EB per fornire ulteriori vantaggi ai sistemi energetici.

2.4.2.3 Vehicle-to-grid (V2G)

Tra le nuove tecnologie di accumulo da attenzionare vi sono sicuramente i veicoli elettrici plug-in (PEV).

Fattori come la maggiore attenzione verso tematiche ambientali, la riduzione dei costi e il miglioramento delle tecnologie coinvolte e gli incentivi governativi concessi, stanno incentivando la diffusione dei veicoli elettrici nel settore dei trasporti e della mobilità. Ciò avrà degli effetti significativi anche sul sistema energetico, data la possibilità di utilizzo come dispositivi di accumulo nel sistema Vehicle-to-Grid (V2G).

Il termine “vehicle-to-grid” (V2G)⁴⁴ si riferisce a un sistema in cui i veicoli elettrici plug-in (PEV), come i veicoli elettrici a batteria (BEV) o i veicoli ibridi plug-in (PHEV), interagiscono con la rete elettrica per vendere servizi di risposta alla domanda fornendo energia alla rete o regolando la velocità di ricarica.

⁴² N. Li, K.W. Hedman, Economic assessment of energy storage in systems with high levels of renewable resources

⁴³ Ameli. H, Qadrdan. M, Strbac. G, Techno-economic assessment of battery storage and Power-to-Gas: A whole-system approach

⁴⁴ <https://www.evenergi.com/vehicle-to-grid-an-overview/>

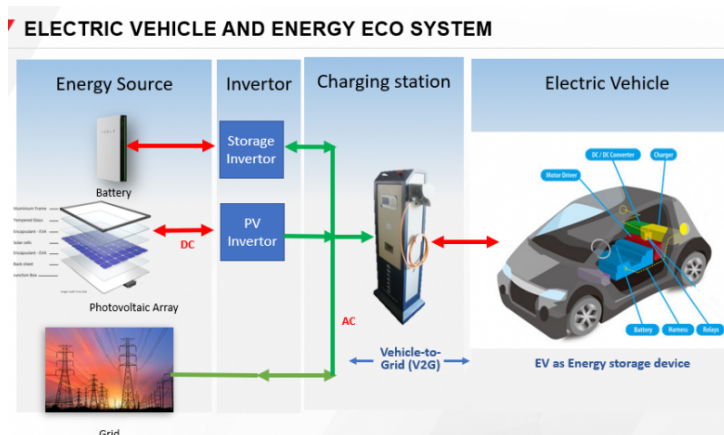


Figura 21 - V2G

Le batterie dei PEV, infatti, possono essere utilizzate non solo per alimentare il veicolo, ma anche come fonte di accumulo quando il veicolo è parcheggiato immagazzinando l'energia prodotta da fonti di energia rinnovabile come l'energia solare ed eolica che hanno una produzione variabile. In questo modo è possibile restituire energia alla rete durante i periodi di forte richiesta, contribuendo a bilanciare il sistema energetico e a ridurre la necessità di

centrali elettriche alimentate da combustibili fossili.

I proprietari di veicoli elettrici potrebbero beneficiare di un consumo di elettricità più ecologico e meno costoso, nonché di ricompense finanziarie per il sostegno alla rete grazie al V2G, che regola la carica e la scarica delle batterie dei veicoli elettrici sia in base alle esigenze degli utenti che alla disponibilità di elettricità della rete. Ciò consente alla rete elettrica di ottimizzare l'approvvigionamento di energia rinnovabile locale e di ridurre i costi dell'infrastruttura. Analizzando in modo più specifico i vantaggi offerti dal V2G sia al sistema di distribuzione che al proprietario di un veicolo elettrico, la tecnologia:

- supporta la rete elettrica e riduce i problemi di sovraccarico della stessa;
- massimizza il valore del business case dei veicoli elettrici;
- consente un accumulo di energia rapido e conveniente;
- permette l'utilizzo di risorse già disponibili;
- riduce l'impatto ambientale.

In base alle esigenze degli utenti e alla disponibilità di energia della rete, il V2G dirige la carica e lo scarico delle batterie delle auto elettriche. Quando c'è un'eccedenza di energia (in particolare durante le ore di picco della generazione di energia rinnovabile), la ricarica avviene alla massima velocità; quando invece c'è una carenza, le auto possono alimentare la rete. A causa del gran numero di cicli di carica/scarica, il deterioramento delle batterie è l'unico inconveniente tecnico del funzionamento del V2G. Con l'eccezione di alcuni produttori selezionati, come Nissan e Mitsubishi, la maggior parte dei produttori di auto elettriche non offre garanzie per le operazioni V2G.

Un'elevata penetrazione di PEV in futuro richiederebbe una quantità significativa di accumuli distribuiti, che potrebbero servire come carichi e occasionalmente come generatori. Tuttavia, i PEV aumenteranno il consumo complessivo, rendendo necessario un potenziamento della rete di distribuzione per consentire la ricarica. Secondo le previsioni presentate da Pieltain Fernández, L, et al. (2011)⁴⁵, i costi di investimento per gli operatori della distribuzione potrebbero aumentare fino al 15% e le perdite di energia nelle ore non di punta fino al 40% in uno scenario in cui l'adozione dei veicoli elettrici sia del 60%.

⁴⁵ L. Pieltain Fernández, T. Gomez San Roman, R. Cossent, C. Mateo Domingo and P. Frías, Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks.

2.4.3 Sistemi di conversione

La flessibilità dei sistemi energetici può essere aumentata grazie alle tecnologie di conversione. Si tratta di sistemi che permettono la trasformazione di energia in altre forme di energia che è possibile, eventualmente immagazzinare, in modo da poter essere sfruttate nei momenti di maggior necessità e garantendo la possibilità di sfruttamento di diverse tipologie di risorse energetiche. Di conseguenza, possono aumentare l'efficienza della rete, la sua sicurezza e la sua stabilità, oltre a ridurre l'impatto ambientale se abbinate a fonti di generazione rinnovabili. Nonostante il loro potenziale, i sistemi di conversione potranno essere ampiamente utilizzati solo se il progresso tecnico riuscirà a superare due ostacoli: gli alti prezzi di investimento e l'efficienza di conversione.

Entrando più nello specifico, verranno analizzate tecnologie quali CHP, P2H, PHES e P2G.

2.4.3.1 Combined Heat and Power (Cogenerazione CHP)

La cogenerazione⁴⁶ è il processo di produzione di energia elettrica e calore attraverso la

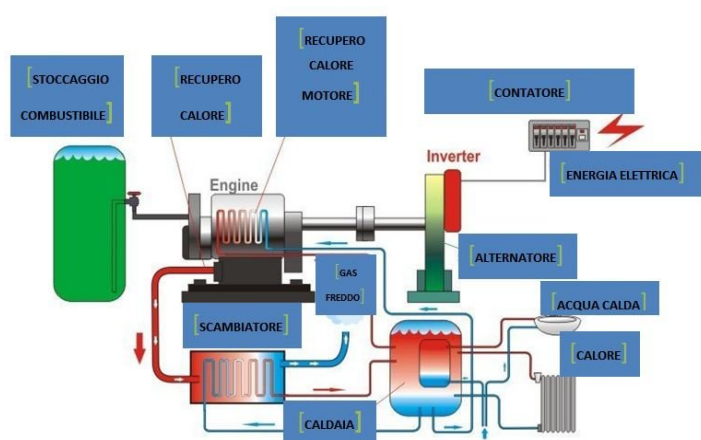


Figura 22 - Schema CHP

combustione di una fonte energetica (gas, biogas, olio combustibile, ecc.) che produce energia termica in un unico sistema integrato. Quando c'è una significativa sovrapposizione tra il fabbisogno di elettricità e quello di energia termica, la cogenerazione **CHP (Combined Heat and Power)** è la tecnologia migliore da utilizzare.

Gli impianti di cogenerazione sono costituiti da un motore collegato a una turbina che converte l'energia meccanica della combustione in energia elettrica e da un sistema di recupero

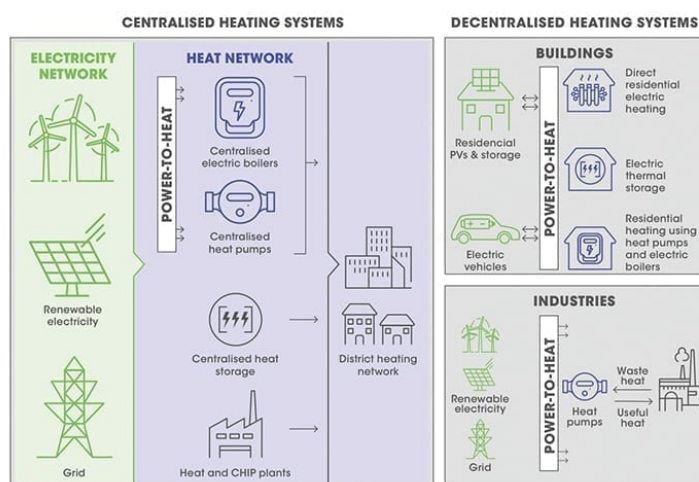
dello "scarico" della combustione (cioè i fumi caldi) che, se ad alta pressione, consente di produrre ulteriore energia elettrica attraverso il cosiddetto "salto entalpico", ma che generalmente produce energia termica.

Il gas può essere utilizzato per generare sia elettricità che calore attraverso la cogenerazione, riducendo il consumo di energia fino al 40% e aumentando l'efficienza di conversione dal 60 all'85%, a seconda del rapporto energia/calore. Nell'UE questa tecnologia è ampiamente utilizzata e rappresenta l'11% di tutta l'energia prodotta nel 2017. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA), l'espansione dell'uso della cogenerazione può ridurre gli investimenti nel settore energetico e le emissioni di CO₂, con una diminuzione del 7% del costo del capitale dell'industria energetica globale entro il 2030.

Inoltre, se collocata in prossimità degli utenti finali, la cogenerazione può essere utilizzata nelle **reti di teleriscaldamento (District Heating – DH)** per ridurre le inefficienze generando energia e calore a livello locale.

⁴⁶ <https://www.brosconsulenza.it/cogenerazione-come-funziona/>

2.4.3.2 Power-to-Heat (P2H)



CHP = combined heat and power; PV = photovoltaic.
Based on: Bloess et al. (2018).

Figura 23 - Schema P2H

distinguere due principali tipologie di approccio: centralizzato e decentralizzato⁴⁸. Nel primo, l'elettricità viene convertita in calore in impianti anche distanti dal luogo di provenienza della domanda, e con l'ausilio delle reti di teleriscaldamento il calore viene distribuito dove è necessario. Nel secondo approccio, invece, l'elettricità viene convertita a livello locale, in impianti molto vicini alla domanda di calore.

I sistemi **Power-to-Heat (P2H)**⁴⁷ sono un'altra applicazione significativa di sistemi di conversione e permettono la trasformazione di energia elettrica in calore. Nei sistemi ibridi "Power-to-Heat", il calore può essere prodotto dall'elettricità invece di utilizzare i sistemi di riscaldamento convenzionali quando c'è un eccesso di produzione di energia elettrica. I sistemi Power-to-heat sono talvolta combinati con accumulatori di calore per massimizzare la versatilità.

Come mostrato in figura, si possono

⁴⁷ <https://www.renaissance-h2020.eu/glossary/power-to-heat-p2h/>

⁴⁸ Bloess, A, Schill, WP, Zerrahn, A, Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials

2.4.3.3 Pumped Heat Electrical Storage (PHES)

Nei sistemi Pumped Heat Electrical Storage (PHES)⁴⁹, due grandi depositi termici sono accoppiati a un motore di accumulo alimentato elettricamente. Per immagazzinare energia, l'elettricità alimenta una pompa di calore per trasferire il calore dal "deposito freddo" al "deposito caldo" (simile al funzionamento di un frigorifero). Per recuperare energia, la pompa di calore viene invertita e trasformata in un motore termico. Il motore genera uno lavoro meccanico assorbendo calore dal deposito caldo e trasferendo il calore residuo al deposito freddo. In questo modo, il motore termico alimenta un generatore per recuperare l'elettricità⁵⁰.

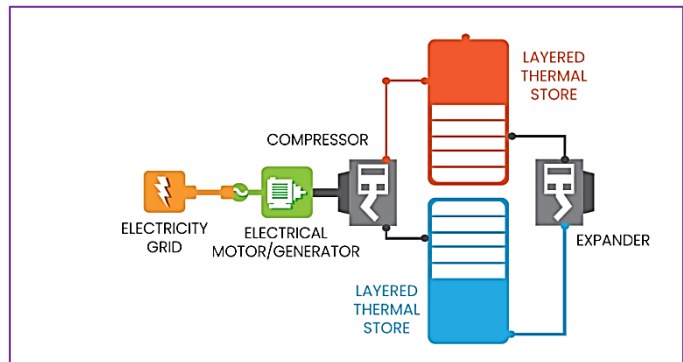


Figura 24 - Schema PHES

2.4.3.4 Power-to-Gas (P2G)

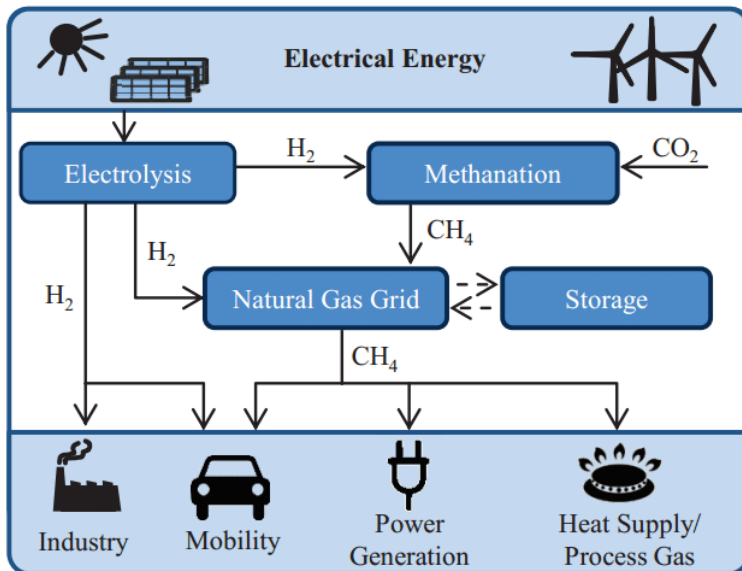


Figura 25 - Schema P2G

Un esempio di come trarre vantaggio dalle sinergie tra reti elettriche e del gas è l'utilizzo di una quantità considerevole di energia da fonti rinnovabili per produrre idrogeno in impianti Power-to-Gas (P2G)⁵¹. La tecnologia di elettrolisi **PEM (Polymer Electrolyte Membrane)** viene utilizzata nel processo Power-to-Gas (P2G) per trasformare l'energia rinnovabile in eccesso in idrogeno gassoso. Di conseguenza, il gas naturale può essere sostituito con l'idrogeno, riducendo così la necessità di

combustibili ad alto contenuto di carbonio e le emissioni di gas serra. Anche i processi di digestione anaerobica, in cui i microrganismi decompongono i materiali organici per creare combustibili, sono supportati da P2G. Il processo, noto anche come metanazione, aumenta drasticamente il tasso di conversione dell'anidride carbonica (CO₂) in biometano (dal 60% al 95%) con l'aggiunta di idrogeno.

⁴⁹ <https://sinovoltaics.com/learning-center/storage/pumped-heat-electrical-storage/>

⁵⁰ <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/pumped-heat-electrical-storage-phes/>

⁵¹ <https://nelhydrogen.com/market/power-to-gas/>

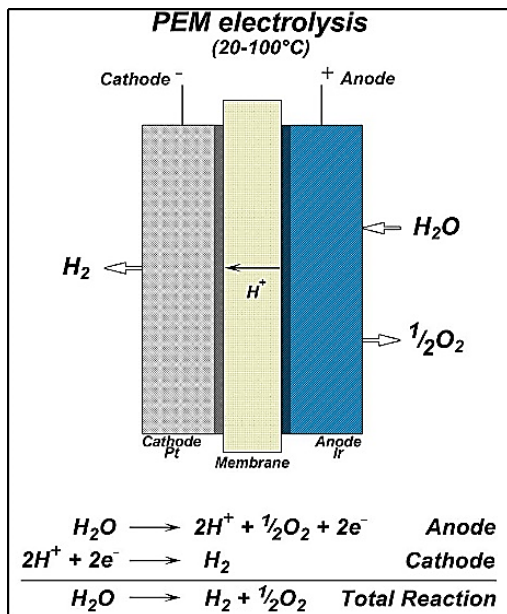


Figura 26 - PEM

Più nello specifico, nel processo di elettrolisi a membrana elettrolitica polimerica (PEM)⁵² l'acqua viene elettrolizzata utilizzando una cella dotata di elettrolita polimerico solido (SPE). L'SPE è responsabile della conduzione dei protoni, della separazione dei gas e dell'isolamento degli elettrodi. I problemi di carico parziale, bassa densità di corrente e bassa pressione che affliggono oggi gli elettrolizzatori alcalini sono stati risolti con l'introduzione dell'elettrolizzatore PEM. Implica una membrana a scambio protonico. La generazione di idrogeno come vettore energetico si basa in larga misura sull'elettrolisi dell'acqua.

La capacità dell'elettrolisi PEM di funzionare ad alte densità di corrente è uno dei suoi principali vantaggi. Ciò può comportare costi di gestione inferiori, soprattutto per i sistemi collegati a fonti energetiche altamente variabili come l'energia eolica e solare.

Le tecnologie sopra descritte potrebbero aiutare diversi componenti dei sistemi energetici, riducendo i costi o offrendo maggiore flessibilità. Queste tecnologie però sono ancora generalmente costose. Per farle funzionare, gli utenti finali, i grandi fornitori di servizi o gli operatori di sistema devono sostenere spese considerevoli. Per integrarle nelle reti, anche gli operatori di sistema devono effettuare investimenti considerevoli.

2.5 La regolamentazione economica nell'ESI

Un elemento chiave dell'ESI è lo sviluppo di tecnologie innovative. Sebbene tali tecnologie aiutino a raggiungere gli obiettivi sociali, sono per loro natura costose. A questo proposito, la legislazione dovrebbe fornire incentivi finanziari agli operatori di rete per incoraggiarli a incrementare la spesa in programmi di R&D (**Research and Development**). Tuttavia, a partire dai cambiamenti del settore energetico degli anni '90, le iniziative normative si sono concentrate più sul miglioramento dell'efficienza e della qualità del servizio che sulla promozione dell'innovazione.

È necessario creare quadri normativi innovativi, poiché i metodi di regolamentazione tradizionali, come ad esempio il costo del servizio (tasso di rendimento) e le norme sui prezzi fissi (incentivi), in realtà non forniscono alle utility incentivi sufficienti per l'innovazione e gli investimenti nelle reti energetiche⁵³. Finora, la risposta è stata quella di creare quadri normativi ibridi, che affrontano i costi di R&D in modo diverso dalle altre spese di rete e che integrano le strategie esistenti.

In particolare, si parla di meccanismi di incentivi basati sull'input e sull'output. I primi concentrano la loro attenzione sulla minimizzazione dei costi di produzione, i secondi invece si concentrano sul miglioramento delle prestazioni delle utility dal punto di vista della qualità dei loro servizi e degli obiettivi di sostenibilità desiderati, concentrandosi quindi sui risultati dell'innovazione. Il metodo basato sull'output è più impegnativo in quanto necessita di informazioni dettagliate circa i risultati dei progetti innovativi e gli output da incentivare sono altresì molto difficili da definire, oltre a richiedere un budget di investimento ingente.

⁵² https://en.wikipedia.org/wiki/Polymer_electrolyte_membrane_electrolysis

⁵³ Bauknecht, D, Incentive Regulation and Network Innovations

Nonostante i meccanismi basati sull'output siano efficaci nello stimolare gli investimenti in soluzioni innovative, bisogna comunque mantenere sotto controllo i costi dell'innovazione. Pertanto, i regolatori dovranno affrontare un compito difficile nel creare un quadro normativo che sia affidabile nel promuovere l'innovazione, semplice da applicare e che tenga sott'occhio i costi. A causa di questi fattori, le autorità di tutto il mondo combinano queste tecniche per incoraggiare l'innovazione nelle reti energetiche, migliorando al contempo la loro efficienza generale.

2.5.1 Barriere economiche, sociali, tecnologiche e politiche

La mancanza di investimenti in ESI può essere spiegata dall'esistenza di diversi ostacoli economici, sociali, tecnologici e politici alla sua adozione ⁵⁴. Mentre alcuni di questi scompariranno naturalmente con l'avanzare della tecnologia, sono necessarie azioni politiche dirette per affrontarli.

Da un punto di vista economico, le barriere principali sono collegate ai costi relativi alle tecnologie abilitanti ESI. Si tratta perlopiù di nuove tecnologie, come i sistemi di cogenerazione, che sono all'inizio della propria curva evolutiva. Prendendo in considerazione il modello di Abernathy & Utterback, che analizza l'evoluzione della tecnologia a livello di settore, in questo momento le tecnologie si ritrovano in una fase fluida, dove non è ancora emerso un dominant design e i costi relativi agli investimenti sono molto alti. Con l'aumento del tasso di adozione e il conseguente affermarsi di un dominant design potranno essere sfruttate le economie di scala e di apprendimento per abbattere i costi, un po' come sta accadendo nel settore delle EB: secondo lo studio realizzato dal Dipartimento per l'Energia (DOE) americano, i costi delle batterie agli ioni di litio tra il 2008 e il 2021 si sono abbassati dell'87%⁵⁵.

Da un punto di vista sociale, le maggiori barriere sono rappresentate dall'avversione al rischio delle imprese del settore, dal comportamento di consumatori e prosumer, e dal coordinamento tra i vari stakeholders.

Il carattere innovativo di queste tecnologie le rende rischiose, sia da un punto di vista economico che da un punto di vista sociale. Si ha il rischio che le innovazioni sviluppate non vengano accettate dai consumatori per diverse ragioni, come la mancata prontezza di questi ultimi e la presenza di switching cost, rallentando l'adozione e portando ad un'inefficienza negli investimenti sostenuti dalle aziende. Lato azienda, la natura avversa al rischio delle imprese del settore energetico rappresenta un limite all'adozione delle nuove tecnologie, in quanto la possibilità di investire in una tecnologia che non riesca ad affermarsi come dominant design limita gli investimenti, rallenta la diffusione e l'ESI.

Dal punto di vista dei consumatori, l'adozione delle nuove tecnologie avverrà se i benefici relativi saranno in grado di superare i costi sostenuti. Non si tratta di benefici esclusivamente economici, ma anche benefici ambientali, uno dei driver principali che sta spingendo l'innovazione nel settore. In questo contesto, ricoprono un ruolo fondamentale i dati. Tecnologie come contatori intelligenti e reti intelligenti, ad esempio, hanno la possibilità di raccogliere dati sui consumi e sullo stato della rete, importanti dal punto di vista privacy poiché personali e soggetti a regole legali molto rigide per l'accesso. Inoltre, come illustrato precedentemente, l'ICT è di fondamentale importanza per l'ESI al fine di migliorare la sicurezza, l'affidabilità e l'economia dell'intero sistema, oltre a coordinare in modo efficiente i vari utenti a monte e a valle del sistema energetico. Proprio il coordinamento tra gli utenti necessita della condivisione di dati e parametri sensibili che gli utenti

⁵⁴ Cambini. C et al. (2019), Energy Systems Integration: Implications for public policy

⁵⁵ <https://insideevs.it/news/538825/diminuzione-costi-batterie-auto-elettriche-doe/>

potrebbero non voler condividere, bloccando l'emergere di nuovi modelli di business e impedendo l'ottimizzazione dell'intero sistema.

In aggiunta, non si tratta di coordinare esclusivamente i diversi attori del settore, ma anche i diversi settori. Ad esempio, il crescente utilizzo di PEV, che renderà i carichi sempre più imprevedibili aumentando la necessità di investimenti sulla rete, richiederà l'intervento congiunto dei regolatori sia del settore energetico che dei trasporti.

Tra gli utenti maggiormente interessati al trattamento dei dati, TSO e DSO sono sicuramente i più esposti. L'obiettivo di un sistema integrato ed efficiente che sia in grado di minimizzare i costi totali del sistema non può essere raggiunto senza il coordinamento tra DSO e TSO, e ciò implica una condivisione di dati come, ad esempio, le informazioni sullo stato della rete del DSO.

Inoltre, da un punto di vista tecnologico, l'integrazione della generazione distribuita ha comportato un aumento della complessità della rete di distribuzione per via della gestione di flussi di energia bidirezionali, e della gestione di sistemi di conversione e stoccaggio.

Per ciò che concerne i prosumer, l'integrazione della generazione distribuita e il notevole aumento dell'utilizzo di sistemi di accumulo possono portare ad una crescente indipendenza di questi attori all'interno del contesto dell'ESI. Data la capacità di produrre energia, può venire meno la necessità di approvvigionarsi dalla rete in modo direttamente proporzionale all'aumento della quota di autoconsumo, riducendo il contributo dei prosumer per quanto riguarda il funzionamento, la manutenzione e l'espansione dell'infrastruttura di rete. Economicamente, ciò si traduce in una minore partecipazione ai costi e oneri di rete, e poiché si tratta essenzialmente di costi fissi, questo comportamento potrebbe contribuire in modo significativo all'aumento del prezzo dell'energia.

Da un punto di vista istituzionale, il quadro normativo definito dalla Direzione Generale della Concorrenza (DG COMP) della Commissione Europea⁵⁶ richiede un approccio neutrale nell'incentivare l'adozione di tecnologie innovative. In questo modo gli incentivi non dovrebbero favorire un'innovazione piuttosto che un'altra, in modo da consentire al mercato di scegliere la miglior soluzione da applicare. Tuttavia, come osservato dalla DG COMP, la neutralità tecnologica promossa potrebbe portare a rinviare gli investimenti in soluzioni più costose ma sicuramente più promettenti.

In questo contesto, di fondamentale importanza è il ruolo del regolatore. In particolare, dovrebbe definire i confini tra le attività regolamentate e il mercato, oltre a definire le modalità di intervento coeso sull'intero sistema energetico. I diversi settori energetici sono stati regolati in modo diverso l'uno dall'altro, e le decisioni normative circa le attività economiche in seno ai diversi settori gestite in modo separato. Questo va contro la visione olistica dell'ESI e contro gli investimenti in tecnologie innovative che richiedono un approccio integrato, come i diversi sistemi di conversione.

La diffusione dell'ESI è fortemente influenzata dall'adozione di politiche e regolamentazioni atte a promuovere ed incentivare gli investimenti da parte dei principali stakeholders (DSO e TSO) e consumatori nell'utilizzo ed integrazione delle nuove tecnologie.

2.5.2 Politiche per l'abbattimento delle barriere

Una delle prerogative per l'attuazione dell'ESI è l'introduzione di nuove politiche e regolamentazioni che siano in grado di superare gli ostacoli che questo paradigma presenta.

⁵⁶ DG COMP, Environmental and Energy Aid Guidelines 2014-2020

La tabella sotto riportata presenta le barriere precedentemente analizzate e potenziali soluzioni associate.

Politiche proposte	Barriere								
	Costo della tecnologia	Rischio di innovazione	Neutralità tecnologica	Coordinazione	Accesso ai dati	Accettazione del consumatore	Regolamentazione dei confini/mercato	Comportamento a valle del contatore	Capacità del regolatore
Incentivi all'innovazione	X	X	X						
Aiuti per i consumatori	X	X				X			
Favorire la nascita di nuovi soggetti	X	X					X		
Sistemi di accumulo di proprietà TSO/DSO	X						X		
ICT e accesso ai dati		X		X	X				
Incentivare il coordinamento tra gli operatori di sistema				X	X		X		
Ricavi disaccoppiati				X				X	
Piani di sviluppo intersettoriali	X			X		X			X
Coordinamento a livello UE	X	X	X	X	X	X	X		X

Tabella 1

2.5.2.1 Incentivi all'innovazione

Da quanto emerso dalla precedente analisi, l'ESI necessita di ingenti investimenti per l'integrazione delle nuove tecnologie. In questo contesto, gli operatori di rete ricoprono un ruolo fondamentale, poiché sanno esattamente dove e come intervenire sulla rete per ottimizzarne il funzionamento. Analizzando nel dettaglio la Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio⁵⁷, si evince come i DSO “devono integrare in modo economicamente efficiente la nuova generazione di energia elettrica, in particolare impianti che generano energia elettrica da fonti rinnovabili, e nuovi carichi quali quelli risultanti da pompe di calore e veicoli elettrici. A tal fine dovrebbero poter avvalersi, ed essere incentivati a farlo, dei servizi delle risorse distribuite di energia, quali la gestione della domanda e lo stoccaggio, in base a procedure di mercato, allo scopo di gestire in modo efficiente le rispettive reti ed evitare costi ingenti di ampliamento. È opportuno che gli Stati membri adottino misure adeguate, come i codici di rete e le norme sul mercato, e offrano incentivi ai gestori dei sistemi di distribuzione sotto forma di tariffe di rete che non ostacolino la flessibilità o il miglioramento dell'efficienza energetica nella rete. Gli Stati membri dovrebbero altresì introdurre piani di sviluppo delle reti di distribuzione al fine di sostenere

⁵⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=it>

l'integrazione degli impianti che generano elettrica energia da fonti rinnovabili, favorire lo sviluppo degli impianti di stoccaggio dell'energia e l'elettrificazione del settore dei trasporti". Quindi, i quadri normativi dovrebbero essere sviluppati ad hoc in modo da incentivare gli investimenti sulla rete. Come illustrato da C. Cambini et al. (2016)⁵⁸, vi sono diversi modelli di regolamentazione: modelli basati sugli incentivi, sui costi e modelli ibridi.

Tra i modelli presentati, quello sugli incentivi basato sui risultati si adatta bene agli obiettivi precedentemente descritti, poiché concentra la sua attenzione sull'erogazione efficiente dei risultati specificati dall'autorità di regolamentazione anziché sull'efficienza economica. Si tratta di un approccio che permette di scegliere nel modo migliore possibile le tecnologie migliori per fornire gli output richiesti al minor costo.

Altro modo di incentivare l'innovazione è sicuramente l'utilizzo di un approccio Totex. Si tratta di un modello che tiene conto sia di Capex che Opex, ossia le spese in conto capitale e quelle di natura operativa. Analizzando il contesto ESI, l'obiettivo è sicuramente quello di integrare le nuove tecnologie in modo da minimizzare i costi totali del sistema. Questo approccio permette di ridurre la possibilità che vengano privilegiati investimenti ad alta intensità di capitale. Infatti, le tecnologie abilitanti ESI, fornendo flessibilità alla rete, permettono una riduzione degli investimenti nella rete e nella capacità di produzione, ma d'altro canto rendono la rete più complessa. Nonostante ciò, vi è un aumento degli Opex che viene più che compensato dalla riduzione dei Capex.

Questo approccio, sperimentato dal Regno Unito, è seguito da altri paesi come l'Italia e la Francia.

L'innovazione di rete deve anche essere promossa attraverso incentivi specifici, in quanto riducono il rischio tecnologico sopportato dall'impresa. A tal proposito, l'autorità di regolamentazione può decidere di utilizzare due approcci: fissare in anticipo la remunerazione per l'investimento eseguito e il risultato dell'investimento, oppure fissare la remunerazione e lasciare libertà di azione sull'investimento. Ad esempio, in Italia viene adottato il primo approccio: vengono selezionati i progetti da finanziare e assegnati loro una remunerazione extra in conto capitale. In Francia, vengono sottoposti ad approvazione sia il progetto che il budget da destinare.

Il Regno Unito utilizza entrambi gli approcci: con il NIC (Network Innovation Competition) vengono selezionati i progetti da finanziare e stabilisce l'ammontare da destinare ai progetti; con il NIA (Network innovation Allowance)⁵⁹ viene assegnata un'indennità ad ogni operatore per consentire loro di portare avanti progetti innovativi di minore portata che non necessitano di approvazione normativa, ma che hanno comunque il potenziale di apportare benefici economici ai licenziatari di rete e ai clienti. Si tratta di un approccio misto che potrebbe essere adatto per raggiungere un certo equilibrio tra rischio e remunerazione in un contesto fortemente innovativo che necessita di ingenti investimenti, e inoltre garantirebbe una certa flessibilità ai diversi operatori nel presentare soluzioni innovative. Un ulteriore contributo alla mitigazione del rischio potrebbe essere apportato dalla condivisione dei risultati dei vari progetti, indipendentemente dal loro esito.

⁵⁸ Cambini. C, Meletiou. A, Bompard. E, Masera. M, Market and regulatory factors influencing smart-grid investment in Europe: Evidence from pilot projects and implications for reform

⁵⁹ <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/network-price-controls-2021-2028-riio-2/network-price-controls-2021-2028-riio-2-riio-2-network-innovation-funding/network-innovation-allowance-riio-2>

Un'altra possibilità riguarda l'utilizzo di sandbox normative (Regulatory Sandboxes – RS)⁶⁰. Si tratta di un modo attraverso il quale è “possibile testare per un periodo di tempo limitato progetti innovativi da un punto di vista tecnologico, con la possibilità di derogare la normativa di settore in modo da consentire ai promotori di svolgere i test nella maniera più esaustiva, completa ed efficiente possibile”. In questo modo, si riesce a capire quale sia l'impatto del progetto e, eventualmente, la sua scalabilità. Proprio per questo motivo, i risultati dei test e delle sperimentazioni possono essere utilizzati come base di partenza per modificare la normativa di riferimento.

Nonostante lo sfruttamento di sandbox normative incentivi e faciliti l'innovazione, le autorità devono comunque regolamentare la concessione di queste deroghe normative individuando i progetti e gli attori più idonei, oltre a capire la durata delle deroghe.

Infine, la regolamentazione deve andare di pari passo con l'innovazione tecnologica, per questo motivo l'utilizzo delle sandbox normative è valido quando regolamentazione e tecnologia non seguono la stessa linea evolutiva. In questo modo, le sandbox normative possono rappresentare un'alternativa interessante per stimolare l'innovazione per un periodo limitato di tempo in modo da ridurre il ritardo della regolamentazione rispetto all'innovazione.

2.5.2.2 Aiuti per le azioni dei consumatori

Per quanto riguarda il consumatore, la Direttiva 2019/944 afferma che “Per coinvolgere i consumatori sono necessari incentivi e tecnologie adeguati, come i sistemi di misurazione intelligenti. I sistemi di misurazione intelligenti responsabilizzano i consumatori perché consentono loro di ricevere dati accurati e quasi in tempo reale sui loro consumi o sulla loro produzione, di gestire meglio i loro consumi, di partecipare proficuamente a programmi e altri servizi di gestione della domanda e di ridurre le fatture dell'energia elettrica. I sistemi di misurazione intelligenti consentono inoltre ai gestori dei sistemi di distribuzione di avere un quadro migliore delle reti e, di conseguenza, di ridurre i costi di esercizio e di manutenzione e trasferire questi risparmi ai consumatori in forma di tariffe di distribuzione più basse”.

Il ruolo del consumatore all'interno dell'ESI è, quindi, di fondamentale importanza. Essi devono assumere un ruolo attivo. Per incoraggiare la loro partecipazione all'ESI, l'adozione di sistemi di conversione e di sistemi di accumulo a livello domestico potrebbe essere incentivata attraverso meccanismi di sostegno tariffari, come le tariffe feed-in per la DG, o tramite sovvenzioni e/o prestiti governativi.

In particolare, quest'ultimo approccio è stato adottato in Germania, dove sono stati concessi prestiti a basso interesse per batterie di accumulo installate in aggiunta ai pannelli fotovoltaici. Una spinta alla diffusione di queste tecnologie può essere data, infatti, incentivando gli investimenti dei privati. Una volta raggiunta una certa maturità delle tecnologie, il bisogno di incentivi verrebbe meno, poiché i costi delle tecnologie saranno molto più contenuti e gli oneri per il sistema saranno notevolmente ridotti. In questo modo, il costo dell'investimento verrà compensato dai risparmi derivanti dall'utilizzo di questi sistemi. Inoltre, i prosumer potrebbero trarre un duplice vantaggio dal loro utilizzo, aumentando il tasso di autoconsumo e scaricando la rete durante i picchi, rappresentando un vantaggio per gli operatori di rete che sosterebbero costi di rete inferiori. Un ulteriore stimolo per i consumatori potrebbe essere rappresentato dai risparmi in bolletta.

⁶⁰ <https://www.ildirittoamministrativo.it/Sandbox-normativa-e-temporanea-disapplicazione-delle-regole-amministrative/stu919>

2.5.2.3 Favorire la nascita di nuovi soggetti

In contesti in cui il mercato non è maturo per questi nuovi sistemi di stoccaggio e/o conversione, i meccanismi di sostegno tariffari potrebbero favorire l'emergere di nuovi modelli di business e, conseguentemente, di nuovi soggetti. Ad esempio, in Germania sono stati utilizzati incentivi per promuovere l'installazione e l'ammodernamento di sistemi CHP. Trattando i sistemi di stoccaggio come sistemi di generazione, si potrebbero applicare analoghi sistemi di incentivi per favorirne lo sfruttamento.

2.5.2.4 Adozione di ESS da parte di DSO/TSO

Come spiegato nella Direttiva 2019/944 e come affermato dall'autorità di regolazione italiana ARERA (come del resto la maggior parte delle autorità europee), viene negata la possibilità di possedere impianti di stoccaggio a DSO e TSO in quanto assimilabili a impianti di produzione. Da un punto di vista concorrenziale, infatti, andrebbe a creare delle figure monopolistiche operanti in un mercato competitivo. Nei casi in cui la competitività del mercato venisse a mancare per diverse motivazioni, le autorità dovrebbero consentire agli operatori di rete di detenere e gestire sistemi di stoccaggio, in modo da ridurre notevolmente i costi delle infrastrutture e la necessità di interventi per aumentare la capacità della rete. Approvare questi investimenti in modo temporaneo consentirebbe una maggiore diffusione di questi sistemi e, al contempo, un abbattimento dei costi legati a queste tecnologie. Una volta raggiunta una certa maturità, gli operatori potrebbero essere obbligati a disinvestire previa adeguata remunerazione dei capitali precedentemente investiti, in modo da evitare eventuali comportamenti opportunistici e/o in disaccordo con le normative in vigore.

2.5.2.5 ICT e accesso ai dati

L'ESI, per un suo funzionamento ottimale, non può prescindere da un'ottima infrastruttura di rete e dalla condivisione di dati e informazioni, fondamentali per un miglior coordinamento tra i diversi attori. Per questo motivo, dovrebbero essere incentivati gli investimenti in ICT e, in particolare, in SG e contatori intelligenti. Da un punto di vista normativo, parallelamente agli investimenti devono essere sviluppate regolamentazioni specifiche per la gestione dei dati, per la trasparenza e l'accesso di terze parti, in modo da migliorare il coordinamento tra gli utenti.

2.5.2.6 Incentivare il coordinamento tra DSO e TSO

Oltre alla condivisione dei dati, per consentire alle reti di trasmissione e distribuzione di accogliere la crescente generazione intermittente, le risorse energetiche distribuite e altri vettori energetici, è necessario aumentare la cooperazione tra i gestori dei sistemi di distribuzione (DSO) e i gestori dei sistemi di trasmissione (TSO). I TSO hanno già iniziato ad acquistare servizi per il bilanciamento del sistema non solo dai clienti della trasmissione, ma anche dalle reti di distribuzione. Poiché le stesse risorse di flessibilità potrebbero essere utilizzate a breve anche per la gestione della congestione e il controllo della tensione da parte del DSO, potrebbero sorgere dei conflitti.

A tal fine, si potrebbero utilizzare dei sandbox normativi per testare nuovi approcci in grado di incoraggiare il coordinamento tra i gestori di rete. Il sandbox, infatti, è quello strumento che consente alle imprese di testare prodotti, servizi e modelli innovativi direttamente sul mercato in un contesto regolatorio adattato, quindi in un "ambiente protetto".

Inoltre, distributori potranno anche essere remunerati per alcuni servizi che forniscono al sistema. Ad esempio, ARERA ha introdotto un corrispettivo per il servizio di mitigazione che il DSO percepisce dal TSO quando contribuisce a limitare l'impatto delle interruzioni sulla rete di

trasmissione per mezzo della rialimentazione dei clienti (back-feeding) dalla rete di distribuzione attraverso opportune manovre di riassetto della rete

2.5.2.7 Ricavi disaccoppiati

L'ESI richiede il disaccoppiamento dei ricavi delle imprese di rete dal consumo di energia.

Ciò è necessario per garantire la redditività dei distributori, che potrebbero subire aumenti dei costi e riduzioni dei ricavi in uno scenario ESI. Tale processo di disaccoppiamento viene indicato con il termine Decoupling. In termini generali, con Decoupling⁶¹ si intende quel processo regolatorio per la determinazione dei ricavi complessivi che differiscono dagli incassi effettivi provenienti dalla vendita. Grazie a tale processo, è possibile organizzare le strutture tariffarie in modo da raggiungere l'obiettivo di indurre comportamenti efficienti in soggetti con interessi opposti.

Una delle componenti della fattura elettrica è la spesa per il trasporto e la gestione del contatore. Questa viene addebitata all'utente al fine di permettere alle società che gestiscono la rete elettrica di recuperare i costi di trasporto, distribuzione e misurazione dell'energia elettrica. Pertanto, il DSO, pur non essendo coinvolto nella vendita diretta di energia, attinge dalle fatture pagate dai clienti una quota, in parte proporzionale al consumo di energia, che potrebbe essere ridimensionata dall'aumento dell'energia prodotta dai DER e autoconsumata.

La necessità di fornire un sistema energetico accessibile a tutti dovrebbe pertanto richiedere ai prosumer di contribuire alla rete indipendentemente dal tasso di autoconsumo.

Un ulteriore incentivo per il DSO potrebbe essere legato al numero di connessioni DG, di sistemi di conversione e di stoccaggio.

Infatti, le strutture tariffarie di norma forniscono ai servizi pubblici un disincentivo a promuovere l'efficienza energetica in quanto, collegando, ad esempio, i ricavi al numero di kWh venduti, le aziende non hanno alcun interesse economico ad incentivare l'uso di risorse rinnovabili contrariamente alle esigenze delle utenze che massimizzano il loro risparmio utilizzando la produzione dei propri impianti⁶².

Pertanto, il processo di decoupling dei ricavi dalla vendita alle utenze è necessario per semplificare l'incremento della generazione distribuita valorizzando l'efficienza e riducendo i costi. Questo processo permette di conciliare la fornitura energia al minor costo per i consumatori con il profitto delle utility.

2.5.2.8 Piani di sviluppo intersettoriali

Come detto, la visione olistica alla base dell'ESI permette di sfruttare le sinergie all'interno del settore e tra i vari settori. Per questo motivo si ha la necessità di coordinare gli investimenti in modo che le decisioni vengano prese tenendo conto dell'intero sistema. I regolatori dei vari paesi, per raggiungere l'obiettivo, devono implementare dei regolamenti in grado di coordinare gli investimenti all'interno del settore e tra i vari settori in modo da ottenere efficienza a livello globale.

⁶¹ <https://www.efficienzaenergetica.enea.it/glossario-efficienza-energetica/lettera-d/disaccoppiamento-delle-tariffe.html>

⁶² Kalam. A, King. A, Moret. E, Weerasinghe. U, Combined heat and power systems: economic and policy barriers to growth

2.5.2.9 Coordinamento a livello UE

Il coordinamento, però, è fondamentale anche a livello europeo. In questo modo potrebbero emergere o essere incentivate possibili opportunità di integrazione tra i paesi dell'UE, promuovendo scambi tra i vari regolatori e la condivisione di informazione, in modo da creare una sorta di conoscenza comune utile dal punto di vista normativo. In questo contesto sarebbe di fondamentale importanza l'intervento dell'ACER (Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori nazionali dell'Energia), che potrebbe raccogliere i risultati dei progetti europei in materia per identificare i bisogni del mercato e imporre standard per il settore. Così facendo verrebbero ottimizzati gli investimenti sul suolo europeo e tenuti sotto controllo gli sforzi.

In ambito Europeo, di notevole importanza è il Piano per la ripresa dell'Europa, NextGenerationEU⁶³, varato dalla UE il 17 dicembre 2020 a seguito della crisi pandemica da COVID 19, con l'obiettivo di rilanciare l'economia Europea e perseguendo gli ideali di un'Europa più ecologica, digitale e resiliente. Grazie alle ingenti risorse stanziare, infatti, diverse delle problematiche descritte nell'ambito della transizione energetica e integrazione dei sistemi energetici, saranno affrontate in maniera concreta nell'UE.

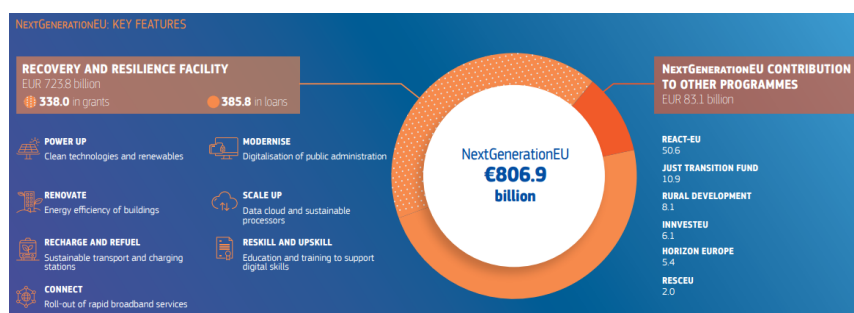


Figura 27 - Obiettivi del piano NextGenerationEU

2.5.3 Il contesto italiano: Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)–Next Generation Italia⁶⁴

La pandemia di Covid-19 ha avuto un impatto maggiore sull'economia italiana rispetto agli altri Paesi europei. Nel 2020, il PIL italiano è diminuito dell'8,9%, mentre quello dell'Unione Europea è diminuito del 6,2%. Il principale fattore alla base della crescita più lenta dell'Italia rispetto agli altri Paesi europei avanzati è la mancanza di produttività. Il PIL italiano per ora lavorata è cresciuto del 4,2% dal 1999 al 2019, rispetto al 21,2% della Francia e al 21,3% della Germania. La rivoluzione digitale ha creato molte opportunità di crescita, ma l'Italia non è stata in grado di sfruttarle a causa della mancanza di infrastrutture e della lenta adozione delle nuove tecnologie da parte delle piccole e medie imprese. L'Unione Europea ha risposto alla crisi di Covid-19 con il programma Next Generation EU (NGEU), che mira ad accelerare la transizione verde e digitale, a migliorare la formazione delle lavoratrici e ad aumentare l'equità. Per l'Italia, il programma rappresenta un'opportunità cruciale per lo sviluppo e le riforme, tra cui la modernizzazione della pubblica amministrazione e il miglioramento della produttività. Il programma ha sei missioni: digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura e turismo, rivoluzione verde e transizione ecologica, infrastrutture per la mobilità sostenibile, istruzione e ricerca, inclusione e coesione, salute. Il NGEU richiede che almeno il 37% della spesa per investimenti e riforme sostenga gli obiettivi climatici e che rispetti il principio di "nessun danno significativo" per l'ambiente. Il

⁶³ European Commission, Directorate-General for Budget, The EU's 2021-2027 long-term budget and NextGenerationEU : facts and figures, Publications Office of the European Union, 2021

⁶⁴ <https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>

programma deve inoltre contribuire agli obiettivi ambientali dell'UE utilizzando tecnologie digitali avanzate.

Nel dettaglio le misure e risorse stanziare:



Figura 28 - Allocazione delle risorse e i sei punti principali

 M1. DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE, COMPETITIVITÀ, CULTURA E TURISMO	PNRR (a)	React EU (b)	Fondo complementare (c)	Totale (d)=(a)+(b)+(c)
M1C1 - DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE E SICUREZZA NELLA PA	9,72	0,00	1,40	11,12
M1C2 - DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE E COMPETITIVITÀ NEL SISTEMA PRODUTTIVO	23,89	0,80	5,88	30,57
M1C3 - TURISMO E CULTURA 4.0	6,68	0,00	1,45	8,13
Totale Missione 1	40,29	0,80	8,73	49,82
 M2. RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA	PNRR (a)	React EU (b)	Fondo complementare (c)	Totale (d)=(a)+(b)+(c)
M2C1 - AGRICOLTURA SOSTENIBILE ED ECONOMIA CIRCOLARE	5,27	0,50	1,20	6,97
M2C2 - TRANSIZIONE ENERGETICA E MOBILITÀ SOSTENIBILE	23,78	0,18	1,40	25,36
M2C3 - EFFICIENZA ENERGETICA E RIQUALIFICAZIONE DEGLI EDIFICI	15,36	0,32	6,56	22,24
M2C4 - TUTELA DEL TERRITORIO E DELLA RISORSA IDRICA	15,05	0,31	0,00	15,36
Totale Missione 2	59,46	1,31	9,16	69,93
 M3. INFRASTRUTTURE PER UNA MOBILITÀ SOSTENIBILE	PNRR (a)	React EU (b)	Fondo complementare (c)	Totale (d)=(a)+(b)+(c)
M3C1 - RETE FERROVIARIA AD ALTA VELOCITÀ/CAPACITÀ E STRADE SICURE	24,77	0,00	3,20	27,97
M3C2 - INTERMODALITÀ E LOGISTICA INTEGRATA	0,63	0,00	2,86	3,49
Totale Missione 3	25,40	0,00	6,06	31,46
 M4. ISTRUZIONE E RICERCA	PNRR (a)	React EU (b)	Fondo complementare (c)	Totale (d)=(a)+(b)+(c)
M4C1 - POTENZIAMENTO DELL'OFFERTA DEI SERVIZI DI ISTRUZIONE: DAGLI ASILI NIDO ALLE UNIVERSITÀ	19,44	1,45	0,00	20,89
M4C2 - DALLA RICERCA ALL'IMPRESA	11,44	0,48	1,00	12,92
Totale Missione 4	30,88	1,93	1,00	33,81
 M5. INCLUSIONE E COESIONE	PNRR (a)	React EU (b)	Fondo complementare (c)	Totale (d)=(a)+(b)+(c)
M5C1 - POLITICHE PER IL LAVORO	6,66	5,97	0,00	12,63
M5C2 - INFRASTRUTTURE SOCIALI, FAMIGLIE, COMUNITÀ E TERZO SETTORE	11,22	1,28	0,34	12,84
M5C3 - INTERVENTI SPECIALI PER LA COESIONE TERRITORIALE	1,98	0,00	2,43	4,41
Totale Missione 5	19,86	7,25	2,77	29,88
 M6. SALUTE	PNRR (a)	React EU (b)	Fondo complementare (c)	Totale (d)=(a)+(b)+(c)
M6C1 - RETI DI PROSSIMITÀ, STRUTTURE E TELEMEDICINA PER L'ASSISTENZA SANITARIA TERRITORIALE	7,00	1,50	0,50	9,00
M6C2 - INNOVAZIONE, RICERCA E DIGITALIZZAZIONE DEL SERVIZIO SANITARIO NAZIONALE	8,63	0,21	2,39	11,23
Totale Missione 6	15,63	1,71	2,89	20,23
TOTALE	191,5	13,0	30,6	235,1

Figura 29 - Dettaglio delle risorse allocate

Concentrando la nostra attenzione sulle risorse allocate per la “Rivoluzione verde e transizione ecologica”, possono essere individuate diverse linee di investimento⁶⁵.

La prima linea di investimento ha come obiettivo l’incremento della quota di energie rinnovabili. Il piano dà atto dell’abbondanza di risorsa rinnovabile sulla quale può contare l’Italia e della disponibilità di tecnologie prevalentemente mature, concentrando quindi gli interventi in azioni per:

1. sbloccare il potenziale di impianti utility-scale, in molti casi già competitivi in termini di costo rispetto alle fonti fossili ma che richiedono in primis riforme dei meccanismi autorizzativi e delle regole di mercato per raggiungere il pieno potenziale, e valorizzando lo sviluppo di opportunità agro-voltaiche;
2. accelerare lo sviluppo di comunità energetiche e sistemi distribuiti di piccola taglia, particolarmente rilevanti in un Paese che sconta molte limitazioni nella disponibilità e utilizzo di grandi terreni ai fini energetici;
3. incoraggiare lo sviluppo di soluzioni innovative, incluse soluzioni integrate e offshore;
4. rafforzare lo sviluppo del biometano.

La seconda linea di intervento è strettamente connessa alla prima, in quanto si pone l’obiettivo di potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete, per abilitare e accogliere l’aumento di produzione da fonti rinnovabili, oltre che per aumentare la resilienza delle reti stesse a fenomeni climatici estremi sempre più frequenti.

La terza linea progettuale, in linea con la strategia europea sull’idrogeno, che ha previsto una forte crescita dell’idrogeno verde nel mix energetico, per far fronte alle esigenze di progressiva decarbonizzazione di settori con assenza di soluzioni alternative, intende perseguire e promuovere tale opportunità

- a) sviluppando progetti flagship per l’utilizzo di idrogeno nei settori industriali hard-to-abate, a partire dalla siderurgia;
- b) favorendo la creazione di “hydrogen valleys”, facendo leva in particolare su aree con siti industriali dismessi;
- c) abilitando - tramite stazioni di ricarica - l’utilizzo dell’idrogeno nel trasporto pesante e in selezionate tratte ferroviarie non elettrificabili;
- d) supportando la ricerca e sviluppo e completando tutte le riforme e regolamenti necessari a consentire l’utilizzo, il trasporto e la distribuzione di idrogeno.

Il quarto obiettivo all’interno della componente è quello di sviluppare un trasporto locale più sostenibile.

Infine, gli investimenti contenuti nella quinta e ultima linea di questa componente intendono promuovere lo sviluppo di supply chain competitive nelle aree a maggior crescita che consentano di ridurre la dipendenza da importazioni di tecnologie ed anzi di farne motore di occupazione e crescita.

Di seguito, il dettaglio economico delle risorse allocate nelle varie linee di investimento precedentemente trattate.

⁶⁵ <https://www.altalex.com/documents/2022/03/24/transizione-energetica-e-pnrr-accelerazione-e-semplificazione-delle-procedure>

M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITA' SOSTENIBILE

23,78

Mld

Totale

Ambiti di intervento/Misure	Totale
1. Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile	5,90
Investimento 1.1: Sviluppo agro-voltaico	1,10
Investimento 1.2: Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo	2,20
Investimento 1.3: Promozione impianti innovativi (incluso <i>off-shore</i>)	0,68
Investimento 1.4: Sviluppo biometano	1,92
Riforma 1.1: Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili <i>onshore</i> e <i>offshore</i> , nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno	-
Riforma 1.2: Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile	-
2. Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete	4,11
Investimento 2.1: Rafforzamento <i>smart grid</i>	3,61
Investimento 2.2: Interventi su resilienza climatica delle reti	0,50
3. Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno	3,19
Investimento 3.1: Produzione in aree industriali dismesse	0,50
Investimento 3.2: Utilizzo dell'idrogeno in settori <i>hard-to-abate</i>	2,00
Investimento 3.3: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	0,23
Investimento 3.4: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	0,30
Investimento 3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	0,16
Riforma 3.1: Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno	-
Riforma 3.2: Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno	-
4. Sviluppare un trasporto locale più sostenibile	8,58
Investimento 4.1: Rafforzamento mobilità ciclistica	0,60
Investimento 4.2: Sviluppo trasporto rapido di massa	3,60
Investimento 4.3: Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica	0,74
Investimento 4.4: Rinnovo flotte bus e treni verdi	3,64
Riforma 4.1: Procedure più rapide per la valutazione dei progetti nel settore dei sistemi di trasporto pubblico locale con impianti fissi e nel settore del trasporto rapido di massa	-
5. Sviluppare una <i>leadership</i> internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione	2,00
Investimento 5.1: Rinnovabili e batterie	1,00
Investimento 5.2: Idrogeno	0,45
Investimento 5.3: Bus elettrici	0,30
Investimento 5.4: Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica	0,25

Figura 30 - Dettaglio delle risorse allocate per la transizione energetica e la mobilità sostenibile

3. I mercati elettrici

3.1 Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica

“La transizione energetica e l’integrazione dei mercati europei richiedono un adeguamento della regolazione del mercato elettrico, per garantire sufficienti livelli di flessibilità e adeguatezza al sistema parallelamente allo sviluppo degli impianti di generazione rinnovabile a livello decentrato, della capacità di stoccaggio, delle nuove forme di autoconsumo, anche in forma collettiva, e della partecipazione attiva dei consumatori”⁶⁶, è quanto affermato da Arera negli Obiettivi Strategici 2022-2025 in accordo con i Decreti Legislativi 8 novembre 2021 n.199⁶⁷ e n. 210⁶⁸.

In aggiunta all’attuazione dei decreti sopra citati, l’Autorità mira anche a migliorare il coordinamento tra i mercati nazionali ed europei, tenendo conto della condivisione e dell’allocazione delle risorse tra gli Stati membri per alcuni servizi ancillari.

Per garantire i necessari livelli di adeguatezza del sistema, sarà inoltre necessario sostenere lo sviluppo dei mercati durante il processo di transizione energetica. In questa situazione, l’Autorità prevede di seguire con attenzione l’evoluzione dei mercati per adeguare, quando opportuno, la disciplina del mercato della capacità, nonché, ad esempio, per individuare strumenti adeguati che consentano la realizzazione e la gestione, da parte di terzi, dei sistemi di accumulo necessari a garantire la protezione del capitale in una situazione sempre più caratterizzata dalla significativa prevalenza della produzione da fonti rinnovabili.

Inoltre, è necessaria una generale adeguatezza della normativa vigente in materia di connessioni alle reti elettriche delle imprese legate alla produzione, di politiche commerciali uniche per tali imprese e di strumenti di incentivazione per le imprese in concorrenza con l’autorità.

Infine, ma non meno importante, è necessario seguire in modo appropriato i cambiamenti del mercato e il rafforzamenti degli strumenti utilizzati per monitorare i mercati all’ingrosso in accordo con il REMIT. Nello specifico, il REMIT (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)⁶⁹ mira a “promuovere una concorrenza aperta e leale sui mercati dell’energia all’ingrosso a beneficio dei consumatori finali”. Inoltre “è importante assicurare che i consumatori e altri soggetti del mercato possano nutrire fiducia nell’integrità dei mercati dell’elettricità e del gas, che i prezzi fissati sui mercati dell’energia all’ingrosso riflettano un’interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta e che non sia possibile trarre profitto dagli abusi di mercato”.

3.2 Principali linee di intervento⁷⁰

➤ **Innovazione regolatoria del servizio di dispacciamento ai fini della transizione energetica, nel rispetto del quadro normativo e regolatorio europeo.**

È necessario intervenire affinché i servizi ancillari vengano erogati da altre unità di produzione o di consumo anche in forma aggregata, attraverso il corrispondente BSP⁷¹ (UVAM), visto che le risorse che storicamente hanno erogato tali servizi, come le centrali termoelettriche, diminuiscono progressivamente. Inoltre, è importante considerare l’opportunità di migliorare

⁶⁶ https://www.arera.it/it/quadrostrategico/2025/2025_OS21.htm

⁶⁷ D. lgs 199/2021

⁶⁸ D. lgs. 210/2021

⁶⁹ <https://www.arera.it/it/operatori/remit.htm>

⁷⁰ https://www.arera.it/it/quadrostrategico/2025/2025_OS21.htm

⁷¹ BSP – Balancing Service Provider, fornitore dei servizi di flessibilità

le procedure di pagamento e approvazione dei servizi ancillari già esistenti, in modo da renderle più efficienti nel contesto della nuova situazione. Infine, ma non meno importante, serve introdurre nuovi servizi, con le relative modalità di pagamento, che potrebbero essere sempre più richiesti in futuro a causa della graduale diminuzione delle centrali termoelettriche.

➤ **Completamento dell'innovazione regolatoria per garantire la compatibilità della disciplina del dispacciamento nazionale con i mercati integrati europei.**

Completare i meccanismi di coordinamento tra i mercati dell'energia e quello relativo al servizio di dispacciamento tenendo conto del quadro normativo europeo, in particolare per quanto riguarda l'orario di chiusura che precede l'orario oggetto della negoziazione; inoltre, completare la sincronizzazione e la distribuzione dei servizi necessari per garantire la sicurezza del sistema.

➤ **Evoluzione regolatoria**

Deve essere finalizzata a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico attraverso l'evoluzione del mercato della capacità, ove necessario, e l'implementazione e la gestione da parte di terzi dei sistemi di accumulo necessari a garantire l'alimentazione del carico in un contesto sempre più caratterizzato da fonti di produzione rinnovabili variabili.

➤ **Revisione del ruolo dei distributori di energia elettrica**

Oltre al ruolo di facilitatore neutrale nell'approvvigionamento di servizi ancillari globali, è di fondamentale importanza la revisione del ruolo del DSO come acquirente di servizi ancillari locali per un miglior esercizio della propria rete, nel nuovo contesto di produzione (crescita della generazione diffusa) e consumo (crescita dei consumi elettrici anche per effetto di soluzioni di efficientamento e diffusione delle auto elettriche), come specificato nella Delibera 352/2021⁷².

➤ **Adeguamento del settlement per tenere conto delle innovazioni**

Le innovazioni nei mercati al dettaglio riguardano l'introduzione di tariffe legate al tempo di utilizzo e l'integrazione di mercato delle fonti energetiche distribuite. L'accesso delle fonti energetiche distribuite ai mercati all'ingrosso può agevolare, attraverso il meccanismo dei prezzi di mercato, la risposta alla domanda energetica. Le tariffe legate al tempo di utilizzo, mediante segnali di prezzo, possono permettere di traslare i consumi dai punti di picco energetico a quelli di minore domanda. L'accesso delle fonti energetiche distribuite ai mercati all'ingrosso può invece agevolare, attraverso il meccanismo dei prezzi di mercato, la risposta alla domanda energetica.

➤ **Evoluzione della regolazione relativa alla valorizzazione delle diverse forme di autoconsumo**

Agevolare secondo quanto previsto dai D. lgs. 8 novembre 2021, n. 199 e n. 210, forme di autoconsumo collettivo e Comunità energetiche.

⁷² Delibera 352/2021/R/EEL

3.3 Il mercato elettrico: cos'è e come funziona

Il mercato elettrico⁷³ svolge un ruolo cruciale nella regolazione della produzione e nella gestione sicura del sistema elettrico. Il mercato elettrico italiano è piuttosto nuovo: è stato istituito a seguito del Decreto Bersani del 1999 (Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79)⁷⁴, che ha portato alla liberalizzazione del settore energetico nel nostro Paese. Passeranno anni prima che il mercato sia effettivamente operativo. Infatti, la prima asta si è tenuta il 1° aprile 2004.

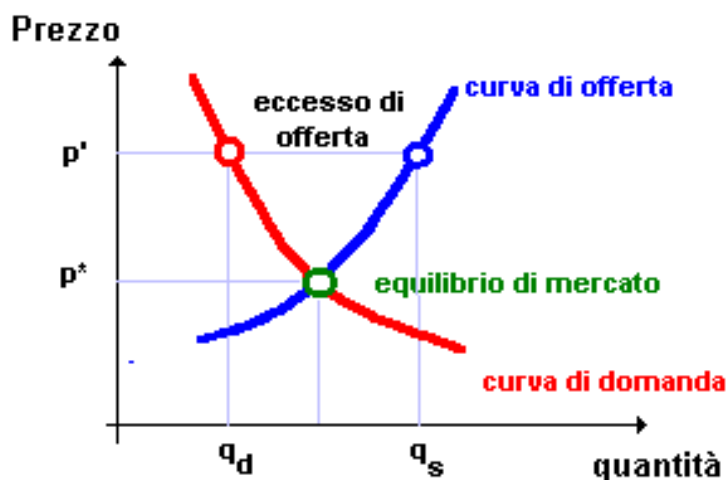


Figura 31 - Curve di domanda e offerta ed equilibrio di mercato

I fondamenti che regolano il mercato dell'energia elettrica sono gli stessi che regolano i mercati in generale. Come è noto, tali meccanismi mirano a trovare il perfetto equilibrio tra domanda e offerta di un bene. L'equilibrio corrisponde all'intersezione delle curve di domanda e offerta rappresentate nel piano prezzi-quantità. In corrispondenza dell'equilibrio di mercato, viene determinata la quantità ottima dei beni da scambiare.

Il mantenimento di questo equilibrio in ogni singolo istante è fondamentale nel caso dell'energia elettrica, essendo un bene difficilmente immagazzinabile. Per questo motivo, la produzione viene regolata sulla base di una previsione della domanda utilizzando opportuni algoritmi previsionali.

3.4 Il mercato elettrico italiano

Il mercato elettrico italiano⁷⁵ è gestito dal GME e da Terna. Il GME – Gestore del Mercato Elettrico – è l'operatore di mercato e si occupa, oltre che del mercato elettrico, anche di quello del gas e dei carburanti, mentre Terna riveste il ruolo di TSO e gestisce gli aspetti più "tecnici" dello scambio di potenza. Inoltre, regola il mercato dei servizi di dispacciamento.

Come in altre esperienze internazionali, la creazione di un mercato risponde a due esigenze specifiche:

- promuovere la concorrenza, secondo criteri di neutralità, nelle attività di produzione e approvvigionamento di energia attraverso la creazione di un "mercato";
- garantire la gestione economica di un'adeguata disponibilità dei servizi di dispacciamento.

Di seguito, verrà analizzata la struttura del mercato elettrico in Italia.

3.5 La struttura del mercato elettrico italiano

Il Mercato Elettrico si compone di una serie di sessioni di mercato, ossia di un insieme di attività finalizzate al ricevimento e alla gestione delle offerte, nonché alla determinazione dell'esito del mercato.

⁷³ <https://energycue.it/mercato-elettrico-cos-e-funziona/9300/>

⁷⁴ D. lgs. 79/1999

⁷⁵ <https://www.mercatoelettrico.org/it/Mercati/MercatoElettrico/IlMercatoElettrico.aspx>

Le offerte sono costituite da coppie di quantità e di prezzo unitario di energia elettrica (MWh; €/MWh) ed esprimono la disponibilità a vendere (o comprare) una quantità di energia non superiore a quella specificata nell'offerta ad un prezzo non inferiore (o non superiore) a quello specificato nell'offerta stessa.

Il prezzo e le quantità non devono essere negativi e le offerte di acquisto possono anche non specificare alcun prezzo di acquisto (tranne che per MSD), esprimendo in tal caso la disponibilità dell'operatore ad acquistare energia a qualunque prezzo.

Il mercato elettrico si articola in:

- Mercato elettrico a pronti (MPE)
- Mercato elettrico a termine (MTE).

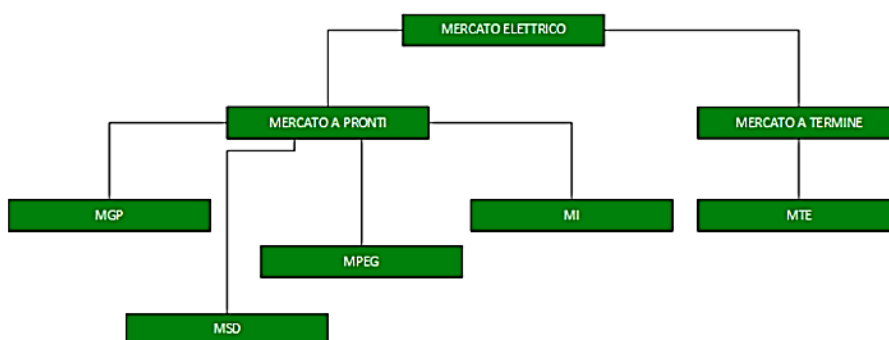


Figura 32 - Mercato Elettrico

3.5.1 Mercato elettrico a pronti (MPE)

Il Mercato elettrico a pronti si riconduce alla borsa elettrica e si articola, a sua volta, in quattro sottomercati:

- ❖ **Mercato del Giorno Prima (MGP)**, dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo;
- ❖ **Mercato Infragiornaliero (MI)**, che permette a produttori, grossisti e clienti finali idonei di modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP.
- ❖ **Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)**, ossia la sede per la negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia.
- ❖ **Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)**, sul quale Terna S.p.a si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico.

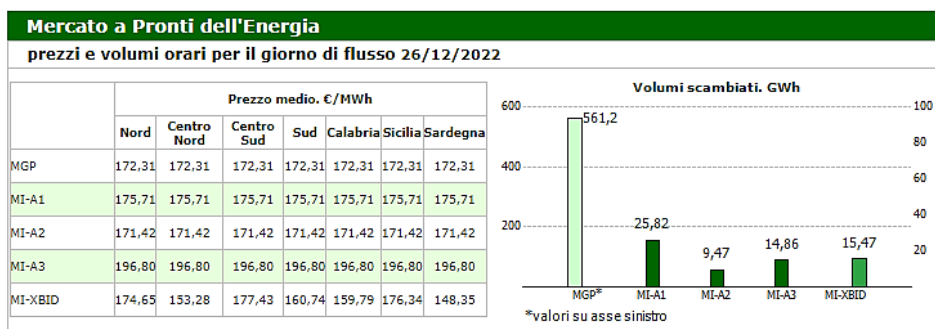


Figura 33 - MPE

Oltre al Mercato a Pronti e al Mercato a Termine, il mercato elettrico italiano prevede, inoltre, la cosiddetta **Piattaforma per la consegna Derivati Energia (CDE)**. Si tratta, nello specifico, della sede dove sono registrate le transazioni dei contratti finanziari derivati sull'energia stipulati sull'IDEX (cioè il segmento di Borsa Italiana s.p.a. dedicato alla negoziazione degli strumenti finanziari derivati sull'energia) e per cui l'operatore abbia richiesto l'opzione di consegna sul mercato elettrico.

3.5.1.1 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il Mercato del Giorno Prima (MGP)⁷⁶ è un mercato all'ingrosso dell'energia in cui vengono scambiati blocchi orari di energia per il giorno successivo. In questo mercato vengono decisi i prezzi e i volumi scambiati, nonché i programmi di immissione e di prelievo per il giorno successivo.

Il MGP, che ospita la maggior parte delle attività di acquisto e vendita di energia elettrica, è strutturato secondo un approccio di asta implicita.

Il GME funge da controparte primaria per tutte le transazioni di acquisto e vendita sul MGP.

Il potenziale di immissione o di ritiro del punto di offerta a cui si riferisce, così come l'effettiva disponibilità a immettere o ritirare l'energia elettrica oggetto dell'offerta, devono essere coerenti con ogni proposta di vendita e di acquisto che viene fatta.

Dopo la chiusura del mercato, le offerte vengono accettate sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone.

Prima dell'avvio del MGP, il GME mette a disposizione degli operatori le informazioni sull'offerta di energia prevista per ogni ora e per ogni zona, nonché i limiti massimi di transito ammissibili tra ogni coppia di zone limitrofe.

Al termine della sessione di presentazione delle offerte, il GME avvia la procedura di risoluzione del mercato. L'algoritmo di mercato accetta le offerte per ogni ora del giorno successivo al fine di massimizzare il valore dei contratti rispettando il limite massimo di transito tra le zone.

Schematicamente, il processo di accettazione può essere riassunto come segue: tutte le offerte di vendita accettate che sono legittime e coerenti sono ordinate per prezzo crescente in una curva di offerta aggregata, e tutte le offerte di acquisto accettate sono ordinate secondo il prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata. La quantità scambiata, il prezzo di equilibrio, le offerte accettate e i programmi di immissione e di prelievo ottenuti sommando le offerte accettate, in una stessa ora e punto dell'offerta, sono tutti determinati dall'intersezione delle due curve.

Le offerte di acquisto accettate e riferite alle unità di consumo appartenenti alle zone geografiche italiane sono valorizzate al **prezzo unico nazionale (PUN)**, pari alla media dei prezzi delle zone geografiche ponderata per le quantità acquistate in tali zone.

⁷⁶ <https://www.enea.it/it/seguici/documenti/le-proposte/MERCATOELETTRICOIDEDEF.pdf>

	
PREZZI D'ACQUISTO (€/MWh)	
media aritmetica	175,79
prezzo minimo	40,00
prezzo massimo	250,00
volumi totali (MWh)	682.607
volumi in borsa (MWh)	460.187
liquidità (%)	67,4

Figura 34 - PUN

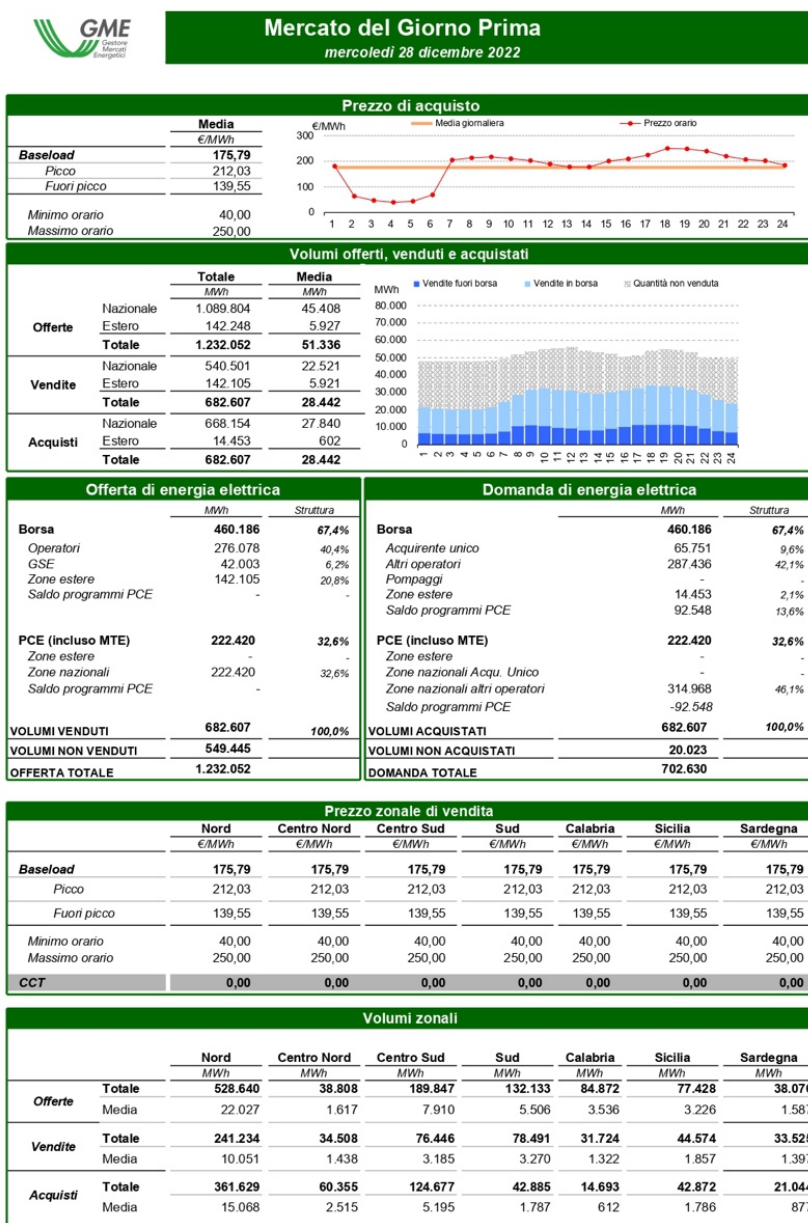


Figura 35 - MGP

3.5.1.2 Il Mercato Infragiornaliero (MI)

Il Mercato Infragiornaliero (MI)⁷⁷ è il mercato che consente agli operatori di modificare i prezzi stabiliti nel MGP in caso di squilibrio tra produzione e consumo di energia elettrica superiore o inferiore alle aspettative. In questo caso è possibile presentare nuove offerte di acquisto o di vendita. Questo mercato è articolato in sette sessioni, da MI1 a MI7.

Lo stesso criterio utilizzato per il Mercato del Giorno Prima è utilizzato per scegliere le offerte di acquisto e vendita. Al contrario del MGP, tuttavia, le offerte di acquisto accettate sono valutate al prezzo locale concordato. Il GME funge da controparte anche nel MI.

3.5.1.3 Il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)

MPEG, è la sede dedicata alla negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia. Sono ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico e le negoziazioni procedono in modalità continua.

Sono due le tipologie di prodotti giornalieri negoziabili sul MPEG:

- il “**differenziale unitario di prezzo**”, il cui prezzo di negoziazione è l'espressione del differenziale, rispetto al PUN (Prezzo Unico Nazionale), a cui gli operatori sono disposti a negoziare i prodotti;
- il “**prezzo unitario pieno**”, il cui prezzo è l'espressione del valore unitario di scambio dell'energia elettrica oggetto dei contratti che sono negoziati.

Per entrambe le tipologie, il GME può quotare i profili di consegna che seguono:

- il **Baseload**, quotato tutti i giorni, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare in tutti i periodi rilevanti che appartengono al giorno di negoziazione;
- Il **Peak Load**, quotato da lunedì al venerdì, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare nei periodi rilevanti dal nono al ventesimo che appartengono al giorno di negoziazione.

Spetta al GME, che agisce come controparte centrale, la determinazione della posizione netta di ogni operatore e la sua registrazione in corrispondenti transazioni sulla **PCE (Piattaforma Conti Energia)** secondo quanto stabilito nella Disciplina del mercato elettrico.

3.5.1.4 Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

La quantità di energia prodotta deve essere esattamente coincidente con quella richiesta, visto che l'energia elettrica non può essere immagazzinata. La gestione dell'equilibrio dei flussi di energia sulla rete nazionale è di pertinenza del TSO **Terna s.p.a.** Lo strumento a sua disposizione è il **Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)**⁷⁸.

Attraverso il posizionamento delle riserve di energia, il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) assicura in Italia un sistema di approvvigionamento stabile dell'energia elettrica. Il TSO Terna utilizza queste risorse per far fronte a potenziali problemi di bilanciamento della rete di trasmissione che non riescono a risolversi nemmeno dopo le contrattazioni sul MI. Di conseguenza, esiste un collegamento naturale tra la negoziazione sul MSD e la negoziazione sul MGP e sul mercato intraday MI

⁷⁷ <https://quifinanza.it/green/mercato-elettrico-come-funziona-quello-italiano/495488/>

⁷⁸ <https://www.centrali-next.it/hub-della-conoscenza/mercato-dei-servizi-di-dispacciamento-msd>

Nel MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico e sono remunerate secondo la formula **pay-as-bid**, cioè al prezzo presentato. Il Mercato del Servizio di Dispacciamento è articolato in **Fase di programmazione (MSD ex-ante)** e **Mercato del Bilanciamento (MB)**, che si svolgono in diverse sessioni.

La negoziazione delle riserve potenziali avviene in tre modi, sia nel MSD ex ante che nel MB. Il metodo **FCR (Frequency Controlled Reserve)** è il più redditizio, ma anche il più complesso dal punto di vista tecnico, perché le richieste di riserva potenziale devono essere preparate in pochi secondi. **L'aFRR (Riserva Automatica di Ripristino della Frequenza)**, definita “riserva di energia secondaria”, è leggermente più lenta e deve essere preparata 15 minuti dopo il comando di attivazione. È necessario che l'impianto che partecipa alla riserva di potenza, per garantire l'aFRR, sia collegato a un'unità operativa remota situata nella posizione di comando del gestore della rete di trasmissione (TSO) per lo scambio di comandi e dati.

Al momento, solo le centrali convenzionali dell'energia possono fornire una RFFR.

La terza opzione è la **RR (Replacement Reserve)**, contrassegnata come “altri servizi”, con la quale vengono gestite sia la frequenza che eventuali congestioni. Anche in questo caso, la potenza predisposta deve essere pienamente operativa 15 minuti dopo il comando di attivazione, ma non deve essere trasmessa direttamente e automaticamente al comando dell'impianto. Il gestore della rete di trasmissione Terna sta attualmente fornendo questo servizio sfruttando anche i produttori di energia decentralizzata nell'ambito dei “progetti pilota UVA”.

FCR, aFRR e RR devono essere disponibili 7/24.

3.5.2 Mercato elettrico a termine (MTE)

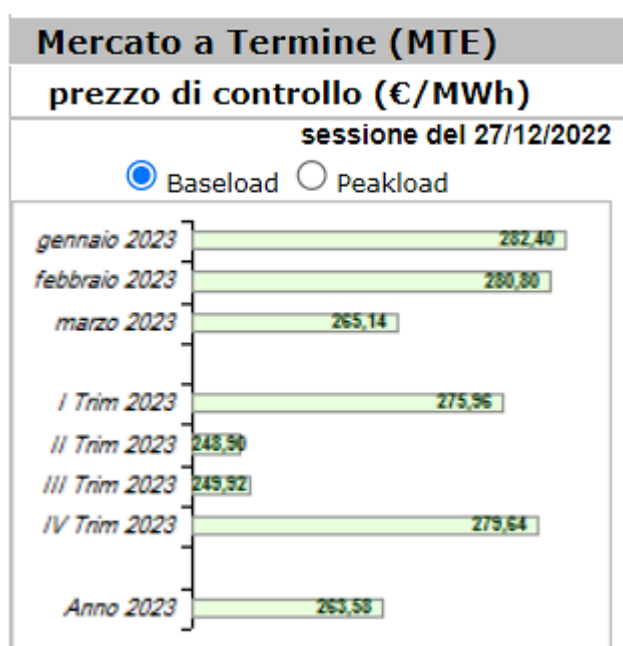


Figura 36 - MTE

Il **Mercato elettrico a termine MTE** È la sede dove sono negoziati i contratti energetici a termine con obbligo di consegna e ritiro. Le negoziazioni, in questo mercato, avvengono in modalità continua. Possono partecipare tutti gli operatori, le cui proposte devono includere il tipo e il periodo di consegna dei contratti, il numero e il prezzo a cui si è disposti a comprare o vendere.

Nel MTE sono negoziabili contratti sia di tipo Baseload che Peak Load. I periodi di consegna previsti sono: mensile, trimestrale e annuale. Per le ultime due opzioni è previsto il cosiddetto meccanismo della “cascata”. Alla fine della trattativa, il GME, che agisce come controparte centrale, registra sulla Piattaforma

Conti Energia (PCE) la posizione netta in consegna dell'operatore sul Mercato elettrico a Termine. Il GME agisce come controparte centrale.

Le sessioni del MTE si svolgono dal lunedì al venerdì, dalle ore 09.00 fino alle ore 17.30, salvo il penultimo giorno di mercato aperto di ciascun mese, quando l'orario di chiusura della sessione viene anticipato alle ore 14.00.

3.5.3 Mercato XBID: di cosa si tratta

I principali NEMO (Nominated Energy Market Operator)⁷⁹ europei, tra i quali il GME, insieme ai gestori del sistema di trasmissione (TSO) di 12 paesi, hanno lanciato un'iniziativa denominata **XBID Market Project**, entrata in operatività nel centro Europa nel 2018. Il progetto XBID è basato su un sistema informatico centrale comune con l'obiettivo di creare un unico mercato europeo infragiornaliero. Il progetto contribuisce così alla creazione di un ambiente di business più trasparente ed efficiente, che permette ai partecipanti di scambiare con più facilità le proprie posizioni infragiornaliere nei mercati dell'Unione Europea.

In tal modo, le offerte di acquisto e vendita di energia presentate dai partecipanti al mercato di un paese/zona di mercato possono essere abbinate con quelli presentati da altri partecipanti di altri paesi/zone di mercato a condizione che vi sia capacità di interconnessione disponibile.

3.6 Nuove opportunità per il servizio di dispacciamento: Unità virtuali abilitate miste (UVAM)

In Italia, l'accesso al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD)⁸⁰ è riservato principalmente alle grandi centrali elettriche e alle utenze a partire da 10 MVA. Tuttavia, anche piccoli produttori di energia, piccole utenze e sistemi di accumulo possono contribuire con la loro flessibilità alla stabilizzazione della rete di trasmissione. Questo è esattamente ciò che i progetti pilota **UVAM** intendono realizzare: **mediante prove pratiche sul campo, produttori, utenze e sistemi di accumulo a livello periferico saranno integrati nel MSD**. La trasmissione remota dei dati consente così di integrare non solo singoli impianti, ma anche aggregazioni sotto forma di **Centrali Elettriche Virtuali**.

Una Centrale Elettrica Virtuale (VPP)⁸¹ è un insieme di unità di generazione, accumulo e consumo decentralizzate nella rete elettrica coordinate tramite un sistema di controllo centrale. Le unità possono essere impianti a biogas, centrali eoliche, impianti fotovoltaici, impianti di cogenerazione o centrali idroelettriche, consumatori di energia elettrica, accumulatori e impianti di conversione dell'energia (energia in gas, elettrolizzazione). Ogni attore, produttore o consumatore che sia, può costituire parte di una Centrale Elettrica Virtuale. La gestione dell'aggregato è eseguita da un sistema di controllo centrale che mediante uno speciale algoritmo coordina i singoli impianti e al pari di un'unica grande centrale elettrica supporta il Gestore di rete per la fornitura di servizi per il bilanciamento e la regolazione, necessari per il funzionamento in sicurezza della rete. La Centrale Elettrica Virtuale è inoltre in grado di reagire in modo veloce ed efficiente ai segnali di prezzo provenienti dai mercati dell'energia e di modulare di conseguenza il funzionamento.

Il progetto UVAM è un'aggregazione di unità periferiche di produzione, consumo e accumulo. Gli impianti aggregati, collegati in rete a Centrali Elettriche Virtuali, forniscono potenza di riserva. Grazie all'approccio decentralizzato è possibile utilizzare la potenza di riserva nella rete elettrica proprio laddove sorgono problemi di stabilità della rete. Per ottenere la massima diffusione regionale possibile, TERNA, in qualità di gestore della rete di trasmissione italiana, ha pertanto istituito 15 zone di aggregazione.

⁷⁹ <https://www.viviennergia.it/casa/vivipedia/guida-energia/mercato-elettrico>

⁸⁰ <https://www.centrali-next.it/hub-della-conoscenza/mercato-per-il-servizio-di-dispacciamento-per-tutti-unita-virtuali-abilitate-miste-uvam>

⁸¹ <https://www.centrali-next.it/hub-della-conoscenza/centrale-elettrica-virtuale>

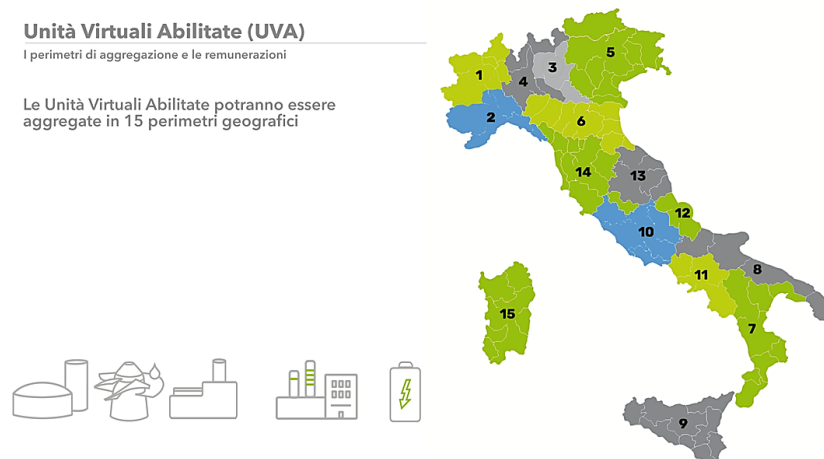


Figura 37 - UVA aggregate

3.6.1 Definizioni e requisiti tecnici delle UVAM

Le UVAM⁸² possono essere di due tipi:

- **UVAM-A**, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione – UP – non rilevanti, unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo purché la potenza immessa al punto di connessione non sia superiore a 10 MVA, e di unità di consumo;
- **UVAM-B**, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non già obbligatoriamente abilitate aventi potenza immessa al punto di connessione superiore a 10 MVA e unità di consumo che condividono il medesimo punto di connessione alla rete.

Per UP **rilevanti** si intendono le UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA, mentre tutte le UP diverse da quelle rilevanti sono classificate come **non rilevanti**⁸³.

Le UP rilevanti devono dotarsi dei dispositivi necessari a garantire la loro l'integrazione nei sistemi di controllo del Gestore della rete.

Il Gestore della rete si riserva di classificare come UP non rilevanti quelle unità che, pur avendo verificato il precedente criterio, sono comunque inserite in un contesto che strutturalmente ne limita l'erogazione sulla rete a valori inferiori rispetto al valore di soglia posto per le UP rilevanti.

Di seguito, verranno trattati i principali requisiti tecnici⁸⁴⁸⁵.

❖ Dimensione del prodotto

- qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento sia nella modalità a salire che a scendere, la "Potenza Massima Abilitata"⁸⁶ e la "Potenza Minima Abilitata"⁸⁷ non devono essere inferiori in valore assoluto a 1 MW;

⁸² <https://www.energiaflessibile.eu/uvam/>

⁸³ <https://download.terna.it/terna/0000/0838/92.PDF>

⁸⁴ <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/uvam-del-70-2021>

⁸⁵ <https://www.energiaflessibile.eu/uvam/>

⁸⁶ Per "Potenza Massima Abilitata" si intende il massimo incremento di immissione che l'UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna

⁸⁷ Per "Potenza Minima Abilitata" si intende il massimo decremento di immissione che l'UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna

- qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento nella modalità a salire e non sia richiesta nella modalità a scendere, la "Potenza Massima Abilitata" deve essere non inferiore a 1 MW e la "Potenza Minima Abilitata" pari a 2 kW;
- qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento nella modalità a scendere e non sia richiesta nella modalità a salire, la "Potenza Minima Abilitata" deve essere non inferiore a 1 MW in valore assoluto e la "Potenza Massima Abilitata" pari a -2 kW.

❖ Dati di misura

Il BSP deve essere in grado di rilevare presso ogni punto di connessione alla rete incluso all'interno dell'UVAM una misura tramite un opportuno dispositivo (UPM).

Al fine di assicurare l'affidabilità e qualità della misura dell'UVAM, il BSP deve utilizzare UPM in grado di rilevare le misure con accuratezza e cadenza secondo le seguenti regole:

Potenza singolo punto di prelievo	≤1 MW	60s
	>1 MW	4s
Frequenza di rilevazione della misura		

Figura 39 - Regole per prelievo

Potenza singolo punto di immissione	≤250 kW	60s
	>250 kW	4s
Frequenza di rilevazione della misura		

Figura 38 - Regole per immissione

❖ Modulazione

I punti associati all'UVAM devono essere dotati di sistemi di controllo atti alla regolazione del consumo e/o della produzione, così da contribuire alla modulazione della potenza in forma aggregata.

Possono essere abilitate ai servizi di dispacciamento nella modalità a salire/scendere le UVAM in grado di modulare in incremento/decremento l'immissione o modulare in decremento/incremento il prelievo:

- entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna per i servizi di:
 - risoluzione delle congestioni, nella modalità "a salire" e/o "a scendere";
 - riserva terziaria rotante, nella modalità "a salire" e/o "a scendere";
 - bilanciamento, nella modalità "a salire" e/o "a scendere".

e sostenere tale modulazione per un periodo almeno pari a 120 minuti;

- entro 120 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna per i servizi di:
 - riserva terziaria di sostituzione, nella modalità "a salire" e/o "a scendere";
 e sostenere tale modulazione per un periodo almeno pari a 480 minuti.

❖ Geolocalizzazione

Tutti i punti associati all'UVAM devono appartenere allo stesso perimetro di aggregazione.

3.6.2 Partecipazione al progetto UVAM

Per la partecipazione al progetto UVAM bisogna seguire un iter procedurale che può essere spiegato come segue⁸⁸:

- Registrazione delle informazioni tecniche dei singoli utenti, denominati Point of Delivers – POD, per l’adesione al progetto UVAM presso BSP, in particolare la potenza modulabile, il tipo di abilitazione richiesta (a scendere/a salire) e le fasce orarie di disponibilità;
- Richiesta di assenso all’abilitazione dei POD alla partecipazione UVAM da parte del BSP;
- Verifica e validazione da parte di Terna dei POD registrati all’UVAM;
- Prove tecniche di abilitazione dell’UVAM concordate tra BSP e Terna, in termini di data e finestra temporale di disponibilità, per una modulazione di prova non inferiore all’80% della Potenza Massima Abilitata e comunque non inferiore ad 1 MW;
- Partecipazione del BSP all’asta dei servizi proposti da Terna mettendo a disposizione l’aggregato UVAM per un periodo specifico in cambio di un corrispettivo fisso (incentivo) da condividere con i POD;
- Operatività effettiva dell’UVAM tramite invio continuativo di un flusso dati in forma aggregata al BSP contenente:
 - ✓ Programma di consumo;
 - ✓ Disponibilità di flessibilità;
 - ✓ Profilo di consumo effettivo.
- Presentazione di offerte su MSD da parte del BSP all’interno della fascia oraria per la quale l’UVAM è qualificata;
- Attuazione degli ordini di modulazione ricevuti da Terna;
- Verifica del rispetto delle quantità accettate da parte di Terna e conseguente:
 - ✓ Remunerazione per il BSP nel caso in cui l’esecuzione delle quantità accettate risulti pienamente rispettata;
 - ✓ Applicazione di un corrispettivo di penale al BSP nel caso in cui l’esecuzione delle quantità accettate non risulti pienamente rispettata.
- Redistribuzione di remunerazioni e penali tra i partecipanti dell’UVAM secondo i contributi alla modulazione effettivamente forniti.

3.6.3 Corrispettivi per i partecipanti al progetto

Come definito dalla Delibera 70/2021/R/EEL⁸⁹, “il progetto pilota UVAM prevede che i servizi resi dalle UVAM siano remunerati sulla base di un corrispettivo variabile pari al prezzo offerto – pay-as-bid – dal BSP applicato solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate nel medesimo mercato, oppure tramite la fornitura a termine delle risorse, limitatamente alla fase di sperimentazione per il **biennio 2019-2020**”. In particolare, i prodotti che è possibile approvvigionare sono i seguenti:

⁸⁸ <https://www.energiaflessibile.eu/uvam/>

⁸⁹ <https://www.arera.it/allegati/docs/21/070-21.pdf>

- Prodotto annuale, per un **quantitativo massimo** pari a **800 MW per l'Area di Assegnazione A** (costituita dalle zone di mercato Nord e Centro-Nord) e **200 MW per l'Area di Assegnazione B** (costituita dalle zone di mercato Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna).
- Nel caso in cui i prodotti annuali non vengano totalmente approvvigionati, vi è la possibilità di approvvigionare tre prodotti infrannuali per un quantitativo pari, per ciascuna Area di Assegnazione, alla quota del prodotto annuale eventualmente non approvvigionato in esito alla procedura di assegnazione annuale precedentemente spiegata e alle procedure infrannuali eventualmente già effettuate;
- Dodici prodotti mensili per un quantitativo pari, per ciascuna Area di Assegnazione, alla quota annuale non approvvigionata dopo le procedure a) e b).

Inoltre, la procedura per l'**approvvigionamento a termine** di UVAM prevede che, una volta stipulati i contratti:

- **Venga rispettato l'impegno di offerta:** i BSP devono impegnarsi a presentare su MSD offerte per il bilanciamento a salire per un quantitativo di risorse almeno pari alla quantità assegnata per almeno 2 ore consecutive nella fascia tra le ore 14.00 e le ore 20.00 di tutti i giorni dal lunedì al venerdì, ad un prezzo non superiore allo strike price, posto pari a 400 €/MWh;
- le risorse vengano remunerate tramite il riconoscimento di un corrispettivo fisso e un corrispettivo variabile:
 - **il corrispettivo fisso** viene definito in esito ad un'asta al ribasso di tipo pay-as-bid rispetto a un valore massimo posto pari a 30.000 €/MW/anno. Il corrispettivo unitario effettivamente erogato è pari al precedente valore risultante dalla procedura concorsuale ripartito su base giornaliera moltiplicato per il rapporto tra il numero di ore consecutive, comprese tra un minimo di 2 e un massimo di 4, a cui sono riferite le offerte e un numero di ore pari a 4. Il corrispettivo complessivo effettivamente erogato è pari alla somma dei corrispettivi unitari riferiti ai giorni in cui sono stati rispettati gli obblighi di offerta;
 - **il corrispettivo variabile**, pari al prezzo offerto dal BSP nel MSD, viene riconosciuto solamente in caso di attivazione delle risorse su MSD e limitatamente alle quantità accettate su detto mercato;
- nel caso in cui il BSP non adempia ai richiamati obblighi d'offerta per almeno il 70% dei giorni di un mese in cui vige l'obbligo, Terna non riconosce al BSP il corrispettivo fisso giornaliero per tutti i giorni del mese. Nel caso in cui tale condizione si verifichi per almeno un sesto dei mesi di validità del prodotto di cui l'UVAM è risultata assegnataria, Terna risolve il contratto di approvvigionamento a termine;
- nel caso in cui, a seguito delle verifiche di fattibilità di Terna, le offerte presentate dal BSP in un giorno risultino non operativamente attuabili in caso di attivazione delle stesse, Terna non riconosca al BSP il relativo corrispettivo fisso giornaliero.

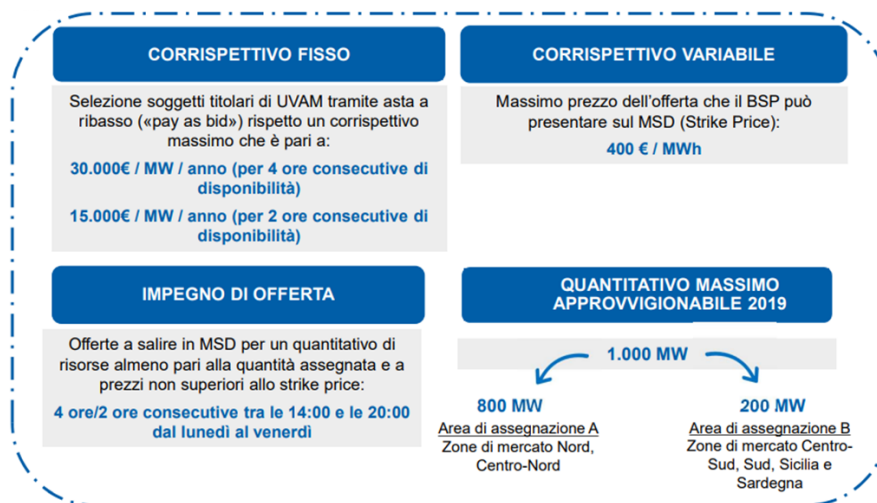


Figura 40 - Corrispettivi e quantità massime approvvigionabili

3.6.4 Modifiche al progetto UVAM

In accordo con quanto approvato da ARERA nella Delibera 70/2021/R/EEL, Terna ha pubblicato il nuovo Regolamento per la partecipazione al mercato del dispacciamento delle UVAM entrato in vigore a partire dall'1 maggio 2021⁹⁰.

Se le Aree di Assegnazione sono rimaste invariate, sono state proposte delle modifiche in merito alle procedure di approvvigionamento a termine di UVAM e dei relativi contratti, mantenendo invariata la quantità massima approvvigionabile pari a 1000 MW, in modo da rappresentare in modo più efficace le esigenze di risorse da parte del sistema elettrico. In particolare, sono stati identificati tre prodotti:

- ✓ Fascia di disponibilità lunedì – venerdì (festivi inclusi) 15.00 – 17.59;
- ✓ Fascia di disponibilità lunedì – venerdì (festivi inclusi) 18.00 – 21.59;
- ✓ Fascia di disponibilità lunedì – venerdì (festivi inclusi) 18.00 – 21.59.

Prodotto	Impegno di offerta	Offerta ridotta	Premio di riserva	Strike price
1	3h	2h	30.000 €/MW/anno	200 €/MWh
2	4h	2h	30.000 €/MW/anno	400 €/MWh
3	4h	2h	30.000 €/MW/anno	200 €/MWh

Tabella 2 - Caratteristiche dei prodotti

Per ogni area e prodotto, Terna può decidere di effettuare tre tipologie di aste:

- Annuale, per coprire circa il 70% del fabbisogno massimo;
- Infrannuale, in modo da approvvigionare la quantità non allocata con l'asta precedente;
- Mensile, per allocare il restante 30% del fabbisogno massimo e la quota non allocata con i meccanismi d'asta precedenti.

Inoltre, è stato introdotto un test di affidabilità, pari al numero massimo di quattro test per ciascuna UVAM nel corso dell'anno. In caso di fallimento di tre test – anche non consecutivi – nel corso dell'anno, l'UVAM verrà disabilitata e il contratto verrà risolto.

⁹⁰ <https://edelweiss-energia.it/uvam-da-maggio-il-via-alle-nuove-regole/>

La divisione dei fabbisogni dedicati all'asta infrannuale e alle eventuali aste mensili è la seguente:

- Prodotto pomeridiano: 200 MW

Area di Assegnazione	Asta infrannuale	Aste mensili
Area A	112 MW	48 MW
Area B	28 MW	12 MW

- Prodotto serale 1: 400 MW

Area di Assegnazione	Asta infrannuale	Aste mensili
Area A	224 MW	96 MW
Area B	56 MW	24 MW

- Prodotto serale 2: 400 MW

Area di Assegnazione	Asta infrannuale	Aste mensili
Area A	224 MW	96 MW
Area B	56 MW	24 MW

3.7 Definizione dei servizi ancillari locali e delle loro modalità di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici

Una significativa rivalutazione del ruolo delle aziende di distribuzione è necessaria alla luce della continua diffusione delle tecnologie di generazione distribuita, che stanno crescendo di numero come risultato degli obiettivi europei di decarbonizzazione e della potenziale futura diffusione di sistemi di accumulo su piccola scala.

In base a quanto imposto da ARERA nel TIDE – Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico⁹¹, le imprese distributrici, o almeno quelle di riferimento (cioè quelle che presentano almeno un punto di connessione con la rete rilevante), assumono due ruoli ulteriori rispetto a quelli tradizionalmente di loro competenza:

- ✓ *il ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi ancillari globali messi a disposizione dai BSP necessari per la sicurezza del sistema nel suo complesso;*
- ✓ *il ruolo di acquirente di risorse per i servizi ancillari locali (cioè i servizi necessari per l'esercizio in sicurezza delle sole reti di distribuzione o porzioni di esse), qualora ve ne sia la necessità per le esigenze di rete a livello di distribuzione.*

3.7.1 Il DSO come facilitatore neutrale per i servizi ancillari globali

Ai fini dell'approvvigionamento, da parte di Terna, dei servizi ancillari globali messi a disposizione dai BSP, la delibera sui progetti pilota per le UVAM⁹² ha previsto che le imprese distributrici ricoprano il ruolo di facilitatore neutrale, in particolare:

- ✓ *Siano informate, nell'ambito del processo di abilitazione a MSD delle unità di produzione e di consumo incluse nelle UVA, in merito ai punti di immissione o di prelievo per i quali viene presentata domanda di abilitazione;*

⁹¹ Consultazione 322/2019/R/EEL

⁹² Delibera 300/2017/REEL

- ✓ *Forniscano piena collaborazione a Terna, eventualmente indicando limitazioni ex-ante alla movimentazione di alcune unità di produzione e/o di consumo connesse alle proprie reti; esse possono altresì informare Terna e i BSP in merito ad eventuali vincoli di rete che rendono momentaneamente non attivabile una determinata utenza aggregata in una UVA.*

Il ruolo di facilitatore dei DSO, allo stato attuale, è limitato all'analisi degli effetti sulle reti locali di eventuali movimentazioni all'interno di una UVA. Pertanto, tale ruolo trova applicazione concreta in prossimità del real-time, sulla base dello stato reale di esercizio delle reti di distribuzione.

3.7.2 Il DSO come acquirente di servizi ancillari locali

La nuova delibera sui progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali⁹³ prevede, inoltre, che il DSO ricopra anche il ruolo di acquirente di servizi ancillari locali aventi la finalità di gestire problematiche specifiche della rete di distribuzione:

- 1) *i servizi ancillari diversi da quelli finalizzati alla regolazione di frequenza sono servizi ancillari necessari per l'esercizio di una rete di distribuzione;*
- 2) *il DSO è responsabile dell'acquisto di prodotti e servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro della rete di distribuzione;*
- 3) *le regole adottate dal DSO devono essere obiettive, trasparenti e non discriminatorie e devono essere elaborate in coordinamento con i TSO e altre parti interessate;*
- 4) *il DSO procura i servizi ancillari di cui sopra secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e di mercato; l'Autorità può prevedere deroghe nel caso in cui reputi che l'approvvigionamento delle risorse tramite strumenti di mercato non sia efficiente;*
- 5) *le richiamate procedure, definite dall'Autorità, devono consentire la partecipazione di tutti i soggetti abilitati allo scopo (inclusi gli aggregatori di unità di produzione da fonti rinnovabili, di unità di consumo e di sistemi di accumulo)*

L'acquisizione di risorse per i servizi ancillari locali si baserà innanzitutto su progetti pilota realizzati in conformità a standard procedurali concordati, dopo l'identificazione da parte del DSO dei servizi necessari e delle esigenze associate.

Per mezzo di tali progetti pilota, potranno essere raccolti elementi utili al fine di valutare la validità dei servizi ancillari locali nonché i metodi più adeguati al loro approvvigionamento e la relativa remunerazione ad esempio:

- aste implicite o esplicite
- scelta di nuove connessioni a condizioni regolate
- obblighi remunerati su base forfettaria

Potranno essere sperimentate inoltre, procedure di interazione tra DSO e TSO nonché metodi semplici ed efficaci per la partecipazione alla fornitura sia di servizi ancillari locali che globali da parte dei BSP.

⁹³ Delibera 352/2021/R/EEL

Di norma, i volumi di energia movimentata per esigenze dei DSO sono limitati, per cui tali movimentazioni non comportano la modifica del programma dei corrispondenti BRP⁹⁴.

3.8 Progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali

Con la Delibera 352/2021/R/EEL⁹⁵, Arera ha l'obiettivo di sperimentare le soluzioni più idonee per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali e per la relativa remunerazione. Tale sperimentazione sarà realizzata per mezzo di progetti pilota predisposti dai DSO, in maniera del tutto simile a quanto già adottato dal TSO per i servizi ancillari globali nell'ambito della Delibera 300/2017/R/EEL,

Tali progetti dovranno consentire la più ampia partecipazione coinvolgendo gli operatori individuati sulla base di clausole non discriminatorie nell'ottica della neutralità tecnologica.

3.8.1 Criteri generali per l'erogazione dei servizi ancillari locali

Vediamo adesso alcuni dei criteri generali che devono essere soddisfatti nella definizione del regolamento ai fini dell'approvvigionamento di servizi ancillari locali:

- Tutte le unità di produzione, accumulo e consumo che soddisfano i requisiti tecnici stabiliti dal DSO per la fornitura di ciascun servizio e che non risultano essere incluse nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico, possono essere ammesse alla fornitura di servizi ausiliari, anche su base aggregata.
- I DSO, pertanto, definiscono clausole non discriminatorie che consentono la più ampia partecipazione possibile dal punto di vista della neutralità tecnologica, e definiscono i confini di aggregazione in modo che i servizi possano essere forniti indistintamente dalle unità di produzione e consumo (singole o aggregate) Tali confini non possono superare quelli delle UVA che erogano servizi ausiliari globali.
- I BSP sono i fornitori dei servizi ancillari locali. Nei casi in cui una singola unità appartenente ad un aggregato fornisce servizi ancillari sia locali che globali, il BSP di riferimento deve essere lo stesso e il perimetro dell'aggregato non deve essere maggiore di quello dell'UVA che fornisce i servizi al TSO.
- Ai fini dell'eventuale partecipazione ai mercati dell'energia, della programmazione e della regolazione degli sbilanciamenti, le unità che erogano tali servizi, indipendentemente dalle forme di aggregazione continuano a rimanere inserite nei punti di dispacciamento per unità di produzione e per unità di consumo.

Vediamo adesso le condizioni per quanto riguarda l'abilitazione ai servizi ancillari locali:

- deve essere consentita l'abilitazione anche soltanto ad uno dei due servizi “a salire” o “a scendere” richiesti dal DSO;
- il BSP deve dotarsi di dispositivi atti a garantire sia la disponibilità delle risorse di cui si avvale (produzione o consumo) sia lo scambio di dati con il DSO;
- nell'ambito delle procedure di qualifica delle unità di consumo e/o produzione, il DSO ha la facoltà di procedere, per mezzo di prove, alla verifica dell'affidabilità, in termini di fornitura della capacità, dei servizi per i quali ha richiesto al DSO l'abilitazione; è facoltà del DSO di

⁹⁴ BRP – Balance Responsibility Party, soggetto definito ai sensi dell'articolo 2(14) del regolamento 2019/943, responsabile della programmazione per ciascun punto di dispacciamento nella propria titolarità, nonché degli sbilanciamenti ad esso associati

⁹⁵ Delibera 352/2021/R/EEL

provvedere periodicamente a tali verifiche anche a valle dell'ottenimento dell'abilitazione per monitorare il mantenimento dei requisiti richiesti;

- I DSO devono definire delle procedure per informare i BRP, anche tramite Terna, in merito ai punti di immissione o di prelievo per i quali viene presentata domanda di abilitazione ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari locali.
- Le procedure di approvvigionamento dei servizi ancillari possono prevedere l'utilizzo del MSD.

Nel caso particolare in cui l'entità del servizio richiesto dal DSO ai BSP sia tale da comportare la modifica dei programmi dei BRP, occorre necessariamente prevedere forme di coordinamento con Terna tali da:

- garantire, il coordinamento tra l'approvvigionamento delle risorse per i servizi globali e l'approvvigionamento delle risorse per i servizi locali;
- definire le modalità tramite cui il BRP è tenuto finanziariamente neutrale per effetto dell'operatività del BSP;
- definire le modalità con cui l'accettazione, da parte del DSO, delle offerte presentate dal BSP modifichi i programmi dei BRP;
- definire i corrispettivi, che il BSP è tenuto a corrispondere al DSO, finalizzati ad evitare che il BSP possa trarre vantaggio economico dalla mancata erogazione dei servizi locali per i quali le sue offerte sono state selezionate.
- I questi casi l'approvvigionamento di servizi ancillari locali avviene per il tramite del MSD.

Nel caso più consueto in cui il servizio richiesto non modifichi i programmi dei BRP:

- i DSO possono non attivare forme di coordinamento con Terna;
- i DSO possono prevedere meccanismi di penalizzazione in caso di mancata o non idonea erogazione dei servizi ancillari locali da parte del BSP;
- Per quanto riguarda l'interfaccia e relativi canali comunicativi tra DSO, BSP e utenze, i DSO prevedono che vengano adottate soluzioni aperte modulari e non proprietarie.

4. Mercati locali della flessibilità

I sistemi di distribuzione affronteranno sfide operative sempre più stringenti a causa della diffusione rapida e capillare delle DER e delle fonti rinnovabili non programmabili per via della loro natura intermittente ed incerta. Per affrontare questi problemi, i DSO stanno cercando sul mercato strumenti che consentano una gestione efficace e un controllo più attivo del sistema utilizzando la flessibilità.

La fornitura di servizi di flessibilità è possibile attraverso l'uso flessibile dei sistemi di generazione e consumo di elettricità che, grazie alle tecnologie delle smart-grid, consentono il “controllo” dei consumatori, ovvero permettono di modificare i profili di consumo/immissione in relazione alle esigenze del gestore della rete.

La capacità di scambiare in modo efficiente la flessibilità tra il DSO e altri partecipanti (ad esempio, gli aggregatori) è fornita dai **mercati locali della flessibilità (LFM)**.

4.1 I driver per il trading e i mercati della flessibilità

Con l'evoluzione del sistema energetico la flessibilità ricoprirà un ruolo fondamentale, specialmente per gli operatori di rete di distribuzione e trasmissione.

In particolare, lo sfruttamento della flessibilità da parte del TSO può migliorare il bilanciamento della potenza di rete e favorire un maggior controllo della frequenza, mentre il DSO necessita di flessibilità per la conduzione a livello locale, la regolazione della tensione e la gestione delle congestioni.

In generale, possono essere identificati tre diversi tipi di prodotti di flessibilità a seconda degli scopi a cui sono destinati, che sono i driver principali per i mercati della flessibilità:

- ❖ **Tipo 1:** flessibilità per il bilanciamento della rete di trasmissione che viene richiesta dal TSO e scambiata in mercati pienamente sviluppati, come i mercati dell'energia intraday⁹⁶ e mercati delle riserve di rotazione⁹⁷.
- ❖ **Tipo 2:** flessibilità di bilanciamento per il TSO, fornita dai DER sul sistema di distribuzione. In questo caso, il coordinamento TSO-DSO è necessario per evitare potenziali problemi al sistema di distribuzione causati dai servizi di flessibilità del TSO.
- ❖ **Tipo 3:** flessibilità per il DSO sul sistema di distribuzione, utilizzata per il controllo della tensione, la gestione delle congestioni e la riduzione delle perdite. **Il mercato locale della flessibilità (LFM)** è l'ambiente più efficace dal punto di vista dei costi in cui avvengono gli scambi di flessibilità a livello locale.

Il tipo di flessibilità che verrà trattato è quello di tipo 3 con la descrizione dei LFM.

4.2 Concetti di mercato della flessibilità locale (LFM)

Prima di entrare nel merito dei modelli di mercato della flessibilità locale bisogna innanzitutto introdurre i concetti relativi alla flessibilità, alla modalità di funzionamento generale del LFM, ai soggetti partecipanti e alle tecnologie in gioco.

⁹⁶ Weber C. Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems.

⁹⁷ Padmanabhan N, Ahmed M, Bhattacharya K. Simultaneous Procurement of Demand Response Provisions in Energy and Spinning Reserve Markets.

Una volta presentate le tematiche sopra indicate, verranno illustrati i modelli di mercato presenti in letteratura.

Data la numerosità di modelli e teoria applicabili, verranno confrontate le alternative, evidenziando pro e contro relativi all'applicazione dei diversi modelli e teorie.

4.2.1 Flessibilità

Con **flessibilità**⁹⁸ viene definita la capacità di controllare i modelli di produzione e consumo in risposta ad un segnale – ad esempio un segnale di prezzo o di attivazione – con l'obiettivo di fornire un servizio. Da un punto di vista tecnico, può essere definita come “una modifica della potenza in un determinato momento per una determinata durata in un dato nodo di distribuzione”. Pertanto, può essere caratterizzata dalle seguenti variabili:

- *Direzione, cioè “a salire” o “a scendere”.*
- *Tasso di variazione, ovvero quantità di potenza.*
- *L'ora di inizio e il suo innesco.*
- *Durata della fornitura.*
- *Ubicazione o perimetro di flessibilità, ovvero il nodo della rete.*

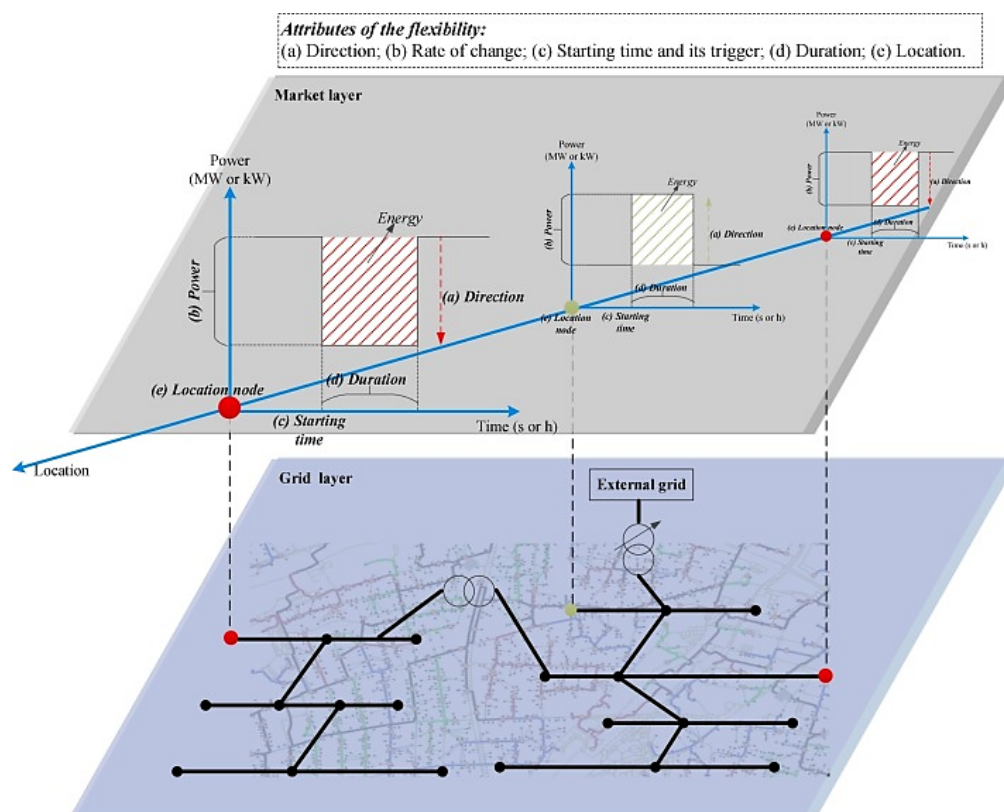


Figura 41 - Attributi della flessibilità

Come mostrato in Figura 41, le esigenze di flessibilità determinate dall'esercizio della rete (*grid layer*) vengono “tradotte” utilizzando i parametri prima citati in modo da ovviare alla richiesta con l'attivazione del servizio più opportuno dal punto di vista economico lato mercato (*market layer*).

⁹⁸ EURELECTRIC, Flexibility and Aggregation Requirements for their interaction in the market (2014)

4.2.1.1 Fonti di flessibilità

Una volta analizzati gli attributi della flessibilità, bisogna definire quali siano le fonti di flessibilità. Esse sono principalmente costituite dalla **flessibilità dal lato dell'offerta, dalla flessibilità dal lato della domanda e dalla flessibilità dal lato della rete**.

❖ Flessibilità dell'offerta

La flessibilità lato offerta è ottenuta grazie al funzionamento coordinato di molti DG (ad esempio, CHP, generatori diesel, celle a combustibile, ecc.) e unità di accumulo dell'energia. Attraverso il coordinamento TSO-DSO, il funzionamento ottimizzato di DG e accumulatori può portare a una flessibilità estremamente elevata dal punto di vista dell'offerta, a vantaggio del funzionamento del sistema di distribuzione.

❖ Flessibilità della domanda e Demand Side Management

La flessibilità della domanda⁹⁹ è definita come quella parte della domanda di energia, compresa quella proveniente dall'elettrificazione di altri settori energetici (ad esempio, calore o trasporti attraverso l'accoppiamento settoriale), che potrebbe essere ridotta, aumentata o spostata in un determinato periodo di tempo per:

- 1) facilitare l'integrazione di DG da fonti rinnovabili rimodellando i profili di carico in modo che si adattino alla generazione
- 2) ridurre i picchi e la stagionalità dei carichi
- 3) ridurre i costi di produzione spostando il carico da periodi con prezzi più alti di energia a periodi con prezzi più bassi.

La flessibilità della domanda è normalmente realizzata attraverso il **DSM (Demand Side Management)**.

Con Demand Side Management (DSM)¹⁰⁰ si intende un insieme di azioni volte a gestire in modo efficace ed efficiente il profilo di carico di un sito, con l'obiettivo di ridurre i costi associati alla fornitura di energia elettrica, alla gestione della rete e all'esercizio del sistema nel suo complesso, comprese le componenti fiscali, tenendo sotto controllo i consumi e le emissioni associate. Considerando la componente di prelievo dalla rete elettrica, le azioni di ottimizzazione modificano le caratteristiche dell'utilizzo di energia da parte degli utilizzatori, incidendo sulla loro entità complessiva, sul loro profilo temporale e infine sui parametri contrattuali di fornitura, rendendo il profilo di carico complessivo conforme alla produzione.

Il ruolo del DSM è diventato sempre più importante con la diffusione delle fonti rinnovabili e con il passaggio a una struttura più capillare della rete di produzione grazie alla DG, fattori che stanno provocando instabilità nella rete e conseguenti potenziali disservizi per gli utenti. In questo scenario, i gestori di rete, per bilanciare domanda e offerta, possono affidarsi a impianti in grado di offrire servizi ancillari di rete a fronte di una remunerazione.

Da un punto di vista informatico, si ha la necessità di utilizzo di un Energy Management System in grado di monitorare, controllare e ottimizzare il comportamento degli impianti coinvolti, riducendo i costi associati al prelievo dalla rete, l'invecchiamento delle batterie coinvolte e sfruttando gli asset per ulteriori servizi da fornire alla rete.

⁹⁹ IRENA (2019), Demand-side flexibility for power sector transformation, International Renewable Energy Agency

¹⁰⁰ <https://www.enelx.com/it/it/faq/cosa-e-il-demand-side-management>

❖ Flessibilità lato rete

Il controllo della rete e dei dispositivi associati può essere utilizzato per fornire flessibilità alla rete. Infatti, l'ottimizzazione della topologia del sistema di distribuzione può essere ottenuta attraverso la riconfigurazione della rete mediante l'apertura/chiusura degli interruttori. Anche la capacità di alimentazione del sistema di distribuzione può essere aumentata riconfigurando la rete.

4.2.2 Definizione e funzionamento del Local Flexibility Market (LFM)

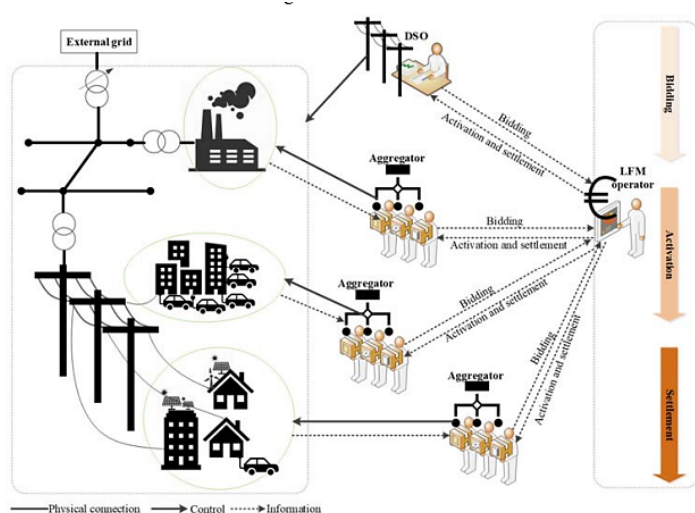


Figura 42 - Schema generale di un LFM

Da un punto di vista economico, il mercato¹⁰¹ è il luogo dove avvengono le contrattazioni per la vendita e l'acquisto di beni, nel quale acquirenti, offerenti e intermediari si incontrano per effettuare transazioni. Nella fattispecie, un Mercato Locale della Flessibilità¹⁰² – LFM – può essere definito come una piattaforma per lo scambio di flessibilità in aree geograficamente limitate come quartieri, comunità, paesi e piccole città. Di conseguenza, un LFM comprende il bene o il servizio da scambiare nel LFM, l'operatore di

mercato, i partecipanti al mercato e il meccanismo di compensazione del mercato.

La Figura 42 mostra un LFM in cui il DSO e gli aggregatori si scambiano la flessibilità locale sotto il controllo di un operatore LFM. Per partecipare al LFM, gli aggregatori gestiscono i consumatori di natura residenziale e commerciale. Il LFM rappresentato in figura fornisce una piattaforma di scambio competitiva che viene utilizzata per scambiare flessibilità come bene tra gli acquirenti di flessibilità (come il DSO) e i venditori (aggregatori). La flessibilità acquistata dal DSO viene utilizzata per gli obiettivi operativi del sistema, ad esempio il controllo della tensione, la riduzione delle perdite e la gestione delle congestioni. Lo scopo della vendita di flessibilità da parte degli aggregatori è quello di ottenere un profitto modificando le modalità di utilizzo/produzione di energia elettrica e guadagnando sulle transazioni.

La prima procedura di negoziazione per la flessibilità locale è l'offerta. Il DSO pubblica il fabbisogno di flessibilità nel LFM con una determinata scadenza per la presentazione delle offerte di flessibilità da parte degli aggregatori, specificandone le caratteristiche secondo i parametri di flessibilità precedentemente descritti. A valle della procedura di gara, il DSO contrattualizza i vincitori e, all'occorrenza, attiva le richieste di flessibilità. Gli aggregatori selezionati gestiscono e programmano i propri prosumer per fornire la flessibilità concordata.

Il processo finale è il settlement: in questa fase, le transazioni finanziarie vengono completate per mezzo di accordi di regolazione e pagamento. A causa delle incertezze nella produzione di energia, un aggregatore potrebbe non essere in grado di fornire l'esatta quantità di flessibilità promessa. In questi casi, la differenza tra la flessibilità promessa e quella effettivamente attivata verrà bilanciata

¹⁰¹ Definizione economica di mercato.

¹⁰² Jin, X., & Jia, H. (2019). Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods.

nella fase di settlement o, in funzione alla tipologia di accordi tra aggregatore e DSO, possono essere previsti dei meccanismi di penalizzazione/risoluzione contrattuale. Teoricamente, anche i BRP potrebbero partecipare.

4.2.3 Elementi e tecnologie chiave delle LFM

Tra le architetture presenti in letteratura, la struttura a 4 livelli schematizzata in Figura 43 può essere utilizzata per chiarire e categorizzare i potenziali elementi e le tecnologie chiave utilizzati nel LFM. Ogni livello della struttura a quattro piani è strutturato come segue:

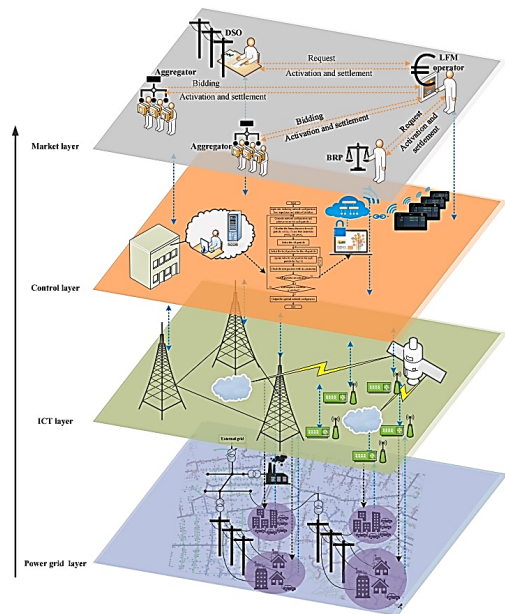


Figura 43 - Struttura LFM

1. **Il livello della rete elettrica** è composto da tutti i componenti fisici del sistema di distribuzione in cui si svolge lo scambio di flessibilità locale. I componenti che forniscono flessibilità dal lato dell'offerta sono i vari DG, unità di accumulo di energia, ecc., i componenti che forniscono flessibilità dal lato della domanda sono i prosumer, aggregatori, ecc. mentre i componenti che forniscono flessibilità dal lato della rete sono i trasformatori, smart meter, ecc.

2. **Il livello ICT** è composto da dispositivi di comunicazione, protocolli, applicazioni e flussi di informazioni che occorrono per supportare il commercio locale della flessibilità. Il livello ICT consente al sistema di distribuzione di monitorare, controllare e gestire il sistema e tutti i suoi componenti nonché di fornire l'infrastruttura ICT per lo scambio di flessibilità locale.

3. **Il livello di controllo** è composto dalle funzioni di controllo delle tre fonti di flessibilità: domanda, offerta e rete.

- ✓ Lato offerta: controllo e ottimizzazione del funzionamento di vari DG e di unità di accumulo.
- ✓ Lato domanda: controllo e gestione delle risorse di flessibilità messe a disposizione dai consumatori.
- ✓ Lato rete: verifica dei flussi di energia, della tensione e della topologia della rete per garantire la qualità e l'affidabilità del sistema di distribuzione e la risoluzione delle anomalie di rete.

Tra i metodi di controllo principali vengono inclusi il metodo ANM – Active Network Management e i controlli basati sul prezzo.

4. **Il livello di mercato**, infine, definisce la modalità di scambio della flessibilità tra i partecipanti al LFM, principalmente DSO, aggregatore, operatore LFM ed eventualmente anche BRP. Nel livello di mercato, che è responsabile della gestione delle transazioni di flessibilità nel LFM, possono essere integrati vari modelli di business per facilitare diversi tipi di scambi di flessibilità a livello locale.

4.2.4 Partecipanti ai LFM

Vediamo adesso nel dettaglio quali sono i partecipanti nei LFM e i loro obiettivi che devono essere definiti prima della progettazione degli stessi LFM:

1. **DSO:** La funzione del DSO, che è il gestore della rete di distribuzione, è quella di fornire ai clienti energia elettrica in modo economico, ecologico ed efficiente. Il DSO ha il compito di garantire il funzionamento sicuro della rete di distribuzione e la qualità dei servizi di fornitura di energia elettrica. Il DSO può acquisire i servizi di flessibilità per una serie di scopi operativi, legati all'esercizio della rete, come la gestione delle congestioni, il controllo della tensione o la minimizzazione delle perdite, e di pianificazione, legati allo sviluppo della rete, come il rinvio degli interventi di potenziamento della stessa.
2. **Aggregatore:** Il termine “aggregatore”¹⁰³ si riferisce a un operatore del mercato elettrico che funge da intermediario tra gli utenti finali di energia elettrica, i proprietari di DER e i partecipanti al sistema che vogliono fornire servizi a questi utenti finali o utilizzare i servizi dei DER. Il ruolo dell'aggregatore è molto importante, in quanto ha lo scopo di raggruppare la flessibilità individuale di DER o prosumer in un'unica unità virtuale creando diversi servizi di flessibilità che possono essere integrati con più facilità nel LFM rispetto ad una flessibilità “individuale”, in modo da massimizzare il potenziale di flessibilità delle singole entità aggregate. Per gli scambi nei LFM, gli aggregatori sono remunerati dal DSO per la fornitura di servizi di flessibilità.
3. **Operatore LFM:** L'operatore LFM gestisce il mercato locale come soggetto indipendente. Oltre a fornire una piattaforma per le negoziazioni di flessibilità, un operatore LFM è anche responsabile della compensazione del mercato. La compensazione del mercato è il meccanismo che raccoglie le offerte e le richieste di flessibilità e determina i risultati degli scambi.
4. **BRP:** I BRP¹⁰⁴ rivestono il ruolo di operatori dei mercati energetici globali e agiscono in nome e per conto dei componenti del loro portafoglio. Il compito dei BRP è quello di mantenere l'equilibrio tra l'offerta e il consumo di energia in un determinato periodo di tempo. Se non riuscisse a adempiere al proprio compito, al BRP verrebbero addebitati i costi degli sbilanciamenti causati. Di conseguenza, i BRP potrebbero approvvigionare, in parte, la flessibilità nei LFM per massimizzare il proprio portafoglio e rispettare i propri impegni energetici.

4.3 Modelli di mercato della flessibilità locale e progettazione del mercato

I comportamenti dei diversi partecipanti ai LFM, vista l'interazione tra loro, devono essere modellati matematicamente. Tali modelli possono essere classificati secondo quattro diverse categorie:

- ✓ *modelli di ottimizzazione;*
- ✓ *modelli basati sulla teoria dei giochi;*
- ✓ *modelli basati sulla teoria delle aste;*
- ✓ *modelli di simulazione.*

Ciascuna categoria può essere ulteriormente suddivisa in diversi modelli specifici, come illustrato nella Figura 44:

¹⁰³ Burger S, Chaves-Ávila JP, Batlle C, Pérez-Arriaga JJ. A review of the value of aggregators in electricity systems.

¹⁰⁴ <https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/role-of-brp>

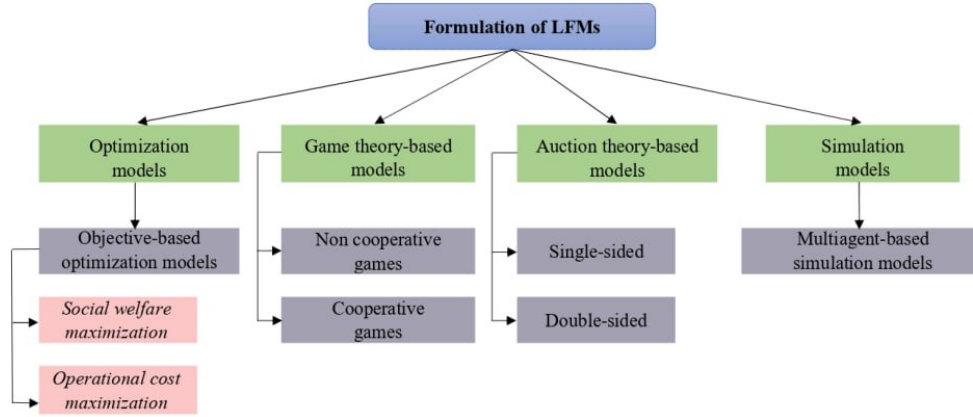


Figura 44 - Modelli per la progettazione di LFM

4.3.1 Modelli di ottimizzazione

I modelli di ottimizzazione sono modelli matematici caratterizzati principalmente da tre componenti: funzione obiettivo, variabili e vincoli. In particolare, lo scopo di questi modelli è trovare una soluzione al problema proposto ottimizzando la funzione obiettivo tenendo conto dei vincoli tecnici ed economici. I modelli analizzati sono di due tipologie: **massimizzazione del benessere sociale e minimizzazione dei costi operativi**.

4.3.1.1 Massimizzazione del benessere sociale

Da un punto di vista economico, il benessere sociale – Social Welfare – è definito come la somma del surplus del consumatore e del surplus del produttore.

Il modello si propone di massimizzare il benessere sociale degli operatori del mercato dell'elettricità considerando anche la massimizzazione dell'utilità e del profitto di ogni singolo operatore. In base a ciò, secondo la definizione di benessere sociale, la funzione obiettivo può essere modellata sommando l'utilità di tutti gli acquirenti meno il costo di tutti i venditori:

$$\text{Social welfare} : \sum_{j=1}^{N_B} U_j(d_j) - \sum_{i=1}^{N_S} C_i(s_i)$$

dove $N_S = \{1, \dots, N_S\}$ è l'insieme dei venditori e $N_B = \{1, \dots, N_B\}$ è l'insieme degli acquirenti nel mercato. Per quanto riguarda il costo della fornitura s_i di energia offerta dal venditore i al mercato, esso può essere approssimato dalla funzione convessa quadratica¹⁰⁵:

$$C_i(s_i) = \alpha_i s_i^2 + \beta_i s_i + \gamma_i$$

dove $\alpha_i, \beta_i, \text{ e } \gamma_i$ sono costanti positive predeterminate, che riflettono la quantità di energia che un venditore è disposto a vendere a prezzi differenti. Questi parametri sono unici per ogni venditore e dipendono dal tipo di generazione di ogni venditore.

La funzione di utilità viene definita in modo da modellare il livello di soddisfazione degli acquirenti in funzione della domanda di mercato degli acquirenti stessi e può essere approssimata dalla seguente funzione quadratica¹⁰⁶:

¹⁰⁵ Grainger, John J. *Power system analysis*. McGraw-Hill, 1999.

¹⁰⁶ Samadi, P., Mohsenian-Rad, A.H., Schober, R., et al.: "Optimal real-time pricing algorithm based on utility maximization for smart grid".

$$U_j(d_j) = \begin{cases} \omega_j d_j - \delta_j d_j^2, & d_j < (\omega_j/2\delta_j) \\ \omega_j^2/2\delta_j, & d_j \geq (\omega_j/2\delta_j) \end{cases}$$

dove ω_j e δ_j sono costanti positive che indicano come un consumatore risponde a prezzi differenti. Si tratta, inoltre, di parametri variabili tra i vari consumatori e a differenti condizioni temporali o condizioni climatiche, in quanto il comportamento di un consumatore è considerato indipendente dall'altro.

Si tratta del modo di approssimazione più presente in letteratura in quanto consente di avere una derivata prima lineare, condizione favorevole nei problemi di ottimizzazione.

La funzione di utilità per ciascun acquirente j e la domanda d_j deve soddisfare tre proprietà:

- la funzione di utilità dovrebbe essere non decrescente:

$$\frac{\partial U_j(d_j)}{\partial d_j} \geq 0$$

- il beneficio marginale dei clienti è una funzione non crescente:

$$\frac{\partial^2 U_j(d_j)}{\partial d_j^2} \leq 0$$

- il mancato consumo di energia (domanda pari a zero) non porta alcun beneficio:

$$U_j(0) = 0$$

La compensazione del mercato dovrebbe essere eseguita in modo da gestire e mantenere in equilibrio la domanda e l'offerta. Pertanto, il vincolo della funzione obiettivo è rappresentato dall'uguaglianza tra l'energia totale richiesta dagli acquirenti e l'energia totale fornita dai venditori alla fine della compensazione del mercato come indicato dalla formula:

$$\sum_{i=1}^{N_s} s_i = \sum_{j=1}^{N_B} d_j$$

4.3.1.2 Minimizzazione dei costi operativi

In questo caso, l'obiettivo del modello è quello di ridurre al minimo il costo dell'energia e del funzionamento del sistema per tutti gli attori. In particolare, viene definita una funzione di costo $C_k(p_k)$ per ciascun operatore e l'obiettivo è minimizzare il costo totale:

$$\min \sum_{k=1}^{N_T} C_k(p_k)$$

soggetto al vincolo di bilancio energetico:

$$s. t. \sum_{k=1}^{N_T} p_k = 0$$

dove N_T è il numero di operatori totali nel mercato e k l'indice degli operatori di mercato. Qui, invece di definire una funzione di utilità per gli acquirenti, viene definita una funzione di costo quadratica per ogni giocatore simile al precedente modello, dove $p_k > 0$ indica che l'operatore k

è un venditore, mentre $p_k < 0$ indica che l'energia è consumata o prelevata dal sistema e l'operatore k è un acquirente.

Analizzando il problema di minimizzazione dal punto di vista di un attore specifico partecipante al mercato, questa tipologia di modelli può essere applicata, ad esempio, per la minimizzazione dei costi operativi del DSO in contesti di LFM, come analizzato da Spiliotis, K et al. (2016)¹⁰⁷. In particolare, è stato sviluppato un modello di ottimizzazione vincolata nel quale la funzione obiettivo da minimizzare è la funzione di costo totale del DSO:

$$TC = c_{exp} + c_{flex} + c_{curt}$$

Le componenti di costo tenute in considerazione sono:

- costi di espansione delle linee, definiti come il prodotto tra i costi unitari per ogni linea C_{line} e la capacità incrementale totale $\sum_{l \in L} k_{exp_l}$:

$$c_{exp} = C_{line} \cdot \sum_{l \in L} k_{exp_l}$$

- costi per l'acquisizione di flessibilità, che vengono calcolati come differenza tra capitale totale investito dai consumatori incrementato in base al ROI corrispondente $\sum_n INV_{flex_n} \cdot (1 + ROI)$ e i risparmi totali conseguiti dai consumatori definiti come **Price Benefit**_n. In particolare, il price benefit viene ottenuto dai consumatori spostando la loro domanda dalle ore di punta ad alto prezzo alle ore non di punta a basso prezzo $\sum_t \{P_t \cdot (q_t^{D_{downn}} - q_t^{D_{upn}})\}$; gli indici n e t indicano, rispettivamente i nodi della rete (ossia i consumatori) e i diversi istanti di tempo; in sintesi:

$$c_{flex} = \sum_n \sum_t INV_{flex_n} \cdot (1 + ROI) - \text{Price Benefit}_n$$

- costi totali di riduzione della potenza flessibile (prodotta con impianti PV) per limitare le congestioni della rete, ottenuti moltiplicando il prezzo orario e il volume di potenza ridotta per ogni nodo e ogni istante di tempo:

$$c_{curt} = \sum_{n,t} P_t \cdot curt_{n,t}$$

Combinando le tre equazioni si ottiene la funzione di costo totale da minimizzare:

$$TC = C_{line} \cdot \sum_{l \in L} k_{exp_l} + \sum_n \sum_t INV_{flex_n} \cdot (1 + ROI) - \{P_t \cdot (q_t^{D_{downn}} - q_t^{D_{upn}})\} + \sum_{n,t} P_t \cdot curt_{n,t}$$

Nel modello non sono state considerate componenti come i costi commerciali o i costi variabili.

La funzione obiettivo deve essere minimizzata tenendo conto di alcuni vincoli operativi:

- vincolo di bilanciamento della potenza, secondo il quale l'energia fornita deve corrispondere alla quantità di energia consumata in ogni istante di tempo. In particolare, l'energia fornita è la somma tra l'energia importata dalla rete e il contributo flessibile del

¹⁰⁷ Spiliotis K, Ramos Gutierrez AI, Belmans R. Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids.

PV (output prodotto e riduzione), mentre quella consumata corrisponde alla domanda iniziale aggiustata dalla regolazione “up-and-down”:

$$p_{imp_t} + \sum_n (PV_{n,t} - curt_{n,t}) = \sum_n (Q_t^{D_n} - q_t^{D_{down_n}} + q_t^{D_{up_n}}), \quad \forall t$$

- la potenza importata e la capacità aggiuntiva devono essere variabili comprese tra un minimo e un massimo affinché siano limitate:

$$\underline{P_{imp}} \leq p_{imp_t} \leq \overline{P_{imp}}, \quad \forall t$$

$$\underline{K_{exp}} \leq k_{exp_l} \leq \overline{K_{exp}}, \quad \forall l \in L$$

- la potenza immessa in rete da ogni linea deve essere inferiore o uguale alla somma tra la capacità iniziale della linea e la capacità incrementale:

$$f_{l,t} \leq |CAP_l + k_{exp_l}|, \quad \forall l \in L, \forall t$$

- la flessibilità è stata modellata come una percentuale dei consumi totali; quindi, la flessibilità dovuta alla riduzione o all’aumento della domanda deve essere minore o uguale alla domanda totale moltiplicata per il parametro di flessibilità per ogni istante di tempo:

$$q_t^{D_{down_n}} \leq COEF_{flex} \cdot Q_t^{D_n}, \quad \forall n, t$$

$$q_t^{D_{up_n}} \leq COEF_{flex} \cdot Q_t^{D_n}, \quad \forall n, t$$

$$\sum_{t_s} \{q_t^{D_{down_n}} - q_t^{D_{up_n}}\} = 0$$

Il risultato della simulazione presenta una riduzione dei costi totali sostenuti dal DSO se viene sfruttata la flessibilità grazie alla forte riduzione dei costi di espansione, definiti anche CAPEX¹⁰⁸.

4.3.2 Modelli basati sulla teoria dei giochi

La teoria dei giochi¹⁰⁹ è uno strumento matematico utilizzato per analizzare le strategie in situazioni competitive in cui il risultato della scelta di azione di un partecipante dipende dalle azioni degli altri partecipanti. I modelli basati sulla teoria dei giochi possono essere suddivisi in due correnti: teoria dei giochi cooperativi e teoria dei giochi non cooperativi. Il gioco cooperativo è una competizione tra giocatori con comportamenti cooperativi, mentre nel gioco non cooperativo i giocatori prendono decisioni in modo indipendente.

4.3.2.1 Teoria dei giochi non cooperativi

I giocatori in un gioco non cooperativo hanno interessi parzialmente o totalmente contrastanti sul risultato del processo decisionale, che è anche influenzato dalle azioni dei giocatori. Un gioco non cooperativo consente ai giocatori di prendere decisioni e intraprendere azioni senza alcun coordinamento o comunicazione con altri giocatori.

¹⁰⁸ Capital Expenditure: flussi di cassa in uscita per la realizzazione di investimenti in attività immobilizzate di natura operativa.

¹⁰⁹ G. Bacci, S. Lasaulce, W. Saad, and L. Sanguinetti, “Game theory for networks - A tutorial on game-theoretic tools for emerging signal processing applications”.

Formulazioni basate sulla teoria dei giochi non cooperativi sono state utilizzate, ad esempio, per analizzare i comportamenti dei partecipanti in un mercato P2P come presentato nel paper redatto da Paudel, A et al (2018)¹¹⁰.

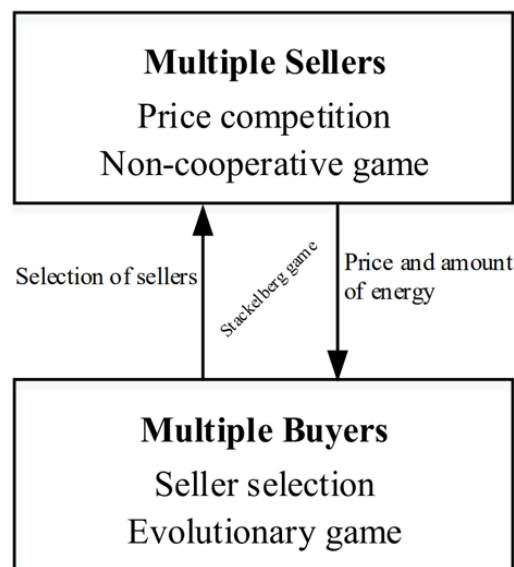


Figura 45 - Competizione a due livelli nel mercato P2P

Come schematizzato in Figura 45, in questo mercato avviene una competizione a due livelli: tra i diversi venditori per stabilire il prezzo e l'ammontare di energia da vendere ai compratori, e tra i diversi compratori per la selezione dei venditori dai quali approvvigionarsi. La prima competizione è modellata come un gioco non-cooperativo, la seconda invece come un gioco evolutivo. Inoltre, è stata analizzata l'interazione tra i due livelli di competizione utilizzando il modello di Stackelberg leaders-followers, nel quale i giocatori sono razionali e vogliono massimizzare la propria utilità. Nella fattispecie, i venditori sono "leaders" e i compratori "followers".

Nel modello di Stackelberg, i leaders scelgono le strategie prima dei followers, in modo che questi ultimi possano osservare le strategie dei leaders e adattare le proprie strategie di conseguenza. Poiché i followers hanno a loro disposizione le informazioni sulla strategia dei leaders, essi sceglieranno la miglior strategia a disposizione date le strategie dei leaders. Ma i leaders, essendo giocatori razionali, sono consapevoli della scelta dei followers in risposta alla loro strategia. Quindi i leaders sono in grado di massimizzare le loro utilità forzando la scelta dei followers e collocandosi nel punto più conveniente della curva di reazione dei followers tangente alla loro funzione di utilità.

In particolare, nel modello di Stackelberg l'output del gioco non cooperativo, cioè il vettore dei prezzi, viene utilizzato come input del gioco evolutivo per aggiornare la strategia di selezione del venditore. L'output del gioco evolutivo, ossia la strategia evolutiva stabile o la probabilità di selezione del venditore, viene utilizzato come input del gioco non cooperativo per aggiornare il vettore prezzo. Infatti, una volta raggiunto l'equilibrio nel gioco evolutivo tra i compratori, la strategia adottata viene inviata nuovamente ai venditori che aggiornano il prezzo. Il processo viene ripetuto fino a quando non viene raggiunto lo stato di equilibrio finale. In questo modo, tutti e tre i giochi sono collegati tra loro.

¹¹⁰ Paudel A, Chaudhari K, Long C, Gooi HB. "Peer-to-peer energy trading in a prosumer-based community microgrid: A game-theoretic model".

Essendo coinvolti in un gioco non-cooperativo, i venditori non conoscono le caratteristiche degli altri venditori; quindi, è necessario ricorrere ad un approccio iterativo piuttosto che matematico per ottenere l'equilibrio di Nash, approccio utilizzato anche per l'ottenimento dell'equilibrio di Stackelberg nel gioco che coinvolge venditori e compratori.

Modelli basati sulla teoria dei giochi di Stackelberg con più leader e più seguaci sono stati, inoltre, proposti da Lee, J et al (2014)¹¹¹ per lo scambio di energia tra più microreti. Più nello specifico, nei diversi intervalli di tempo analizzati, alcune microreti hanno energia in eccesso che vogliono mettere sul mercato e agiscono da venditori, mentre altre non riescono a produrre energia a sufficienza così da soddisfare la domanda locale e necessitano di acquistarne altra dal mercato. Per effettuare queste transazioni vi sono essenzialmente due modi:

- le microreti che agiscono da venditori immettono la produzione in eccesso nella macrorete dalla quale si approvvigionano, successivamente, le microreti che agiscono come acquirenti;
- lo scambio di energia avviene in modo diretto tra le microreti che si trovano nella stessa area.

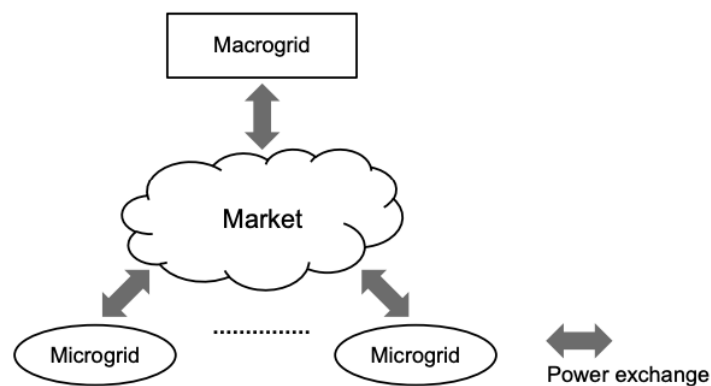


Figura 46 - Schema di mercato

Inoltre, il modello considera anche la possibilità da parte delle microreti di poter usare sistemi di accumulo a batteria per conservare l'energia prodotta in eccesso dai venditori o acquistata dai compratori. Come nel modello precedente, i venditori sono i leaders mentre i compratori sono i followers, facendo sì che i compratori siano a conoscenza delle strategie dei venditori.

Analizzando il modello, il gioco viene risolto utilizzando il principio della backward induction, secondo il quale viene trovata la soluzione del sottogioco relativo ai compratori che viene poi inserita nella funzione di utilità dei venditori nel sottogioco corrispondente.

La risoluzione del gioco porta ad un unico equilibrio di Stackelberg del gioco a due livelli dal momento che il sottogioco non cooperativo relativo ai compratori ha un unico equilibrio di Nash e ogni venditore può sempre trovare la strategia ottima in grado di massimizzare la propria utilità data la concavità della funzione di utilità associata.

4.3.2.2 Teoria dei giochi cooperativi

La teoria dei giochi cooperativi si concentra su giocatori cooperativi razionali. Il metodo è applicabile in situazioni in cui la condivisione delle informazioni tra i partecipanti è possibile,

¹¹¹ Lee J, Guo J, Choi JK, Zukerman M. Distributed energy trading in microreti: A game-theoretic model and its equilibrium analysis.

consentita e auspicabile. Ma, K et al. (2014)¹¹² propongono l'utilizzo di comportamenti cooperativi per la gestione del carico nelle smart grid utilizzando i servizi di Demand Response, con l'obiettivo di dimostrare come l'utilizzo di comportamenti non-cooperativi porti a risultati meno efficienti.

In particolare, i servizi di Demand Response vengono inizialmente modellati tramite un gioco non cooperativo indicato come “one-shot demand management game” e, successivamente, viene utilizzato un problema di ottimizzazione sociale nel quale i servizi di Demand Response possono prevedere cooperazione o meno tra i giocatori.

Utilizzando il gioco non-cooperativo viene trovato un equilibrio di Nash che, per definizione, non è necessariamente Pareto efficiente¹¹³, e quindi è possibile trovare una soluzione in grado di migliorare il payoff dei giocatori. Per migliorare la soluzione, viene sviluppato uno schema Demand Response cooperativo attraverso un modello di ottimizzazione sociale in cui viene massimizzato il payoff totale dei consumatori in modo da rispettare il vincolo secondo il quale i singoli payoff devono essere maggiori o uguali al payoff ottenuto dal gioco non-cooperativo precedente.

In particolare, in questo secondo gioco viene data la possibilità ai consumatori di agire in modo cooperativo o meno, ottenendo payoff diversi in base alla scelta. Analizzando le due funzioni ottenute, si evince come un giocatore non-cooperativo riesca ad aumentare il proprio payoff solo nel caso in cui tutti gli altri giocatori agiscano in modo cooperativo, spingendo di conseguenza anche gli altri giocatori verso comportamenti non-cooperativi. Per questo motivo, il gioco iniziale “one-shot” non presenta una soluzione ottima e stabile.

Per far sì che venga ottenuta una soluzione Pareto efficiente, viene introdotto il meccanismo “trigger-and-punishment” basato sulle cosiddette “trigger strategies¹¹⁴”. In questo scenario, si assume che i giocatori adottino strategie cooperative finché uno dei giocatori infrange “il patto” e inizia a comportarsi in modo non-cooperativo, influenzando sia il prezzo dell'elettricità che i consumi.

Analizzando il meccanismo, vengono identificate le condizioni (detection thresholds) per le quali viene rilevato il comportamento non-cooperativo e viene analizzato l'effettivo funzionamento delle penalità confrontando il payoff ottenuto da giocatori sempre cooperativi con quello ottenuto da giocatori inizialmente cooperativi ma che poi, a partire da un certo istante di tempo, iniziano a comportarsi in modo non-cooperativo.

Il risultato di quest'ultima analisi permette di trovare il valore limite inferiore del fattore di sconto della funzione di utilità e il valore limite inferiore della durata della penalità, i quali permettono di raggiungere la compatibilità degli incentivi introdotti dal meccanismo “trigger-and-punishment” e di ottenere una soluzione stabile.

Nel caso dei mercati della flessibilità, normalmente il DSO non è disposto (o addirittura autorizzato) a condividere le informazioni di rete con altri partecipanti, rendendo l'applicazione dei giochi cooperativi di difficile utilizzo per modellare, ad esempio, la gestione dei carichi.

¹¹² Ma K, Hu G, Spanos CJ. “A cooperative demand response scheme using punishment mechanism and application to industrial refrigerated warehouses.”

¹¹³ Una soluzione è Pareto efficiente se non è possibile accrescere il benessere di alcuno dei soggetti coinvolti, se non riducendo il benessere di qualcun altro di loro.

¹¹⁴ La trigger strategy indica una tipologia di strategie utilizzate in giochi non-cooperativi ripetuti in cui un giocatore coopera con l'altro finché uno dei giocatori inizia a comportarsi in modo non-cooperativo.

4.3.3 Modelli basati sulla teoria delle aste

Da un punto di vista economico, l'asta¹¹⁵ è un meccanismo di allocazione delle risorse che mira a bilanciare la domanda e l'offerta attraverso una procedura di gara. Da un punto di vista matematico¹¹⁶, invece, è un gioco caratterizzato da un insieme di giocatori, un insieme di strategie a disposizione dei giocatori e un vettore di payoff corrispondente ad ogni combinazione di strategie. Questo particolare tipo di giochi può essere studiato attraverso una serie di modelli matematici in accordo con la teoria delle aste. La teoria delle aste, che è un ramo applicato della teoria dei giochi, si occupa a tal proposito di studiare il comportamento degli individui nei mercati ad asta al fine di stabilire le strategie ottimali che portano ad equilibri stabili.

Nei meccanismi d'asta vengono di solito coinvolti tre tipologie di individui: banditore, venditore/i e offerente/i. In particolare, in base alla numerosità di venditori e offerenti, vengono definiti i modelli single-side e double-side, come illustrato in Figura 47. In particolare, i modelli single-side prevedono un venditore e più acquirenti, come nelle aste classiche, oppure un acquirente e più venditori come nelle gare d'appalto, una situazione definita come *monopsonio*; per quanto riguarda i modelli double-side, essi prevedono più venditori e più offerenti.

Viste le caratteristiche del mercato energetico, dove vi è l'interazione tra diversi DSO e diversi aggregatori e/o prosumers, il modello double-side è quello più adatto. Se un solo DSO dovesse procurarsi servizi di flessibilità da vari aggregatori, l'asta con un solo acquirente e più venditori sarebbe applicabile.

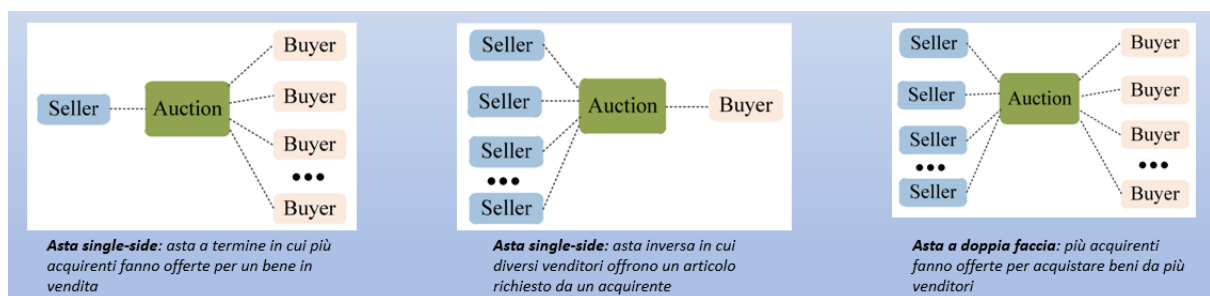


Figura 47 - Modelli d'asta

Nei modelli basati sulla teoria delle aste, l'obiettivo è trovare il prezzo di compensazione del mercato in base alle strategie di offerta degli stakeholder (venditori e acquirenti). Il mediatore del processo, il banditore, raccoglie le offerte e determina il prezzo di aggiudicazione.

Esistono due metodi di remunerazione: il sistema **pay-as-cleared** e il sistema **pay-as-bid**. Nel primo, gli acquirenti selezionati pagano lo stesso prezzo, di conseguenza i venditori selezionati ricevono tutti la stessa commissione. Nel secondo, i venditori selezionati ricevono la commissione richiesta in sede d'asta.

Un esempio di meccanismo basato sulla teoria delle aste è stato proposto da Kang, J et al. (2018)¹¹⁷, i quali hanno sfruttato il modello "double auction" per massimizzare il benessere sociale nel trading tra PHEVs partecipanti ad un mercato P2P, definendo i prezzi e le quantità dell'elettricità scambiata.

¹¹⁵ Fanzeres. B, Ahmed. S, Street. A. "Robust strategic bidding in auction-based markets".

¹¹⁶ Diritto ed economia dell'impresa, "La teoria delle aste: la matematica delle procedure competitive."

¹¹⁷ Kang J, Yu R, Huang X, Maharjan S, Zhang Y, Hossain E. Enabling Localized Peer-to-Peer Electricity Trading among Plug-in Hybrid Electric Vehicles Using Consortium Blockchains.

In particolare, come mostrato in Figura 48, vi sono degli aggregatori locali che sono in grado di instaurare dei contatti con i diversi PHEVs in modo da stabilire un mercato per il trading di elettricità in tempo reale, agendo da broker e facilitando lo scambio tra i PHEVs in “carico” (acquirenti) e “scarico” (venditori).

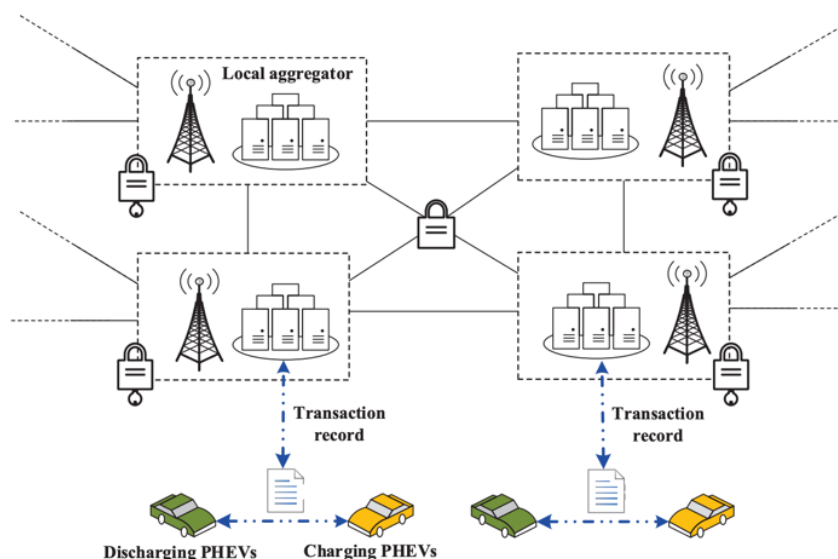


Figura 48 - Schema di mercato per il trading tra PHEVs

Per lo sviluppo del mercato P2P è stata sfruttata la tecnologia del “consortium blockchain”¹¹⁸, nella quale i nodi autorizzati, ossia gli aggregatori, controllano e condividono le transazioni senza affidarsi a terzi. I record delle transazioni tra i PHEVs vengono caricati sui registri dei vari aggregatori previa crittografia. Una volta caricate le transazioni, gli aggregatori eseguono un algoritmo per la verifica delle transazioni che vengono, successivamente, registrate nel registro contabile condiviso, il quale è accessibile ai PHEVs e agli aggregatori che sono collegati alla blockchain.

Partendo dal problema della massimizzazione del benessere sociale, è necessario che gli aggregatori abbiano a loro disposizione informazioni reali e complete circa le funzioni di utilità e di costo dei PHEVs, informazioni tuttavia private che i PHEVs vorrebbero evitare di divulgare. Per ottenere ciò, il meccanismo migliore è la “double auction”, le cui caratteristiche di razionalità degli individui e bilanciamento del budget¹¹⁹ (in questo caso “debole”) permettono di appurare che i PHEVs fanno offerte veritiere in base alle proprie informazioni e che il broker dell’asta – l’aggregatore – non incorre in perdite di denaro per condurre l’asta, ma potrebbe quantomeno guadagnarci.

Più nello specifico, la “double auction” consiste in un meccanismo iterativo in cui, ad ogni step, acquirenti e venditori fanno le loro proposte in base alle rispettive funzioni di utilità e il banditore, dopo aver analizzato le offerte, risolve un problema di allocazione ottima finché non viene raggiunto l'equilibrio di mercato.

I risultati ottenuti dall'applicazione in un'area urbana in Texas permettono di affermare che il modello basato sulla “double auction” permette di massimizzare il benessere sociale, oltre a garantire la privacy delle informazioni e la sicurezza delle transazioni.

¹¹⁸ <https://www.analyticssteps.com/blogs/what-consortium-blockchain>

¹¹⁹ https://en.wikipedia.org/wiki/Double_auction

4.3.4 Modelli di simulazione

Tra i modelli di simulazione presenti in letteratura, quello basato sulla simulazione multi-agenti è tra quelli usati maggiormente per studiare e modellare le dinamiche del mercato elettrico. Questo approccio permette di simulare il comportamento dei partecipanti e le interazioni tra loro sfruttando le figure degli agenti, “costruiti” in modo da agire autonomamente in un ambiente dinamico e complesso.

Kumar Nunna. H, S, V, S, et al. (2020)¹²⁰ presentano una piattaforma di scambio di energia transattiva basata su agenti per integrare i sistemi di accumulo nelle microreti. Utilizzando questa piattaforma, vengono proposti dei modelli di mercato per promuovere la partecipazione degli ESS a livello locale e globale, come schematizzato in Figura 9 (locale a destra, globale a sinistra). I numeri posizionati accanto ad ogni link indicano la sequenza con la quale i vari agenti coinvolti comunicano tra loro per organizzare il mercato.

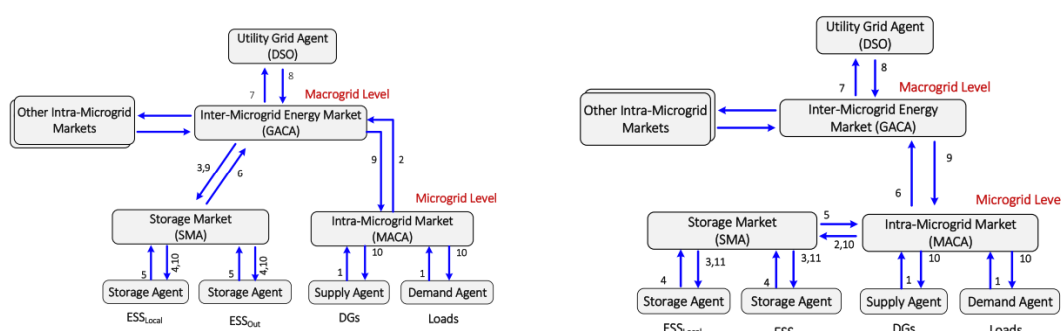


Figura 49 - Modelli di mercato globale e locale

In entrambi i modelli schematizzati in figura, si distinguono a sua volta tre livelli di mercato interni:

- Storage Market: mercato dedicato ai sistemi di accumulo e amministrato dall'agente SMA (Storage Market Agent);
- Intramicrogrid Market: mercato dedicato alla microrete considerata e amministrato dall'agente MACA (Microgrid energy Auction Conducting Agent);
- Intermicrogrid Market: mercato che interessa le microreti interconnesse tra loro e amministrato dall'agente GACA (Global energy Auction Conducting Agent).

Focalizzando la nostra attenzione sul modello di accumulo locale, ogni microrete i-esima ha un proprio mercato dello storage gestito dallo specifico MSMA (ossia il MicrogridSMA), il quale conduce l'asta tra i sistemi di accumulo interni alla rete e quelli esterni che sono disposti a partecipare.

Ad ogni sessione di mercato, vengono inviate le informazioni e le proposte di offerta circa la previsione della produzione – da parte dei GenAs (Supply Agents) – e della domanda – da parte dei LoadAs (Demand Agents) – al MACA della specifica microrete. Questo processo viene svolto per ogni microrete interconnessa; una volta collezionate le informazioni delle varie microreti, i diversi MACA comunicano i mismatch tra produzione e domanda di ogni microrete con le corrispondenti proposte di offerta al GACA, che a sua volta passa le informazioni agli specifici MSMA. Ogni MSMA crea quindi un'asta alla quale partecipano i diversi StrAs (Storage Agents)

¹²⁰ Sesetti A, Kumar Nunna H, S, V, S, et al. Multi-agent based energy trading platform for energy storage systems in distribution systems with inter-connected microgrids.

sia dei sistemi interni alla microrete che esterni, specificando solo la tipologia di mismatch (surplus o deficit). Ogni StrAs presenta la propria offerta, la quale consiste di un prezzo unitario dell'energia e il potenziale a disposizione, e gli MSMA conducono l'asta in modo da trovare le offerte ottime che minimizzano i propri mismatch. Una volta conclusa l'asta, vengono calcolati i mismatch non serviti dopo la liquidazione del mercato. Questo dato verrà poi comunicato ai MACA interessati insieme alle proposte dei vari sistemi di storage.

Per i mismatch non serviti, i MACA partecipano al mercato globale organizzato dal GACA. Ogni MACA aderisce al mercato come venditore se il mismatch è di tipo surplus, altrimenti come acquirente. Il GACA organizza l'asta di mercato tra le microreti partecipanti e, una volta terminata la sessione, dichiara i contratti tra le microreti e calcola il mismatch energetico finale.

Se il mismatch finale calcolato è diverso da zero, il GACA richiede l'intervento dell'UA, agente che simula il DSO, il quale fornisce energia per azzerare il deficit al prezzo di vendita della rete, o in alternativa acquista il surplus al prezzo di acquisto della rete. L'output di mercato, ossia l'acquisto o la vendita di energia al prezzo corrispondente, viene successivamente inviato ai MACA interessati.

Infine, ogni MACA elabora il prezzo di compensazione del mercato per i GenAs e LoadAs, e fornisce loro le caratteristiche finali del prodotto di flessibilità.

Il modello presentato è stato applicato ad un sistema di distribuzione IEEE 123-node modificato con otto microreti e otto sistemi di storage esterni, per entrambi i casi (locale e globale).

Dalla simulazione di mercato emerge come i sistemi di accumulo, confrontando i profitti da loro ottenuti in entrambi gli approcci, siano maggiormente utilizzati per la gestione energetica delle microreti in ambito locale piuttosto che globale. I risultati economici permettono di affermare come il modello locale riesca a fornire più opportunità per i sistemi di accumulo per scambiare energia e trarre profitti, promuovendo un uso su larga scala di questi sistemi nelle reti di distribuzione.

4.3.5 Confronti

Come descritto, sono molteplici le architetture in grado di descrivere le dinamiche del mercato elettrico. Se confrontati fra loro, si tratta di modelli più o meno adatti in base al caso di studio. I modelli di ottimizzazione sono facili da implementare ma difficilmente scalabili, caratteristica che poco si adatta alla rappresentazione di sistemi con un elevato numero di partecipanti. Modelli come quelli basati sulla teoria dei giochi (e, conseguentemente, la teoria delle aste) o i modelli di simulazione sono più adatti a rappresentare situazioni con più giocatori, oltre a fornire una descrizione più accurata del comportamento dei partecipanti; però, a causa di ciò, il carico computazionale è sicuramente più elevato. I modelli basati sulla teoria delle aste, inoltre, possono portare a picchi di prezzo dovuti a una concorrenza eccessiva, mentre il loro principale vantaggio è rappresentato dalla capacità di ottenere l'equilibrio tra domanda e offerta senza ricorrere a sforzi di calcolo eccessivi. Inoltre, i modelli presentati possono anche essere legati l'uno con l'altro. Come presentato da Shafie-Khah, M. et al (2015)¹²¹, è stato sviluppato un modello di mercato utilizzando la simulazione multi-agenti in cui i modelli di ottimizzazione sono stati utilizzati per modellare i comportamenti degli agenti in modo da massimizzare il benefit dei partecipanti rappresentati.

¹²¹ Shafie-Khah M, Catalão JPS. A stochastic multi-layer agent-based model to study electricity market participants behavior.

4.4 Flessibilità e i problemi del DSO

Come analizzato, possono essere utilizzati modelli di diverso tipo per la progettazione di LFM e per regolare il comportamento dei vari partecipanti in modo da raggiungere alti livelli di efficienza, sia tecnica che economica. In questo contesto, le risorse flessibili integrate nella rete di distribuzione da un lato complicano l'architettura di rete, dall'altro permettono di risolvere problemi di esercizio e gestione della rete, oltre a contribuire in modo fondamentale al raggiungimento degli obiettivi di efficienza e sostenibilità del sistema energetico. Per l'approvvigionamento dei servizi di flessibilità, però, si ha la necessità di un coordinamento tra DSO e TSO in modo da garantire il bilanciamento energetico del sistema, tenendo conto dell'energia movimentata dal DSO rispetto a quella del TSO.

Il progressivo aumento della quota di DER nella rete e, quindi, di flessibilità permette ai DSO di trovare sempre più soluzioni ai problemi maggiormente ricorrenti, legati alla **violazione del limite di tensione** e alle **congestioni di rete**, ed offre la possibilità (e la necessità) di sviluppare l'infrastruttura tenendo conto della possibilità di approvvigionare servizi.

Potenzialmente, i DSO potranno estendere l'utilizzo della flessibilità per affrontare problemi quali¹²²:

- **Eventi estremi;**
- **Operazioni pianificate/non pianificate (lavori in rete/guasti).**

In caso di pianificazione della rete, i servizi di flessibilità possono aiutare a differire le esigenze di espansione della rete e ridurre le spese in conto capitale.

I servizi di flessibilità possono potenzialmente aiutare a ridurre la riduzione della domanda di energia sia per le **operazioni pianificate che per quelle non pianificate**. Quando la riconfigurazione della rete e i servizi di flessibilità non sono un'opzione, le alternative sono la disalimentazione programmata o su guasto, l'islanding controllato (dove previsto dalle norme vigenti) o l'alimentazione in emergenza. Soluzioni simili sono valide anche in caso di **eventi estremi**.

Nel prossimo capitolo verranno, quindi, analizzati diversi schemi di coordinamento tra TSO e DSO per l'approvvigionamento efficiente dei servizi di flessibilità, e verranno attenzionate le dinamiche di mercato per la gestione delle congestioni.

¹²² Silva, R.; Alves, E.; Ferreira, R.; Villar, J.; Gouveia, C. Characterization of TSO and DSO Grid System Services and TSO-DSO Basic Coordination Mechanisms in the Current Decarbonization Context

5. Mercati della flessibilità a livello di distribuzione

Fino ad oggi il TSO ha avuto una posizione dominante per quanto riguarda gli scambi di energia sui mercati all'ingrosso guidati sotto la sua supervisione. Il paradigma stabilito viene scardinato dall'elevata penetrazione dei DER che sono principalmente collegati alla rete di distribuzione. La necessità di servizi di flessibilità è aumentata non solo dal fatto che questa generazione non proviene più da unità di generazione centralizzate, ma anche dalla necessità di accogliere in rete un numero sempre più elevato di impianti (tipicamente FER) che, inoltre, per natura esprimono un certo grado di incertezza in termini di predicibilità della produzione. I fenomeni correlati all'exploit della DG sono noti ed essenzialmente si riferiscono a problemi di flusso di energia (bidirezionale), a problemi di limite di tensione e alla congestione a livello di direttrici di distribuzione.

In passato, il ruolo del DSO era quello esclusivo di garantire la fornitura di energia elettrica in maniera affidabile e sicura. Ciò comprendeva le attività di pianificazione e potenziamento della rete in base allo scenario peggiore, indipendentemente dall'improbabilità che si verificasse, e alla redditività economica di tale investimento¹²³.

5.1 Coordinamento tra TSO e DSO nel settore elettrico

Per approcciare in maniera proficua i problemi – a livello di distribuzione – connessi alle importanti necessità di sviluppo infrastrutturale per l'incremento della hosting capacity, i DSO stanno gradualmente diventando attori sempre più attivi e si stanno impegnando nel controllo efficace dei DER. Per consentire l'elevata penetrazione delle FER e il raggiungimento degli obiettivi climatici, l'UE ha posto proprio l'accento sull'indispensabile ruolo attivo del DSO sulla rete di distribuzione e su un efficace coordinamento DSO-TSO.

I possibili meccanismi di coordinamento TSO-DSO prevedono delle fasi “standard”:

- Prequalifica¹²⁴;
- Attivazione;
- Regolamento delle risorse di flessibilità.

In questo contesto, il progetto di ricerca europeo SmartNet¹²⁵, finanziato dal programma Horizon2020, analizza e confronta diverse modalità di interazione tra gli operatori per l'acquisizione di **servizi ancillari (AS)**, con particolare riferimento a bilanciamento e risoluzione delle congestioni da parte di risorse distribuite (**DER - Distributed Energy Sources**), e ha lo scopo di analizzare diversi schemi di coordinamento (**CS - Coordination Schemes**) tra TSO e DSO finalizzati all'estensione della fornitura di tali servizi alle DER, confrontandone l'efficienza dal punto di vista tecnico-economico.

Tali meccanismi di coordinamento TSO-DSO per l'approvvigionamento di servizi ausiliari in Europa possono essere suddivisi in cinque diversi tipi¹²⁶:

¹²³ Badanjak, D, Pandžić, H, Distribution-Level Flexibility Markets - A Review of Trends, Research Projects, Key Stakeholders and Open Questions, 2021

¹²⁴ La prequalifica è il processo per mezzo del quale si verifica il potenziale impatto che eventuali servizi di flessibilità acquisiti dal TSO possano avere sulla rete di distribuzione

¹²⁵ <https://cordis.europa.eu/project/id/691405/it>

¹²⁶ Gerard, H, Rivero Puente, E, Six, D, Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework (2018)

1. Modello di mercato centralizzato dei servizi ancillari;
2. Modello di mercato dei servizi ancillari locali;
3. Modello di Shared Balancing Responsibility;
4. Modello comune di mercato dei servizi ancillari TSO-DSO;
5. Modello di mercato integrato della flessibilità.

5.1.1 Modello di mercato AS centralizzato

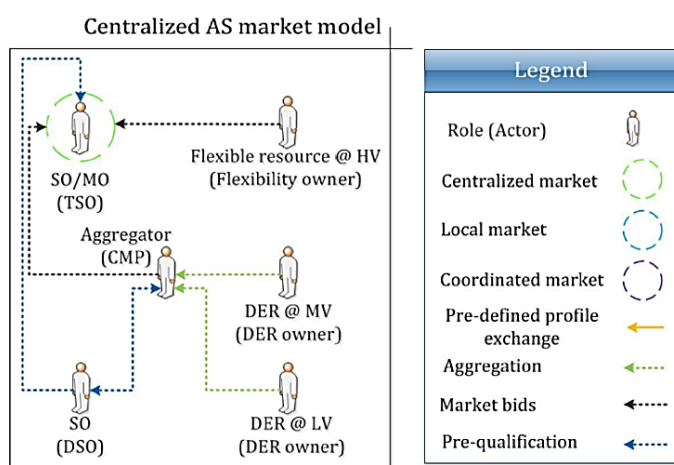


Figura 50 – Modello AS centralizzato

Questo modello prevede un mercato comune per le risorse connesse alla rete di trasmissione e a quella di distribuzione per quanto riguarda la fornitura di servizi ancillari. Questo mercato è gestito dal TSO, che è anche l'unico acquirente. Di conseguenza, il TSO acquisisce servizi ancillari direttamente dalla rete di distribuzione con un ruolo del DSO molto limitato. Infatti, il DSO non contrae flessibilità locale per i propri scopi e non è coinvolto nei processi di acquisizione e attivazione della flessibilità da parte del TSO, ad eccezione del caso di

prequalificazione del sistema.

La prequalificazione del sistema è definita come un processo, gestito dal DSO, atto a garantire al TSO l'attivazione delle risorse di flessibilità dalla rete di distribuzione se questa non provoca la violazione dei vincoli della rete di distribuzione (es. congestione). Questo processo, che si svolge preliminarmente alla liquidazione del mercato, concede l'accesso alla risorsa flessibile per offrire flessibilità (ovviamente, in questo caso il concetto di flessibilità è associato a servizi globali in capo al TSO).

5.1.2 Il modello di mercato AS locale

Il modello di mercato locale prevede un mercato locale separato gestito dal DSO. In questo mercato, il DSO è l'unico acquirente che sfrutta in maniera prioritaria le risorse della rete di distribuzione rese disponibili per la gestione delle necessità locali. Successivamente, le eventuali risorse non utilizzate dal DSO possono essere aggregate e rese disponibili al mercato AS centralizzato gestito dal TSO. La disponibilità delle offerte residue può anche essere organizzata come un semplice passaggio dal mercato locale a quello centralizzato o in alternativa, come combinazione delle offerte per soddisfare meglio le necessità del TSO. Ovviamente, il DSO ha la facoltà di trasferire soltanto le offerte che rispettano

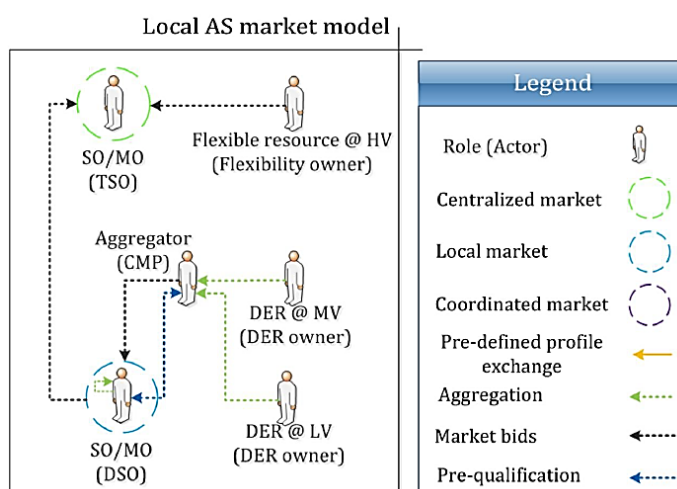


Figura 51 – Modello AS locale

i vincoli della rete di distribuzione. Questo è l'unico modello in cui il DSO ha sempre la priorità nell'utilizzare le risorse locali flessibili per i propri scopi.

Anche se le attivazioni di flessibilità da parte del DSO per risolvere violazioni locali di norma sono modeste, nell'ottica di sviluppi ed allargamenti futuri dei mercati locali, potrebbero comunque generare squilibri nella rete del TSO.

Per questo motivo, occorre che ci sia un sistema efficace di comunicazione tra il DSO e il TSO in maniera tale che il TSO sia in grado di effettuare azioni correttive tempestive per il ripristino delle condizioni di equilibrio della rete di trasmissione.

5.1.3 Modello Shared Balancing Responsibility

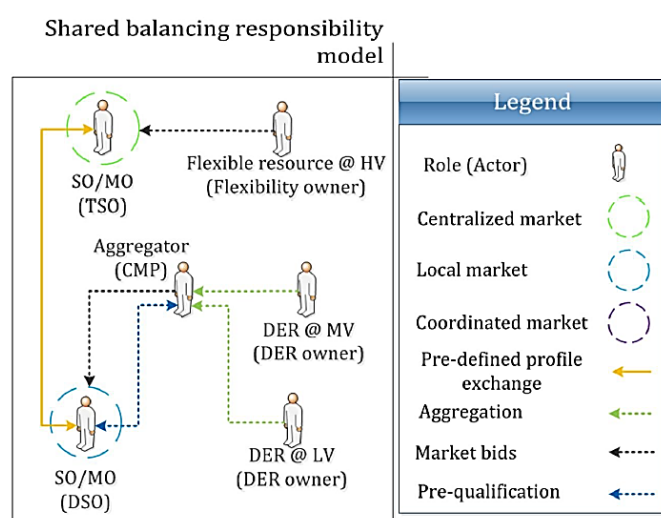


Figura 52 - Modello Shared Balancing Responsibility

Il modello Shared Balancing Responsibility prevede due mercati separati: un mercato centralizzato per le risorse connesse alla rete di trasmissione, gestito dal TSO, e un mercato locale per le risorse connesse alla rete di distribuzione, gestito dal DSO. In questo schema mercato, le risorse di flessibilità eccedenti sul mercato locale non sfruttate dal DSO non possono essere trasferite al mercato del TSO. Pertanto, il TSO rimane responsabile del bilanciamento della rete di trasmissione mentre il DSO diventa l'unico responsabile del bilanciamento della rete di distribuzione secondo un programma che deve essere

concordato anticipatamente con il TSO. Questo programma può essere stabilito a livello dell'intero DSO o anche a livello di ogni singola interconnessione TSO-DSO.

Il programma predefinito potrebbe essere determinato sulla base di dati storici registrati in ogni punto di interconnessione TSO-DSO per cui, considerando i vincoli di rete, siano eseguibili previsioni affidabili sulla necessità futura di flessibilità. Tutto ciò richiede una cooperazione molto stretta tra gli operatori di sistema, compresa la condivisione dei dati, che potrebbe essere difficile in un breve lasso di tempo o, addirittura, non possibile per contingenze legislative o di privacy.

5.1.4 Modello di mercato Common TSO-DSO

Il modello di mercato comune TSO-DSO prevede un mercato condiviso per le risorse flessibili collegate alle reti di trasmissione e distribuzione, gestito dal TSO e dal DSO dove entrambi possono acquistare flessibilità. Al fine di ridurre i costi collettivi del sistema in modo da favorire il benessere sociale, la flessibilità viene concessa al gestore del sistema che ha più necessità. In altre parole, né il TSO né il DSO hanno una priorità prestabilita. Questo tipo di mercato può essere esplicitato secondo due specifiche varianti.

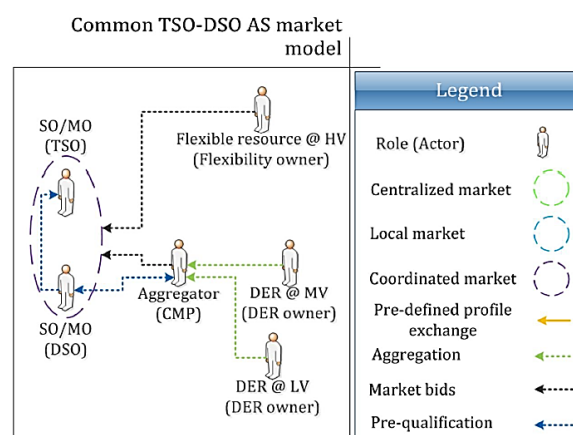


Figura 53 - Modello common TSO-DSO

La prima prevede una accettazione delle offerte che vengono compensate in un'unica sessione di mercato tenendo conto contemporaneamente dei vincoli delle reti di trasmissione e distribuzione. Lo svantaggio di questo sistema potrebbe essere che il processo di ottimizzazione diventa matematicamente impegnativo negli scenari in cui il mercato è fluido e ci sono molte opzioni disponibili.

Una strategia diversa, la seconda variante, può essere quella di organizzare il mercato in modo decentralizzato. Ciò significa che viene prima condotto un mercato locale indipendente gestito dal DSO, tenendo conto dei vincoli della rete di distribuzione locale, ma senza impegni espliciti tra i partecipanti al mercato. I risultati preliminari vengono condivisi con il mercato del TSO e inseriti in una seconda ottimizzazione del mercato che tiene conto degli obiettivi della rete di trasmissione. Sulla base della necessità di questa seconda ottimizzazione, viene inviata una comunicazione al mercato locale che indica quali offerte vengono accettate e per chi.

Il modello di mercato comune TSO-DSO può essere visto, per la prima variante, come un'estensione del modello di mercato AS centralizzato, e del modello di mercato AS locale per la seconda variante. Nel primo caso, l'ottimizzazione è pianificata raccogliendo sia le risorse della rete di trasmissione che quelle della rete di distribuzione. A differenza del modello di mercato AS centralizzato, il DSO diventa acquirente della flessibilità contemporaneamente al TSO. Entrambi condividono la responsabilità del funzionamento del mercato, che potrebbero anche delegare a una terza parte imparziale sotto la loro supervisione. Inoltre, sia i vincoli delle reti di distribuzione che quelli delle reti di trasmissione devono essere inclusi nella compensazione.

La seconda variante è molto simile al modello di mercato AS Locale gestito dal DSO con la differenza che, in questo caso, il DSO non ha la priorità di utilizzare prima le risorse locali, in quanto le risorse sono assegnate all'operatore di sistema con le maggiori esigenze.

5.1.5 Modello di mercato della flessibilità integrata

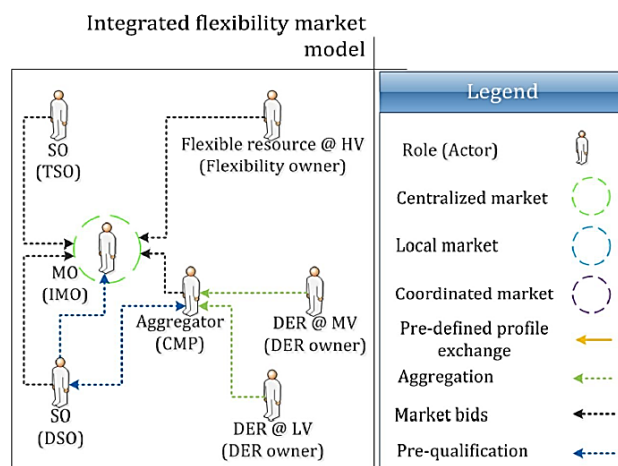


Figura 54 - Modello della flessibilità integrata

avrà un ruolo nella gestione dei dati e nella regolamentazione del mercato. Ciò richiede un'ulteriore interazione tra gli operatori di sistema e un operatore di mercato indipendente per condividere o trasferire dati specifici.

Questo è l'unico schema di coordinamento che consente la concorrenza diretta tra operatori regolamentati e non regolamentati e fornisce flessibilità a entrambi i gruppi di operatori alle stesse condizioni. Il grado di flessibilità viene assegnato al soggetto con la maggiore capacità di pagamento. Inoltre, il TSO e il DSO hanno la possibilità di rivendere la flessibilità

precedentemente contrattata ma non utilizzata, che rientra nel mercato allo stesso prezzo che aveva prima di essere acquistata.

5.1.6 Confronto tra gli schemi di coordinamento

I vari schemi di coordinamento presentati si differenziano tra loro in funzione delle responsabilità dei ruoli dei partecipanti e della progettazione degli stessi. Ognuno dei partecipanti ha determinate responsabilità legate al proprio ruolo che possono cambiare o evolvere in funzione degli schemi di coordinamento. Le evoluzioni dei ruoli determineranno il modo in cui i partecipanti al mercato interagiscono durante le transazioni¹²⁷.

Ciò è particolarmente importante alla luce del rapporto tra TSO e DSO. La distinzione tra i ruoli è fondamentale perché non deve esserci dubbio nell'attribuzione dei rispettivi ruoli e responsabilità a causa della maggiore necessità di coordinamento tra gli operatori di sistema.

Analizzando i cinque diversi schemi di coordinamento, si nota una progressiva espansione del ruolo del DSO. Il TSO è un acquirente attivo di risorse flessibili solo nel modello di mercato AS centralizzato dove il DSO non partecipa all'acquisizione di risorse flessibili. Negli altri schemi di coordinamento, al DSO vengono assegnate responsabilità aggiuntive. Il TSO e il DSO continueranno le loro attività di pianificazione e gestione della rete in tutti gli schemi di coordinamento. A seguito della progressiva maggiore partecipazione del DSO al mercato della flessibilità, per un ottimale funzionamento del sistema, è necessaria l'intensificazione degli scambi di dati e informazioni.

Il DSO dovrà innanzitutto garantire che i vincoli della rete di distribuzione locale siano incorporati nei processi di mercato. Devono essere messi in atto processi per garantire la corretta attribuzione e la trasparenza delle azioni di limitazione attuate dal DSO o dal TSO. L'integrazione dei vincoli della rete di distribuzione può essere attuata secondo diversi criteri:

- attraverso una procedura di prequalificazione del sistema, il DSO può essere in grado di approvare la partecipazione di risorse flessibili disponibili al mercato;
- in alternativa, il DSO potrebbe includere i vincoli della rete in tempo reale durante la compensazione del mercato;
- la terza opzione consiste nel prevedere una procedura manuale iterativa in cui, non appena sono noti i risultati del mercato del TSO, il DSO effettua una verifica per approvare il risultato tenendo conto dei vincoli di rete.

Inoltre, il DSO diventerà un acquirente sempre più attivo di flessibilità. Infatti, il DSO sarebbe responsabile nell'organizzazione del mercato locale della flessibilità secondo il modello AS del mercato locale, nel modello Shared Balancing Responsibility e nel modello AS del mercato comune TSO-DSO dove si assumerebbe una parte della responsabilità per il bilanciamento. Nel modello di mercato AS locale e nella variante decentralizzata del modello di mercato AS comune TSO-DSO, il DSO aggregerebbe le risorse dal mercato locale e le trasferirebbe al mercato centrale gestito dal TSO.

¹²⁷ Rivero. E, Six. D, Ramos. A, Maenhoudt. M, Preliminary Assessment of the Future Roles of DSOs, Future Market Architectures and Regulatory Frameworks for Network Integration of DRES (2014)

Confronto degli elementi chiave dei cinque schemi di coordinamento			
Schema di coordinamento	Ruolo del DSO	Organizzazione del mercato (operatore di mercato)	Principio di allocazione della flessibilità dalla rete di distribuzione
Modello di mercato AS centralizzato	Limitato all'eventuale processo di prequalifica	Mercato comune (TSO)	Priorità per il TSO
Modello di mercato AS locale	Organizzazione del mercato locale Acquirente di flessibilità per la gestione della congestione locale Aggregazione delle risorse al mercato centrale	Mercato centrale (TSO) Mercato locale (DSO)	Priorità per il DSO
Modello Shared Balancing Responsibility	Organizzazione del mercato locale Acquirente di flessibilità per la gestione e il bilanciamento della congestione locale	Mercato centrale (TSO) Mercato locale (DSO)	Uso esclusivo per il DSO
Modello comune di mercato TSO-DSO AS	Organizzazione del mercato della flessibilità in collaborazione con TSO Acquirente di flessibilità per la gestione della congestione locale	Mercato comune (TSO e DSO) Mercato centrale (TSO) Mercato locale (DSO)	Minimizzazione dei costi complessivi di TSO e DSO
Modello di mercato della flessibilità integrata	Acquirente di flessibilità per la gestione della congestione locale	Mercato comune (operatore di mercato indipendente)	Massima disponibilità a pagare

Tabella 3

5.1.7 Valutazione degli schemi di coordinamento

Nel modello di mercato centralizzato, il TSO ha accesso esclusivo a tutte le risorse che possono essere utilizzate per i servizi di sistema sull'intera rete elettrica, mentre il DSO non è coinvolto nell'acquisizione di servizi forniti dalle risorse insistenti nella rete di distribuzione. A seguito dell'acquisizione della flessibilità, la comunicazione tra gli operatori di sistema è minima e non è necessaria l'installazione di un sistema complesso per il trasferimento dei dati. I principali vantaggi sono i bassi costi operativi per il funzionamento del mercato, le procedure di partecipazione relativamente semplici e la possibilità per i fornitori di servizi di flessibilità di accedere alle risorse di diverse aree del DSO attraverso un'offerta comune. L'aspetto negativo è dato dal fatto che il DSO non può sfruttare il potenziale di flessibilità per risolvere i problemi della rete di distribuzione.

Nel modello di mercato locale è il DSO a gestire il mercato. In questo modello di mercato, esiste il rischio che mercati locali con minore liquidità, operino a costi più elevati a causa della mancanza di economie di scala. In questi casi, il DSO può incorrere in costi più elevati nell'approvvigionamento della flessibilità. L'esistenza di più mercati locali potrebbe anche aumentare i costi di sviluppo delle necessarie infrastrutture di comunicazione e ICT e favorire la nascita di prodotti diversi e specifici per il mercato, il che potrebbe ostacolare lo sviluppo delle attività di aggregazione. Nonostante ciò, prodotti specifici potrebbero essere utili in quanto realizzati su misura per le esigenze di ogni DSO.

Nel modello di responsabilità di bilanciamento condivisa, il DSO si assume parte della responsabilità di bilanciamento secondo un programma predefinito. Analogamente al modello di mercato locale, è possibile che persista una scarsa liquidità, il che potrebbe significare che il costo

dell'approvvigionamento della flessibilità sia più elevato. In questo schema non è possibile fornire al TSO risorse della rete di distribuzione e questo è sicuramente uno svantaggio anche per i partecipanti al mercato, oltre che per il TSO, in quanto vengono limitate le possibilità di valorizzazione della flessibilità.

Nel modello di mercato comune TSO-DSO, sia le esigenze del TSO che quelle del DSO vengono soddisfatte per mezzo di soluzioni combinate, mantenendo al minimo i costi complessivi di sistema. Per questo modello esistono due varianti distinte. Nell'opzione centralizzata, il TSO ha il vantaggio di condividere i costi operativi di organizzazione del mercato con il DSO, ma il TSO condividerà anche diversi dati con il DSO. Il costo di gestione di un piccolo mercato locale per il DSO potrebbe essere piuttosto elevato nella variante decentralizzata, simile al modello del mercato locale ma potrebbe avere il vantaggio dovuto al fatto che movimentazioni modeste di risorse non necessitano la condivisione di molti dati con il TSO semplificando notevolmente le procedure relative alla riservatezza e sicurezza dei dati

Nel modello di mercato integrato della Flessibilità, gli operatori di mercato non regolamentati (BRP, aggregatori e partecipanti al mercato commerciale) vengono inseriti come acquirenti di flessibilità. Pertanto, per garantire la neutralità nei confronti di tutti gli operatori di mercato, viene richiesta la presenza di un gestore di mercato indipendente. Di conseguenza, per includere i vincoli di rete nella compensazione di mercato, i dati necessari devono essere condivisi tra gli amministratori di sistema e il gestore di mercato indipendente. Questo schema di coordinamento ha il vantaggio di aumentare la liquidità grazie alla presenza di diversi acquirenti di flessibilità. Inoltre, gli operatori di sistema hanno la possibilità di rivendere al mercato la flessibilità precedentemente acquisita, aumentando ulteriormente la liquidità del mercato. La presenza di soggetti regolamentati e non regolamentati in uno stesso mercato può sollevare alcune perplessità.

Infatti, la flessibilità è assegnata alla parte con la maggiore disponibilità a pagare, il che potrebbe portare a costi più alti per gli operatori del sistema.

Inoltre, i gestori dei sistemi potrebbero attivare una certa flessibilità che abbia un impatto negativo sulle posizioni degli altri, con conseguenti inutili costi di rete. In secondo luogo, sarà più difficile per il TSO determinare la quantità di flessibilità necessaria per garantire l'equilibrio del sistema, poiché le parti commerciali possono acquistare quasi istantaneamente risorse prontamente disponibili per valutare le proprie posizioni. Questa situazione potrebbe costringere il TSO ad acquistare capacità anticipatamente per garantire la disponibilità di risorse sufficienti a regolare l'equilibrio del sistema. Un terzo fattore è la possibilità che l'apertura dei mercati di flessibilità a soggetti non regolamentati possa limitare la crescita e la liquidità dei mercati infragiornalieri.

In sintesi, il *modello di mercato AS centralizzato* avanza gli altri schemi di coordinamento in termini di facilità di implementazione del modello e di funzionamento a basso costo del mercato della flessibilità. Tuttavia, questo modello non riconosce il ruolo in evoluzione del DSO e non garantisce il rispetto dei vincoli della rete di distribuzione. Il *modello di mercato AS Locale* e il *modello di Responsabilità di Bilanciamento Condivisa* tengono conto del ruolo del DSO e dell'esistenza di vincoli di rete della rete di distribuzione. Sfortunatamente, c'è il rischio di piccoli mercati illiquidi e le economie di scala sono limitate. Il modello di *mercato comune TSO-DSO AS* e il modello di *mercato della flessibilità integrata* favoriscono soprattutto la liquidità del mercato e la realizzazione di economie di scala. Tuttavia, per sfruttare appieno il potenziale di questi modelli, è necessario impegnarsi nella comunicazione tra gli operatori di sistema, nella condivisione dei dati e nell'organizzazione del mercato della flessibilità.

5.1.8 Fattibilità degli schemi di coordinamento

I cinque schemi di coordinamento differiscono in termini di fattibilità dell'esecuzione. Alcuni schemi di coordinamento sono attualmente realizzabili con piccoli aggiustamenti alla normativa e all'organizzazione di mercato esistente. Altri richiedono modifiche sostanziali al quadro giuridico e alla struttura del mercato prima dell'attuazione. Inoltre, la fattibilità di un particolare schema di coordinamento è influenzata sia dalle normative per armonizzare e integrare i mercati dei servizi ancillari, sia dal modo in cui TSO e DSO sono attualmente organizzati e comunicano tra loro¹²⁸. Inoltre, alcuni schemi di coordinamento possono essere più compatibili con alcuni mercati energetici già esistenti.

Una questione importante è lo sviluppo del ruolo dei gestori di sistema. Oggi, la responsabilità del bilanciamento del sistema ricade sul TSO. Secondo il modello Shared Balancing Responsibility, è il DSO a condividere questa responsabilità. Ad eccezione del modello di mercato AS centralizzato, tutti gli schemi di coordinamento presuppongono che il DSO disponga di risorse di flessibilità per mitigare i vincoli sulla propria rete. Per promuovere l'obiettivo condiviso di ridurre al minimo i costi associati a TSO e DSO, il modello di mercato comune TSO-DSO richiede anche l'adeguamento della normativa sui programmi di TSO e DSO.

Ovviamente tutto ciò implica che ci siano chiare linee guida per gli operatori di sistema su come bilanciare gli investimenti nella rete con l'utilizzo di risorse flessibili. Nei modelli di mercato AS locale e Common TSO-DSO (variante decentralizzata), il DSO ha la funzione anche di aggregatore, delle risorse di flessibilità non utilizzate, per il TSO. Anche questo ruolo specifico necessiterebbe di una chiara definizione nella regolamentazione.

L'attuazione di qualsiasi schema di coordinamento sarà condizionata anche dalle regolamentazioni nazionali esistenti per quanto riguarda l'interazione tra gli operatori di sistema. L'esistenza di più DSO relativamente piccoli, all'interno di un territorio nazionale come, ad esempio, in Germania o Norvegia, ma anche in Italia, potrebbe essere un aspetto rilevante da considerare quando si valutano i diversi schemi di coordinamento. Il tipo e la natura dei DSO dovrebbero essere quindi presi in considerazione quando si progettano gli strumenti e i requisiti per conseguire determinati obiettivi, al fine di evitare che il rapporto costi/benefici sia negativo.

Nei modelli di mercato AS Centralizzato e Flessibilità Integrata, il DSO non opera nel di mercato per cui, visto che i vincoli di rete locale devono essere integrati nelle contrattazioni, dovrebbe essere organizzata una forma di interscambio molto stretta tra il gestore del mercato e il DSO. A causa dell'elevato numero di interazioni, questo processo richiederebbe anche un elevato livello di affidabilità specialmente in presenza di più DSO. Nei modelli di mercato AS locale, di responsabilità di bilanciamento condivisa e n comune TSO-DSO comune (variante decentralizzata), l'organizzazione del mercato locale è a cura dei DSO. Qualora le risorse flessibili in una determinata area della rete di distribuzione fossero limitate, potrebbe esserci anche il rischio di illiquidità del mercato locale. Specialmente per il modello di Responsabilità di Bilanciamento Condivisa, il DSO dovendo rispettare un profilo di acquisizione della flessibilità concordato con il TSO, i costi di bilanciamento potrebbero essere molto più elevati in un mercato con un portafoglio più limitato.

In generale, in funzione della regolamentazione e dell'organizzazione locale degli operatori di rete, potrebbe esistere una preferenza per un particolare schema di coordinamento.

¹²⁸ Dueñas. P, DSO-TSO Coordination (2015)

La scelta di un particolare schema di coordinamento però non dipende solo dal paese. Possono esistere diversi schemi di coordinamento a livello del singolo prodotto per diversi servizi ancillari. Per i servizi utilizzati per il bilanciamento o per la gestione della congestione, ogni schema di coordinamento è possibile. Per quanto riguarda i prodotti relativi al controllo della tensione, a causa della natura specifica dell'ubicazione di queste risorse, non sembra fattibile organizzare un mercato senza la partecipazione del DSO. Pertanto, il modello di mercato AS centralizzato, dove il DSO non è coinvolto, non è applicabile nell'ambito del controllo della tensione in quanto il TSO non sarebbe in grado di controllare la tensione al punto di connessione TSO-DSO senza considerare la rete di distribuzione.

L'analisi dei vari modelli mostra che ciascuno può evolvere verso uno schema di coordinamento diverso o più avanzato. Schemi di coordinamento come il modello di mercato AS centralizzato, il modello di mercato AS locale e il modello di responsabilità di bilanciamento condivisa potrebbero essere più facili da implementare a breve termine da una prospettiva operativa. A più lungo termine, invece, il modello di mercato comune TSO-DSO AS o il modello di mercato della flessibilità integrata potrebbero essere più efficienti in termini di costi a causa di una maggiore liquidità del mercato e di maggiori economie di scala.

In definitiva si può affermare che la scelta dello schema di coordinamento più idoneo dipende da diversi fattori, ovvero il tipo di servizio di flessibilità, lo stato attuale della rete, la quota di FER installate, il disegno del mercato esistente e l'evoluzione dei ruoli e responsabilità degli operatori di sistema.

La fattibilità di ciascuno degli schemi di coordinamento dipende dal quadro normativo attuale e futuro. La scelta di un particolare schema di coordinamento consente comunque in qualsiasi momento di evolvere verso un altro schema di coordinamento. Il modello di mercato AS centralizzato, il modello di mercato AS TSO-DSO comune (variante centralizzata), il modello di responsabilità di bilanciamento condivisa e il modello di mercato della flessibilità integrata condividono un'architettura di mercato comune in termini di piattaforma di mercato e requisiti ICT. Lo stesso ragionamento si applica al modello di mercato AS locale e al modello di mercato AS TSO-DSO comune (variante decentralizzata). Il passaggio da uno schema di coordinamento all'altro è in linea di principio una questione di cambiamento di ruoli, responsabilità e struttura del mercato. Resta essenziale che lo schema nazionale di coordinamento scelto sia integrato nei processi in corso di armonizzazione e integrazione dei sistemi energetici in tutta l'Unione europea. Indipendentemente da come sarà organizzato il coordinamento tra gli operatori di sistema, la maggiore interazione avrà un impatto sui processi aziendali, sugli scambi di informazioni, sui canali di comunicazione e sull'infrastruttura ICT. Apportare le modifiche necessarie richiede un cambio di paradigma nel funzionamento del sistema.

5.2 Gestione delle congestioni

Nei paragrafi precedenti sono stati analizzati diversi possibili modelli di mercato per i servizi ancillari anche se altre varianti possono scaturire dai modelli base descritti. Tali varianti dipendono sia dalle regolamentazioni europee e nazionali che dalle esigenze di ogni singolo DSO.

Un esempio di modello di mercato ibrido che potrebbe riassumere alcuni schemi di mercato comprendendo diversi prodotti di flessibilità fondamentalmente dedicati al DSO è il già citato LFM.

L'importanza della trasparenza delle regole di mercato e dei sistemi di regolamento, la riduzione delle barriere all'ingresso nel mercato e il potere di mercato sono alcune sfide prima dell'avvio del

LFM¹²⁹. Per l'avvio di un LFM è raccomandabile iniziare con un'asta in cui i gestori di rete di distribuzione determinano le quantità di flessibilità e il prezzo viene fissato dal processo di mercato in una piattaforma regolamentata. Una volta assicurata la liquidità, si potrebbe realizzare una transizione verso un mercato competitivo.

Dal punto di vista funzionale, è conveniente, per semplicità, iniziare a operare nel LFM limitando la sua funzionalità alla gestione delle congestioni (**Congestion Management CM**). Una volta che la linea di mercato dedicata alla gestione delle congestioni (**Congestion Management Market CMM**) ha acquisito slancio, è possibile aggiungere più prodotti e più funzionalità al LFM¹³⁰.

Aspetto essenziale del mercato è certamente la trasparenza, che riguarda le metodologie di calcolo della baseline (ossia i consumi previsti dalle risorse), tra le altre cose, nella fase di liquidazione. Tra i metodi per il calcolo della baseline delle risorse vi sono approcci basati sull'analisi di dati storici, sul campionamento statistico, sull'analisi del MBL – Maximum Base Load, sull'analisi MBMA – Meter Before/Meter After, o sul metodo MGMO – Metering Generator Output¹³¹.

In aggiunta, per il calcolo della baseline potrebbero essere utilizzati metodi basati sull'apprendimento automatico combinati con metodi tradizionali (ad es. dati storici dei contatori intelligenti). Sebbene l'utilizzo di tecniche di apprendimento automatico possa portare a previsioni di alta qualità, va sottolineato che occorre tenere in considerazione il mantenimento di un equilibrio tra semplicità e accuratezza dei calcoli di riferimento. Se i calcoli relativi al regolamento diventassero complessi, i fornitori di flessibilità potrebbero non essere disposti ad entrare nel mercato e la liquidità potrebbe essere compromessa. L'insediamento, infatti, è una delle fasi critiche del mercato in cui è richiesta una corretta comprensione tra gli stakeholder.

Inoltre, poiché occorre garantire condizioni di parità per tutti i partecipanti al mercato, la gestione del mercato potrebbe essere affidata ad una terza parte completamente indipendente dalle attività di negoziazione (**LFMO**)

L'operatore del mercato della flessibilità locale (LFMO) svolgerebbe in tal caso un ruolo fondamentale nella trasparenza del mercato e sarebbe responsabile della fornitura, amministrazione, compensazione e regolamento della piattaforma.

5.2.1 Introduzione al CMM – Congestion Market Management

Come accennato nel paragrafo precedente, la congestione che oggi è un problema crescente dei sistemi di distribuzione, può essere affrontata all'interno di un LFM in una sezione apposita dedicata (CMM). Alla classica metodologia non basata sul mercato consistente nel rafforzamento della rete, la riconfigurazione della rete ecc, si contrappongono soluzioni efficaci basate sul mercato.

I possibili prodotti contrattabili all'interno di un CMM per la risoluzione della congestione possono essere suddivisi in: prodotti a lungo termine, a breve termine e operativi, seguiti da diverse altre implementazioni.

¹²⁹ Ramos. A, De Jonghe. C, Gómez. V, Belmans. R, Realizing the smart grid's potential: Defining local markets for flexibility

¹³⁰ Attar. M, Repo. S, Mann. P, Congestion management market design – Approach for the Nordics and Central Europe

¹³¹ Coordinet-project, Deliverable D2.1 – Markets for DSO and TSO procurement of innovative grid services: Specification of the architecture, operation and clearing algorithms

In generale, nel caso di un mercato consolidato con più attori partecipanti, la progettazione di un CMM è un problema complesso che vede diverse parti interessate con compiti, necessità, visioni, modelli di business e capacità diversi che devono lavorare in sinergia.

Usare prodotti standardizzati facilita la progettazione di questa tipologia di mercato. In generale, gli standard garantiscono che i beni o servizi prodotti in un settore specifico abbiano una qualità costante e siano equivalenti ad altri prodotti o servizi comparabili nello stesso settore. La standardizzazione aiuta anche a garantire la sicurezza, l'interoperabilità e la compatibilità dei beni prodotti. La cosa più importante della standardizzazione è che consente il contenimento dei costi, in quanto introduce unicità accelerando l'adozione di servizi o beni. Pertanto, per i LFM, è vantaggioso standardizzare il quadro e costruire modelli in modo regolamentato.

L'utilizzo dei prodotti deve quindi necessariamente essere regolamentato in funzione delle esigenze e situazioni contingenti, con la priorità assegnata al DSO che è l'operatore che deve gestire direttamente l'impatto di DER nella propria rete.

5.2.2 Gerarchizzazione dell'acquisizione di flessibilità: il Traffic Light Method (TLM)

Per regolare questa importante gerarchia tra gli stakeholder collegati alle LFM e i loro ruoli nei diversi scenari, uno dei sistemi in fase di applicazione è il cosiddetto **Traffic Light Method (TLM)**:

- **Stato verde**: questo è lo stato operativo in cui la rete di distribuzione non ha vincoli stringenti in relazioni alle modifiche di potenza richiesta per flessibilità del TSO. Quindi, il DSO concede senza vincoli la modulazione di potenza flessibile al TSO.
- **Stato arancione**: indica lo stato in cui il DSO interagisce attivamente a valle di richieste di modulazioni da parte del TSO per evitare che la rete si saturi (operi oltre i range ottimali di esercizio) ed entri nello stato rosso. Questo stato può essere temporaneo ed implica l'emissione di una serie di vincoli da parte del DSO (limitazioni alle variazioni di potenza).
- **Stato rosso**: il DSO può respingere le richieste di modulazione del TSO poiché le potenze in gioco sarebbero oltre i valori di capability del sistema di distribuzione. Anche questo stato può essere temporaneo e, talvolta, può essere gestito come lo "stato arancione", ovvero imponendo una matrice di capability massima entro cui modulare le richieste di potenza.

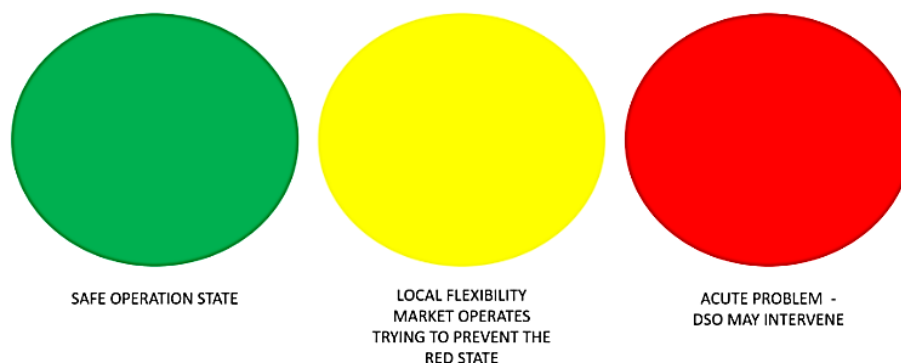


Figura 55 - Stato della rete

5.2.3 Attributi del prodotto flessibile

Nella progettazione del prodotto, gli attributi del prodotto di flessibilità dovrebbero essere adattati per soddisfare le esigenze e le capacità delle parti interessate.

Attributi	Definizione
Dimensione minima dell'offerta	La dimensione minima dell'offerta (kW) consentita sul mercato.
Dimensione massima dell'offerta	La dimensione massima dell'offerta (kW) consentita sul mercato.
Posizione	Il luogo dove è richiesta flessibilità.
Tempo di attivazione	Il momento in cui la flessibilità deve essere attivata.
Durata	Il tempo di attivazione completo della flessibilità.
I tempi di recupero	Tempo minimo tra le attivazioni.
Volume	La quantità di flessibilità per kW.
Direzione	La direzione della flessibilità sia verso l'alto che verso il basso.

Figura 56 - Attributi

La maggior parte dei mercati della flessibilità utilizzano prodotti standardizzati. I prodotti standardizzati consentono una concorrenza trasparente tra gli FSP poiché è possibile creare un elenco di **ordini di merito (MOL)** delle offerte e l'acquirente può selezionare l'offerta più conveniente da MOL. In un mercato con prodotti standardizzati, i partecipanti al mercato dovrebbero concordare gli attributi di flessibilità. Quindi, se il divario tra le esigenze dei gestori di rete non è ampio, avere prodotti standardizzati è la soluzione migliore, soprattutto se il DSO è l'unico acquirente di flessibilità. Quando i TSO e i DSO sono entrambi coinvolti nell'approvvigionamento di flessibilità, trovare un prodotto standardizzato come approccio "taglia unica" in termini di risoluzione dell'aggregazione, dimensione dell'offerta e lead time, ecc., può essere più difficile (lo è certamente in contesti di sviluppo del LFM).

Al contrario, nei mercati con prodotti non standardizzati, si consente agli FSP di partecipare al mercato con attributi di flessibilità di loro scelta. I DSO possono sfogliare le offerte e filtrarle in base alle loro esigenze. La partecipazione al mercato potrebbe essere più flessibile per i partecipanti e portare a una minore barriera di mercato; tuttavia, l'ottimizzazione del portafoglio degli FSP e il processo decisionale dei DSO possono essere più complessi, perché l'ottimizzazione deve riguardare uno spazio di soluzioni più ampio e con meno vincoli. In generale, i prodotti di flessibilità standardizzati e non standardizzati hanno caratteristiche particolari e non esiste una soluzione universale per la progettazione dei prodotti di flessibilità.

5.2.4 Condizioni necessarie per il funzionamento del CMM

Affinché il CMM funzioni come soluzione efficace per la gestione della congestione, dovrebbero essere soddisfatte alcune condizioni preliminari poiché il CMM necessita della partecipazione di diverse parti indipendenti.

Per prima cosa, sono richieste esigenze a lungo termine e frequenti di CM da parte degli acquirenti di flessibilità.

In secondo luogo, gli acquirenti di flessibilità dovrebbero disporre di una previsione avanzata, monitoraggio in tempo reale e sistemi decisionali per ottenere il massimo dalle CMM. Infatti, una rete di distribuzione con un sistema di automazione scadente (ad es. mancanza di misurazioni lungo la rete in tempo reale) non aiuta il DSO a capire esattamente cosa non va nella rete, portando a processi decisionali inefficaci o casuali.

In terzo luogo, per l'attivazione e il monitoraggio della flessibilità in un CMM pienamente funzionante, è necessario un certo livello di affidabilità e preparazione tecnica da parte del

fornitore di flessibilità. Infatti, gli FSP che puntano a partecipare alla CMM dovrebbero essere tecnicamente in grado di attivare le risorse che coordinano (ad esempio, pompe di calore, batterie, stazioni di ricarica per veicoli elettrici, ecc.) in un determinato momento e in un luogo ben preciso. La capacità degli FSP dovrebbe essere realmente testata attraverso il processo di prequalificazione del prodotto, in cui i DSO esaminano se l’FSP può fornire la flessibilità nella pratica inviando la richiesta di attivazione e monitorando la risposta di flessibilità. La capacità comprende anche le prestazioni del sistema di comunicazione responsabile della trasmissione con successo dei segnali di attivazione alle risorse.

In quarto luogo, i modelli di business e le normative richiesti dovrebbero supportare un commercio di flessibilità.

5.2.5 Servizi di gestione della congestione (CM) e modelli di mercato

In un mercato, come descritto nei paragrafi precedenti, con partecipanti regolamentati e no, la flessibilità può essere utilizzata per offrire diversi servizi, inclusi quelli commerciali (es. mercato del giorno prima), servizi ancillari di frequenza (per TSO) e soprattutto ancillari non di frequenza (es. gestione delle congestioni).

Un servizio ancillare non di frequenza viene abilitato utilizzando un particolare processo di mercato su una piattaforma di mercato in cui vengono negoziati prodotti di flessibilità.

Un processo di mercato è un **elenco di ordini di merito - Merit Order List (MOL)** che combina prodotti specifici in un determinato periodo di tempo. Il numero di MOL definisce il numero dei processi mercati.

In generale, i servizi CM possono essere realizzati utilizzando diversi modelli di mercato come mostrato in figura.

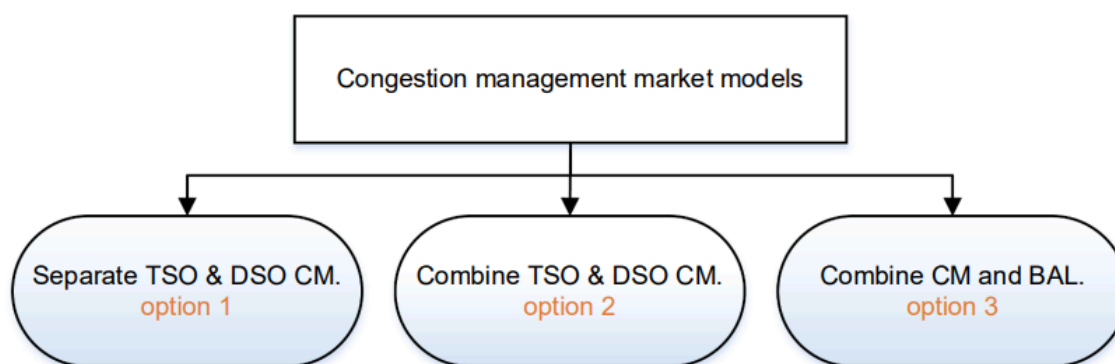


Figura 57 - Modelli di CMM

Considerato che il focus della tesi è incentrato sui servizi di flessibilità per il DSO, **l’opzione 3** che comporta un processo di mercato combinato per CM e BAL dedicato ai servizi di frequenza, non verrà approfondita

Nell’ **opzione 1** il mercato per il TSO e quello di CM per il DSO sono **due processi separati**, mentre nell’**opzione 2**, sia TSO che DSO CM si verificano nello **stesso processo di mercato**.

I CMM possono offrire tre servizi a DSO e TSO: servizi **a breve termine, operativi e a lungo termine**. In base alle loro esigenze, gli acquirenti possono procurarsi il servizio desiderato nel mercato di riferimento.

5.2.5.1 Servizio Breve termine

Quando un gestore di rete è relativamente sicuro dell'attivazione del servizio ancillare come, ad esempio, in occasione di lavori programmati, **il servizio a breve termine** è sicuramente il più consigliato.

Le congestioni con un alto livello di certezza dovrebbero quindi essere affrontate tramite **CMM a breve termine**.

Il CMM a breve termine è il mercato in cui alla richiesta di servizi ancillari da parte dei gestori di rete, devono corrispondere offerte **di riprofilatura programmata (SRP)** da parte dei **fornitori di servizi di flessibilità (FSP)**.

SRP corrisponde quindi all'obbligo di modificare la domanda o la generazione in un dato luogo e in un dato momento a beneficio degli acquirenti di flessibilità. L'acquisto di prodotti SRP ne comporta l'attivazione, infatti **il prezzo SRP è la somma della prenotazione e dell'attivazione del servizio**, per cui i gestori di rete devono essere ragionevolmente sicuri dell'attivazione del servizio per non incorrere in spese inutili.

Dal punto di vista degli FSP, invece, visto che l'offerta SRP se negoziata deve essere attivata, per non incorrere in penalizzazioni, devono adottare delle disposizioni efficaci nell'organizzazione del loro portafoglio di prosumer al fine di garantire una regolare erogazione dei servizi

5.2.5.2 Servizio Operativo

Ogni volta che un operatore di rete non è sicuro del verificarsi di una congestione nel giorno successivo, può essere utilizzato il **servizio operativo**. In queste situazioni, viene utilizzato un prodotto di **riprofilatura condizionale (CRP)**. Per CRP il fornitore di flessibilità deve avere la capacità di soddisfare il servizio negoziato, con la modifica della domanda o del profilo di generazione, in tempo reale se il gestore della rete lo richiede.

Pertanto, a differenza di SRP, in CRP la liquidazione avviene in due fasi: prenotazione e attivazione della capacità. Quindi, se i gestori di rete, a causa dell'incertezza delle previsioni di congestione, non sono disposti ad acquistare SRP, possono essere al sicuro riservando capacità nel CMM operativo.

Talvolta per il DSO potrebbe essere complicato scegliere SRP o CRP. Infatti, diversi errori potrebbero essere introdotti nelle valutazioni come, ad esempio, le previsioni di produzione e di carico dipendenti dalle condizioni meteorologiche. Pertanto, tracciare un confine netto tra SRP e CRP coinvolge diversi fattori, inclusa l'esperienza di DSO.

La figura visualizza la stima del livello dei prezzi di SRP e CRP. La prenotazione CRP è il prodotto più economico, pertanto, risulterebbe il prodotto più richiesto dai DSO che ovviamente tendono a minimizzare i costi di acquisizione dei servizi ancillari. Tuttavia, se attivato, CRP diventa più costoso del prodotto SRP. Pertanto, è un problema decisionale per i DSO scegliere il prodotto appropriato in base alle proprie esigenze e livelli di certezza. Inoltre, dal punto di vista della gestione del portafoglio, è anche un problema decisionale per gli FSP distribuire in modo ottimale le loro flessibilità disponibili nei prodotti SRP e CRP delle CMM.



Figura 58

5.2.5.3 Servizio a Lungo termine

Per le esigenze di flessibilità, che possono essere previste con largo anticipo (es. annuale, stagionale, mensile o settimanale), può essere utilizzato il servizio **CM a lungo termine**.

In base ai piani di **manutenzione/costruzione programmati (M)**, alle variazioni della capacità di **hosting stagionale (HC)** della propria rete, alle variazioni di carico/produzione previste, ecc. i gestori di rete possono fare ricorso a servizi a lungo termine

Le caratteristiche del prodotto (**HC & M**) sono del tutto simili a quelle di CRP

Il lead time di CMM a lungo termine varia da un mercato annuale a un mercato settimanale, a seconda delle esigenze e delle considerazioni delle parti interessate a livello nazionale.

La prenotazione della capacità avviene quando il mercato è operativo (ad esempio, una settimana prima) e la decisione di attivazione deve essere presa un giorno prima dell'operazione in tempo reale.

Ovviamente, maggiore è il lead time, maggiori sono i livelli di incertezza perché, né gli acquirenti né i venditori possono essere abbastanza sicuri delle proprie esigenze di flessibilità e capacità con molto anticipo, pertanto, un lungo lead time CMM può indurre gli operatori del mercato a comportarsi in modo conservativo.

Nello stesso tempo, un lead time più lungo può portare alla sicurezza dei ricavi per gli FSP e può essere una soluzione più affidabile per gli operatori di rete perché, in prossimità del funzionamento in tempo reale, i servizi operativi a breve termine potrebbero non essere disponibili o essere troppo costosi.

5.2.5.4 Analisi delle diverse strutture di mercato delle CMM

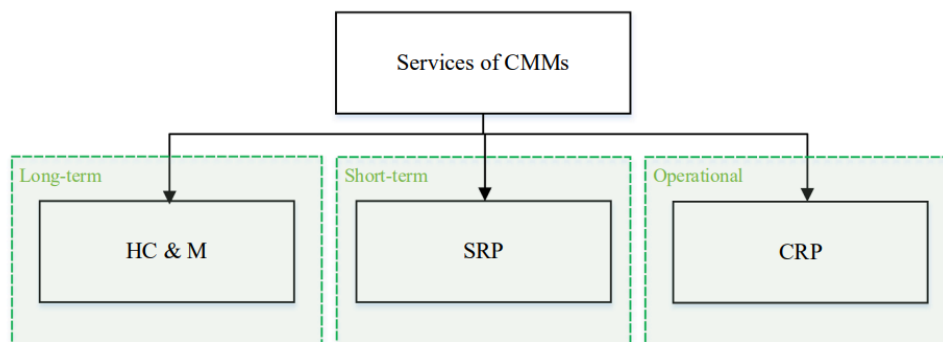


Figura 59 - Servizi

La progettazione dei CMM potrebbe dipendere da molti fattori: normative nazionali e comunitarie, condizioni dell'infrastruttura come ad es. livello di automazione della rete di distribuzione, disponibilità del sistema ITC, livello delle esigenze degli operatori di rete, fonte principale di congestione (ad esempio, eccessiva penetrazione della produzione solare, eolica, ecc.)

Prima di entrare nel merito delle strutture del mercato e nelle loro caratteristiche, occorre analizzare il processo di prequalifica.

Il processo di prequalifica garantisce che la consegna di un determinato prodotto possa effettivamente avvenire senza causare problemi alla rete. Sono richiesti almeno due processi di prequalifica:

- La prequalificazione del prodotto riguarda fundamentalmente gli FSP e le risorse flessibili ad esso collegate.
- La prequalificazione della rete garantisce ai gestori di rete che non si verifichino situazioni indesiderate in nessuna delle reti coinvolte, quando viene attivata la flessibilità di un FSP.

L'archiviazione dei risultati di prequalifiche verrebbe poi archiviata nel **registro della flessibilità (FR)**.

FR raccoglie e condivide informazioni pertinenti sulle risorse di flessibilità e potrebbe essere utilizzato per diversi processi all'interno di un mercato, come prequalificazione, validazione, attivazione, monitoraggio, regolamento, ecc. Per il gestore di rete è fondamentale in quanto consente di avere visibilità delle risorse di flessibilità che sono collegate alla propria rete e quali risorse sono potenzialmente disponibili a tutti i livelli di tensione.

5.2.5.4.1 Modello CMM – opzione 1

Il modello CMM, basato sull'opzione 1 introduce un processo CM separato per DSO e TSO, il che significa che esistono due MOL separati, uno per DSO e un altro per TSO. Poiché ci sono due servizi, quello a breve termine e quello operativo, il numero di MOL è quattro (indipendentemente dal CMM a lungo termine). L'opzione di mercato 1 può essere implementata in almeno tre modi diversi.

La figura 60 mostra la situazione in cui il DSO CM ha la priorità rispetto al TSO CM per quanto riguarda il **gate opening time (GOT)** e il **gate closure time (GCT)**, mentre la Fig. 61 illustra la situazione opposta in cui il TSO CM viene servito per primo, seguito dal DSO CM. Infine, il funzionamento simultaneo di DSO e TSO CM è rappresentato in Fig. 62.

5.2.5.4.1.1 Opzione 1-1

Secondo l'opzione 1-1, come mostrato in Fig. 60, la struttura del mercato definisce che il CM a breve termine per DSO ha la priorità rispetto al TSO CM in termini di finestra temporale di funzionamento. Ad esempio, il GOT del mercato CM e Intraday dei DSO si può prevedere che inizi contemporaneamente alle 15:15.

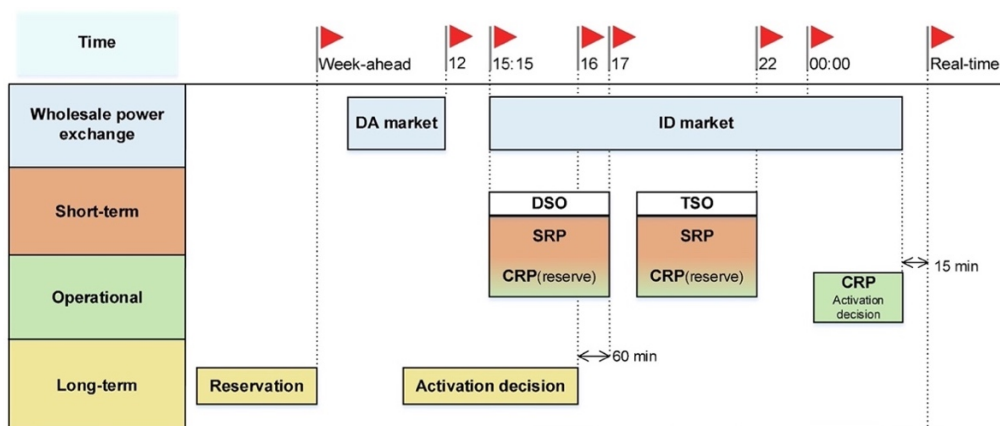


Figura 60 - Opzione 1-1

Una volta aperto il mercato DSO CM, utilizzando i loro strumenti di previsione delle congestioni, i DSO prevedono le congestioni in tutta la loro rete per il giorno successivo. Nel caso vengono riscontrate probabili congestioni, i DSO inoltrano le richieste di servizi ancillari al DSO CMM. Il mercato informa quindi i fornitori di flessibilità in merito alle esigenze attuali.

Gli attributi delle esigenze di flessibilità sono la posizione della flessibilità, la direzione, il tempo, la durata, il volume, ecc.

Una volta che il mercato DSO CM riceve le offerte di flessibilità, il gestore del mercato passa le offerte attraverso il filtro di prequalificazione del mercato per assicurarsi che le offerte non danneggino parti della rete (eventualmente appartenenti ai gestori di rete limitrofi).

Dopo il processo di prequalificazione del mercato, le offerte filtrate creano un MOL per l'utilizzo del DSO. Il DSO seleziona l'offerta più conveniente e informa il CMM poco dopo il GCT. Va notato che il processo di selezione dell'offerta da parte dei DSO (ad es. criteri, metodologia, ecc.) deve essere trasparente per tutti gli attori del mercato al fine di creare un rapporto di fiducia tra acquirenti e venditori di flessibilità. Pertanto, le motivazioni di rifiuto delle offerte non accettate dovrebbero essere chiarite all'FSP da CMM al fine di migliorare l'apprendimento dei meccanismi di mercato.

Dopo la chiusura di DSO CM, viene aperto il mercato TSO CM. Un processo simile a quello per il DSO CM avviene nel mercato TSO CM. Come mostrato nella Fig. 60, si propone che il GCT del TSO CM sia a 22, quando poco dopo i fornitori di flessibilità vengono informati dei risultati della compensazione del mercato da parte dell'operatore del mercato.

Per quanto riguarda i prodotti di flessibilità, l'SRP nella CMM a breve termine comporta la prenotazione e l'attivazione della flessibilità, mentre la CRP nella CMM operativa separa la prenotazione e l'attivazione.

Pertanto, in CRP, il FSP responsabile deve essere informato con congruo anticipo se il gestore di rete desidera attivare la riserva acquistata. Come mostrato in Fig. 60, è stato considerato un lead time minimo di 15 minuti tra la decisione di attivazione e l'attivazione reale della risorsa per ridurre al minimo i problemi tecnici associati all'attivazione della flessibilità (es. selezione delle risorse di flessibilità, aggregazione, ottimizzazione delle offerte nei mercati successivi, ecc.). Inoltre, il tempo di consegna di 15 minuti consente un sistema di comunicazione e automazione tecnicamente meno impegnativo e costoso.

Per quanto riguarda il prodotto **HC & M nel CMM a lungo termine**, nell'esempio della figura 60, è stata scelta una prenotazione settimanale. In questo caso, i gestori di rete, sulla base della loro valutazione in merito alle modifiche della capacità di hosting della loro rete e ai programmi di manutenzione, sono tenuti a prevedere le loro esigenze di flessibilità e a condividerle a lungo termine CMM. Una volta che il prodotto HC & M è stato prenotato tramite il mercato, l'FSP responsabile deve essere informato dell'attivazione un giorno prima.

Come proposto in Fig. 60, il GCT a lungo termine della CMM è 60 minuti prima del GCT delle CMM operative e a breve termine in maniera tale da consentire agli FSP di riutilizzare l'eventuale flessibilità precedentemente riservata se l'acquirente non prende la decisione di attivazione.

5.2.5.4.1.2 Opzione 1-2

Il CMM basato sull'opzione di mercato 1-2, come mostrato in Fig. 61, dà priorità al TSO CM, a differenza dell'opzione di mercato 1-1, in cui la priorità è del DSO CM.

Tale modello può portare a un CMM TSO più liquido rispetto al CMM DSO in quanto esistono già alcuni meccanismi consolidati per i TSO come i mercati del giorno prima e il mercato di bilanciamento.

In generale i DSO sono le parti interessate più vulnerabili a causa dell'assenza di un meccanismo consolidato per il CM.

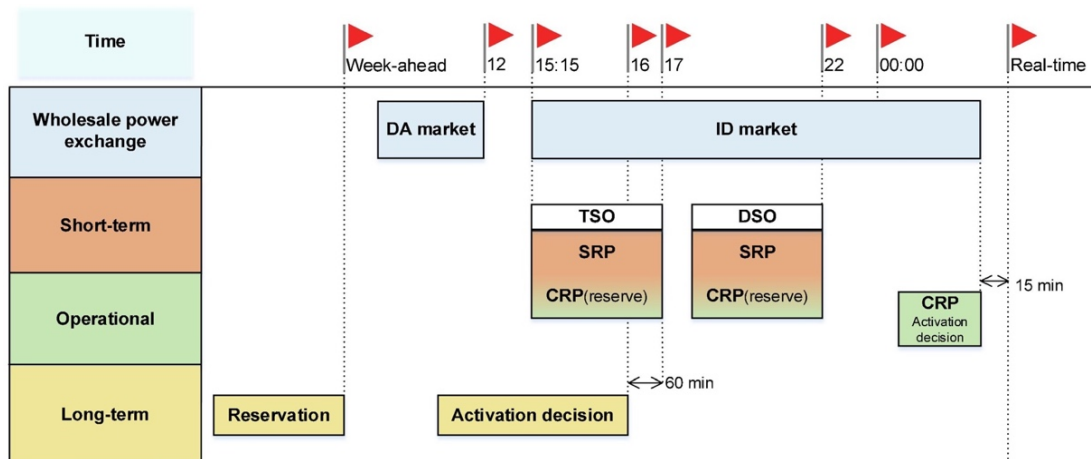


Figura 61 - Opzione 1-2

5.2.5.4.1.3 Opzione 1-3

Per quanto riguarda l'opzione di mercato 1-3, come mostrato in Fig. 62, entrambi i mercati DSO e TSO CM operano simultaneamente ma separatamente, fornendo pari opportunità ai gestori di rete di accedere alla flessibilità desiderata.

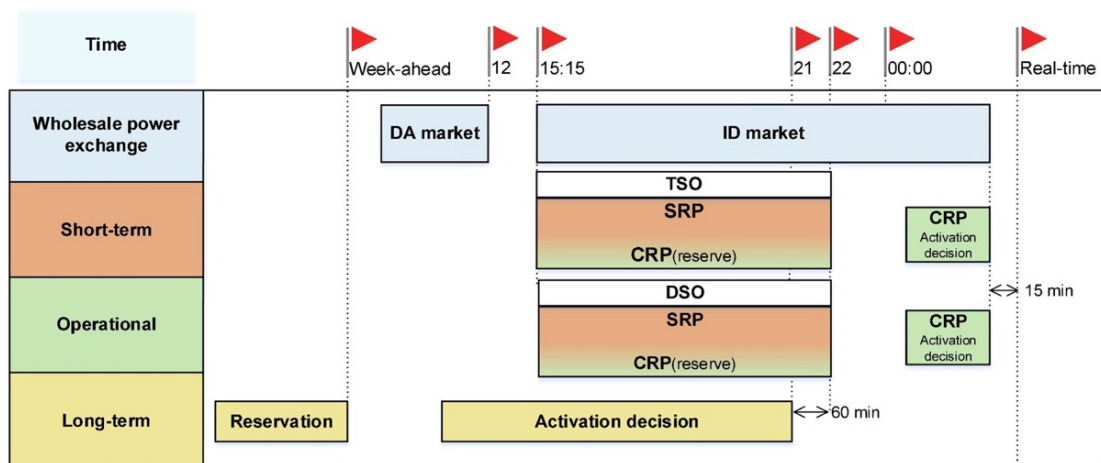


Figura 62 - Opzione 1-3

5.2.5.4.1.4 Analisi delle opzioni 1-1, 1-2 e 1-3

❖ Vantaggi

Nei mercati CM di DSO e TSO separati, il design del prodotto diventa più flessibile, in quanto contempla le esigenze DSO e TSO in maniera più accurata in contrasto con l'approccio “taglia unica” in un mercato TSO e DSO CM completamente integrato (opzione 2).

Nei suddetti mercati, poiché la progettazione del prodotto sarebbe calibrata a livello di DSO, grazie a barriere d'ingresso inferiori con valori minimi di dimensione dell'offerta, anche i piccoli soggetti di mercato con risorse limitate potrebbero partecipare alla fornitura di flessibilità. Le esigenze dei TSO in termini di volume di flessibilità sarebbero notevolmente superiori ai DSO per cui, se la dimensione minima dell'offerta è sufficientemente piccola da soddisfare le esigenze dei DSO, il TSO sarebbe tenuto ad acquistare diverse flessibilità dal mercato per soddisfare le proprie esigenze.

D'altra parte, se la dimensione minima dell'offerta fosse sufficientemente grande da soddisfare le esigenze dei TSO, potrebbe essere inutile per i DSO. Una soluzione potrebbe essere quella di avere un CMM con prodotti non standardizzati. Va detto però che nonostante un CMM con prodotti non standardizzati è più flessibile alle esigenze degli acquirenti, dal punto di vista degli FSP la situazione si complicherebbe in quanto ogni offerta potrebbe avere vincoli diversi.

Un altro vantaggio dei CMM separati, è dato dal fatto che risulta fattibile apportare adeguamenti al prodotto di flessibilità senza interazioni reciproche tra TSO e DSO a causa della governance separata sui mercati CM. In altri termini, poiché le necessità degli stakeholder sono dinamiche, i prodotti di flessibilità devono essere evoluti.

❖ **Svantaggi**

Uno degli svantaggi della separazione dei mercati DSO e TSO CM è che la flessibilità acquisita da un gestore di rete può causare congestione per un altro gestore di rete coinvolto se il processo di coordinamento tra loro non è adeguato. Quando due mercati sono in serie, un tale scenario potrebbe verificarsi per un operatore di rete il cui CMM opera per primo come, ad esempio, per il DSO nell'opzione di mercato 1-1.

Un'altra situazione da evidenziare è che l'operatore di rete con un CMM precedente potrebbe sentirsi incerto sugli effetti negativi delle successive operazioni di CMM sulla sua rete. Pertanto, il gestore della rete potrebbe acquisire ulteriori flessibilità per avere un margine operativo più ampio il che porterebbe a una flessibilità potenzialmente inutilizzata.

Ad esempio, i DSO nell'opzione di mercato 1-1 potrebbero acquisire ulteriori flessibilità per compensare i possibili impatti negativi delle azioni del TSO nel suo mercato CM. Il problema menzionato è meno probabile nell'opzione di mercato 1-2 poiché i volumi scambiati per DSO CM sono di norma modesti e tali da non causare problemi al TSO. Tuttavia, nell'opzione 1-2, è possibile che il CMM del TSO acquisisca la maggior parte della flessibilità mettendo in pericolo il CMM del DSO in termini di liquidità e costi.

Un altro svantaggio dei mercati CM separati è che, in caso di utilizzo di piattaforme di mercato diverse, con diversi sistemi di offerta, si avrebbe una potenziale complicazione informatica e d'interazione con quegli FSP che opererebbero a cavallo tra i mercati.

❖ **Particolarità di ogni implementazione**

Nell'opzione di mercato 1-1, poiché il DSO CM è servito per primo, è probabile che gli FSP allochino le loro flessibilità, in primo luogo, al DSO CMM perché il suo GOT è precedente. In altre parole, si prevede che l'opzione di mercato 1-1 fornisca maggiore liquidità ai DSO rispetto all'opzione di mercato 1-2.

L'opzione di mercato 1-3 ha il vantaggio derivante dalla separazione dei mercati CM per DSO e TSO ed essendo che entrambi i mercati sono aperti contemporaneamente, la sinergia tra gli acquirenti potrebbe essere maggiore, portando a un uso più efficiente della flessibilità.

Contrariamente, se non esiste un coordinamento adeguato, i gestori di rete potrebbero non essere sono pienamente consapevoli degli scambi di flessibilità in corso in un mercato CM parallelo.

5.2.5.4.2 Modello CMM - opzione 2

Un modello di mercato basato sull'opzione di mercato 2, come mostrato in Fig. 63, include un MOL unico per i DSO CM e per i TSO CM. L'approvvigionamento di flessibilità dipende da come vengono realizzati il coordinamento e l'accordo tra gli acquirenti.

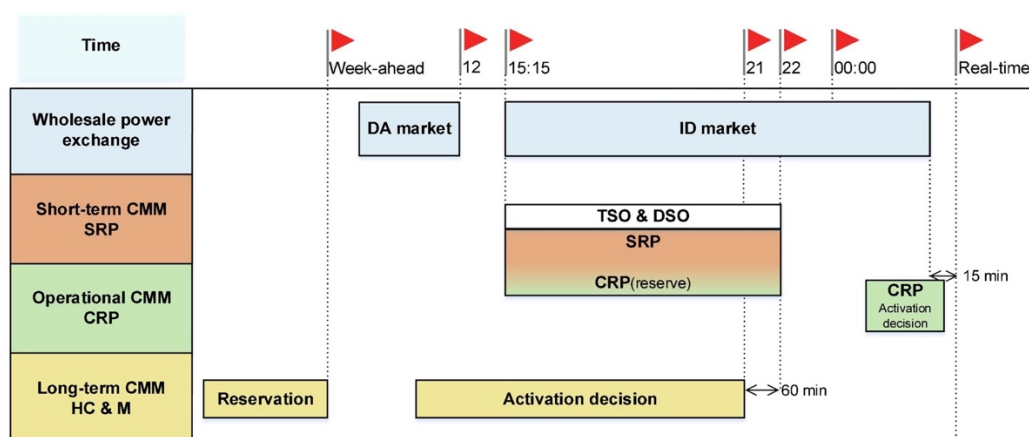


Figura 63

Poiché esiste un processo di mercato per ciascun servizio, le preoccupazioni degli operatori di rete in merito agli impatti negativi degli scambi in una sessione successiva di CMM vengono scongiurate.

Altro aspetto positivo è l'introduzione di un gate per CM (single-entry gate), facilitando tutti i partecipanti al mercato e probabilmente aumentando la liquidità. Inoltre, dal punto di vista della tecnologia dell'informazione e della comunicazione ITC, è più efficiente disporre di una piattaforma unica per ciascun servizio rispetto all'opzione di mercato 1-1, in cui ogni servizio richiede due sistemi separati.

Uno svantaggio della struttura di mercato 2 è il design del prodotto. Se i prodotti fossero standardizzati, gli attributi di flessibilità del prodotto dovrebbero essere concordati tra i DSO e i TSO, il che può portare a diverse difficoltà dato che le loro esigenze non sono dello stesso ordine di grandezza. Inoltre, poiché le esigenze dei gestori di rete cambiano nel tempo, il mercato deve evolversi di conseguenza.

Pertanto, l'accordo sulla struttura del mercato, il funzionamento, la progettazione del prodotto, ecc., dovrebbe essere ripetuto periodicamente, il che richiede tempo ed energia perché concordare può essere difficile quando le esigenze non sono necessariamente nella stessa direzione.

5.2.5.4.3 Confronto tra opzione 1 e opzione 2

In definitiva, si può affermare che la progettazione del prodotto flessibile nell'opzione di mercato 2 è più impegnativa dell'opzione 1; tuttavia, anche nell'opzione di mercato 1, un livello molto diverso delle esigenze tra i DSO potrebbe causare un problema nella progettazione del prodotto di flessibilità. Pertanto, dal punto di vista degli operatori di rete, la difficoltà nella progettazione del prodotto di flessibilità è proporzionale al divario tra le loro esigenze, come il volume del fabbisogno di flessibilità, la dimensione minima dell'offerta, il livello di aggregazione e l'ubicazione.

<i>Confronto caratteristiche opzioni di mercato 1 e 2</i>				
Caratteristica	Design del prodotto più flessibile	Barriera d'ingresso inferiore per flessibilità su piccola scala	Governance separata di DSO e TSO	Maggiore liquidità
Opzione 1	X	X	X	-
Opzione 2	-	-	-	X
Caratteristica	Coordinamento TSO-DSO integrato nel processo di mercato	Offerta più semplice per gli FSP grazie alla gestione di un gate a ingresso singolo (unica interfaccia IT)	Una piattaforma IT per TSO e DSO	Chiara separazione dei costi di CM e bilanciamento
Opzione 1	-	-	-	X
Opzione 2	X	X	X	X

Tabella 4

6. Progetti di ricerca e mercati della flessibilità in Europa

Come discusso nel capitolo precedente, il mercato di flessibilità locale è dedicato alla fornitura di servizi di flessibilità per venire incontro alle esigenze dei DSO.

Questo tipo di mercato della flessibilità locale, quindi, aiuta i DSO a rispettare i vincoli di tensione e corrente che si manifestano in caso di anomalie di rete, possibilmente in coordinamento con il TSO.

Nei paragrafi successivi verranno illustrati alcuni esempi europei di progetti di ricerca e mercati già pienamente operativi o in fase di test con progetti pilota.

6.1 Progetti

Nell'ambito del programma di ricerca europeo H2020, sono stati finanziati diversi progetti di ricerca finalizzati allo studio su come DSO e TSO possono ottenere flessibilità dalle risorse distribuite sulla rete di distribuzione.

Nei paragrafi successivi si entrerà nel dettaglio dei principali progetti analizzandone prodotti scambiati servizi e schemi di coordinamento

6.1.1 Progetto Coordinet

Il progetto CoordiNet¹³², implementa dieci progetti dimostrativi in Grecia (Cefalonia e Mesogia), Spagna (Albacete, Cadice, Malaga e Murcia-Alicante) e Svezia (VästerNorrland-Jämtland, Uppland, Gotland e Skåne).

Tale progetto, terminato il 30/06/2022, è stato ideato per sviluppare un sistema energetico intelligente, sicuro e resiliente definendo diversi schemi di coordinamento tra i gestori dei sistemi di trasmissione (TSO), i gestori dei sistemi di distribuzione (DSO) e i consumatori.

A tal fine, è stata individuata e analizzata in dettaglio la flessibilità disponibile ai diversi livelli di tensione, con particolare attenzione alla partecipazione attiva dei consumatori.

6.1.1.1 Prodotti, servizi e sistemi di coordinamento

I servizi ancillari implementati nel progetto CoordiNet sono: il **bilanciamento** (dedicato al TSO), la **gestione delle congestioni**, il **controllo della tensione** e l'**isola controllata**.

All'interno della piattaforma, CoordiNet definisce prodotti standard che sono prodotti armonizzati per lo scambio di servizi ancillari con caratteristiche comuni in tutta Europa. Non tutti gli attributi del prodotto sono definiti in anticipo, in quanto alcuni di essi possono essere lasciati a discrezione dei TSO e/o dei DSO che acquistano il prodotto. Allo stesso modo, un unico prodotto standard può essere utilizzato per fornire diversi servizi, ad esempio il bilanciamento e la gestione della congestione.

Oltre a definire servizi e prodotti, sono state anche specificate diverse alternative per il coordinamento tra TSO e DSO, definendo i ruoli e le responsabilità di ciascun operatore di sistema, nell'approvvigionamento e nell'utilizzo dei servizi ancillari.

Le alternative di coordinamento presentate sono il risultato della combinazione tra le strutture di mercato principali (Centrale, Locale e Centrale & Locale) e quattro "parametri" definiti come segue:

¹³² <https://coordinet-project.eu/projects/project>

- **Need:** indica dove si trova la necessità del sistema;
- **Buyer:** indica il principale acquirente di flessibilità;
- **Market:** indica quanti mercati vengono considerati;
- **Access:** indica la possibilità di accesso agli asset a livello di distribuzione da parte del TSO.

I modelli di coordinamento risultanti proposti sono:

1. **Modello di mercato locale:** il DSO acquista flessibilità nel mercato per risolvere le esigenze della rete di distribuzione e non viene considerata alcuna interazione con le esigenze di flessibilità del TSO.
2. **Modello di mercato centrale:** il TSO acquisisce flessibilità esclusivamente per risolvere le esigenze della rete di trasmissione in un mercato unico. Il TSO quando usufruisce dei DER, deve necessariamente attivare uno scambio di informazioni con il DSO.
3. **Modello di mercato comune:** le esigenze delle reti di distribuzione e trasmissione manifestate da DSO e TSO sono considerate in un unico mercato e, quindi, il TSO può utilizzare gli asset connessi alla rete di distribuzione.
4. **Multi-level Market Model:** è una variante del modello di mercato comune. Anziché utilizzare un mercato unico, DSO e TSO utilizzano ognuno il proprio mercato.
5. **Modello di mercato frammentato:** la struttura di mercato simile a quella del mercato multilivello con la differenza che il TSO non ha accesso al DER. Pertanto, le risorse connesse alla rete di distribuzione possono offrire la loro flessibilità solo al DSO.
6. **Modello di mercato integrato:** questo schema di coordinamento risolve le esigenze sulle reti di distribuzione e trasmissione, ma, oltre al TSO e al DSO, possono partecipare anche altri operatori di mercato non regolamentati per acquisire flessibilità, sia dalla trasmissione che dalla distribuzione, in un unico mercato.
7. **Modello/i di mercato distribuito:** in questo modello di mercato, sia le esigenze locali che quelle centrali possono essere risolte attraverso uno scambio peer-to-peer (**P2P**) tra DER, che sono gli unici venditori e acquirenti nel mercato. DSO e TSO stabiliscono soltanto le regole e i meccanismi che coniugano gli interessi propri dei prosumer con gli obiettivi dei gestori delle reti in modo che i FSP possano eseguire azioni che migliorino o quantomeno mantengano i livelli di affidabilità e qualità del servizio delle reti.

Questi schemi di coordinamento possono essere applicati a diversi servizi o anche a una combinazione di essi. Pertanto, gli schemi di coordinamento si concentrano sulle modalità di approvvigionamento dei servizi, ma non specificano il tipo di informazioni scambiate tra TSO e DSO.

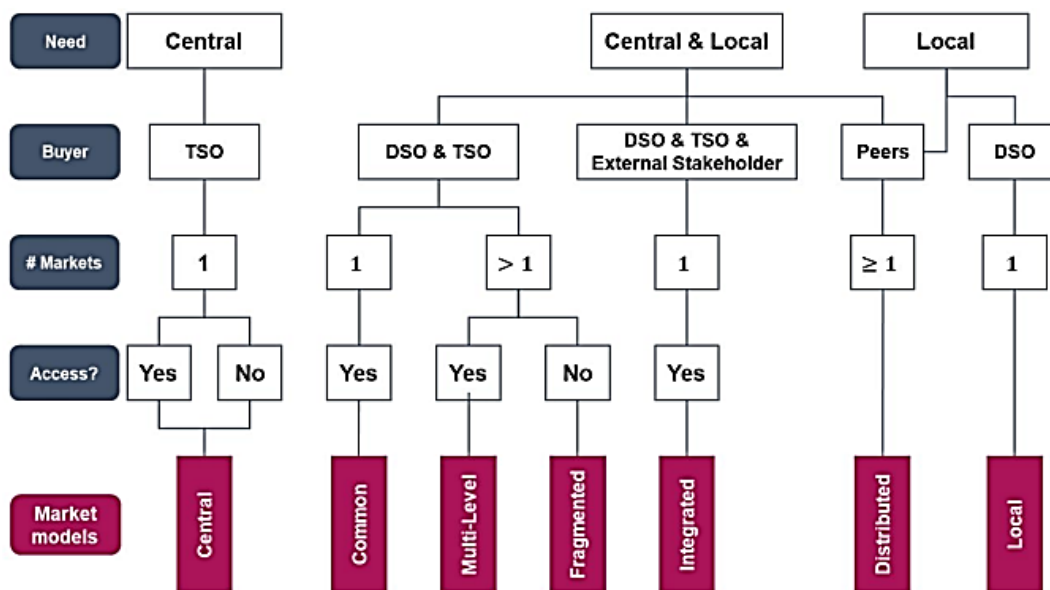


Figura 64 - Panoramica degli schemi di coordinamento Coordinet

6.1.1.2 Casi di utilizzo

Nel progetto CoordiNet, i servizi di rete sono intesi come servizi forniti da terzi ai gestori dei sistemi di distribuzione e trasmissione per mantenere l'esercizio della rete entro limiti accettabili per la sicurezza dell'approvvigionamento dell'energia elettrica.

È stato proposto un elenco comune di attributi da utilizzare per definire i prodotti, a cui molto spesso si fa riferimento come "armonizzazione dei prodotti".

La figura seguente mostra l'elenco degli attributi di prodotto comuni utilizzati.

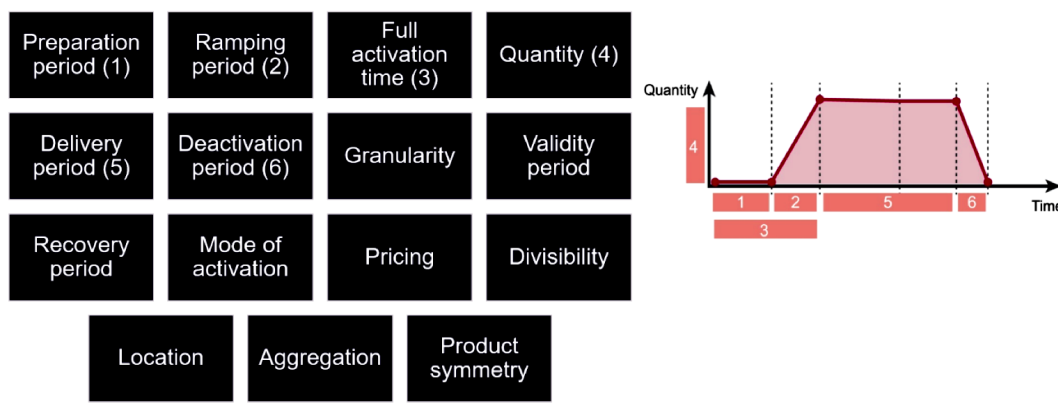


Figura 65 - Attributi

I prodotti, i servizi e gli schemi di coordinamento sono stati utilizzati per definire i **Business Use Case (BUC)** da testare nelle diverse dimostrazioni. Per ogni servizio e schema di coordinamento è stato definito un BUC. Al fine di identificare i vantaggi e gli svantaggi delle diverse configurazioni, il servizio di gestione della congestione sarà testato nell'ambito di due diversi coordinamenti schemi in ogni paese: i modelli di mercato multilivello e frammentati in Grecia; i modelli di mercato locale e comune in Spagna; i modelli di mercato multilivello e distribuito in Svezia.

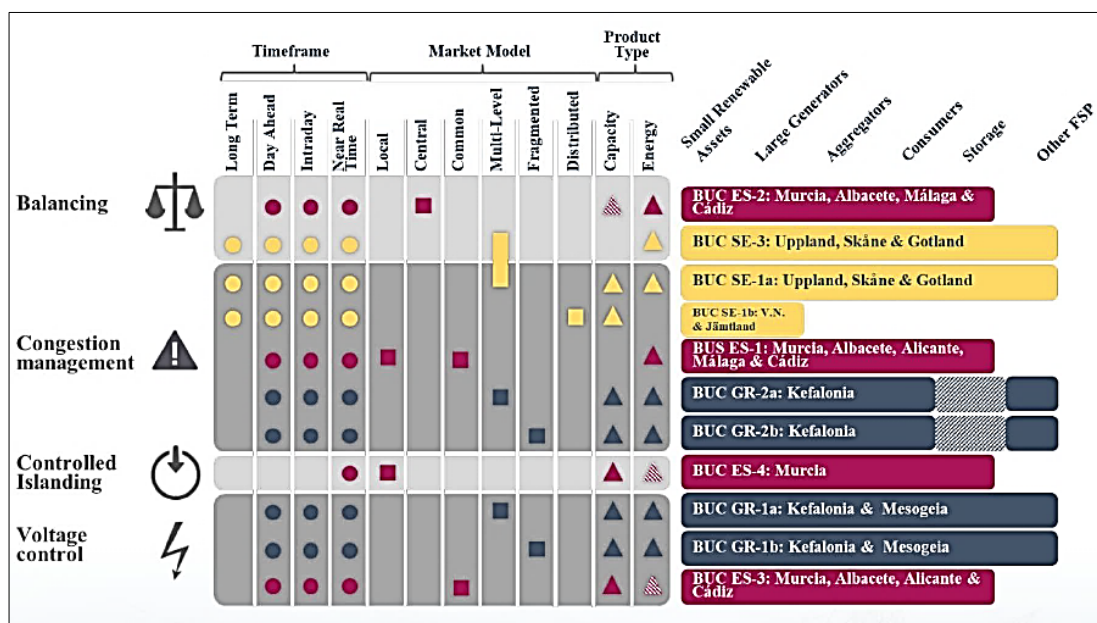


Figura 66 - BUC testati; Spagna in rosso, Svezia in giallo e Grecia in rosso

6.1.1.3 La demo spagnola

La demo spagnola ha testato quattro prodotti in cinque siti sotto la guida di due DSO e un TSO. I servizi sono stati testati nell'ambito di diversi schemi di coordinamento, in particolare:

1. **La gestione delle congestioni** è risolta a livello di alta (AT), media (MT) e bassa tensione (BT), utilizzando diversi tipologie di mercato. **In alta e media tensione è stato istituito un Mercato Comune di Gestione delle Congestioni**, in modo da tenere conto delle esigenze sia del TSO che del DSO durante il dispacciamento delle unità flessibili. **In bassa tensione**, le unità inferiori a 1 MW possono essere utilizzate dal DSO per risolvere i problemi di congestione **attraverso un mercato locale di gestione della congestione**.
2. **Il servizio di bilanciamento viene fornito attraverso uno schema di coordinamento centrale**, in cui i DSO potranno impostare limitazioni ai segnali di attivazione inviati dal TSO ai fornitori di flessibilità situati nella loro rete di distribuzione.
3. **Il controllo della tensione** è fornito da unità collegate in alta e media tensione per risolvere i problemi di tensione, indipendentemente dal fatto che riguardino il TSO o il DSO, attraverso un **mercato comune del controllo della tensione**.
4. **L'Isola Controllata** è fornita da unità situate nelle reti di distribuzione, attraverso un **Mercato Locale**.

Al fine di testare questi schemi di coordinamento, sono state organizzate due fasi dimostrative denominate Demo Run 1 e Demo Run 2, le quali includono quattro BUC come indicato in figura:

- **Demo Run 1:** BUC ES1a Comune, BUC ES2 e BUC ES4;
- **Demo Run 2:** BUC ES1b Locale e BUC ES3.

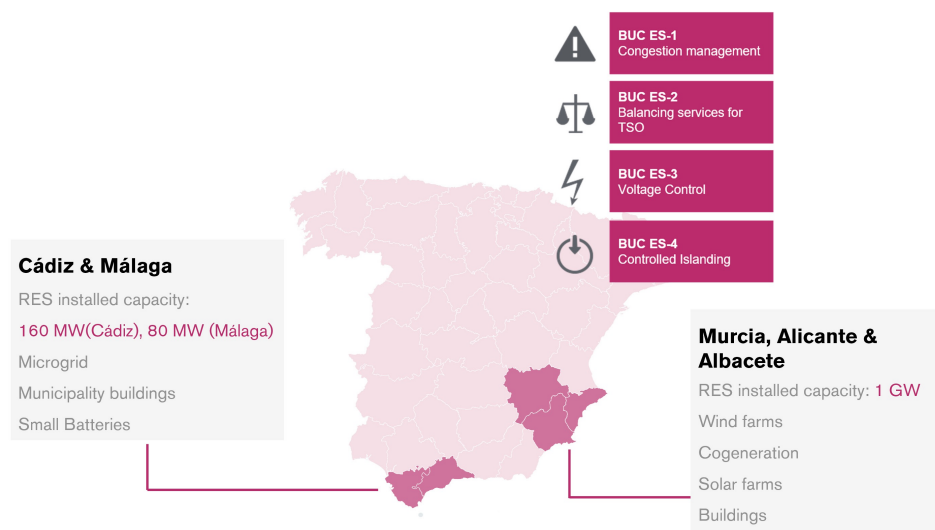


Figura 67 - BUC e zone testate

6.1.1.3.1 Demo Run 1

- **BUC ES1a: gestione comune della congestione.**

Questo BUC viene testato nei siti dimostrativi di Cadice, Málaga, Albacete, Alicante e Murcia.

L'obiettivo principale è quello di procurare flessibilità, messa a disposizione dai FSP collegati sia alla rete TSO che a quella DSO, in modo coordinato per risolvere le congestioni temporanee che possono verificarsi in entrambe le reti.

Questo servizio può quindi risolvere i problemi di congestione che possono verificarsi per contingenze, manutenzioni programmate o congestioni strutturali delle reti dei TSO e dei DSO. Tuttavia, in futuro, con un funzionamento sempre più flessibile delle reti DSO, tali congestioni strutturali possono essere previste anche a livelli di tensione inferiori.

Una volta individuate future congestioni nella rete di distribuzione che il DSO non è in grado di risolvere con le proprie risorse di rete (riconfigurazione della rete e altre soluzioni operative), vengono inviate dal DSO al TSO le esigenze di modifica del dispacciamento. Il TSO è il responsabile dell'accesso alle offerte e calcola il ridispacciamento necessario per risolvere i vincoli rilevati. In caso di ridispacciamento, un DG sarà remunerato secondo le regole di mercato vigenti (che sono le stesse delle unità ridispacciate per congestione della rete di trasmissione). La risorsa riceve un compenso economico in funzione del momento in cui riceve la richiesta da parte del TSO.

- **BUC ES2: Bilanciamento.**

Questo BUC è stato testato nei siti dimostrativi di Cadice, Albacete e Alicante.

L'obiettivo principale è ridurre il costo di bilanciamento per il TSO, evitando problemi tecnici imprevisti (congestione o tensione) a livello di distribuzione.

Il processo di bilanciamento può modificare le baseline programmate nel day-ahead, e ciò potrebbe causare congestioni alla rete di distribuzione, che costringono il DSO a inviare limitazioni al TSO. La descrizione del processo può essere applicata sia alle riserve di sostituzione (RR) sia alle riserve di ripristino della frequenza manuale (mFRR). La partecipazione del DSO a questo processo diventa rilevante quando in rete sono presenti lavori programmati o la rete funziona in configurazioni anomale.

Quindi, per richiedere le limitazioni il DSO può inviare due diversi messaggi alla piattaforma comune di Coordinet, a seconda del momento esatto in cui viene richiesta la limitazione.

- **BUC ES4: Isola controllata.**

Questo BUC è stato testato a Murcia.

L'obiettivo è valutare la capacità del sistema di far funzionare parte della rete di distribuzione in modalità isola controllata durante le interruzioni o i servizi di manutenzione programmata.

In questo BUC, alcuni FSP possono garantire l'alimentazione di una parte di rete disconnessa dal resto della rete, controllando i parametri di frequenza e tensione. Questo servizio consente di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti durante i guasti o le manutenzioni programmate.

Si tratta di una BUC molto particolare, applicabile in parti di aree di rete in cui possono presentarsi difficoltà di approvvigionamento da altre risorse di rete come, ad esempio, estremità di linee radiali, zone con doppi guasti interfacciati ecc. Per offrire questo servizio, il FSP deve fungere da fonte di alimentazione (sia per i prodotti "Isola Programmata" che "Isola Interruzione") e deve anche avere la capacità di black start (solo nel prodotto "Isola Interruzione"). Pertanto, questo BUC è stato gestito attraverso contratti bilaterali.

Proprietario sito dimostrativo	Tipo di prova	Processo di prova	Sito dimostrativo	Attori coinvolti
e-distribucion	Prequalifica	Prequalifica delle unità FSP per l'esecuzione della demo	Cadice	REE e EGP
	Comunicazione	Test di comunicazione tra la piattaforma e-distribucion e la piattaforma Coordinet Common	Cadice	e-distribucion e REE
		Test di comunicazione tra aggregatore e la piattaforma Coordinet Common, tra aggregatore e la piattaforma Local, tra aggregatore e FSPs	Malaga	TECNALIA, N-SIDE, e-distribucion
	BUC	BUC ES1a, BUC ES2	Cadice	IREC, e-distribucion, REE e EGP
i-DE	Prequalifica	Prequalifica delle unità FSP per l'esecuzione della demo	Murcia	i-DE
	Comunicazione	Test di comunicazione tra piattaforma i-DE e piattaforme REE	Albacete e Murcia	i-DE e REE
	BUC	BUC ES1a, BUC ES2, BUC ES4	Albacete e Murcia	i-DE e REE

Tabella 5 - Riepilogo Demo Run 1

6.1.1.3.2 Demo Run 2

- **BUC ES1b: Gestione della congestione locale.**

Questo BUC è testato nei siti dimostrativi di Malaga e Murcia.

L'obiettivo principale è quello di procurare flessibilità, messa a disposizione dalle risorse connesse alle reti BT dei DSO, per risolvere le congestioni temporanee che possono verificarsi sulle reti BT dei DSO. La sperimentazione di questo BUC è stata molto importante per diversi motivi:

- il DSO potrebbe non avere la piena capacità di osservabilità e monitoraggio delle reti BT;
- i piccoli fornitori di servizi di flessibilità (sFSP) potrebbero incontrare barriere d'ingresso alla piattaforma Common Congestion Management per partecipare a questo servizio;
- il prodotto proposto risulta meno complesso, ha un tempo di risposta più breve e un periodo di attivazione più lungo in caso di congestione strutturale, lavori di manutenzione o disservizi della rete BT.

Il BUC per la gestione della congestione locale è stato testato in due siti diversi da due diversi DSO: e-distribucion e i-DE Smart Electric Networks SAU (gruppo Iberdrola).

❖ e-distribucion

Il BUC di e-distribucion si svolge a Malaga e coinvolge un totale di quattro attori: e-distribucion, due aggregatori e il proprietario della piattaforma del mercato locale. In particolare, e-distribucion, gestore della rete di distribuzione, comunica al mercato la richiesta di risoluzione della congestione locale per singolo nodo; successivamente, i due diversi aggregatori sono incaricati di monitorare i piccoli FSP (sFSP) e di inviare le offerte di flessibilità alla piattaforma del mercato locale di proprietà del quarto attore che assume il ruolo di Market Operator (MO).

La piattaforma di mercato locale è una piattaforma indipendente di ottimizzazione del welfare che esegue la compensazione del mercato tenendo conto dello stato della rete e delle offerte di flessibilità. Lo schema tariffario scelto è pay-as-cleared, per cui viene assegnato lo stesso prezzo per l'intera area in cui è richiesta la flessibilità che coincide con il prezzo dell'offerta compensata più alta (€/MWh).

Il controllo dei carichi è affidato ad un Energy Box (EB), un concentratore polivalente installato presso le cabine secondarie utilizzato per il monitoraggio dei vari scenari delle smart grid. Oltre alle sue versatili capacità di comunicazione, contiene un computer incorporato che fornisce capacità di calcolo ed elaborazione per implementare il calcolo distribuito: raccolta e archiviazione di informazioni, esecuzione di algoritmi ecc.

L'osservabilità della rete di distribuzione BT è fondamentale per monitorare lo stato della rete e migliorare la rilevazione e l'eliminazione delle congestioni locali. A tal fine, sono state smartizzate 108 cabine secondarie MT/BT con 130 trasformatori MT/BT installando sensori sul lato BT dei trasformatori, facilitando il corretto svolgimento nella risoluzione delle congestioni locali testate a Malaga.

❖ i-DE Smart Electric Networks SAU (gruppo Iberdrola)

Una sperimentazione del tutto simile a quella fatta per il sito di Malaga da e-distribucion è stata fatta da i-DE nel sito di Murcia.

• BUC ES3: Controllo della Tensione.

Questo BUC sarà testato a Cadice, Albacete, Alicante e Murcia.

L'obiettivo principale di questo BUC è testare un nuovo prodotto per il controllo della tensione volto a risolvere i problemi di tensione che si verificano nelle reti TSO e DSO.

Nelle reti di ad alta tensione AT, la potenza reattiva è un modo efficace per controllare le tensioni di rete: il consumo di potenza reattiva riduce la tensione, mentre l'iniezione la aumenta. Tuttavia, questa efficienza diminuisce quando la tensione nominale di rete diminuisce a causa dell'aumento del rapporto R/X. Pertanto, la potenza attiva diventa più efficace per controllare la tensione nelle

reti di distribuzione. In questo BUC è stata usata la regolazione della potenza reattiva in quanto è stato testato per la rete AT.

Proprietario sito dimostrativo	Tipo di prova	Processo di prova	Sito dimostrativo	Attori coinvolti
e-distribucion	Prequalifica	Prequalifica di PESUR FSP per l'esecuzione del BUC ES3	Cadice	EGP, IREC, e-distribucion, REE
	Comunicazione	Test tra la piattaforma di e-distribucion e la piattaforma di mercato locale e tra quest'ultima e gli aggregatori per BUC ES1b; test tra la piattaforma di e-distribucion, la piattaforma Common di Coordinet e FSP per BUC ES3	Cadice	EGP, IREC, e-distribucion, REE
	BUC	BUC ES1a, BUC ES1b e BUC ES3	Cadice e Malaga	IREC, e-distribucion, REE, N-SIDE, Tecnalia, Bamboo, Malaga City Council, EGP
i-DE	Prequalifica	Prequalifica delle unità FSP per l'esecuzione del BUC ES3	Albacete e Murcia	Iberdrola Renovables, Energyworks, REE
	Comunicazione	Test di comunicazione tra piattaforma i-DE, piattaforma dell'aggregatore e la piattaforma Common di Coordinet per la demo del BUC ES3	Albacete e Murcia	Iberdrola Generación, REE
	BUC	BUC ES1b	Murcia	Murcia City Council, REE
	BUC	BUC ES3 (nella rete del DSO)	Albacete e Murcia	Iberdrola Renovables, Energyworks
	BUC	BUC ES3 (nella rete del TSO)	Albacete	Iberdrola Renovables, Energyworks, REE

Tabella 6 – Riepilogo Demo Run 2

6.1.1.4 La demo svedese

La demo svedese ha analizzato due modelli di mercato per l'interazione tra TSO e DSO, il modello di **mercato multilivello** e quello **distribuito**, ed è stata condotta in quattro siti di prova: **Västernorrland/Jämtland, Uppland, Gotland e Scania**

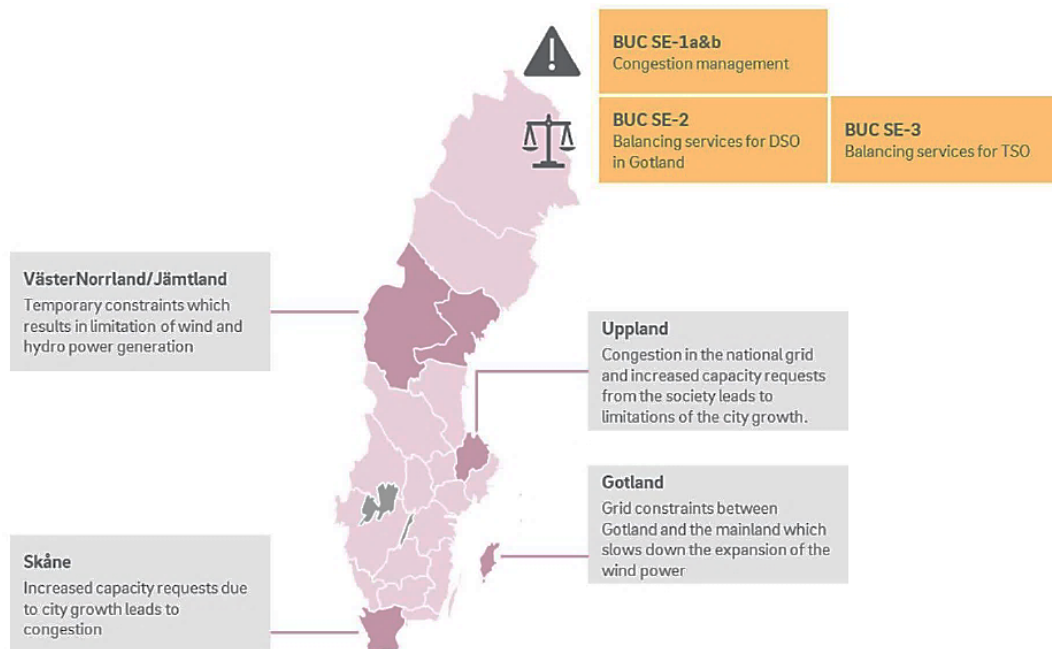


Tabella 7 - BUC e zone testate

I prodotti identificati nelle dimostrazioni svedesi di CoordiNet sono i seguenti:

- **Gestione delle congestioni - offerte riservate a lungo termine (BUC-SE-1a):** prodotto basato sulla capacità, acquistato per i servizi di gestione della congestione a un determinato prezzo di disponibilità che viene quindi attivato dal gestore della rete quando il servizio è necessario. Questo prodotto è definito per far fronte a vincoli strutturali.
- **Gestione delle congestioni - offerte senza prenotazione (BUC-SE-1a):** prodotto basato sull'energia acquistata per servizi di gestione della congestione il giorno prima o infragiornaliero.
- **Gestione delle congestioni – mercato peer to peer (BUC-SE-1b):** mercato distribuito che sfrutta la tecnologia blockchain per consentire a un singolo prosumer di vendere flessibilità direttamente (vale a dire, peer-to-peer) ad un altro prosumer, indipendentemente dal DSO.
- **Bilanciamento – offerte libere non riservate inoltrate al mercato mFRR del TSO (BUC SE-3):** prodotto di energia o di capacità attraverso il quale i TSO assicurano il mantenimento della frequenza del sistema all'interno di un intervallo di stabilità predefinito.
- **Servizi di sistema e servizi di flessibilità studiati per Gotland (BUC SE-2):** con solo un collegamento in corrente continua ad alta tensione (HVDC) con la terraferma, l'isola di Gotland ha una propria frequenza che deve essere gestita dal DSO, indipendente dal bilanciamento nazionale.

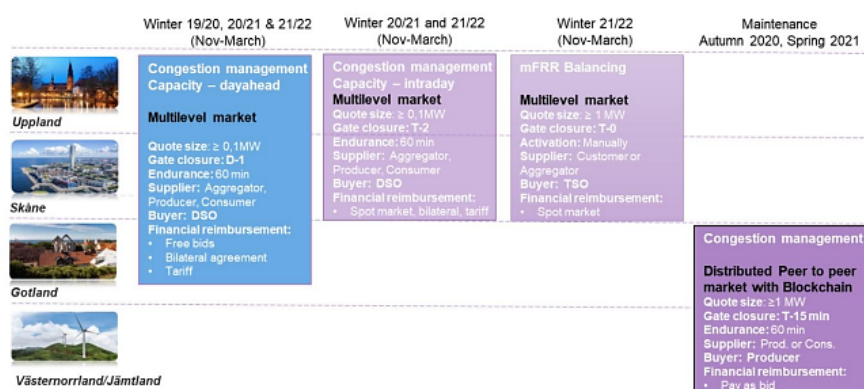


Figura 68 - Demo Svedese

6.1.1.5 La demo greca

La demo greca è stata condotta in due siti di prova, l'isola di Cefalonia e l'area di Mesogia, da un DSO, un TSO e da FSP locali costituiti da piccole FER, grandi generatori, aggregatori, consumatori e fornitori di stoccaggio.

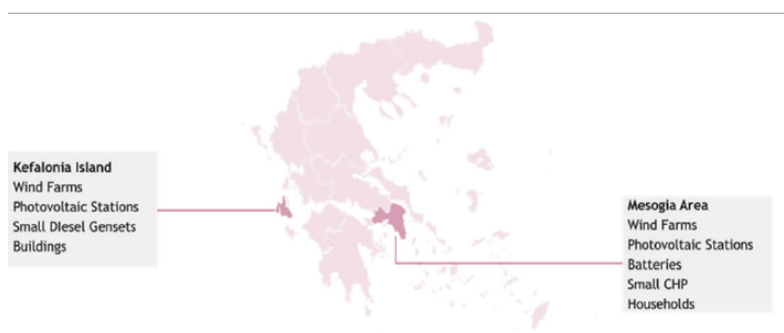


Figura 69 - Demo Greca

Sono stati definiti due BUC per mantenere il controllo della tensione entro limiti accettabili sfruttando la flessibilità fornita dai FSP collegati al sistema di distribuzione e trasmissione attraverso un meccanismo di mercato. Gli stessi prodotti saranno testati in entrambi i BUC, ma con diversi schemi di coordinamento. I BUC della demo greca per il controllo della tensione sono:

- **BUC GR-1a: Controllo della tensione – Modello di mercato multilivello**

In questo BUC, basato sul **Multi-Level Market Model**, gli FSP che sono collegati alla rete del DSO possono fornire flessibilità al TSO, dopo che il DSO ha confermato che la loro attivazione rispetterà i vincoli di rete del DSO. Il TSO quindi può rispettare gli standard di tensione utilizzando la flessibilità fornita dalle risorse connesse sia alla rete di distribuzione che a quella di trasmissione.

- **BUC GR-1b: Controllo della tensione – Modello di mercato frammentato**

In questo BUC, basato sul **Fragmented Market Model**, DSO e TSO possono procurarsi flessibilità solo dalle risorse flessibili connesse rispettivamente alla rete di distribuzione e a quella di trasmissione. Tuttavia, le risorse di flessibilità connesse alla rete di distribuzione, possono essere utilizzate indirettamente anche per l'eliminazione del mancato rispetto dei limiti di tensione nel sistema di trasmissione attraverso il corretto scambio di potenza tra di loro. Pertanto, la cooperazione e lo scambio di informazioni tra il DSO e il TSO è fondamentale per decidere lo scambio di energia elettrica.

In questo modello di mercato ogni gestore di rete ha la responsabilità del bilanciamento del proprio sistema. Pertanto, se il DSO ha bisogno di procurarsi una certa flessibilità dal mercato locale per il controllo della tensione della rete di distribuzione in una determinata area, la stessa flessibilità di segno opposto deve essere procurata in un'altra area per il bilanciamento della rete .

Analogamente al controllo della tensione, sono stati definiti due BUC per valutare il funzionamento di un mercato locale per la gestione della congestione sia del sistema di distribuzione che di trasmissione. Gli stessi prodotti saranno testati in entrambe i BUC considerando diversi schemi di coordinamento, mentre saranno esaminate le tempistiche Day-Ahead, Intra-Day e Near Real-Time. I BUC della demo greca per la gestione della congestione sono:

- **BUC GR-2a: Gestione della congestione – Modello di mercato multilivello**
- **BUC GR-2b: Gestione della congestione – Modello di mercato frammentato**

6.1.2 INTERFACE

Il progetto INTERFACE ¹³³, anch'esso finanziato nell'ambito del programma H2020, è attualmente in corso e si concentra sul coordinamento DSO-TSO. Per supportare la trasformazione, il progetto INTERFACE svilupperà e sfrutterà come piattaforma **IEGSA (Interoperable Pan-European Grid Services Architecture)** che funge da interfaccia tra il sistema elettrico TSO-DSO e i clienti consentendo a tutti i partecipanti al mercato di acquistare/vendere servizi in maniera coordinata.

Strumenti digitali all'avanguardia basati su blockchain e gestione dei big data forniranno nuove opportunità per la partecipazione al mercato dell'elettricità e quindi coinvolgeranno i prosumer nelle strutture di mercato proposte da INTERFACE progettate per sfruttare le risorse energetiche distribuite.

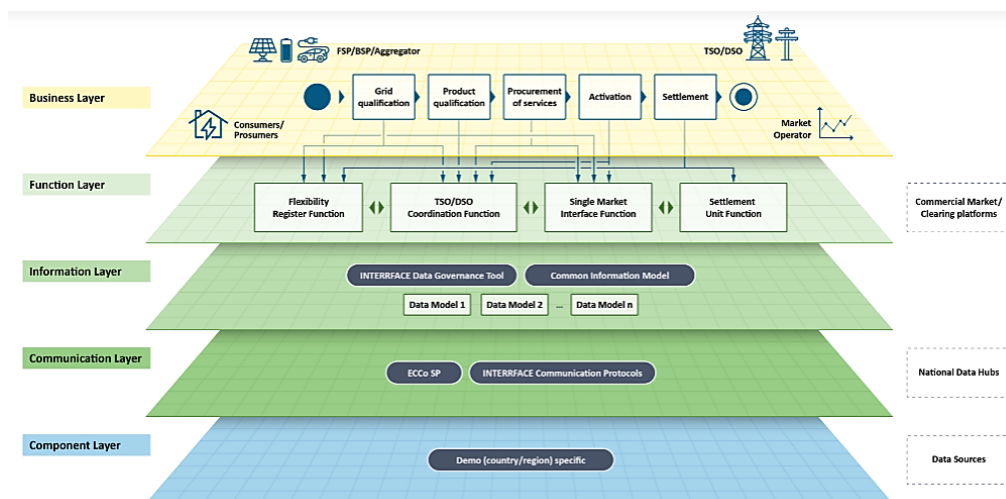


Figura 70 - Schema INTERFACE

Gli obiettivi di INTERFACE sono:

- Creare un'architettura comune che metta in comunicazione le piattaforme di mercato esistenti per creare una borsa elettrica paneuropea che colleghi i mercati all'ingrosso e al

¹³³ <http://www.interrface.eu/The-project>

dettaglio e consenta a tutti gli attori del mercato dell'elettricità di commerciare e acquistare servizi energetici in modo trasparente e non discriminatorio.

- Definire prodotti standardizzati, parametri, processi di attivazione e regolamenti per i servizi energetici.
- Incoraggiare la collaborazione nell'approvvigionamento di servizi di rete da parte di TSO e DSO creando anche incentivi per i clienti connessi, migliorando la liquidità del mercato, consentendo a tutti di acquistare servizi in base a località e condizioni di rete specifiche.
- Consentire l'accesso a piccoli prosumer oltre a quelli più grandi per aumentare la liquidità del mercato e facilitare l'espansione di nuovi servizi compatibili in tutta Europa.
- Promuovere nei mercati elettrici tecnologie digitali moderne con cui i consumatori hanno già familiarità in altre situazioni quotidiane (es. aste elettroniche, e-commerce, e-banking, social network), creando notevoli vantaggi economici differendo gli investimenti in infrastrutture energetiche convenzionali.

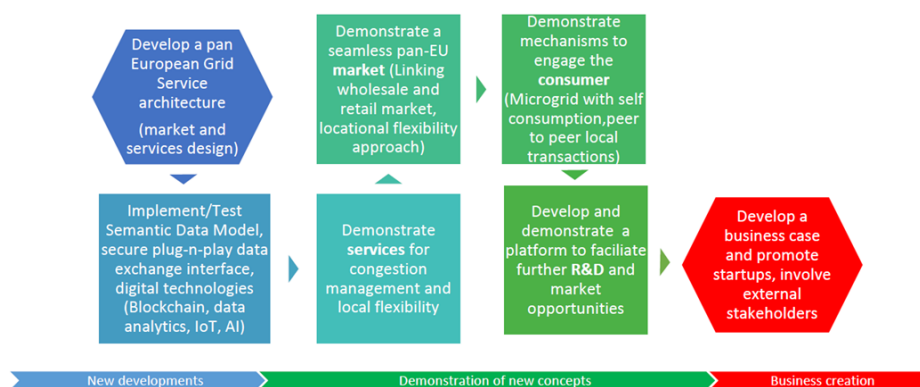


Figura 71

I servizi previsti dal progetto, sono stati testati in tre aree demo diverse.

1. L'Area Demo 1 comprende:

- Sistema centralizzato di gestione dell'energia "DSO e alleanza dei consumatori"** per le microgrid: si svolge nella microgrid italiana presso la città di Osimo e attraverso il sistema di gestione dell'energia e le strategie di demand response dei carichi controllabili (stoccaggio, carichi residenziali, stazioni di pompaggio e di ricarica) allevierà la variabilità del carico netto della microgrid con riflessi positivi pure sulla rete di trasmissione, migliorerà l'affidabilità della rete rispettando i vincoli di tensione aumentando la quota di FER di autoconsumo.
- Sistema di Gestione dei Servizi di Rete "Intelligent Distribution Nodes IDN"** per reti flessibili BT/MT: si svolgerà in Bulgaria commissionando e facendo funzionare in un'area residenziale la soluzione Intelligent Distribution Node, un controller intelligente installato nel punto di consegna di un gruppo di edifici che, dialogando con la piattaforma IEGSA, riesce a dimostrare e fornire in maniera aggregata un insieme di servizi di rete sia per DSO ma anche per TSO e (BRP).
- "Piattaforma di Flessibilità Unica" Piattaforma di scambio per le flessibilità distribuite nelle reti elettriche end-to-end:** testata in Finlandia-Estonia-Lettonia, verrà testata una piattaforma unica di flessibilità dove verranno testati alcuni casi d'uso tra cui la gestione della congestione (dal lato DSO e/o TSO), la gestione della

frequenza/bilanciamento lato TSO e, infine, la negoziazione tra partecipanti al mercato interessati, come BRP e prosumer.



Figura 72 - Demo Area 1

2. L'Area Demo 2 comprende:

a) **“Mercati locali abilitati dalle risorse”**: questa dimostrazione è sviluppata in Slovenia e Ungheria e testerà un mercato automatizzato peer-to-peer per gli scambi energetici tra i consumatori basato sulla capacità delle risorse di rete. I consumatori possono acquistare elettricità da fonti diverse e possono anche offrire in vendita la produzione domestica. Se la negoziazione non avviene tra due consumatori ma tra un consumatore e un DSO, il DSO può creare un gruppo di offerte e domande, creando così strumenti di flessibilità. Tali flessibilità possono essere utilizzate dal DSO o vendute al TSO. Anche il DSO e il TSO partecipano al mercato e possono agire entrambi come offerenti specificando le loro esigenze di flessibilità e il prezzo che sono disposti a pagare per ottenerla

b) **Piattaforma di mercato “Flessibilità TSO-DSO basata su blockchain”**, con smart contract e smart billing: questa dimostrazione, sviluppata in Romania e Bulgaria, intende fornire una piattaforma intelligente (EFLEX) con tecnologia basata su blockchain, che è scalabile per essere applicabile in tutta Europa, consentendo lo scambio di servizi di flessibilità tra prosumer, TSO e DSO. L'obiettivo è testare una piattaforma di mercato flessibile basata su blockchain, contratto intelligente e fatturazione intelligente, in cui TSO, DSO e attori del mercato si uniscono e scambiano servizi di flessibilità in modo trasparente ed economico.



Figura 73 - Demo Area 2

3. L'Area Demo 3 comprende:

a) **“DER into Wholesale”**, un approccio di mercato “dal dettaglio al commercio all’ingrosso per l’integrazione dei DER: questa dimostrazione si svolge in Romania, Bulgaria e Grecia. La demo mira a sviluppare:

- la simulazione di scenari per l’integrazione del mercato all’ingrosso e al dettaglio, incorporando la domanda e le previsioni RES;
- fornire una formulazione matematica per l’integrazione del mercato all’ingrosso e al dettaglio, considerando la partecipazione attiva della domanda e della generazione da FER nel mercato elettrico;
- fornire raccomandazioni ai gestori di rete (TSO, DSO) per incentivare i consumatori, i prosumer, i fornitori di servizi di stoccaggio, DER e di flessibilità a partecipare ai mercati integrati all’ingrosso e al dettaglio e a fornire servizi energetici in modo trasparente e non discriminatorio;
- fornire raccomandazioni per operatori di sistema (TSO, DSO), consumatori, prosumer, storage, DER e fornitori di servizi di flessibilità sull’aumento della loro affidabilità/credibilità per la partecipazione ai mercati in tempo reale e sull’identificazione e la fornitura di servizi di rete.

b) **“Aggregazione spaziale della flessibilità locale”**, una piattaforma di mercato per coinvolgere le risorse di flessibilità locali: questa dimostrazione si svolge in Romania ed è incentrata sul ruolo fondamentale degli aggregatori. La dimostrazione fornisce infatti una soluzione alternativa di “aggregazione spaziale della flessibilità tecnologica” per risolvere i vincoli relativi alla rete a livello di DSO e propagare la flessibilità del DER locale nel mercato all’ingrosso. I risultati attesi sono l’uso ottimale delle flessibilità locali, lo sviluppo di un prototipo che introduca le flessibilità locali nel mercato all’ingrosso guidato dai TSO, la creazione di un modello efficiente per risolvere i vincoli relativi alla rete a livello di DSO, la formulazione matematica olistica per risultati di mercato ottimali, collegando i consumatori, DSO e TSO.



Figura 74 - Demo Area 3

6.2 Mercati attivi della flessibilità in Europa

In Europa sono stati sviluppati vari mercati e piattaforme di flessibilità con funzionalità diverse, a seconda della regolamentazione locale, nonché delle opportunità e dei vincoli fisici.

Analizziamo nel dettaglio i principali mercati e progetti pilota di recente costituzione: NODES, PICLOFLEX, ENERA, GOPACS e ENEDIS.

6.2.1 NODES

NODES^{134,135} è una joint venture di proprietà dei TSO nordici e baltici e dell'azienda elettrica Agder Energi. NODES è nato come progetto di mercato della flessibilità in Norvegia, ma da allora ha esteso la sua presenza ed è attivo in numerose località in Europa. NODES si rivolge a Mitnetz in Germania, dimostrazione NorFlex in Norvegia, progetto IntraFlex in Gran Bretagna, iniziativa sthlmflex in Svezia, FLEXGRID ed EUuniversal finanziati dall'UE e altri progetti pilota.

NODES è un operatore di mercato indipendente e opera da intermediario tra i partecipanti al mercato. Originariamente, NODES è stato concepito come un'interfaccia unica per tutti i fornitori di servizi di flessibilità per accedere ai mercati della flessibilità DSO, ai mercati dei servizi di bilanciamento TSO e ai mercati all'ingrosso. Tale struttura risultava molto complessa pertanto, per semplificare l'accessibilità, NODES si è focalizzato sulla fornitura di un percorso per la flessibilità distribuita ai mercati dei servizi ancillari dei DSO e dei TSO, inclusa la gestione della congestione e della capacità e il bilanciamento del sistema elettrico.

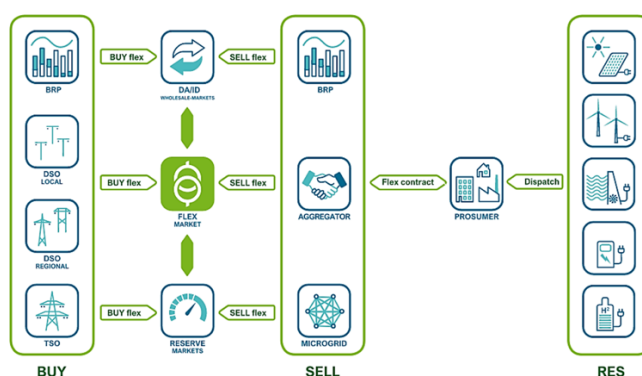


Figura 75 - Struttura del mercato di Nodes

Oggi, NODES offre due tipi di mercati di flessibilità per i DSO: **ShortFlex** e **LongFlex**.

ShortFlex è un mercato flessibile con negoziazione continua in cui l'approvvigionamento della flessibilità avviene praticamente in tempo reale. Il mercato ShortFlex si svolge a prezzo di attivazione pertanto, i volumi oggetto delle transazioni sono considerati attivati. La piattaforma NODES consente inoltre di raggruppare le varie offerte dei fornitori di flessibilità disponibili in base alla corretta ubicazione e al momento giusto per soddisfare al minor costo le esigenze di flessibilità del DSO. NODES gestisce un mercato in cui si confrontano le offerte dei DSO e dei fornitori di servizi di flessibilità.

LongFlex è un mercato per contratti di disponibilità a lungo termine. NODES oltre a gestire le gare di appalto all'interno della piattaforma, può anche registrare eventuali contratti tra le parti stipulati al di fuori di Nodes. I contratti stipulati in questo mercato, garantiscono la flessibilità quando il DSO ne ha bisogno e prevedono un compenso per la disponibilità e un compenso per l'eventuale attivazione che viene effettuata tramite il mercato ShortFlex.

NODES facilita la corretta identificazione della posizione delle risorse flessibili attraverso la sua piattaforma in cui il DSO definisce le aree di congestione. I fornitori di servizi di flessibilità

¹³⁴ <https://nodesmarket.com/>

¹³⁵ <https://pub.norden.org/nordicenergyresearch2021-04/#69907>

possono registrare le proprie risorse di flessibilità e il DSO le collega a ciascuna area di congestione.

6.2.1.1 ShortFlex

Nel dettaglio, il processo di trading nel mercato ShortFlex si svolge nella seguente maniera:

1. I DSO registrano le aree di congestione nella piattaforma NODES
2. I fornitori di flessibilità registrano le proprie risorse nella piattaforma NODES e vengono collegate ad un'area di congestione dal DSO
3. Il DSO e il fornitore di flessibilità fanno offerte in cui definiscono il volume e il prezzo a cui sono disposti ad acquistare/vendere.
4. Le offerte e gli ordini vengono abbinati continuamente, in ordine di prezzo.
5. Alla chiusura del mercato locale, due ore prima della consegna fisica, tutti gli ordini rimanenti non abbinati vengono aggregati al mercato della regolazione della frequenza del TSO, consentendo anche a quest'ultimo di sfruttare la flessibilità degli asset distribuiti.

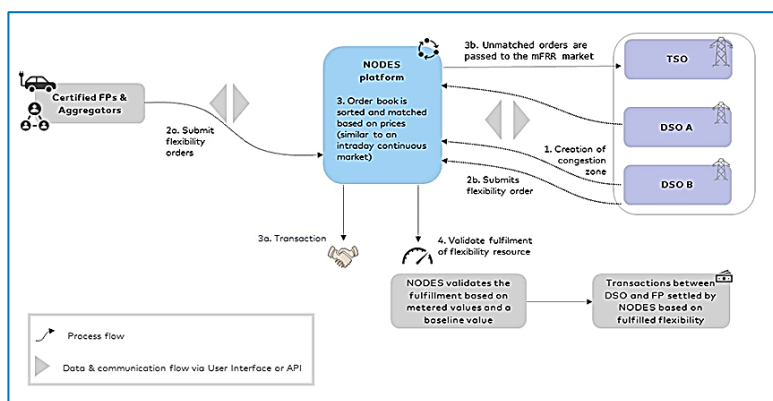


Figura 76

Le operazioni nel mercato ShortFlex vengono regolate alle seguenti condizioni:

$$\text{Somma da ricevere} = \text{quantità scambiata} * \text{prezzo} * \text{percentuale di pagamento}$$

La percentuale di pagamento è una percentuale compresa tra 0 e 100% ed è legata alla quantità di consegna:

- Le percentuali di consegna tra l'82% e il 100% sono remunerate con un pagamento del 100%.
- Per ogni percentuale di consegna inferiore all'82%, la percentuale di pagamento viene ridotta di 2 punti percentuali.
- Le consegne superiori al 100% sono remunerate con una percentuale di pagamento del 100%.
- Non sono previste altre sanzioni in caso di consegna parziale o mancata, se non la riduzione della percentuale di pagamento.

La scelta di remunerare il 100% per consegne fino all'82% è stata fatta in quanto si ritiene che ci sia sempre un margine di errore associato alle baseline degli FSP. Inoltre, è stato deciso di non concedere il pagamento per consegne oltre il 100% per far sì che i partecipanti a non consegnino flessibilità superiore a quella pattuita. Ad eccezione dell'eventuale riduzione del pagamento,

NODES ha ritenuto importante non prevedere ulteriori penali per la consegna parziale o mancata. Ciò ha permesso di incoraggiare gli FSP a presentare offerte flessibilità senza doversi preoccupare di una potenziale sanzione nel caso in cui non fossero in grado di consegnare la flessibilità venduta.

6.2.1.2 LongFlex

Il mercato LongFlex differisce dal mercato ShortFlex in quanto i contratti sono a lungo termine e consistono in un pagamento di disponibilità e un pagamento di attivazione.

Nel dettaglio, il precesso di trading nel mercato LongFlex si svolge nella seguente maniera:

1. DSO definisce gli attributi dell'offerta.
2. DSO pubblica la richiesta di LongFlex tramite la piattaforma NODES, incluso il volume ricercato, per quali periodi e il prezzo massimo di attivazione/disponibilità che è disposto a pagare.
3. I fornitori di flessibilità rispondono a queste richieste
4. Il DSO accetta le richieste secondo la metodologia di allocazione che il DSO ha definito.
5. I contratti LongFlex vengono formati sulla piattaforma.

In alternativa, la gara può essere svolta al di fuori della piattaforma, utilizzando anche fornitori di flessibilità non registrati in NODES e successivamente richiedere la registrazione dei contratti stipulati sulla piattaforma NODES.

Le risorse del contratto LongFlex da attivare nel mercato ShortFlex entrano in concorrenza con le altre offerte eventualmente presentate nel mercato ShortFlex. Pertanto, se al momento dell'attivazione ci sono offerte a prezzi inferiori di quelle contrattualizzate nel mercato LongFlex, il DSO ha la facoltà di scegliere tali risorse. Di norma NODES presenta automaticamente nel mercato ShortFlex le offerte del mercato LongFlex con prezzi e volumi contrattualizzati. In alternativa, sono gli stessi FSP a presentare le offerte nel mercato ShortFlex con volumi e i relativi periodi di consegna definiti nel contratto e prezzi non superiori a quelli previsti.

I contratti LongFlex sono regolati come segue:

$$\text{Somma da ricevere} = \text{quantità riservata} * \text{prezzo} * \text{numero di ore previste nel contratto} * \text{percentuale di pagamento.}$$

Il contratto LongFlex viene liquidato singolarmente per ogni ora e poi sommato per l'intero periodo.

Per i contratti LongFlex la percentuale di pagamento è pari al 100% o allo 0%:

- Se un ordine ShortFlex viene presentato in base al contratto LongFlex e non viene richiesta alcuna attivazione: percentuale di pagamento = 100%.
- Se un ordine ShortFlex viene presentato e attivato in base al contratto LongFlex e la percentuale di consegna dell'ordine è pari o superiore all'1%: percentuale di pagamento = 100%.
- Se un ordine ShortFlex viene presentato e attivato in base al contratto LongFlex e la percentuale di consegna dell'ordine è inferiore all'1%: percentuale di pagamento = 0%.
- Se l'FSP non presenta un ordine ShortFlex in base al contratto LongFlex: percentuale di pagamento = 0%.

NODES, ha scelto di remunerare il 100% del pagamento per percentuali di pagamento pari o superiori all'1%, per incentivare gli FSP ad impegnarsi in contratti LongFlex.

NODES convalida la fornitura della flessibilità in base a valori misurati e una baseline. I valori dei misuratori sono forniti dai fornitori di servizi di flessibilità.

6.2.2 Piclo Flex e UKPN

Piclo Flex¹³⁶ è una piattaforma digitale indipendente, dove i DSO possono approvvigionare servizi di flessibilità dai fornitori ad essa collegati.

Piclo Flex è stato lanciato nel 2018 nell'ambito di un progetto di innovazione sostenuto dal governo del Regno Unito, che è stato testato dai sei DSO del Regno Unito. Dal 2019 Piclo Flex opera come il più grande mercato indipendente per la flessibilità DSO.

Nell'ambito del loro processo di pianificazione, i DSO utilizzano Piclo per procurarsi servizi di flessibilità che consentono il differimento nel tempo degli interventi tradizionali di potenziamento della rete.

I DSO utilizzano la piattaforma per tenere aste per lunghi accordi bilaterali con fornitori di flessibilità locali con largo anticipo rispetto ai tempi di consegna effettivi. I tempi di consegna possono anche arrivare ad un anno (in alcuni casi anche diversi anni).

Il processo di appalto si compone di diverse fasi:

1. Un DSO pubblica un'esigenza di flessibilità per un'area specifica nella piattaforma specificando le caratteristiche di attivazione (quantità, luogo e tempo) stimati in base alle proprie esigenze.
2. I fornitori di flessibilità richiedono la qualifica per diventare partecipanti idonei all'asta comunicando le caratteristiche dell'asset che fornirebbe la flessibilità
3. Il DSO verifica se il fornitore di flessibilità e l'asset sono idonei e approva la qualifica.
4. Il DSO apre le offerte per le parti qualificate e le quali possono inserire le loro offerte.
5. Il DSO analizza le offerte e comunica l'esito dell'appalto dopo la scadenza dell'offerta.
6. I vincitori firmano un contratto con il DSO.

Attualmente non ci sono scambi in tempo reale sulla piattaforma Piclo, ma sono in programma implementazioni che consentono anche scambi a breve termine.

I TSO non stanno acquistando attualmente flessibilità su tale piattaforma, ma Piclo fornirà nel prossimo futuro un percorso verso i mercati TSO nel Regno Unito offrendo un mercato secondario per i contratti di capacità di riserva a lungo termine.

Attualmente non esiste coordinamento con i DSO e il TSO nella fase di asta. Piclo sta istituendo servizi per supportare il coordinamento, a partire dai contratti e dalla visibilità degli appalti tra TSO e DSO. La necessità del coordinamento comprende non solo quello tra TSO e DSO, ma anche con altri partecipanti come i fornitori di flessibilità e le parti responsabili del bilanciamento. Il punto di vista di Piclo è che in pratica il coordinamento inizierà ad emergere in modo organico quando diverse parti inizieranno a condividere informazioni rilevanti tra loro.

Piclo vede che una maggiore trasparenza del mercato e l'utilizzo dell'apprendimento automatico possono essere potenti strumenti per combattere la manipolazione del mercato e queste soluzioni

¹³⁶ <https://picloflex.com/>

sono già utilizzate nei mercati finanziari. I partecipanti con comportamenti sospetti possono essere sospesi dalla partecipazione al trading.

6.2.2.1 Piclo Exchange: Contrattazioni secondarie nel Capacity Market

Oltre ai mercati della flessibilità, i mercati più tradizionali, come il mercato della capacità, giocano un ruolo fondamentale nell'assicurare la capacità necessaria durante la transizione verso lo zero netto di emissioni. Di conseguenza, gli FSP con diversi tipi di asset sono essenziali per realizzare un sistema energetico intelligente e flessibile. Tuttavia, man mano che la portata dei servizi di flessibilità e gli FSP ampliano la loro partecipazione ai mercati dell'energia, la gestione degli obblighi contrattuali deve essere ottimizzata e semplificata. Una soluzione per gli FSP che desiderano gestire i loro contratti è il **secondary trading**¹³⁷, il mercato in cui fornitori idonei scambiano tra loro obblighi contrattuali, che non vogliono o che non sono in grado di onorare. Il secondary trading è una funzione importante dei mercati competitivi dell'energia, come nel caso di Picloflex, dove i contratti di flessibilità sono stipulati con largo anticipo rispetto al servizio richiesto. **Piclo Exchange** è stato sviluppato in risposta alle sfide che gli FSP dovevano affrontare con il trading secondario fornendo un unico luogo per trovare, acquistare e vendere contratti. Ciò consente di incoraggiare gli FSP ad aumentare la partecipazione che possono ottimizzare la performance dei loro asset. Inoltre, Piclo Exchange aiuta a ridurre il rischio di partecipazione per coloro che si sono aggiudicati contratti che non sono più in grado di consegnare e aumenta i flussi disponibili per coloro che desiderano assumerne di più. **UKPN**¹³⁸ è stato uno dei primi DSO a partecipare al mercato di Piclo Flex. Nella seguente tabella sono riassunti i servizi di flessibilità che UKPN vuole implementare nel tempo.

Prodotti per la flessibilità		Rinvio del rinforzo	Manutenzione programmata	Interruzioni non programmate	
					
				Risposta pre-guasto	Risposta post guasto
Driver di valore		Valore attuale del differimento della spesa in conto capitale	Gestione del rischio di interruzione non prevista durante la manutenzione programmata	Numero interruzioni per cliente (CI) e durata interruzioni non programmate (CML)	Costi evitati per utilizzo gruppi elettrogeni. Riduzione durata interruzioni non programmate (CML)
Flessibilità potenziale al 2023 (MW)		206	Capacità DER disponibile per tutte le esigenze		
Requisiti	Posizione specifica	Sì			
	Tempo di risposta	Massimo 30 minuti		Preferibilmente <10 min, al massimo 30 min	
	Durata della risposta	Piena disponibilità all'interno del periodo richiesto. Pagamento proporzionale all'eventuale riduzione della disponibilità		3 ore. Pagamento proporzionale all'eventuale riduzione della disponibilità	
	Tipo di DER	Generazione, stoccaggio e riduzione del carico			Generazione e stoccaggio
Principi di contrattazione	Tipo di approvvigionamento	Gare d'appalto o prezzi fissati amministrativamente in caso di scarsa liquidità		Accordo quadro. Aggiornamento facoltativo dei prezzi tramite contratto	
	Tempi di approvvigionamento	6-18 mesi prima	1-12 mesi prima	Il Der si considera al momento se idoneo al servizio	
	Pagamento	Disponibilità e utilizzo		Solo utilizzo	
	Durata del contratto	1-4 anni	Mensile o stagionale	Accordo quadro	

Figura 77 - Prodotti ed esigenze di UKPN

¹³⁷ <https://blog.piclo.energy/post/641931263886966784/five-things-you-should-know-about-secondary>

¹³⁸ <https://smartgrid.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/11/futuresmart-flexibility-roadmap.pdf>

Come mostrato in figura, sono state identificate tre tipologie di esigenze di flessibilità dei DSO, in cui le DER possono fornire servizi:

- **Rinvio del rinforzo**

Per mantenere una fornitura affidabile per i clienti, occorre garantire una capacità di rete sufficiente. Si prevede in modo proattivo la crescita della domanda e della generazione sulla rete per anticipare le esigenze di potenziamento e pianificare di conseguenza. Storicamente, questa pianificazione veniva effettuata in un contesto di crescita della domanda molto stabile, con una quantità limitata di generazione collegata alle reti. Il tasso e l'entità della diffusione dell'energia distribuita, insieme alle tecnologie a basse emissioni di carbonio ad alta intensità di elettricità (come i veicoli elettrici), comportano una maggiore incertezza su quando e dove sarà necessario potenziare la rete. L'aumento dell'incertezza sulla crescita futura del carico significa che occorre garantire che qualsiasi investimento intrapreso risponda alle esigenze in modo efficiente ed economico. Per questo motivo, ritardare gli investimenti può ridurre questo rischio, assicurando che gli asset della rete siano utilizzati nel modo più efficiente possibile fino a quando non sarà necessario un reale rinforzo.

- **Manutenzione programmata**

La manutenzione programmata, tramite il monitoraggio, l'aggiornamento e la sostituzione degli elementi della rete, è fondamentale per garantire l'affidabilità e la sicurezza a lungo termine della rete. La previsione, la durata e i requisiti degli eventi di manutenzione programmata variano notevolmente a seconda dell'asset, tipo e categoria di manutenzione richiesta. Alcuni progetti di manutenzione di una certa entità vengono concordati anche con 12-36 mesi di anticipo, altri sono gestiti in base a una manutenzione a programma e altri ancora sono conseguenza del monitoraggio continuo dello stato di salute degli asset. Pertanto, alcuni regimi di manutenzione possono avere una durata di anni, mentre altri sono di tipo reattivo e possono essere completati in modo efficiente in poche ore.

- **Interruzioni non programmate**

Le interruzioni non programmate possono essere causate da eventi atmosferici di forte intensità, guasti alle infrastrutture o incidenti, che costituiscono un grave disagio per i clienti, con un impatto significativo sul loro benessere, economico e sociale. Occorre utilizzare la flessibilità sia prima che dopo il guasto per ridurre il numero e la durata delle interruzioni non programmate che i clienti subiscono:

- La flessibilità pre-guasto potrebbe contribuire a fornire ulteriore resilienza alla rete. In alcune occasioni, infatti, si è costretti a far funzionare la rete più vicino ai suoi limiti tecnici, il che aumenta la probabilità di guasti.
- La flessibilità post-guasto ridurrebbe il carico o permetterebbe di riconfigurare la rete per ridurre l'impatto dei guasti sulla rete. Alcuni guasti alla rete non causano immediatamente interruzioni ai clienti ma, se non controllati, possono farlo anche per diverse ore o addirittura giorni. La flessibilità potrebbe essere utilizzata per ridurre il rischio di interruzione dell'attività dei clienti fino a quando non saranno completate le attività di riparazione.

Sia la flessibilità pre-guasto che quella post-guasto possono contribuire a contenere gli indicatori relativi al numero di interruzioni per cliente (**CI**) e durata delle interruzioni (**CML**), parametri con cui viene misurata la performance della rete di distribuzione

Le esigenze di flessibilità descritte precedentemente si allineano a due strutture di prodotto principali:

- **Un prodotto per il pagamento della disponibilità e dell'utilizzo** per i casi d'uso del Rinvio del potenziamento e della Manutenzione programmata.
- **Un prodotto di solo utilizzo per il caso d'uso Interruzioni non programmate.**

6.2.3 ENERA

Il progetto Enera¹³⁹ è uno dei cinque progetti pilota all'interno del programma di finanziamento chiamato "Smart Energy Showcases – Digital Agenda for the Energy Transition" (SINTEG), che cerca di utilizzare la tecnologia digitale per portare avanti la transizione energetica. Il progetto Enera, nello specifico, è stato condotto nel nord-ovest della Bassa Sassonia.

L'obiettivo principale del progetto è quello fornire un servizio di gestione della congestione basato sul mercato che consenta ai DSO di ottenere flessibilità. Il progetto per la realizzazione del mercato è stato avviato dalla utility tedesca EWE e dalla borsa elettrica dell'Europa centrale EPEX SPOT nel 2017.

All'inizio del 2019 hanno lanciato la piattaforma pilota di mercato, che offre lo scambio di risorse flessibili tra fornitori di flessibilità certificati e operatori di sistema sul LFM.

6.2.3.1 Progettazione del mercato

L'obiettivo della progettazione del mercato è quello di sfruttare il maggior potenziale di flessibilità possibile per la gestione della congestione e di accedervi attraverso un meccanismo uniforme e trasparente. Si tratta di una tipologia di mercato differente da quella all'ingrosso, poiché viene considerata la componente locale. Per questo motivo, il mercato di flessibilità lavorerà in parallelo al mercato all'ingrosso.

L'idea del design proposta dall'Enera Flex Market si basa, quindi, sull'introduzione di aree di mercato locali omogenee rispetto alle potenziali congestioni. I DER vengono, quindi, assegnati alle aree in modo tale da avere effetti comparabili dal punto di vista della capacità offerta per la risoluzione delle possibili congestioni. Con la standardizzazione dei prodotti, inoltre, le offerte di flessibilità diventano comparabili anche da un punto di vista economico (prezzo).

Al fine di raggiungere la liquidità sulla piattaforma, di fondamentale importanza per il successo del mercato, le barriere all'ingresso nel mercato dovrebbero essere mantenute più basse possibile in modo che i costi, sia per la connessione che per l'uso del mercato, siano ragionevoli in relazione ai vantaggi derivanti dal mercato stesso. Ciò è stato ottenuto basando la progettazione del mercato e dei suoi processi su quelli del mercato all'ingrosso, già consolidati, per il commercio infragiornaliero.

Per poter utilizzare il massimo potenziale di flessibilità possibile per la gestione della congestione, l'assetto del mercato dovrebbe tener conto del maggior numero possibile di impianti di generazione, di stoccaggio e di consumatori in grado di fornire una deviazione pianificata della loro baseline. La quota minima di potenza per la partecipazione al mercato è fissata a 100 kW.

Nell'Enera Flex Market, quindi, la flessibilità è intesa come una deviazione dal comportamento previsto o pianificato (baseline) e viene negoziata sul mercato allo stesso modo del mercato infragiornaliero, con un periodo di consegna di 15 minuti o un'ora. La distinzione tra flessibili

¹³⁹ <https://projekt-enera.de/enera-projektmagazin-projektkompodium/>

rinnovabili e non rinnovabili influenza, inoltre, la priorità di immissione in rete a favore delle energie rinnovabili.

6.2.3.2 Caratteristiche del mercato locale della flessibilità nel progetto Enera

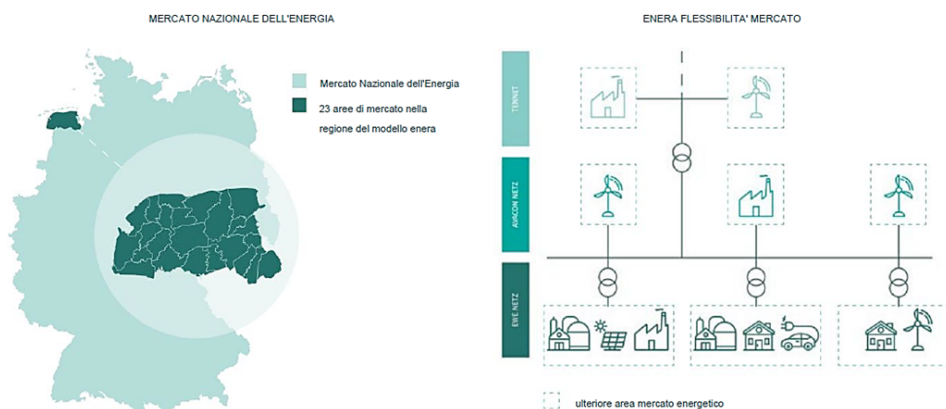


Figura 78 - Schema

L'Enera Flex Market non scambia energia ma prodotti standardizzati di flessibilità, cercando di sfruttare il massimo potenziale possibile di energia flessibile decentralizzata per gestire la congestione. Il mercato è suddiviso in 23 aree, le quali raggruppano la flessibilità messa a disposizione da impianti di generazione, stoccaggio e consumatori. Ad ogni area corrisponde un portafoglio di ordini che riunisce domanda e offerta di flessibilità per l'area specifica, ulteriormente differenziata per periodo di consegna, tempo di consegna e prodotti rinnovabili e non rinnovabili.

Generalmente, i contributi di flessibilità di ogni area vengono aggregati e scambiati sulla piattaforma di mercato dall'aggregatore. In questo mercato, gli unici acquirenti autorizzati sono i gestori di rete, TSO e DSO, mentre le transazioni tra i fornitori di flessibilità non sono possibili. Si tratta quindi di un mercato a singolo acquirente, in cui i gestori di rete possono procurarsi la flessibilità di cui hanno bisogno per un funzionamento sicuro della rete. Prima che le risorse possano essere utilizzate nel mercato, devono essere registrate e certificate dall'aggregatore. Successivamente, il gestore della rete di connessione esamina ed assegna gli impianti all'area più appropriata. In Enera, questa corrisponde all'area di trasformazione di una sottostazione tra i livelli di alta e media tensione, e comprende tutti gli impianti che sono stati certificati per il mercato flessibile in questa regione.

Per documentare l'effettiva potenza erogata, i generatori, i sistemi di accumulo e i consumatori devono essere collegati all'apposita piattaforma informatica di gestione; gli impianti vengono inoltre inseriti in un registro centrale, insieme ai loro dati anagrafici, in modo da garantire che l'energia flessibile, ad esempio, non venga offerta più volte o venga offerta da impianti inesistenti.

6.2.3.3 Il processo di negoziazione nell'Enera Flex Market

Processi, prodotti e sistemi ICT dell'Enera Flex Market si basano sul mercato infragiornaliero consolidato e organizzato a livello nazionale. Il trading apre alle 15:00 del giorno precedente (D-1) e termina 5 minuti prima dell'inizio della consegna.

Ciò consente scambi di flessibilità fino a poco prima della consegna, caratteristica di particolare importanza a causa delle mutevoli previsioni. Analogamente al mercato infragiornaliero,

sull'Enera Flex Market è possibile il trading continuo, per il quale viene utilizzato un sistema già noto su EPEX SPOT.

Le offerte di flessibilità vengono aggregate in modo anonimo e appena una di queste risponde ai requisiti di una richiesta di flessibilità, si conclude la transazione. Poiché la negoziazione è continua, i partecipanti al mercato possono presentare, accettare o annullare le offerte in qualsiasi momento. Quando una transazione viene eseguita, gli operatori di mercato coinvolti vengono regolarmente informati.

6.2.3.4 Processo di coordinamento dei gestori di rete

I gestori di rete coinvolti, prima dell'utilizzo di flessibilità dal mercato, si coordinano tra loro. Poiché i gestori di rete a monte non conoscono lo stato della rete del rispettivo gestore di rete a valle, senza il coordinamento esiste il rischio concreto che un gestore di rete a monte provochi congestioni nella rete a valle. Se non vi sono altri gestori di rete a valle del gestore di rete contraente nell'area di mercato congestionata, non è necessario alcun coordinamento prima dell'uso del mercato. L'emissione di un ordine di acquisto sulla piattaforma di mercato da parte di un gestore di rete presuppone che tutti i successivi gestori di rete diano il proprio consenso. È compito del gestore di rete a monte ottenere l'approvazione dai gestori di rete a valle. Il gestore di rete che ha la necessità di acquisire flessibilità, trasmette la sua richiesta di utilizzo del mercato al gestore di rete direttamente a valle secondo un protocollo definito congiuntamente. Tale richiesta deve pervenire all'operatore di rete a valle entro e non oltre trenta minuti prima dell'utilizzo sul mercato. Se nel processo è coinvolto un solo operatore a valle, la richiesta deve pervenire entro e non oltre 15 minuti dall'utilizzo. Oltre all'intervallo temporale, la richiesta deve contenere almeno informazioni sull'area o sulle aree di mercato in cui l'operatore di rete a monte vuole acquisire flessibilità, nonché l'ammontare previsto di flessibilità in MW.

Il gestore di rete a valle calcola eventuali limitazioni e ne informa il gestore di rete a monte. La restrizione di capacità corrisponde alla capacità massima che l'operatore di rete a monte non può superare mediante l'uso del mercato. Con notifica a monte, l'operatore di rete a valle rilascia la necessaria autorizzazione alla chiamata flessibile per il volume notificato.

Ciascun gestore di rete può richiedere che il proprio gestore di rete direttamente a valle risponda alla sua richiesta entro 15 minuti, a meno che l'operatore di rete a valle non debba coinvolgere gli operatori di rete a valle nel processo di coordinamento. In tal caso, il tempo di risposta complessivo viene esteso di 15 minuti a seconda degli ulteriori operatori di rete da coinvolgere.

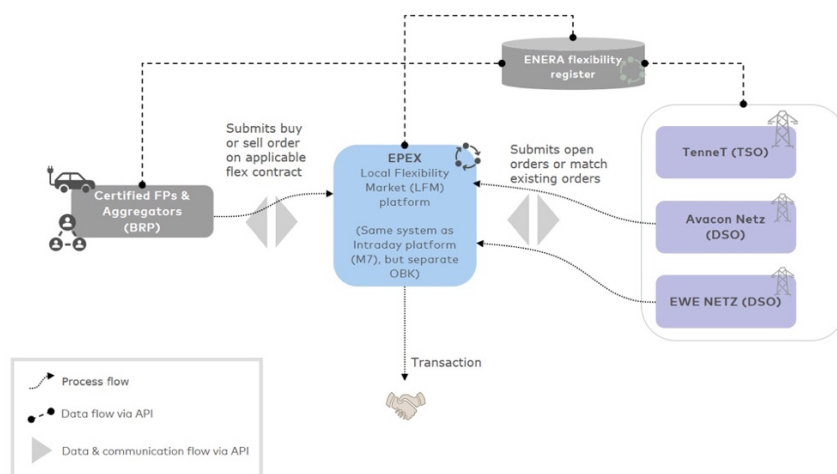


Figura 79 - Schema di mercato di Enera

6.2.4 GOPACS

GOPACS¹⁴⁰ è una piattaforma di coordinamento TSO-DSO congiunta per la gestione della congestione di proprietà del TSO TenneT e di quattro DSO olandesi. L'acronimo GOPACS sta per Grid Operators Platform for Congestion Solutions. La prima versione della piattaforma GOPACS è stata lanciata e operativa nel 2019.

La piattaforma GOPACS è collegata al mercato infragiornaliero locale ETPA che attualmente opera solo nei Paesi Bassi. ETPA funge da punto di ingresso per i partecipanti al mercato, consentendo loro di scambiare energia elettrica all'ingrosso tra loro e flessibilità con DSO e TSO sulla stessa piattaforma.

Le caratteristiche principali della piattaforma possono essere riassunte come segue:

- Negoziazione continua 24 ore su 24, 7 giorni su 7 nell'arco di tempo intraday
- Modello con pagamento in base all'offerta (Pay-as-bid)
- Offrire prodotti con risoluzione oraria e trimestrale
- I prodotti corrispondono a prodotti intraday all'ingrosso ma con un tag di localizzazione. I partecipanti al mercato nel mercato infragiornaliero possono scegliere se inserire o meno il parametro di localizzazione, ma il parametro di localizzazione è un'opportunità per entrate aggiuntive.
- L'operatore di sistema acquista un prodotto chiamato "Intraday Congestion Spread" (IDCONS) che è una combinazione di acquisto e vendita di ordini e paga solo lo spread tra questi. Lo scopo è che l'attivazione della flessibilità abbia un effetto neutro sull'equilibrio del sistema.
- La piattaforma di coordinamento agisce per evitare ordini che potrebbero causare problemi in altre parti della rete.
- Nella primavera del 2021, GOPACS ha anche esteso la propria soluzione con un portale in cui i grandi consumatori possono fare offerte su richiesta di GOPACS.

Nel dettaglio si illustra la sequenza delle fasi del mercato:

1. I gestori di rete prevedono la potenziale congestione per il giorno successivo o per lo stesso giorno.
2. I gestori di rete possono pubblicare una richiesta di flessibilità nel mercato.
3. Per attenuare le previsioni di congestione di rete, possono acquistare flessibilità di localizzazione tramite la piattaforma GOPACS dagli ordini ETPA.
4. I partecipanti al mercato possono mettere a disposizione dei gestori di rete i loro ordini infragiornalieri contrassegnandoli come "GOPACS disponibili". Includerà anche l'ubicazione del bene sotto forma di un codice identificativo univoco chiamato EAN.
5. Una volta che un ordine è stato inviato sul mercato ETPA, è disponibile non solo per i gestori di rete, ma anche per altri partecipanti al mercato.
6. Quando viene trovata una combinazione adeguata di ordini bilanciati, GOPACS invia una richiesta al mercato infragiornaliero per attivare la combinazione. La combinazione

¹⁴⁰ <https://en.gopacs.eu/>

comporta che l'effetto degli ordini all'interno dell'area congestionata sia reso neutro dagli ordini di direzione opposta al di fuori di essa.

7. Una conferma commerciale viene inviata a tutte le parti.
8. Il commercio viene regolato attraverso la piattaforma di mercato.

6.2.5 ENEDIS

Un'altra piattaforma di mercato in Europa è gestita da ENEDIS¹⁴¹, gestore della rete di distribuzione in Francia.

Enedis propone i seguenti prodotti di flessibilità:

- **Flessibilità per facilitare la connessione di clienti e favorire l'integrazione di energie rinnovabili nella rete.**

Offerte di connessione intelligente (SCO) per connettere i clienti (consumatori e produttori) alla rete MT più velocemente e a costi inferiori.

L'Offerta Smart Connection (SCO) consiste nell'offrire una connessione alla rete più veloce ed economica, su richiesta dei clienti (connessi o che desiderano allacciarsi alla rete MT) quando possibile, in cambio di un impegno di flessibilità. Queste offerte forniscono connessioni più veloci e/o risparmi significativi per il cliente.

Per i produttori MT, gli studi effettuati da Enedis nell'ambito della valutazione economica delle reti intelligenti prevedono una riduzione dei costi di connessione di circa 90 mila euro/MW installato.

- **Promuovere lo sviluppo delle energie rinnovabili ottimizzando la pianificazione della rete**

Enedis intende integrare l'uso occasionale delle flessibilità in studi volti all'ottimizzazione del dimensionamento dell'infrastruttura di rete. Pertanto, al fine di ospitare più produzione rinnovabile e più rapidamente, viene richiesta in cambio una riduzione molto contenuta sulla produzione (stimata allo 0,06%). Questa nuova leva consentirebbe di collegare più rapidamente impianti rinnovabili con riduzione dei tempi di connessione anche di anni.

La rete potrebbe ospitare immediatamente fino a 2,5 GW di capacità aggiuntiva, entro il 2035 la capacità aggiuntiva potrebbe raggiungere 7,4 GW; La potenza aggiuntiva immessa in rete sarebbe dieci volte maggiore dell'energia ridotta (0,06%)

Valore collettivo stimato: 250 M€ entro il 2035.

- **Flessibilità locali per ottimizzare la progettazione e il funzionamento sulla rete**

L'introduzione di flessibilità per la gestione e il funzionamento della rete potrebbe limitare le interruzioni dei clienti e ripristinare l'alimentazione più rapidamente in caso di guasto. Ciò ridurrebbe anche la necessità di altre soluzioni come i generatori e ridurrebbe i costi operativi attraverso un servizio di flessibilità competitivo.

Tenere conto di queste nuove leve in fase di pianificazione potrebbe aiutare ad evitare o differire alcuni investimenti. Il rischio che tali investimenti intendono coprire verrebbe trasferito alla gestione dell'esercizio della rete.

¹⁴¹ <https://www.enedis.fr/co-building-dso-local-flexibility>

- **Flessibilità come alternativa alle risorse di alimentazione prima o dopo un guasto**

In questo caso, le flessibilità permetterebbero una migliore gestione della congestione quando le stesse non giustificano investimenti specifici nella rete (situazioni improbabili). Sarebbero utilizzati in alternativa o in aggiunta alle solite soluzioni come i gruppi elettrogeni. L'attivazione sarebbe senza pagamento di disponibilità

Questo tipo di flessibilità può essere utilizzato:

- ❖ In previsione di un evento climatico eccezionale come un “periodo di freddo”. In questo caso, l'esigenza di flessibilità poteva essere valutata solo con quattro giorni di anticipo (prima previsione meteo affidabile) o un giorno prima/intragiornaliera (attivazione);
- ❖ A seguito di un guasto: le flessibilità possono in questo caso essere utilizzate come leva per aiutare a rifornire i clienti una volta effettuate le operazioni automatizzate sulla rete (< 15 minuti).

Il valore massimo per la società delle attivazioni che facilitano il ripristino dell'energia elettrica a seguito di un'interruzione può variare da 0 a 20 k€/MWh, a seconda del servizio erogato localmente (tempi di ripristino e numero di clienti).

- **Flessibilità per migliorare la pianificazione del lavoro**

Le flessibilità locali possono essere utilizzate per prevenire un'interruzione legata a lavori pianificati sulla rete di distribuzione. La flessibilità per evitare interruzioni pianificate dei lavori richiede livelli di affidabilità elevati (per non incorrere in interruzioni non programmate) spesso per lunghi periodi di tempo. Tali flessibilità richiederanno quindi una disponibilità garantita, remunerata con una parte fissa, con relative penali in caso di indisponibilità.

Il valore massimo per la società delle flessibilità in questo caso d'uso varia tra 0 e 20 k€/MWh (simile al caso precedente), suddiviso in una parte fissa per la disponibilità garantita e una parte variabile a copertura dei costi variabili.

- **Flessibilità per differire gli investimenti**

Non tutti gli investimenti possono essere associati a un'opportunità di flessibilità: ad esempio, l'interramento di linee aeree, il rinnovo di cavi di vecchia tecnologia, ecc. Tuttavia, in alcuni casi, l'integrazione dei servizi di flessibilità nella pianificazione della rete potrebbe contribuire a differire gli investimenti di uno o più anni. Il rischio operativo che l'investimento intende coprire viene trasferito dalla pianificazione della rete alla gestione della rete in tempo reale. Tali flessibilità richiederanno quindi una disponibilità garantita, remunerata con una parte fissa, con relative penali in caso di indisponibilità.

L'utilizzo delle flessibilità per differire un investimento genererebbe un valore per la Società massimo, che dipende dalla situazione locale, in un intervallo compreso tra 0 e 24.000 €/anno per ogni MW di disponibilità garantita. La remunerazione dipende non solo dalle caratteristiche dell'area di congestione (transiti locali, struttura della rete, statistiche guasti, ecc.), ma anche dalle caratteristiche delle flessibilità offerte (tempo di attuazione, localizzazione, ecc.).

	Connessioni	Ottimizzazione degli investimenti in S3REnR	Rinvio degli investimenti	Planificazione del lavoro	Gestione degli incidenti
 Valore della flessibilità	Costi di allacciamento e riduzione del ritardo per il cliente	Valore massimo per la società di 250 milioni di euro entro il 2035 <i>(in alternativa agli investimenti)</i>	Valore massimo per la società da €0 a €24k/MW/anno* <i>(Rinvio investimento)</i>	Valore massimo per la società da €0 a 20K/MWh* <i>(da confrontare con le consuete soluzioni alternative, come i gruppi elettrogeni)</i>	
 Importanza della posizione	Sì, qualunque sia il caso d'uso				
 Fonti di flessibilità	Sito MT da collegare	Produttori, stoccaggio, veicoli elettrici, demand response, con potenza attiva o reattiva per congestioni di tensione - Enedis è tecnologicamente neutrale			
 Durata dell'attivazione e occorrenza	Dipende da <i>Attuato</i>	0,06% delle limitazioni	Tra 0 e poche ore all'anno a seconda dei casi	Durante il lavoro <i>(in base alle esigenze della rete)</i>	Poche ore all'anno <i>(basse occorrenze)</i>
 Principi contrattuali	Bilaterale contrarre	Processo competitivo secondo il processo di chiamata alla flessibilità definito e nel rispetto delle norme vigenti in vigore**			
 Principi di remunerazione	Remunerazione inclusa nell'offerta di connessione	Contratto con disponibilità garantita** Dimensione minima dell'offerta: 500 kVA <i>(obbligo di risultato)</i> <i>Disponibilità garantita, remunerata con una parte fissa, con relative penali</i>			Contratti quadro senza disponibilità garantita: <i>parte variabile a seconda dell'attivazione</i>

Figura 80

Il processo adottato da Enedis a seguito della consultazione pubblica sulle flessibilità vuole essere pragmatico e delinea i principali temi che riflettono le sfide legate all'uso dei meccanismi di mercato per concludere contratti di flessibilità.

Laddove la flessibilità potrebbe risolvere le congestioni, Enedis ha emesso una richiesta di interesse per identificare potenziali flessibilità che potrebbero essere attivate nelle aree interessate.

Tali richieste di interesse sono un prerequisito per qualsiasi procedura competitiva.

I meccanismi competitivi saranno aperti a tutti coloro che volessero partecipare, anche se non hanno risposto alla richiesta di interesse. Per i primi bandi sperimentali di flessibilità, Enedis fornirà supporto agli stakeholder, per facilitarne la comprensione, la partecipazione ai bandi e consentire loro di accedere al mercato, nel rispetto delle norme vigenti (Direttiva Europea e Codice Appalti Pubblici - non -discriminazione, concorrenza e trasparenza). Le specifiche descriveranno in dettaglio gli impegni attesi dagli operatori del mercato in termini di risultati.



Figura 81 - Processo di richiesta di flessibilità

6.2.6 Differenze tra i mercati

Si descrivono a seguire le principali differenze¹⁴² strutturali sui progetti di mercato, che consentono di comprendere il legame tra scelte progettuali e situazioni locali. Per confrontare le differenze di progettazione si adotta, di seguito, un approccio strutturato seguendo tre dimensioni principali:

- **La tempistica della progettazione:** alcune iniziative si concentrano sulla gestione a breve termine e sull'invio di fonti di flessibilità intorno a un orizzonte temporale infragiornaliero o prossimo al tempo reale, e altre sulla gestione e sull'adeguatezza a lungo termine con il pagamento della prenotazione della capacità e contratti pluriennali.
- **L'utilizzo di una piattaforma esterna o di terze parti:** alcune iniziative si basano su una piattaforma esterna che centralizza lo scambio di informazioni e la comunicazione e ne assicura il coordinamento mentre altre si basano su meccanismi di auto-organizzazione del mercato gestendo solo le esigenze di un operatore senza un coordinamento esplicito con gli altri.
- **La facilità di accesso:** alcune iniziative mirano a fornire un accesso semplificato ai nuovi attori più piccoli, anche se tutti forniscono un accesso più facile rispetto al meccanismo di congestione storico gestito dal TSO.

6.2.6.1 Tempi di progettazione

Le cinque iniziative differiscono per l'orizzonte temporale in cui si concentrano sul loro design di mercato. Due delle iniziative analizzate si concentrano maggiormente sulla gestione a breve termine (day-ahead o intraday, cioè alcune ore prima del tempo reale), e due iniziative si concentrano maggiormente sui bisogni a lungo termine (uno o più anni prima).

Per ENERA e GOPACS, la definizione di “prodotto flessibilità” è intesa a rispondere alle congestioni individuate a breve termine in una visione day-ahead (DA) o intraday (ID). Gli operatori di rete (DSO-TSO) identificano potenziali problemi di rete il giorno prima in tempo reale e indicano le loro esigenze di gestione delle congestioni al momento della granularità che regola il mercato infragiornaliero nella loro zona (per un giorno, 96 step temporali di 15 min per la rete in Germania e Paesi Bassi). Per ENERA, il prodotto scambiato è una flessibilità al ribasso a scatti di un quarto d'ora o di un'ora. Si riferisce all'attivazione unilaterale di un'offerta di acquisto (aumento del carico o diminuzione dell'iniezione) o in alternativa di un'offerta di vendita da offerte di flessibilità. Per GOPACS, il prodotto negoziato è denominato Intra-day Congestion Spread (IDCONS). È un prodotto che include un'offerta di acquisto e un'offerta di vendita al di fuori dell'area congestionata (o viceversa) tramite la piattaforma ETPA. Le fonti di flessibilità locale nel caso di ENERA e GOPACS vengono pagate solo all'attivazione.

Nel caso di NODES, PICLO ed ENEDIS, viene adottata una logica di lungo termine nella definizione dei bisogni di flessibilità (livello e frequenza) e dei prodotti associati. La definizione delle esigenze di pianificazione può arrivare fino a diversi anni (fino a 7 anni per PICLO). NODES, PICLO ed ENEDIS possono offrire il pagamento per la prenotazione di capacità flessibile (oltre al pagamento potenziale se questa capacità è attivata). I pagamenti sono associati a finestre di disponibilità (ad esempio alcune ore del giorno, alcuni mesi dell'anno) e possono essere stabiliti per contratto annuale o anche pluriennale. PICLO può anche selezionare risorse in fase di sviluppo

¹⁴² <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/14/4113/htm>

o pianificate per consentire loro di integrarsi più rapidamente e mostrare in quali gare già sviluppate potrebbero competere.

In conclusione, un mercato di flessibilità locale può essere concepito per un'esigenza a breve termine di risolvere problemi di rete, concentrandosi su evenienze quasi in tempo reale, o per un'esigenza di flessibilità strutturale a lungo termine, concentrandosi sull'adeguatezza delle risorse di flessibilità per soddisfare le esigenze di sistema e quindi sugli investimenti in risorse di flessibilità.

6.2.6.2 L'utilizzo di una piattaforma esterna o di terzi

Le iniziative che introducono mercati della flessibilità differiranno anche per le possibilità di coordinamento che propongono per i TSO/DSO per garantire la sicurezza del sistema e principalmente per risolvere la congestione. Partendo dalle piattaforme commerciali, possiamo osservare che i mercati NODES, GOPACS ed ENERA sono sincronizzati con i mercati continui intraday esistenti rispettivamente in Nord Pool, ETPA ed EPEX SPOT, mentre ENEDIS è auto-organizzata.

NODES offre integrazione sia a livello orizzontale dall'asset di flessibilità gestore di rete, sia a livello verticale dalla bassa tensione alla rete di trasmissione comprendendo TSO, DSO locali/Regionali e BRP.

Sulla piattaforma GOPACS, il coordinamento TSO/DSO è centrale. Gli operatori di rete identificano i luoghi in cui potrebbe essere necessaria flessibilità per risolvere una congestione su una parte della rete e li segnalano a una piattaforma esterna gestita da una terza parte (GOPACS) che centralizza le esigenze degli operatori di rete e gestisce i potenziali conflitti e problemi nelle attivazioni di una risorsa. La piattaforma tecnica GOPACS non riceve offerte di flessibilità; è il collegamento alla piattaforma di mercato ETPA ("Energy Trading Platform Amsterdam") e controlla se l'attivazione dell'offerta/e (offerte precedentemente localizzate) può essere utilizzata per i fini richiesti.

La piattaforma ENERA raccoglie, come attore di terze parti, le esigenze di flessibilità di pochi DSO e TSO e le offerte di flessibilità dei fornitori. Tuttavia, il coordinamento tra DSO e TSO per evitare attivazioni inappropriate viene effettuato manualmente tramite un processo parallelo alla piattaforma EPEX. L'implementazione della piattaforma di mercato EPEX ha rivelato la necessità di un maggiore coordinamento tecnico. I membri del progetto vorrebbero evolversi in futuro verso l'integrazione/centralizzazione del processo, al fine di filtrare le offerte da un perimetro DSO che potrebbero causare un problema di rete sul perimetro di un altro TSO/DSO.

La piattaforma di mercato esterna Piclo Flex centralizza l'organizzazione delle diverse gare in base alle esigenze espresse da **UKPN – United Kingdom Power Network** (e dagli altri DSO). In fase di attivazione non è previsto alcun meccanismo specifico per gestire il coordinamento diretto con altri operatori di rete quali i TSO. UKPN avverte i TSO quando intende attivare una risorsa di flessibilità ma non richiede loro la convalida. L'attivazione è quindi interamente in mano a UKPN e viene effettuata dal fornitore di flessibilità su richiesta dell'operatore di rete.

Infine, nel caso francese, le gare di prenotazione di flessibilità locale sono organizzate direttamente da ENEDIS (nessuna piattaforma esterna). L'attivazione avviene direttamente su richiesta dell'ENEDIS, e, per il momento, non esiste una procedura esplicita in merito al coordinamento con il TSO (questo argomento è ancora oggetto di discussione e quindi possibile evoluzione).

In conclusione, un mercato locale della flessibilità può essere progettato per coordinare le azioni e le informazioni di più stakeholder (attraverso una piattaforma esterna) o per realizzare la gestione autonoma di un unico operatore.

6.2.6.3 Facilità di accesso

La facilità di accesso delle diverse iniziative dipende dalla progettazione dei mercati locali della flessibilità. Anche se tutte le iniziative sono tipicamente aperte a risorse decentralizzate e aggregatori, regole di accesso specifiche possono facilitare la partecipazione di piccole risorse e nuove tecnologie.

I prodotti ENERA sono standardizzati sulla tipologia delle offerte fatte in intraday con offerte minime di 100 kW. Per GOPACS la dimensione minima dell'offerta dipende da ciascuna piattaforma di mercato collegata a GOPACS (500 kW per ETPA) e dovrebbe essere standardizzata per soddisfare i requisiti della piattaforma di mercato tradizionale, per NODES 1 MW. ENEDIS ha imposto un'offerta minima di 500 kVA, che potrebbe essere considerata un'accessibilità media ma rappresenta comunque un'importante riduzione rispetto all'attuale soglia delle risorse AT (10 MW).

La progettazione dell'iniziativa PICLO si è concentrata in particolare sulla facilità di accesso. Sono state stabilite soglie diverse per le offerte, a seconda del livello di tensione, ma con un minimo di 10 kW per le gare in bassa tensione. PICLO sta dando accesso alla gestione della congestione per molti asset collegati alla rete di distribuzione che non erano integrati nel meccanismo di bilanciamento storico del TSO. Possono anche essere selezionate risorse in fase di sviluppo o pianificate.

I mercati locali della flessibilità, pertanto, si sforzano tutti di facilitare la partecipazione di un'ampia gamma di risorse di flessibilità, ma con soglie e approcci di partecipazione diversi che offrano l'opportunità a risorse più granulari di partecipare.

7. E-distribuzione e l'evoluzione del sistema elettrico

Secondo la concezione tradizionale¹⁴³ del sistema elettrico l'energia viene generata da grossi impianti di produzione, trasportata con un flusso unidirezionale tramite lunghi elettrodotti e successivamente distribuita agli utenti finali. In questa rappresentazione sono facilmente distinguibili le fasi di:

- **Generazione;**
- **Trasmissione;**
- **Distribuzione dell'energia elettrica.**

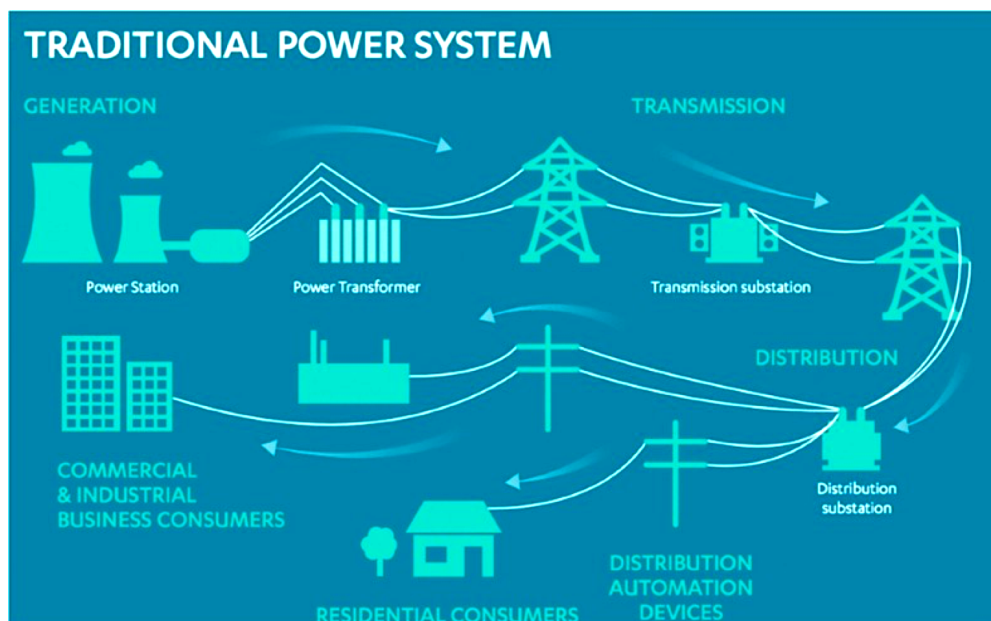


Figura 82 - Sistema Elettrico Tradizionale

In uscita dai grossi impianti di produzione il valore della tensione elettrica viene elevato mediante impianti di trasformazione, al fine di contenere le perdite legate al passaggio di corrente nei conduttori (perdite per effetto Joule) a parità di potenza elettrica trasportata. Pertanto, la trasmissione dell'energia elettrica avviene su reti in:

- Alta tensione ($> 35 \text{ kV}$ e $\leq 150 \text{ kV}$)
- Altissima tensione ($> 150 \text{ kV}$)

che si sviluppano per centinaia di chilometri lungo tutto il territorio nazionale.

Diversamente, la distribuzione dell'energia elettrica avviene su reti in:

- Media tensione ($> 1 \text{ kV}$ e $\leq 35 \text{ kV}$)
- Bassa tensione ($\leq 1 \text{ kV}$)

per mezzo di linee aventi una estensione molto più limitata rispetto a quelle di trasmissione.

¹⁴³ http://www.comesto.eu/wp-content/uploads/2021/02/ComESto_Newsletter_N.1_2021.pdf

Gli impianti di interconnessione alla rete di trasmissione nazionale sono le cabine primarie di distribuzione, dove avviene la trasformazione dell'energia elettrica dall'Alta o Altissima Tensione alla Media Tensione (MT).

A partire dalla sezione MT delle suddette Cabine Primarie si diparte la rete di distribuzione mediante linee di Media Tensione il cui sviluppo sul territorio segue la dislocazione dell'utenza da servire.

Alle linee MT sono collegate le Cabine Secondarie, dove avviene la trasformazione dell'energia dalla Media alla Bassa Tensione; le linee in BT partono dalla sezione BT delle Cabine Secondarie fino a raggiungere le nostre case.

Dalla fine degli anni 90, con la riorganizzazione del sistema elettrico, la rete di trasmissione è gestita dalla società "Terna" in regime di monopolio, mentre la rete di distribuzione è gestita dalle società concessionarie sui territori di competenza. Tra queste ultime, **e-distribuzione** è il maggior concessionario sul territorio nazionale per territorio servito (oltre 7400 Comuni), estensione della rete e numero di clienti connessi.

La consistenza della rete elettrica di e-distribuzione al 31/12/2021¹⁴⁴ è costituita da:

Utenze BT	Utenze MT	Utenze AT	Rete BT	Rete MT	Rete AT	Cabine primarie	Cabine secondarie	Potenza AT/MT installata	Potenza MT/BT installata
<i>n.</i>	<i>n.</i>	<i>n.</i>	<i>Km</i>	<i>km</i>	<i>Km</i>	<i>n.</i>	<i>n.</i>	<i>MVA</i>	<i>MVA</i>
31.398.254	97.312	1.167	802.764	359.756	-	2.352	448.842	109.647	86.172

Tabella 8

Si sviluppa su un territorio di 279.571 kmq, serve oltre 31,3 milioni di clienti BT e connette ai vari livelli di tensione più di un milione di impianti di produzione.

7.1 Scenari evolutivi del sistema elettrico¹⁴⁵

La pianificazione della rete di distribuzione elettrica deve tenere conto dell'evoluzione prevista del sistema elettrico nel suo complesso, ipotizzando potenziali scenari futuri per il funzionamento dei componenti della rete. A questo proposito, un punto di riferimento fondamentale per il gestore della rete di distribuzione è costituito dalle proiezioni effettuate in relazione all'intera rete elettrica nazionale dal gestore della rete di trasmissione. Il gestore della rete di trasmissione sviluppa e aggiorna il proprio piano di sviluppo sulla base di queste proiezioni, comprese le modifiche alla rete di trasmissione che inevitabilmente coinvolgono anche le reti di distribuzione.

Un altro presupposto essenziale per l'elaborazione del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione è la previsione da parte di e-distribuzione dei carichi sulla rete.

La rete di e-distribuzione si è sviluppata, nel corso degli anni, in base alle richieste di connessione dell'utenza (consumatori e/o produttori) dislocata sul territorio, la quale in base alla potenza elettrica dei propri impianti è stata connessa alle reti di Media e Bassa Tensione.

¹⁴⁴ https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/e-distribuzione/Piano_di_Sviluppo_delle_infrastrutture_di_EDistribuzione_2021_2023.pdf

¹⁴⁵ https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/e-distribuzione/Piano_di_Sviluppo_delle_infrastrutture_di_EDistribuzione_2021_2023.pdf

La connessione dei nuovi clienti prevede che vengano preventivamente valutati gli impatti sia sulla rete esistente che su quella pianificata, subordinandone la connessione alle eventuali opere di potenziamento.

Attualmente con le politiche per la decarbonizzazione e la conseguente diffusione della generazione da fonti rinnovabili, lo scenario elettrico sta affrontando un importante processo evolutivo. Sulle reti di distribuzione diventano sempre di più gli impianti di generazione connessi ai vari livelli di tensione, i quali costituiscono una quota sempre più consistente del mix di generazione nazionale.

Oltre alla generazione distribuita, si delinea la progressiva diffusione di sistemi di accumulo dell'energia, delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e di nuove modalità di partecipazione dei clienti finali al mercato dell'energia.

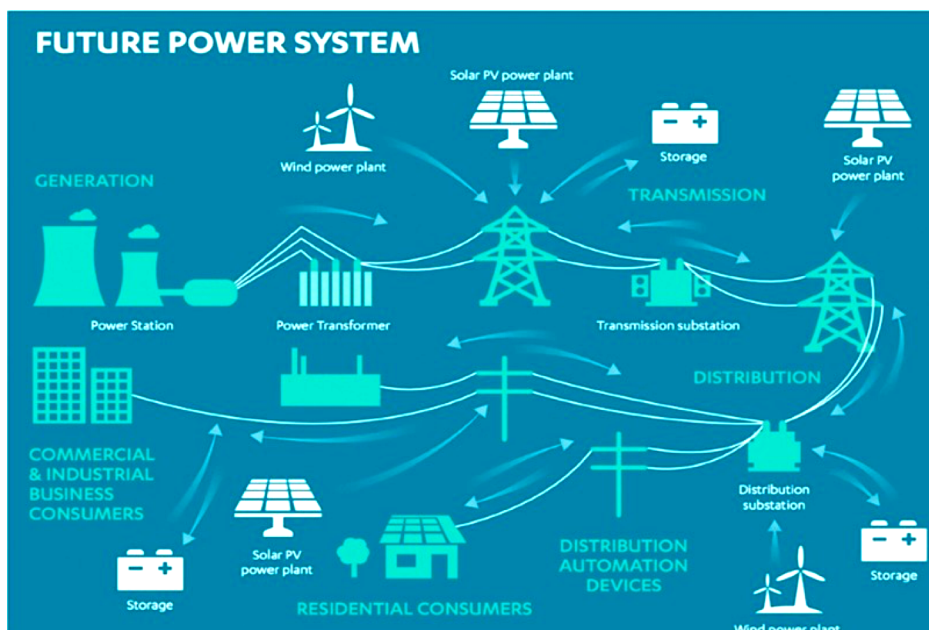


Figura 83 - Sistema Elettrico Futuro

Il contesto di riferimento, pertanto, è diventato sempre più complesso a seguito del passaggio da una rete di distribuzione “passiva” ad una rete sempre più “attiva” e ha imposto un nuovo paradigma nella gestione e pianificazione della rete e, contestualmente, nel ruolo stesso del DSO che si pone come Operatore di Sistema ed assume il ruolo di facilitatore della transizione energetica. Tale evoluzione, come accennato, ha impatti in termini di esercizio e di pianificazione delle reti; in tal senso, l’approccio di sviluppo infrastrutturale “Fit&Forget” (basato sul dimensionamento al picco della richiesta) è sostituito dal “Fit&Manage” che consente la gestione ottimale dei flussi di energia in relazione allo stato effettivo della rete e alla disponibilità delle risorse distribuite.

Per questo motivo, e-distribuzione, per continuare a garantire la gestione sempre più sicura ed efficiente della rete, potrà avvalersi di servizi, offerti dalle risorse connesse alla propria rete, per la risoluzione di problematiche di tensione nonché di congestioni a livello locale.

7.2 Sviluppo della generazione distribuita

La diffusione della generazione distribuita da fonti rinnovabili negli ultimi anni è stata caratterizzata dall’incremento in prevalenza delle connessioni alla rete di distribuzione di impianti di piccola taglia, anche per effetto del quadro legislativo, normativo e regolatorio ed ha avuto un

forte impatto sullo scenario del sistema elettrico: la presenza di impianti di produzione connessi in media e bassa tensione ha determinato una rapida evoluzione del comportamento delle reti di distribuzione.

Infatti, si nota frequentemente che nelle trasformazioni AT/MT e/o MT/BT l'energia "risale" dal livello di tensione più basso a quello superiore, pertanto la definizione di nuove soluzioni di connessione più complessa.

Nella figura seguente, vengono riportati i volumi delle connessioni di clienti produttori, in termini sia di numero che di potenza. Questi hanno avuto una crescita notevole, a partire dal 2007 fino al picco assoluto del 2011, per poi diminuire e assestarsi negli anni successivi. Nel 2020 si registra una lieve diminuzione del numero di connessioni rispetto al 2019 dovuta alla limitazione delle attività operative conseguenti alla situazione pandemica.

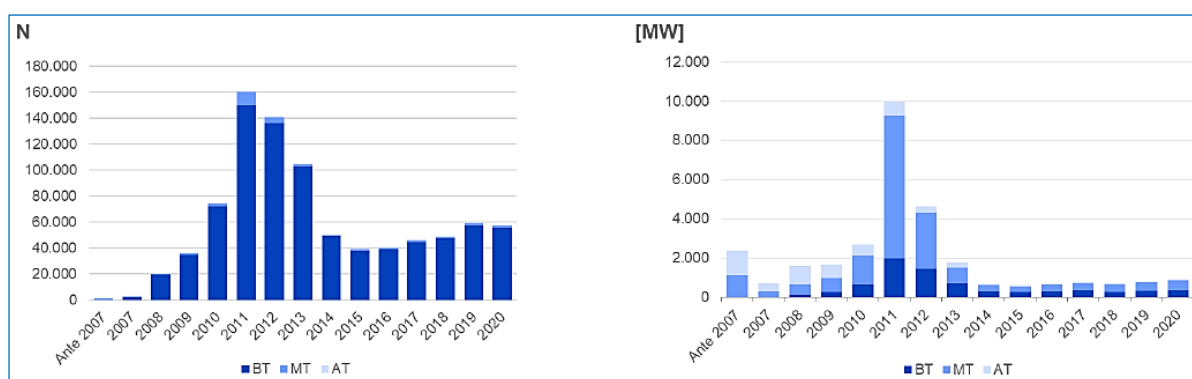


Figura 84 - Connessioni produttori su rete e-distribuzione: dati annuali (fonte dati: e-distribuzione)

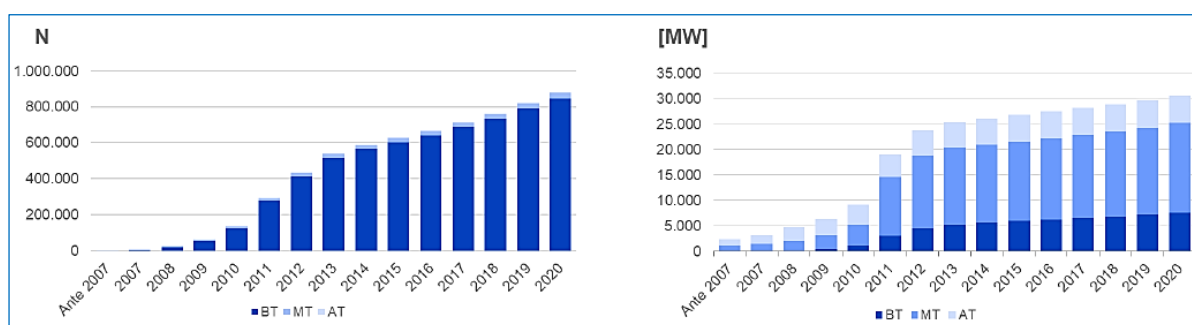


Figura 85 - Connessioni produttori su rete e-distribuzione: dati cumulati (fonte dati: e-distribuzione)

Rispetto alle connessioni passive, le connessioni attive risentono dell'evoluzione legislativa e normativa con i relativi incentivi, oltre che dell'evoluzione tecnologica; pertanto, per fare una previsione più realistica possibile sulle future evoluzioni, occorre tener conto delle possibili modifiche dello scenario di riferimento, più che dell'analisi delle serie storiche.

Nel grafico seguente è riportato la tendenza delle connessioni alla rete di e-distribuzione con le previsioni per il triennio 2021 – 2023.

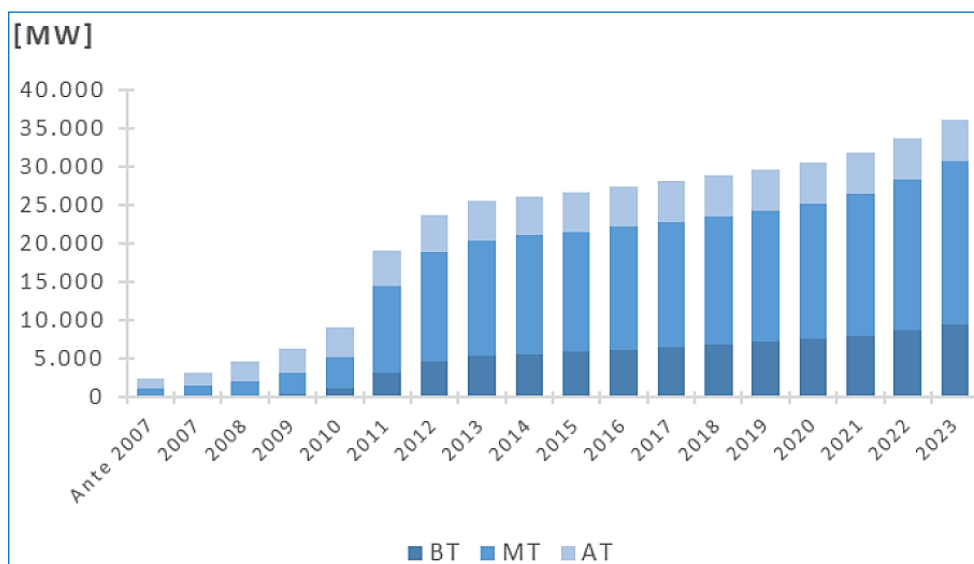


Figura 86 - Previsione delle connessioni di produttori previste sulla rete di e-distribuzione: dati cumulati (fonte dati: e-distribuzione)

Come accennato precedentemente, l'evoluzione della rete in “rete attiva” risulta evidente considerando, ad esempio, i dati relativi ai trasformatori AT/MT di E-distribuzione.

Infatti, in molti di questi si è verificato l'inversione del flusso dell'energia e cioè dalla rete di distribuzione verso la rete di trasmissione nazionale.

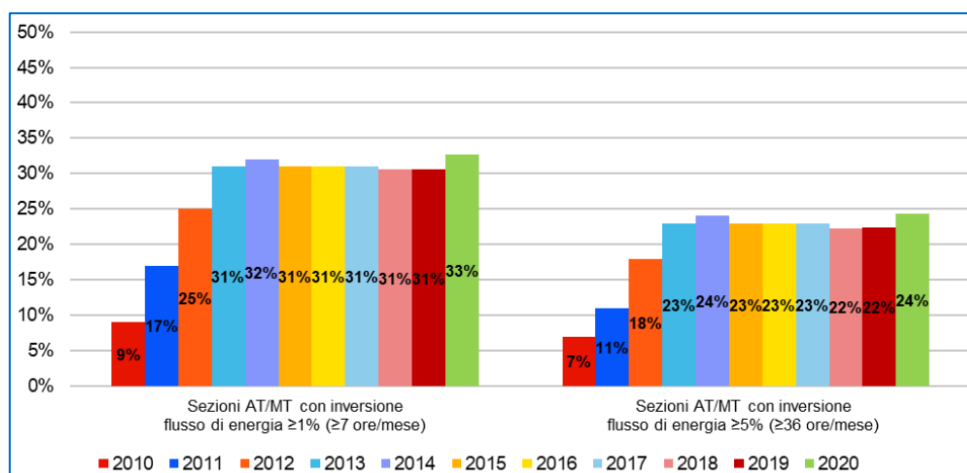


Figura 87 - Sezioni AT/MT di e-distribuzione sulle quali si è registrata l'inversione di flusso di energia dal lato MT verso la rete di trasmissione nazionale (fonte dati: e-distribuzione)

Dall'analisi del grafico, si nota che la percentuale di sezioni AT/MT in cui si verifica l'inversione di flusso di energia è aumentata:

- dal 9% dell'anno 2010 al 33% dell'anno 2020, per un tempo di inversione di flusso di almeno 7 ore mensili;
- dal 7% dell'anno 2010 al 24% dell'anno 2020, per un tempo di inversione di flusso di almeno 36 ore mensili.

Al fine di razionalizzare l'utilizzo delle infrastrutture elettriche e di ottimizzare lo sfruttamento della produzione da rinnovabile, è necessario che la gestione dei flussi energetici diventi sempre più “orizzontale”; quindi, una gestione locale che miri a ridurre le necessità di trasporto facendo in modo che l'energia possa essere consumata in prossimità degli impianti di produzione. Un

cambio di paradigma, dunque, rispetto al modello tradizionale che richiede un'evoluzione delle logiche di esercizio della rete, come anche, parallelamente, un'evoluzione normativa circa i ruoli, le responsabilità e i modelli di coordinamento tra gli operatori di sistema.

Garantire il funzionamento sicuro, affidabile ed efficiente del sistema in questo contesto vuol dire avanzare verso un modello di gestione sempre più dinamico e intelligente delle reti, un modello Smart Grid, dove nuove tecnologie e sistemi di monitoraggio, controllo e regolazione delle grandezze elettriche coinvolgano sinergicamente tutti gli attori del sistema, compresi gli utenti.

E-distribuzione, come primo operatore italiano nel campo della distribuzione e misura di energia elettrica, consapevole del ruolo sempre più centrale che il sistema di distribuzione assumerà in tale scenario, da tempo lavora per farsi promotore e pioniere della transizione verso le Smart Grid.

7.3 Digitalizzazione delle reti di e-distribuzione

Le smart grid ¹⁴⁶ rappresentano una rivoluzione nel mondo dell'energia elettrica e delle telecomunicazioni. Sono, infatti, un nuovo modo di intendere la distribuzione di energia elettrica, in modo intelligente e decentralizzato. Grazie alle smart grids si possono avere benefici in termini di:

- **Affidabilità e qualità** nella fornitura dell'energia elettrica
- **Efficacia** nella distribuzione dei flussi di energia e **flessibilità** nella gestione dei picchi della domanda
- **Tutela ambientale**, miglior supporto alla diffusione delle energie rinnovabili e della mobilità elettrica, contribuendo alla riduzione delle emissioni di CO₂
- **Consapevolezza** per i clienti del proprio stile di consumo e spinta a un uso sempre più razionale dell'energia.

Tra le componenti più importanti per il funzionamento di una rete intelligente c'è il misuratore intelligente Open Meter.

Open Meter è in grado di combinare la qualità del servizio con l'innovazione tecnologica, per assicurare ai consumatori alti standard di performance e nuove funzionalità, ricevere informazioni sui consumi di energia elettrica near real time e, di conseguenza, programmarne il prelievo in un'ottica di risparmio e convenienza.



Figura 88 - Open Meter

Grazie alla disponibilità dei dati di misura ogni quarto d'ora, i clienti possono accedere a informazioni sempre più aggiornate sull'energia consumata o prodotta, dando loro la possibilità di

¹⁴⁶ <https://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/smart-grids.html>

comprendere meglio le proprie abitudini di consumo. Una delle principali innovazioni del nuovo misuratore è l'adozione di un ulteriore canale di comunicazione specifico per il cliente con un protocollo di comunicazione standard. Questo canale, noto anche come "Chain 2", consente lo sviluppo e l'adozione diffusa di dispositivi specifici per il mercato per la gestione dell'energia e i servizi di domotica.

Gli operatori del mercato saranno in grado, pertanto, di fornire offerte commerciali e servizi a valore aggiunto personalizzati in base alle esigenze dei clienti, utilizzando tutti i dati che il nuovo misuratore è in grado di gestire e fornire al sistema.

Inoltre, i produttori potrebbero essere più consapevoli dell'efficacia del funzionamento delle proprie apparecchiature, il che favorirebbe l'integrazione "intelligente" dei micro-impianti di generazione.

Nell'obiettivo di rendere più efficiente il funzionamento della rete di distribuzione e migliorare l'esercibilità complessiva del sistema, Open Meter, operando come un vero e proprio sensore di rete, consente di monitorare i parametri elettrici per ogni singolo cliente, garantendo un servizio di alta qualità.

Inoltre, grazie alla telegestione, gran parte delle operazioni tecniche e commerciali vengono eseguite da remoto consentendo ai clienti di ricevere i servizi richiesti in tempi molto più brevi rispetto al passato, riducendo al minimo l'intervento delle squadre operative e, tra l'altro, i valori di emissioni di CO₂ prodotte.

Ulteriori pilastri delle Smart Grid sono il telecontrollo e l'automazione delle reti che consentono, rispettivamente, il controllo a distanza degli organi di manovra e la selezione automatica delle porzioni di rete affette da guasto; tale binomio consente l'esercizio degli impianti in condizioni di sicurezza per gli operatori, assicurando la certezza dell'esito delle manovre, la selezione rapida dei guasti di rete, con il conseguente miglioramento della qualità del servizio, e la minimizzazione degli eventi interruttivi per i clienti.

Con l'avvento e la diffusione del telecontrollo e dell'automazione sulla rete MT, è stato possibile migliorare notevolmente i livelli di continuità del servizio riducendo allo stesso tempo i costi operativi.

Le città intelligenti sono un paradigma urbano che può integrare protezione ambientale, efficienza energetica e sostenibilità economica, dove infrastrutture, servizi e tecnologia si uniscono per offrire città a misura d'uomo, in cui il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni, il controllo dei consumi entrano a far parte della vita quotidiana dei cittadini, delle amministrazioni e delle aziende.

E-distribuzione è impegnata fattivamente nella realizzazione di questi modelli applicando le numerose innovazioni tecnologiche sviluppate, come per i progetti Puglia Active Network (PAN) e Replicate.

La smart city si sviluppa e si realizza a partire da piattaforme tecnologiche che fungono da "abilitatore" per i nuovi servizi e le funzionalità innovative. Una di queste è proprio la Smart Grid. Vivere in una città intelligente garantirà standard di qualità della vita più elevati per lo sviluppo personale e sociale di tutti noi e delle imprese, grazie all'ottimizzazione sostenibile delle risorse e degli spazi e all'utilizzo di soluzioni tecnologiche all'avanguardia.



Figura 89 - Smart City

Attualmente le città utilizzano tra il 60% e l'80% della produzione energetica mondiale e sono anche le principali responsabili delle emissioni di CO₂. A causa del crescente livello di urbanizzazione, nei prossimi anni si registrerà un aumento del consumo energetico e delle emissioni di gas serra.

E-distribuzione supporta e incoraggia lo sviluppo di tecnologie efficienti sia per una migliore gestione delle reti elettriche che per abilitare nuovi servizi ai clienti assicurando una partecipazione più attiva nel sistema elettrico. La strategia sarà quella di riuscire a bilanciare lo sviluppo delle attività nei vari territori e principalmente nei centri urbani con una vera sostenibilità ambientale al fine di rendere Smart il nostro Paese.

È in questo complesso e mutevole scenario che si innesta il ruolo di Operatore di Sistema da parte del DSO che, essendo l'artefice ed il gestore delle tecnologie che abilitano la smartizzazione delle reti, si pone quale figura abilitante alla transizione energetica.

7.4 Il nuovo ruolo del distributore: acquirente di risorse per i servizi ancillari locali

E-distribuzione è impegnata da sempre nel potenziamento e nella modernizzazione della propria rete di distribuzione rendendola efficiente e resiliente, per assicurare elevati standard di qualità del servizio ai clienti.

Negli ultimi anni sta orientando i propri sforzi anche per accogliere sia la grande quantità di energia proveniente dalla produzione da fonti rinnovabili sia quell'ulteriore quota derivante dalla elettrificazione dei consumi che la cogenza della transizione energetica porterà sempre più ad una maggiore diffusione e penetrazione.

In questo contesto, il distributore potrà svolgere un ruolo diverso rispetto all'attuale, riconosciuto anche dalla normativa europea "Clean Energy Package", in materia di politica energetica e mercato elettrico. Con tale quadro normativo, viene introdotta la possibilità di utilizzare procedure di mercato, trasparenti e non discriminatorie, che consentono ai DSO (Distribution System Operator) di fruire di "servizi di flessibilità locali" per gestire in maniera efficace la propria rete e far fronte alle nuove esigenze.

La Direttiva europea 944/2019 e il conseguente documento di consultazione ARERA 322/2019 hanno sancito il nuovo ruolo del DSO quale acquirente di servizi ancillari locali con la possibilità di acquisire, con procedure trasparenti di mercato, servizi di flessibilità che permettono di dilazionare nel tempo il potenziamento delle infrastrutture rendendo più efficiente la propria rete.

Con la successiva delibera 352/2021, ARERA ha istituito l'avvio dei progetti pilota per l'approvvigionamento da parte del distributore di tali servizi.

7.5 Edge – Energia da risorse Distribuite per la Gestione della rete di e-distribuzione: il progetto pilota di e-distribuzione

In tale contesto, e-distribuzione nel mese di dicembre 2022 ha pubblicato il progetto pilota “**Edge – Energia da risorse Distribuite per la Gestione della rete di e-distribuzione**”¹⁴⁷ con il quale presenta i servizi di flessibilità che intende acquisire, con le relative modalità, per dare una soluzione efficace ad esigenze di esercizio della rete relative a possibili criticità di congestioni e/o di regolazione di tensione, sia in condizioni di normali che in occasione di guasti e/o lavori programmati.

Per identificare i segmenti di rete che potrebbero essere, nello scenario futuro, oggetto di criticità tecniche di esercizio, è stata condotta un’analisi dettagliata basata sulle previsioni dell’evoluzione del carico, delle richieste di connessione e, successivamente, anche delle potenziali utenze tecnicamente idonee a fornire servizi di flessibilità.

A tal proposito, sono state scelte per il progetto pilota le province di **Benevento, Cuneo, Foggia e Venezia**.

Complessivamente, la rete sottesa al progetto riguarda un campione rilevante della consistenza rete afferente alle province di Cuneo, Benevento e Foggia: 41% delle Cabine Primarie (31 CP su 73) e 59% dei feeder MT sul territorio (607 su 1024), più una Cabina Primaria della provincia di Venezia.

7.5.1 Obiettivi del progetto pilota EDGE

In generale, un servizio di flessibilità locale, o servizio ancillare locale, consiste nella rimodulazione “a salire” o “a scendere” della potenza attiva e/o reattiva scambiata con la rete da una risorsa connessa alla stessa, singolarmente o tramite un BSP. Tutto ciò 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 nonché al fine di ripristinare l’alimentazione in fase di gestione di condizioni/eventi emergenziali.

Nel progetto pilota EDGE, e-distribuzione richiederà esclusivamente il servizio di **regolazione della potenza attiva**.

Tale servizio o prodotto potrà essere erogato, sia singolarmente che in forma aggregata, per mezzo di un BSP, da qualsiasi risorsa idonea connessa alla rete di distribuzione all’interno di un’area predeterminata definita come “**Perimetro di Flessibilità**”¹⁴⁸. Tale prodotto dovrà essere approvvigionato rispettando il principio di neutralità tecnologica, cioè senza indicazioni discriminatorie in funzione della tipologia e delle caratteristiche tecniche delle risorse sfruttate, rispettando comunque dei valori definiti come “attributi” del servizio di flessibilità.

Gli scopi del progetto, vista la complessità dello stesso, sono plurimi e riguardano tra l’altro:

- la verifica e l’affinamento degli strumenti di pianificazione della rete (di medio e breve periodo) nell’ottica di determinarne eventuali opportune frequenze di aggiornamento;
- la catalogazione dei servizi ancillari locali e la schedulazione degli attributi che li costituiscono;

¹⁴⁷ <https://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/il-progetto-edge.html>

¹⁴⁸ Porzione della rete elettrica di distribuzione, identificata univocamente da un insieme di POD, in cui può essere richiesta l’erogazione del servizio.

- la valutazione dell'efficacia delle procedure ad asta pensate per la contrattualizzazione dei fornitori, e delle performance dei fornitori stessi all'atto dell'attivazione.

Ulteriori valutazioni riguarderanno temi relativi alla liquidità di mercato, all'efficacia delle attivazioni ed ai costi effettivi dei servizi.

7.5.2 Caratteristiche e attributi dei prodotti

Nella tabella seguente, vengono elencati i possibili attributi di un prodotto di flessibilità:

Attributo	Unità di misura	Descrizione
Modalità di attivazione (Automatica o Condizionale)	-	Automatica: l'attivazione automatica viene eseguita automaticamente durante il periodo di validità contrattualizzato. Condizionale: l'attivazione manuale è fatta a richiesta del DSO (con l'invio dell'ordine di attivazione) I servizi possono essere: ➤ Programmati: servizi con finestra temporale di attivazione definita contrattualmente ➤ Condizionali: servizi resi disponibili nella "finestra di disponibilità" definita contrattualmente, per poter essere attivati all'occorrenza
Quantità (Minima e massima)	[W/VAR]	La variazione di potenza determinata rispetto alla Baseline, da raggiungere al termine del tempo di attivazione e da mantenere per la Durata della Fornitura La variazione può essere "a salire" o "a scendere"
Finestra di disponibilità	[h/gg/sett/mese]	Il periodo di tempo in cui il provider contrattuale è disponibile a fornire il servizio. Definisce l'arco temporale, i mesi/giorni della settimana e le ore nelle quali il fornitore potrà essere chiamato ad offrire il servizio di flessibilità contrattualizzato (per prodotti con modalità di attivazione Condizionale)
Periodo di Preparazione	[minuti]	Il periodo tra l'ordine di attivazione del DSO e l'inizio del periodo di rampa
Periodo di rampa (massimo)	[minuti]	Il periodo durante il quale la potenza cambia dal valore iniziale (baseline), fino al raggiungimento della quantità richiesta
Tempo di attivazione (minimo)	[minuti]	Il periodo tra l'ordine di attivazione da parte del DSO e il raggiungimento del livello di variazione di potenza pari alla "Quantità" richiesta (Periodo di preparazione + Periodo di rampa)
Durata della fornitura (Massima e minima)	[minuti]	Durata della fornitura del servizio, periodo durante il quale è richiesto il mantenimento della potenza al livello raggiunto a seguito della variazione pari alla "Quantità" richiesta
Periodo di disattivazione (massimo)	[minuti]	Il periodo durante il quale la potenza cambia fino a tornare al valore iniziale (baseline)
Tempo di recupero (minimo)	[minuti]	Durata tra la conclusione dell'erogazione del servizio e l'inizio della successiva erogazione di servizio
Scorporamento/divisibilità	[Si/No]	La possibilità per il DSO di utilizzare solo una parte del prodotto contrattualizzato, sia in termini di Quantità (attivazione della potenza) che di Periodo di consegna (durata temporale)
Confini di consegna (Minimo e Massimo)	-	Range intorno alla Quantità in caso si ammetta un margine di imprecisione (oltre quella implicita nel sistema di misura delle prestazioni e richiamata nel contratto)

Tabella 9 - Elenco dei possibili attributi

E-distribuzione, a seguito di analisi approfondite sulla determinazione di eventuali criticità nelle diverse condizioni di esercizio della rete e sulla loro probabilità di accadimento, ha scelto di impostare la modalità di attivazione dei servizi ancillari in maniera "**condizionale**". I contratti di

disponibilità saranno siglati ex-ante tenendo conto sia degli scenari di sviluppo con orizzonte 2023 (crescita della produzione fotovoltaica, elettrificazione dei trasporti, riscaldamento ecc) sia del Piano di Sviluppo delle infrastrutture per il triennio 2021-2023, che permetterà a e-distribuzione di chiedere al BSP di erogare il servizio al manifestarsi delle condizioni di criticità sulla rete. Inoltre, tra tutti gli attributi di prodotto elencati nella precedente tabella, e-distribuzione ha ritenuto esaustivi per la definizione del proprio servizio di flessibilità, quelli riportati nella tabella seguente:

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)
Tempo di rampa (opzionale)	Durata massima della variazione di potenza per raggiungere la Quantità richiesta, a partire dalla Baseline
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

Tabella 10 - Attributi dei prodotti di flessibilità scelti da e-distribuzione

A seguito della sperimentazione, potranno essere presi eventualmente in considerazione ulteriori attributi, ad integrazione di quelli previsti in sede di prima applicazione per una definizione ottimale del servizio.

Tra gli attributi riportati in tabella, e-distribuzione ha introdotto dei parametri di riferimento validi per ciascun prodotto:

- **Quantità minima pari a 25 kW**
- **Durata minima della fornitura pari a 15 minuti**
- **Tempo di Attivazione pari a 60 minuti**

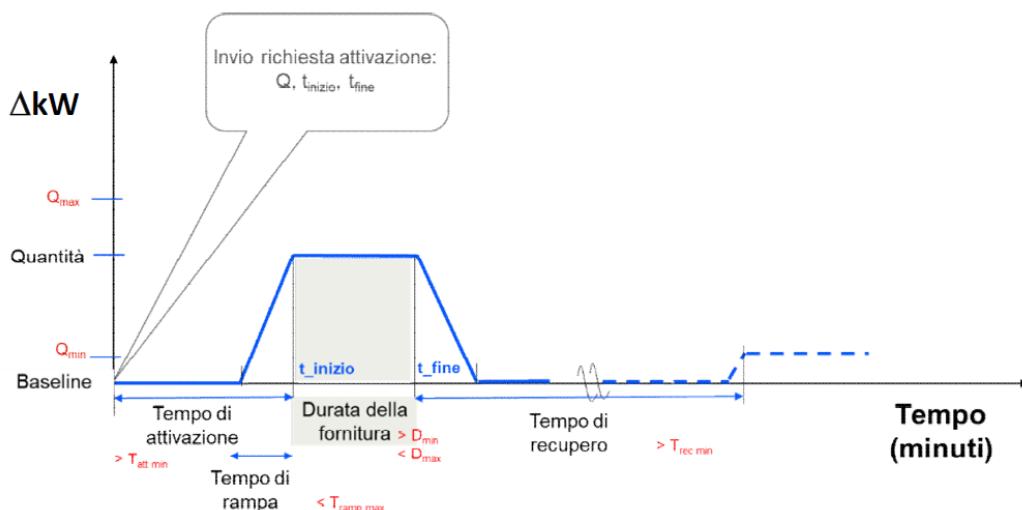


Figura 90 - Caratteristiche di un prodotto di flessibilità di e-distribuzione

7.5.3 Abilitazione dei soggetti alla fornitura dei Servizi Ancillari Locali

Ai fini dell'individuazione delle utenze idonee alla fornitura di servizi ancillari, le utenze passive con carichi variabili sono considerate potenzialmente in grado di fornire servizi "a salire", mentre le utenze con unità di generazione "programmabili" sono considerate potenzialmente in grado di fornire servizi sia "a salire" che "a scendere".

Con questo criterio si possono valutare sia le utenze collegate in Media Tensione (MT) che le utenze collegate in Bassa Tensione, singolarmente o aggregate, alimentate dalla stessa linea MT oggetto della criticità e ricadente all'interno di un medesimo Perimetro di Flessibilità.

Al fine di verificare la capacità di modulazione di potenza per i produttori è stata considerata la potenza nominale, l'immissione minima erogata nell'anno e il 90° percentile della potenza immessa durante la finestra di disponibilità prevista mentre, per le utenze passive, è stata valutata considerando il valore del 95° percentile della potenza assorbita e il minimo carico durante la finestra di disponibilità prevista.

L'abilitazione di una risorsa è subordinata al superamento di prove tecniche di qualifica atte a verificare la reale possibilità di erogazione del servizio.

La prova si ritiene superata se soddisfa la seguente condizione:

$$\frac{\sum_{k=1}^n |P_{prova} - P_{mis,k}|}{\sum_{k=1}^n |P_{prova}|} \leq 10\%^{149}$$

$P_{prova} = P_0 \pm \text{Quantità "Modulazione di prova"}$, dove P_0 indica il valore calcolato determinando la baseline, mentre $P_{mis,k}$ indica il valore di potenza misurato nel quarto d'ora k dell'intervallo di attivazione.

Per *baseline* si intende la ricostruzione teorica dell'andamento del profilo di prelievo/immissione in situazione **indisturbata** della Risorsa abilitata ad un servizio ancillare locale.

Pertanto, la differenza tra la baseline e la curva misurata rappresenta il servizio ancillare locale fornito dalla risorsa in risposta ad una richiesta di e-distribuzione, sulla base di quanto

¹⁴⁹ Il limite del 10% potrebbe essere suscettibile di modifica a causa delle osservazioni degli stakeholder in fase di inchiesta pubblica del progetto

contrattualizzato. Nel caso il BSP sia un aggregatore, la baseline verrà calcolata per ciascuna risorsa e la valutazione del servizio erogato verrà eseguita come somma algebrica delle prestazioni delle singole risorse.

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

I contratti per i servizi di flessibilità saranno stipulati da e-distribuzione su base competitiva salvo situazioni di scarsa liquidità dal lato offerta. Questi saranno regolati con contratti bilaterali a lungo/medio termine per mezzo di una piattaforma terza che garantisce regole di trasparenza, fornita dal portale Picloflex, piattaforma già usata da diversi DSO britannici ed adattata alle regole del sistema italiano.

Le gare per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali verranno pubblicate nella piattaforma Picloflex per cui, tutti i soggetti interessati potranno visualizzarle e quindi offrire i servizi di flessibilità richiesti all'apertura della gara.

Ovviamente, prima di partecipare alle gare, i fornitori di servizi di flessibilità dovranno registrarsi, qualificarsi e caricare l'elenco delle risorse con cui intendono partecipare; infine superare le prove di qualifica (modulazioni di prova) come descritto nel paragrafo precedente.

Dal punto di vista della remunerazione, è prevista una componente per la 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).

L'offerta deve essere esplicitata con l'indicazione della Quantità di Potenza disponibile al servizio e il Tempo Massimo di Fornitura, ossia la Durata garantita per la fornitura del servizio da parte del BSP.

Nelle aree pilota, per il primo anno, il fabbisogno complessivo che sarà messo all'asta è stimato pari ad oltre 2 MW.

In ciascuna area di gara, il servizio richiederà una variazione di potenza (**Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità**) che potrà essere anche pari a circa 300 kW ed in media pari a circa 100 kW.

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

7.5.5 Regole tecnico-economiche per assegnazione gare

Le offerte ricevute sulla piattaforma Picloflex, una volta chiusa la gara, saranno messe a disposizione di e-distribuzione ed elencate in ordine crescente in base al prezzo indicato da ciascun BSP che ha partecipato alla gara stessa.

Il criterio per l'ordine economico è quello del costo complessivo del servizio richiesto, considerando la somma di:

- ✓ Costo per la finestra di disponibilità da garantire = "prezzo per disponibilità" indicato in offerta, per la "Quantità richiesta per la fornitura" per la "Durata richiesta per la fornitura";
- ✓ Costo per l'attivazione del servizio previsto = il "prezzo per utilizzo" indicato in offerta, per la Quantità richiesta per la fornitura per il numero di attivazioni e il tempo di attivazione stimati.

E-distribuzione selezionerà tra le offerte ricevute in base all'ordine di merito, 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 e la Durata massima contrattualizzata potrà essere pari o inferiore a quella indicata in offerta dal BSP.

L'aggiudicazione del contratto garantisce da parte di e-distribuzione il pagamento per la disponibilità, ma non garantisce che il servizio ancillare locale sia attivato (attivazione condizionale) con la sua relativa remunerazione.

7.5.6 Retribuzione dei servizi

Le due componenti di prezzo (per "disponibilità" e "utilizzo") terranno a riferimento i dati storici del mercato italiano (in particolare i premi delle ultime aste per l'approvvigionamento a termine UVAM).

La base d'asta, da adattare anche in funzione delle analisi costi-benefici, per il "prezzo di utilizzo" è prevista pari a circa 500 €/MWh mentre per il "prezzo di disponibilità", si prevede equivalente a circa 30 k€/MW nell'anno di contratto.

Il BSP inoltre dovrà dichiarare ad e-distribuzione l'eventuale indisponibilità dell'Aggregato di Risorse per l'erogazione del servizio 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.

Le componenti di prezzo riconosciute sono:

- 1) **Availability Payment APm** (Pagamento per la disponibilità nel mese):

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

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;
- **AF** - Prezzo orario pagato per la potenza resa disponibile in ciascuna ora delle finestre di disponibilità [€/kWh].

- 2) Il pagamento per l'utilizzo **UPM** verrà calcolato sulla base del settlement mensile:

$$UPM = \sum_a SETa \cdot UF$$

dove:

- **SETa** = $\min\{pTa; EDa\}$ con: **pTa** = prestazione totale e **EDa** = flessibilità richiesta;
- **UF** indica il prezzo pagato per il servizio effettivamente erogato [€/kWh]

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

Per monitorare la qualità della fornitura dei servizi, Picloflex renderà disponibili a e-distribuzione diversi parametri, tra cui la prestazione **DPm** mensile percentuale:

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

dove $pTm = \sum_a pTa$ è la prestazione totale di tutti gli ordini di attivazione

e $EDm = \sum_a EDa$ è l'energia prevista totale di tutti gli ordini di attivazione.

Sulla base di tali informazioni, e-distribuzione provvederà al pagamento per i servizi erogati, secondo i termini contrattuali, attivando eventuali azioni come riportate in tabella:

Prestazione Mensile – DPm	Azioni
90% < DPm < 110%	Nessuna
60% < DPm < 90%	Segnalazione al BSP e monitoraggio “mirato” dell'erogazione nel mese successivo
DPm < 60% oppure DPm > 110%	Risoluzione del contratto in caso di persistenza delle prestazioni “non conformi” per più di tre mesi

Tabella 11

In questa fase pilota, si cerca di valutare periodicamente l'affidabilità del BSP e, se necessario, intervenire ma non si intende penalizzare eventuali casi singoli di mancato rispetto delle regole di attivazione dei servizi.

Restano in vigore le riduzioni delle indennità di disponibilità e di utilizzo (in base al numero di ore di disponibilità effettiva e al regolamento del singolo ordine di attivazione).

7.5.7 Attivazione dei servizi di flessibilità e ipotesi per ulteriori sperimentazioni

Gli ordini di attivazione della flessibilità saranno comunicati entro il “Tempo di Attivazione” per mezzo di un sistema di messaging pubblico e criptato in grado di certificare il mittente e di garantire l'avvenuta ricezione da parte dei BSP riceventi.

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

E-distribuzione, inoltre, intende anche esplorare possibili modalità di regolazione diretta per l'attivazione dei prodotti, in particolare quelli utilizzati per risolvere criticità a breve termine. Tale modalità potrà prevedere l'attuazione di comandi in tempo reale sulle risorse connesse e provviste di specifiche interfacce.

Tali dispositivi (**Controllore Centrale di Impianto (CCI)** per clienti di media tensione e dispositivi connessi al **Contatore Elettronico (CE)** che sfruttano opportuni canali di comunicazione) potranno essere pertanto integrati con le soluzioni tecnologiche di telecontrollo e automazione della rete di e-distribuzione.

Per quanto riguarda il **CCI**, in ottemperanza ai disposti della CEI 0-16 e dei relativi allegati O e T, potranno essere verificate, oltre alle funzionalità dedicate alla partecipazione a servizi di mercato, anche funzionalità di:

- scambio dati fra produttore e DSO (**osservabilità**);
- regolazione di tensione e la limitazione di potenza al punto di consegna (**controllabilità**);

Per quanto riguarda l'**osservabilità**, il DSO potrà acquisire (e trasmettere al TSO) ogni quattro secondi le misure provenienti dagli impianti di generazione distribuita connessi in MT con potenza $\geq 1\text{MW}$, dotati del CCI.

Ciò potrà avvenire per mezzo di un canale di comunicazione tra le Remote Terminal Unit (RTU) di cabina primaria (TPT2020) e lo stesso CCI come da schema in Figura 93.

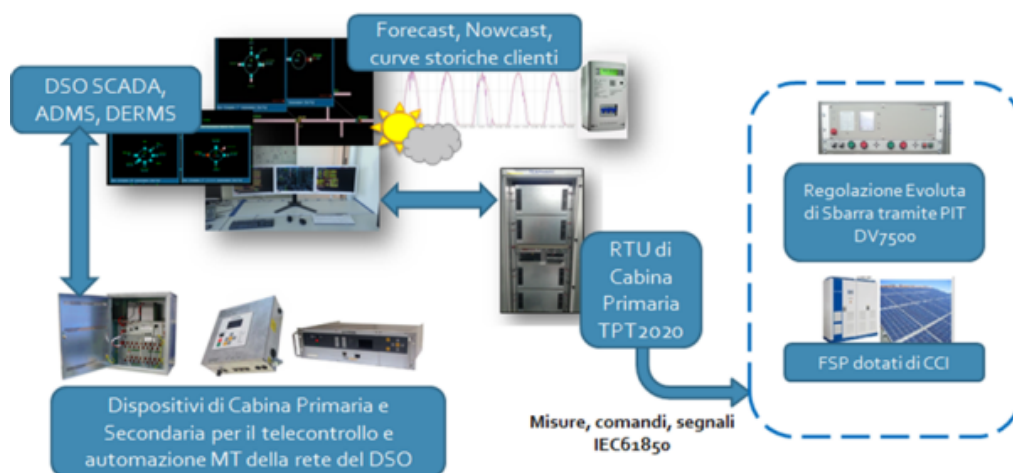


Figura 91

Per quanto riguarda la **controllabilità**, al fine di fronteggiare l'impatto delle DER su parametri elettrici specifici come il profilo della tensione, ED ha già implementato in tal senso tecnologie per la Regolazione Evoluta della Tensione di sbarra di cabina primaria ("REG V1"), agendo sul variatore sotto carico del trasformatore AT/MT e la regolazione diretta dei generatori connessi ("REG V2") sperimentata in alcuni progetti. Tale tipo di regolazione diretta da parte del DSO non è contemplata dall'attuale quadro regolatorio.

La "REG V2", per mezzo del CCI si inserisce all'interno di un processo già avviato di regolazione della tensione finalizzato ad un esercizio della rete di distribuzione più efficiente e in grado di aumentare la resilienza di rete in contesti di emergenza.

Le norme CEI 0-16 già prevedono che, a supporto della tensione, i generatori possano implementare la regolazione della potenza reattiva senza impattare nella produzione di potenza attiva. Questo tipo di regolazione potrebbe estendersi anche alla gestione della potenza attiva, superando l'attuale criterio di tele-distacco per mezzo del quale, nei casi di particolari criticità di rete, un produttore può essere staccato per mezzo di procedure concordate all'atto della stipula dei regolamenti di esercizio tra i produttori ed e-distribuzione.

Il CCI potrebbe essere utilizzato anche per l'invio di segnali di regolazione a scendere o a salire nell'ambito dell'acquisizione di servizi ancillari locali a seguito stipula di contratti di **flessibilità**.

Ulteriori ed analoghi dispositivi di monitoraggio e controllo, attualmente in fase di studio presso il Comitato Elettrotecnico Italiano, potranno estendere i principi di osservabilità e controllabilità alle risorse BT.

7.6 Coordinamento con Terna

Il Progetto pilota EDGE di e-distribuzione ha l'obiettivo di testare l'utilizzo dei servizi ancillari locali per una gestione ottimale della rete di distribuzione. Attualmente, si ritiene che l'entità di tali servizi, in termini di potenza, non sia tale da comportare alcuna modifica ai programmi dei BRP per i servizi di bilanciamento della rete di trasmissione per cui, in questa fase, non sono previste forme di coordinamento con gli stessi e il TSO.

È previsto comunque, che e-distribuzione provveda a preavvisare tempestivamente Terna dell'eventuale attivazione di servizi ancillari al fine di verificare se sussistono i presupposti di revisione dei programmi di prelievo/immissione nei punti di dispacciamento.

Forme di collaborazione e coordinamento tra DSO e TSO dovranno necessariamente essere messe in atto in un quadro più complesso in cui il numero di risorse flessibili presenti sul mercato raggiungerà un numero considerevole con il conseguente aumento della liquidità del mercato. In tale contesto si potranno valutare eventuali forme di integrazione dei servizi ancillari locali con i servizi globali del mercato di dispacciamento, con i BSP che potranno essere disponibili sia per i mercati locali che per i mercati globali.

Da qualche anno, per mezzo dei progetti UVAM, Terna sta già acquisendo flessibilità (per scopi di regolazione del Sistema Elettrico Nazionale) anche dalla rete di distribuzione con e-distribuzione che funge attualmente da “facilitatore” per tali servizi.

Benché per mezzo del progetto pilota EDGE e-distribuzione intenda al momento stipulare con i BSP contratti bilaterali a lungo termine, con attivazione del servizio al verificarsi delle previsioni di congestione e/o violazione della tensione, si potrebbe pensare, anche in un prossimo futuro, di approvvigionare servizi di flessibilità locali nei mercati Day-Ahead e Intraday.

Infatti, in alcune occasioni, la rete può essere esercita in configurazioni non standard a seguito di interventi programmati o a seguito guasti. In tali situazioni, la rete potrebbe essere esercita vicino al suo limite tecnico con potenziale incremento della probabilità di guasto. La flessibilità, in questa fattispecie, potrebbe essere utilizzata per aumentare la resilienza della rete e mitigare i rischi di ulteriori interruzioni non preavvisate e/o accidentali, che hanno impatto sugli indicatori di qualità del servizio, ossia **numero interruzioni lunghe e brevi per cliente (NILB)** e **durata cumulata interruzioni lunghe (DIL)** come da testo integrato della regolazione ARERA¹⁵⁰ sulla base dei quali le aziende distributrici sono sottoposte a premi/penali.

Un ulteriore passo verso il coordinamento TSO-DSO, il cui regolamento è attualmente in fase di consultazione pubblica, è quello relativo al Traffic Light, con cui si intende testare un modello di coordinamento dinamico (per l'approvvigionamento di soli servizi ancillari globali) tale da garantire la partecipazione delle utenze MT/BT (in UVAM) nel rispetto di vincoli tecnico-funzionali imposti dal distributore stesso.

Il modello di coordinamento potrà costituire anche una base funzionale, in relazione al ruolo del DSO come acquirente di servizi ancillari locali¹⁵¹, per la messa a disposizione a Terna degli ordini di attivazione dei servizi ancillari locali e dei contrattualizzati così da garantire trasparenza operativa ed efficienza dei processi operati dagli attori coinvolti (DSO e TSO).

¹⁵⁰ <https://www.arera.it/allegati/docs/15/646-15tiqe.pdf>

¹⁵¹ https://download.terna.it/terna/Relazione_Tecnica_TSO_DSO_consultazione_aggiornamento_8db038d82a98385.pdf

8. Modello comune, frammentato o multi-livello?

8.1 Analisi della letteratura per LFM

Come analizzato nei capitoli precedenti, da anni in tutta Europa sono in corso ed alcuni sono già conclusi, diversi progetti finanziati dall'UE (Coordinet nella quale è stata coinvolta anche e-distribuzione, Interrface, EU-SysFlex ecc..) che hanno lo scopo di simulare soluzioni efficaci per nuovi modelli di mercato della flessibilità nonché forme di coordinamento TSO-DSO. Alcune di queste soluzioni sono state anche implementate da alcuni progetti pilota, come nei già trattati Nodes, Enera, Gopacs e Enedis, con risultati confortanti.

Ovviamente non esiste uno schema di mercato “universale” con relativo coordinamento che possa soddisfare pienamente le esigenze di tutti. Le opzioni di mercato sono molteplici e la loro possibile applicazione dipende fondamentalmente da fattori legati alla specificità delle reti interessate e del territorio dove insistono.

Generalmente, le opzioni maggiormente analizzate tengono in considerazione la gestione comune o separata dei mercati per la gestione delle congestioni sia a livello di trasmissione che di distribuzione, e anche la possibilità di integrare o meno i servizi di bilanciamento.

In questo contesto, le associazioni europee che rappresentano i TSO e i DSO hanno pubblicato un documento congiunto¹⁵² in cui vengono proposti tre Schemi di Coordinamento (CS).

La prima opzione prevede la separazione dei mercati per la gestione delle congestioni, con la possibilità da parte del TSO di integrare nel proprio mercato anche i servizi di bilanciamento o tenere un ulteriore mercato separato da quello per la gestione delle congestioni.

La seconda propone un mercato comune per la gestione delle congestioni e un ulteriore mercato per il bilanciamento a livello di trasmissione.

La terza, infine, consiste in un mercato unico che considera sia la gestione delle congestioni per entrambi gli operatori che il bilanciamento, di competenza del TSO.

Si tratta di opzioni che bisogna testare e approfondire per verificarne effettivamente le performance da molteplici punti di vista, come ad esempio la liquidità del mercato, la complessità del sistema e le barriere all'ingresso per i fornitori di flessibilità, e decidere quale sia la forma più appropriata in base anche al contesto operativo e alle proprie specificità.

Da un punto di vista matematico, sono stati sviluppati e applicati dei modelli a schemi di mercato molto simili a quelli precedentemente trattati per capire quale tra le opzioni proposte fosse la più efficace ed efficiente.

Marques. L et al (2022)¹⁵³ hanno analizzato le seguenti forme di mercato:

- Mercati disgiunti per TSO e DSO, nei quali gli operatori sfruttano le risorse flessibili per affrontare i problemi relativi, rispettivamente, a bilanciamento e/o gestione della congestione a livello di trasmissione e gestione della congestione a livello di distribuzione. I modelli presentati costituiscono la base di partenza per i successivi modelli;

¹⁵² <https://www.entsoe.eu/news/2019/04/16/a-toolbox-for-tsos-and-dsos-to-make-use-of-new-system-and-grid-services/>

¹⁵³ Marques. L, Sanjab. A, Mou. Y, Le Cadre. H, Kessels. K, Grid Impact Aware TSO-DSO Market Models for Flexibility Procurement: Coordination, Pricing Efficiency, and Information Sharing

- Mercato comune per TSO e DSO, in cui entrambi gli operatori acquisiscono flessibilità dallo stesso insieme di risorse per risolvere i problemi legati alle congestioni (entrambi) e al bilanciamento (TSO);
- Mercato frammentato a due stadi, in cui gli operatori acquisiscono flessibilità dalle risorse connesse ai rispettivi sistemi. Nel primo stadio il DSO risolve i propri problemi di congestione, mentre nel secondo il TSO deve far fronte, oltre ai propri problemi di bilanciamento e di congestione, ai problemi di bilanciamento indotti dal DSO nel primo stadio acquisendo flessibilità;
- Mercato multi-livello a due stadi, il quale rappresenta un'estensione del mercato frammentato poiché il meccanismo di mercato è sostanzialmente lo stesso, ad eccezione del fatto che nel secondo stadio il TSO ha anche accesso alle risorse del sistema di distribuzione non utilizzate nel primo stadio dal DSO per le esigenze di bilanciamento e gestione della congestione.

Modello di mercato	Fasi del mercato	Compensazione del mercato	Condivisione delle risorse connesse alla rete di trasmissione con il DSO	Condivisione delle risorse connesse alla rete di distribuzione con il TSO	Condivisione delle informazioni di rete
Disgiunto (TSO e DSO)	N/A	Indipendente	Nessuna condivisione	Nessuna condivisione	No
Comune	1	Congiunta	Completa condivisione attraverso un libro d'ordini comune	Completa condivisione attraverso un libro d'ordini comune	Si
Frammentato	2	Sequenziale	Condivisione indiretta: DSO può modificare il flusso d'interfaccia	Nessuna condivisione	No
Multi-livello	2	Sequenziale	Condivisione indiretta: DSO può modificare il flusso d'interfaccia	Condivisione diretta (TSO può accedere, nella 2a fase, alle risorse non sfruttate nella 1a dal DSO a livello di distribuzione)	Inclusione dei vincoli della rete di distribuzione nella compensazione del mercato del TSO (2a fase)

Tabella 12 - Caratteristiche dei modelli

Le analisi condotte hanno portato alle conclusioni secondo le quali:

- il meccanismo di mercato comune è più efficiente dal punto di vista economico rispetto alla gestione disgiunta poiché i costi totali del sistema comune sono inferiori o, al massimo, uguali alla somma dei costi dei mercati disgiunti;
- il meccanismo di mercato comune è più efficiente dal punto di vista economico rispetto alle opzioni frammentato e multi-livello poiché i costi totali di queste due opzioni possono

essere al massimo uguali a quelli sostenuti nel mercato comune, a condizione che il vettore dei prezzi per la compensazione dei flussi di interfaccia tra il sistema di distribuzione e quello di trasmissione sia definito in modo ottimo.

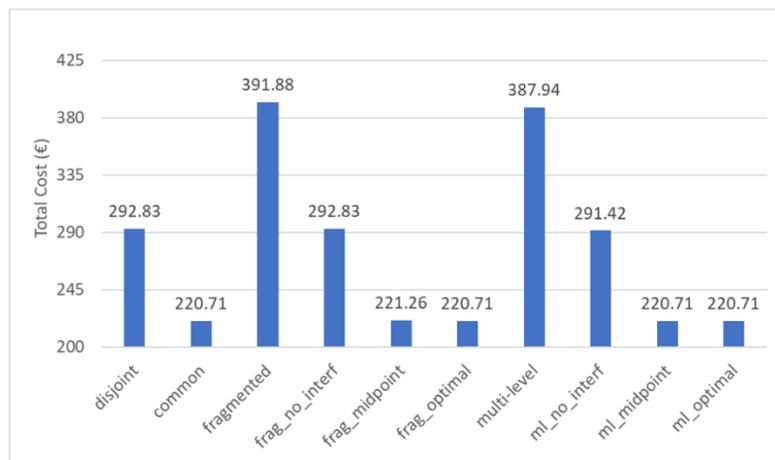


Figura 92 - Costo totale di acquisto della flessibilità dei modelli di mercato, compresi i tre metodi di tariffazione dei flussi di interfaccia

Per la seconda conclusione è importante specificare che i meccanismi di mercato frammentato e multi-livello, come detto, prevedono l’approvvigionamento di flessibilità da parte del DSO e successivamente del TSO. Sebbene le eventuali flessibilità acquisite dal DSO sulla propria rete siano di norma di modesta entità rispetto ai flussi di energia nella rete di trasmissione, in alcuni casi si potrebbero verificare delle ulteriori congestioni e/o sbilanciamenti che il TSO ha la necessità di compensare. Infatti, in questi mercati è come se il DSO abbia la possibilità di sfruttare la flessibilità proveniente dal sistema di trasmissione in modo “indiretto”. Considerato che le reti di trasmissione e distribuzione si interfacciano per mezzo di Cabine Primarie AT/MT, il DSO, senza sfruttare direttamente le risorse della rete di trasmissione, può soddisfare le proprie esigenze liquidando il proprio mercato e di conseguenza modificando semplicemente il flusso di interfaccia tra le due reti. Per evitare inefficienze, vengono introdotte delle metodologie per stabilire il prezzo ottimo che deve avere il flusso di interfaccia.

Sanjab. A et al (2021)¹⁵⁴ presentano un mercato comune in cui gli operatori di sistema agiscono in maniera congiunta per l’approvvigionamento di flessibilità. In particolare, vengono dapprima formulate le ipotesi matematiche a sostegno del modello, e successivamente viene applicata la teoria dei giochi cooperativi con l’obiettivo di individuare una ripartizione stabile ed efficiente dei costi della flessibilità acquistata in comune tra i vari operatori partecipanti per incentivarne la cooperazione.

Viene dimostrato matematicamente come il gioco sia stabile e che incentivi alla cooperazione tra gli operatori in modo naturale. Inoltre, per ulteriori evidenze numeriche, è stata considerata la combinazione tra un sistema di trasmissione e tre sistemi di distribuzione. Inizialmente, ogni operatore è stato analizzato singolarmente come se i mercati fossero disgiunti, successivamente sono stati aggiunti i DSO per formare una sorta di coalizione. I risultati mostrano come gli operatori riescano a beneficiare della coalizione per la riduzione dei costi di sistema in modo proporzionale al numero degli operatori coinvolti.

¹⁵⁴ Sanjab. A, Le Cadre. H, Mou. Y, TSO-DSOs Stable Cost Allocation for the Joint Procurement of Flexibility: A Cooperative Game Approach

Con il supporto del progetto CoordiNet, ed in particolare del pilota svedese, anche Lind. L et al (2022)¹⁵⁵ confermano come il modello di mercato comune porti ai minori costi totali per l’approvvigionamento di flessibilità dopo aver analizzato i diversi modelli di coordinamento schematizzati in figura.

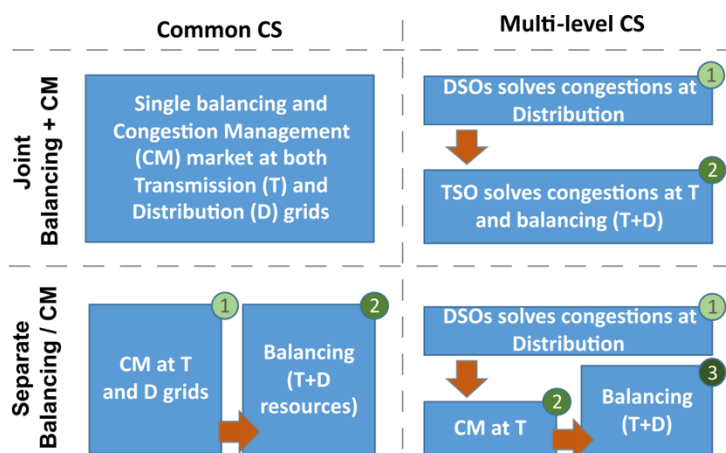


Figura 93 - Schemi di coordinamento

Sostanzialmente, sono stati analizzati il mercato comune e il mercato multi-livello, con la possibilità di considerare la gestione delle congestioni e del bilanciamento in modo separato o congiunto.

Più nello specifico, i modelli di mercato comune hanno un funzionamento molto simile ai modelli trattati in precedenza da Marques et al., mentre nei modelli di mercato multi-livello l’implementazione del LFM del DSO viene proposta in due modalità:

- LMF – OPF (Optimal Power Flow): nel LFM dello scenario multi-livello, il DSO si aspetta di ricevere – o esportare – determinati flussi di potenza attraverso l’interfaccia. Il modello, di conseguenza, ha l’obiettivo di minimizzare i costi di attivazione della flessibilità tenendo conto dei flussi all’interfaccia.
- LMF – PTDFs (Power Transfer Distribution Factors): in questo scenario, il DSO considera l’impatto della domanda e della produzione, oltre all’attivazione delle FSP, e attraverso il PTDF analizza i flussi di potenza e come variano se l’iniezione di potenza viene spostata da un nodo della rete all’altro.

Anche in questo caso, l’applicazione dei diversi schemi di coordinamento ad un caso reale – nello specifico il progetto CoordiNet nel contesto di applicazione svedese – porta alla conclusione che il modello comune permette di ottenere i minori costi di approvvigionamento di flessibilità.

8.2 Conclusioni: schema di coordinamento proposto per e-distribuzione

Il contesto nazionale ed internazionale, europeo nello specifico, si sta confrontando con l’impatto della DG sulle infrastrutture di rete ad ogni livello, trasmissione e distribuzione.

È stato chiarito ed esplicitato, nel presente elaborato, quale sia la genesi di tale fenomeno, certamente attribuibile alle contingenze geopolitiche degli ultimi tempi ed alla necessaria spinta, e necessità, di rendersi indipendenti dal punto di vista energetico; necessità che si intersecano con

¹⁵⁵ Lind. L, Cossent. R, Frías. P, TSO-DSO Coordination for the Procurement of Balancing and Congestion Management Services: Assessment of a meshed-to-meshed topology

gli impatti ambientali legati al climate change ed alla relativa transizione energetica quale azione mitigatrice (e si spera, risolutiva) del fenomeno.

In tale panorama, si è resa necessaria una rimodulazione delle prassi e delle regole dei mercati dell'energia che ha avuto origine da direttive sovranazionali come la 944/2019, la quale sancisce all'Articolo 32, tra i numerosi aspetti, la possibilità per i DSO di acquisire servizi ancillari locali “al fine di gestire e sviluppare in modo più efficiente il sistema di distribuzione”.

Come noto, la direttiva è stata accolta dall'ARERA tramite il Documento di Consultazione 322/2019 e, successivamente, tramite l'emissione della Deliberazione 352/2021 che ha dato il via alla possibilità per i DSO di istruire i progetti pilota per l'acquisizione di servizi di flessibilità locale.

È importante sottolineare la centralità delle reti di distribuzione in tale contesto evolutivo: se è vero, infatti, che l'obiettivo comunitario è la transizione e l'indipendenza energetica, è altrettanto vero che le modalità di esecuzione di tale trasformazione epocale determinano una centralità delle reti di distribuzione dell'energia elettrica che, dovendo accogliere, nella sostanza, la gran parte degli impianti di DG, sono obbligate alla gestione di tali risorse e/o al relativo adeguamento infrastrutturale.

La flessibilità, intesa come capacità del DSO di chiedere modulazioni di potenza ai propri clienti, sembra possa senz'altro consentire sia uno sviluppo più omogeneo e meno repentino delle infrastrutture elettriche (e, quindi, un'ottimizzazione dei relativi investimenti), sia l'ampliamento della hosting capacity (non solo per impianti di produzione ma anche per utenze meramente passive).

Oltre alle considerazioni “tecniche” connesse all'integrazione della flessibilità nei processi di esercizio e sviluppo delle reti, il presente lavoro di tesi ha evidenziato i potenziali impatti dal punto di vista del “mercato elettrico”: il nuovo ruolo del DSO, quale acquirente di servizi ancillari locali, determina la necessità dello sviluppo del relativo mercato e il conseguente coordinamento con il TSO.

Nella fattispecie, focalizzando l'attenzione al perimetro nazionale e, ancor più nello specifico, a quello del progetto EDGE, nel presente documento si vuole proporre a e-distribuzione un modello di mercato che l'azienda potrà valutare in autonomia durante o a valle del pilota stesso, in un contesto più “collaudato” e “maturo”.

L'analisi della letteratura e degli schemi di mercato condotta mostra come il modello di mercato comune possa essere il più efficiente da un punto di vista economico perché consente di sostenere minori costi per l'approvvigionamento di flessibilità da parte dei diversi operatori coinvolti.

Bisogna considerare però che dal punto di vista del DSO un mercato comune potrebbe esporlo a diverse problematiche tra le quali:

- Completa trasparenza e informazione circa lo stato della rete, con completa condivisione dei dati con il TSO in modo da operare in modo congiunto e considerando i vincoli di entrambe le reti per risolvere i problemi ad esse associate;
- Definizione di un prodotto di flessibilità applicabile sia alla rete di distribuzione che alla rete di trasmissione: vista la diversità di scala, la definizione di requisiti minimi per la partecipazione al mercato comune potrebbe precludere l'accesso a produttori più piccoli che avrebbero potuto partecipare ad LFM a livello di distribuzione e, inoltre, potrebbe portare a prodotti poco efficienti per la rete di distribuzione stessa;

- Complessità di gestione di una piattaforma di mercato comune dal punto di visto informatico.

Tra le alternative più promettenti presenti in letteratura e nei vari progetti pilota, come Coordinet¹⁵⁶ e SmartNet¹⁵⁷, il modello generalmente denominato come “multi-livello” sembrerebbe quello più consono per il ruolo del DSO.

Sebbene il modello di mercato multi-livello sia meno efficiente dal punto di vista economico, garantirebbe la completa gestione del mercato di flessibilità locale al DSO e manterrebbe la privacy di dati sensibili circa lo stato della rete. Inoltre, la partecipazione al mercato verrebbe estesa anche ai piccoli produttori, poco funzionali a livello di trasmissione: una volta risolte le esigenze a livello di distribuzione, le risorse non attivate potrebbero essere concesse al TSO in accordo con i principi descritti dal già menzionato “traffic light method”, in modo da garantire che lo sfruttamento delle suddette risorse non influenzi negativamente la sicurezza della rete di distribuzione.

A valle del progetto pilota EDGE, pertanto, se effettivamente i risultati ottenuti rispecchieranno le previsioni attese, e cioè che i servizi ancillari locali acquisiti contribuiranno all’ottimizzazione degli investimenti di rinforzo della rete senza in alcun modo compromettere la qualità del servizio, potrà essere proposta a valutazione di ARERA l’istituzione di una piattaforma di mercato permanente per l’acquisizione di tali servizi.

Per facilitare l’accesso ai servizi di un gran numero di BSP si potrebbe utilizzare una piattaforma esistente già conosciuta e utilizzata da diverse risorse che forniscono servizi ancillari globali che è quella del GME; all’interno della stessa si potrebbe realizzare una sezione di mercato dedicata dove il DSO potrà definire i prodotti di flessibilità secondo le proprie esigenze all’interno di mercati denominati in maniera analoga a quelli utilizzati dal TSO per i servizi ancillari globali, sempre nell’ottica di una semplificazione di accesso ed interazione per i BSP.

In prospettiva, quando il mercato avrà raggiunto una certa liquidità e quando tutti gli attori saranno pienamente e consapevolmente coinvolti, potrebbero essere introdotte linee di mercato dedicate a prodotti da acquisire nel breve termine (near real time) per ridurre gli impatti a seguito di manutenzione programmata o di guasti sulla rete.

Tali evenienze, preventivamente coordinate con le normative tecniche di riferimento (es. CEI), potrebbero prevedere anche il prodotto di alimentazione in isola controllata da utilizzare in caso di guasti su porzioni di rete non rialimentabili o di doppi guasti interfacciati.

Quest’ultimo, se pur di attuazione più complessa sia per quanto riguarda la sicurezza che l’implementazione informatica, potrebbe comportare un vantaggio economico per i DSO grazie al mancato utilizzo di gruppi di emergenza e un miglioramento generale della qualità del servizio elettrico, che ha a sua volta una ricaduta economica sul DSO in quanto gli indicatori di qualità (Numero interruzioni lunghe e brevi e Durata cumulata interruzioni lunghe) sono il mezzo attraverso cui ARERA sottopone le imprese distributrici a premi e penali.

¹⁵⁶ Nel progetto Coordinet, come presentato nel capitolo 6, il modello multi-livello prevede due linee di mercato dedicate a DSO e TSO, con possibilità di accesso alle risorse della rete di distribuzione da parte del TSO.

¹⁵⁷ Nel progetto SmartNet, come descritto nel capitolo 5, il modello definito “mercato AS locale” (5.1.2) presenta caratteristiche analoghe al multi-livello di Coordinet e ai modelli multi-livello presenti in letteratura. Infatti, viene definito un mercato per la gestione locale delle congestioni ad opera del DSO che acquisisce in modo prioritario la flessibilità necessaria. Successivamente, le risorse inutilizzate possono essere sfruttate dal TSO per il proprio mercato.

È bene evidenziare, comunque, che spetterà agli enti normativi nazionali ammettere e definire tale tipologia di servizi dal punto di vista tecnico, nonché all'ARERA per gli aspetti regolatori; inoltre, in senso generale, occorre precisare che il DSO potrà richiedere al mercato una potenziale pluralità di servizi tra quelli non già obbligatoriamente definiti e richiesti (ai clienti MT e BT) dalle medesime normative tecniche di riferimento.

Un'ultima riflessione va al coordinamento con TSO ed anche con altri DSO limitrofi: in un mercato ipotizzato multilivello, i DSO che acquisiscono quantità modeste di flessibilità rispetto a quelle del TSO hanno la priorità, ma devono in ogni caso interfacciarsi con il TSO e i DSO condividendo le proprie esigenze. In tal senso, appare sensata la creazione di un "Registro delle flessibilità", come già auspicato da e-distribuzione, che contenga gli ordini di attivazione del DSO già a partire dal pilota; ciò garantirebbe trasparenza operativa dei processi del DSO, in ambito flessibilità, e del TSO, in ambito MSD, tipicamente per attivazione di risorse rientranti in perimetro UVAM.

Bibliografia e Sitografia

1. In macroeconomia, si tratta di una misura dell'inefficienza energetica del sistema economico di una nazione e viene calcolata come rapporto tra unità di energia e unità di PIL.
2. <https://earthobservatory.nasa.gov/images/147794/2020-tied-for-warmest-year-on-record>
3. https://www.agi.it/blog-italia/energia-e-sostenibilita/dal_carbone_al_carbone_-3281000/post/2017-11-29/
4. <https://www.tonerbuzz.com/blog/deforestation-facts-and-statistics/>
5. <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica>
6. <https://i404.it/attualita/ambiente/cambiamenti-climatici-storia-terra/>
7. <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/cambiamento-climatico-cause-conseguenze>
8. <https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/>
9. ppm: parti per milione. Si riferisce al numero di molecole di anidride carbonica per milione di molecole di aria secca
10. IEA (2022), Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021, IEA, Paris, <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2>
11. <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/cambiamento-climatico-cause-conseguenze>
12. IEA (2022), Hydroelectricity, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/hydroelectricity>
13. <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-geothermal-heat-and-power>
14. <https://www.thinkgeoenergy.com/geothermal-energy-giving-iceland-lowest-heating-costs-in-the-nordics/>
15. George A.Xydis, Evanthia A.Nanaki, Christopher J.Koroneos: Low-enthalpy geothermal resources for electricity production: A demand-side management study for intelligent communities
16. Jaganmohan. M, Solar PV – Statistics & facts, 2022
17. <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>
18. <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/fonti-rinnovabili>
19. <https://www.emec.org.uk/marine-energy/>
20. IRENA (2020), Fostering a blue economy: Offshore renewable energy, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
21. <https://energit.it/energia-marina-definizione-e-come-funziona/>
22. IRENA (2022), Renewable Energy Statistics 2022, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
23. <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/energie-rinnovabili/idrogeno>
24. IEA (2022), Hydrogen, IEA, Paris
25. IEA (2022), Grid-Scale Storage, IEA, Paris
26. World Economic Forum, Fostering Effective Energy Transition, 2022
27. <https://www.workinvoice.it/post-covid-disruption-supply-chain-pesa-su-imprese-ma-quali-soluzioni/>
28. IEA (2021), Net Zero by 2050, IEA, Paris
29. <https://www.enelgreenpower.com/it/learning-hub/transizione-energetica/digitalizzazione-energia>
30. <https://corporate.enel.it/it/storie/a/2021/09/transizione-energetica>
31. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_it
32. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2020:299:FIN>
33. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0456>
34. European Commission, Directorate-General for Energy, Clean energy for all Europeans, Publications Office, 2019
35. Cambini. C et al. (2019), Energy Systems Integration: Implications for public policy.

36. https://download.terna.it/terna/Piano%20di%20Sviluppo%202020_8d7db1ffa4ca9e7.pdf
37. <https://fsr.eui.eu/sector-coupling-and-energy-system-integration/>
38. ICT: Information and Communication Technologies
39. J. Wu, Drivers and state-of-the-art of integrated energy systems in Europe
40. Energy Storage Technology Descriptions - EASE - European Association for Storage of Energy
41. S. Ugarte, J. Larkin, B. Van der Ree, V. Swinkels, M. Voog, N. Friedrichsen, J. Michaels, A. Thielmann, M. Wietschel, R. Villafafila, Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?
42. N. Li, K.W. Hedman, Economic assessment of energy storage in systems with high levels of renewable resources
43. Ameli. H, Qadrdan. M, Strbac. G, Techno-economic assessment of battery storage and Power-to-Gas: A whole-system approach
44. <https://www.evenergi.com/vehicle-to-grid-an-overview/>
45. L. Pieltain Fernández, T. Gomez San Roman, R. Cossent, C. Mateo Domingo and P. Frías, Assessment of the Impact of Plug-in Electric Vehicles on Distribution Networks.
46. <https://www.brosconsulenza.it/cogenerazione-come-funziona/>
47. <https://www.renaissance-h2020.eu/glossary/power-to-heat-p2h/>
48. Bloess. A, Schill. WP, Zerrahn. A, Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials
49. <https://sinovoltaics.com/learning-center/storage/pumped-heat-electrical-storage/>
50. <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/pumped-heat-electrical-storage-phes/>
51. <https://nelhydrogen.com/market/power-to-gas/>
52. https://en.wikipedia.org/wiki/Polymer_electrolyte_membrane_electrolysis
53. Bauknecht. D, Incentive Regulation and Network Innovations
54. Cambini. C et al. (2019), Energy Systems Integration: Implications for public policy
55. <https://insideevs.it/news/538825/diminuzione-costi-batterie-auto-elettriche-doe/>
56. DG COMP, Environmental and Energy Aid Guidelines 2014-2020
57. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=it>
58. Cambini. C, Meletiou. A, Bompard. E, Masera. M, Market and regulatory factors influencing smart-grid investment in Europe: Evidence from pilot projects and implications for reform
59. <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/network-price-controls-2021-2028-riio-2/network-price-controls-2021-2028-riio-2-riio-2-network-innovation-funding/network-innovation-allowance-riio-2>
60. <https://www.ildirittoamministrativo.it/Sandbox-normativa-e-temporanea-disapplicazione-delle-regole-amministrative/stu919>
61. <https://www.efficienzaenergetica.enea.it/glossario-efficienza-energetica/lettera-d/disaccoppiamento-delle-tariffe.html>
62. Kalam. A, King. A, Moret. E, Weerasinghe. U, Combined heat and power systems: economic and policy barriers to growth
63. European Commission, Directorate-General for Budget, The EU's 2021-2027 long-term budget and NextGenerationEU : facts and figures, Publications Office of the European Union, 2021
64. <https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>
65. <https://www.altalex.com/documents/2022/03/24/transizione-energetica-e-pnrr-accelerazione-e-semplificazione-delle-procedure>
66. https://www.arera.it/it/quadrostrategico/2225/2225_OS21.htm
67. D. lgs 199/2021
68. D. lgs. 210/2021
69. <https://www.arera.it/it/operatori/remit.htm>
70. https://www.arera.it/it/quadrostrategico/2225/2225_OS21.htm
71. BSP – Balancing Service Provider, fornitore dei servizi di flessibilità
72. Delibera 352/2021/R/EEL
73. <https://energycue.it/mercato-elettrico-cose-funziona/9300/>

74. D. lgs. 79/1999
75. <https://www.mercatoelettrico.org/it/Mercati/MercatoElettrico/IlMercatoElettrico.aspx>
76. <https://www.enea.it/it/seguici/documenti/le-proposte/MERCATOELETTRICOIDEDEF.pdf>
77. <https://quifinanza.it/green/mercato-elettrico-come-funziona-quello-italiano/495488/>
78. <https://www.centrali-next.it/hub-della-conoscenza/mercato-dei-servizi-di-dispacciamento-msd>
79. <https://www.viviennergia.it/casa/vivipedia/guida-energia/mercato-elettrico>
80. <https://www.centrali-next.it/hub-della-conoscenza/mercato-per-il-servizio-di-dispacciamento-per-tutti-unita-virtuali-abilitate-miste-uvam>
81. <https://www.centrali-next.it/hub-della-conoscenza/centrale-elettrica-virtuale>
82. <https://www.energiaflessibile.eu/uvam/>
83. <https://download.terna.it/terna/0000/0838/92.PDF>
84. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/uvam-del-70-2021>
85. <https://www.energiaflessibile.eu/uvam/>
86. Per “Potenza Massima Abilitata” si intende il massimo incremento di immissione che l’UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna
87. Per “Potenza Minima Abilitata” si intende il massimo decremento di immissione che l’UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna
88. <https://www.energiaflessibile.eu/uvam/>
89. <https://www.arera.it/allegati/docs/21/070-21.pdf>
90. <https://edelweiss-energia.it/uvam-da-maggio-il-via-alle-nuove-regole/>
91. Consultazione 322/2019/R/EEL
92. Delibera 300/2017/REEL
93. Delibera 352/2021/R/EEL
94. BRP – Balance Responsibility Party, soggetto definito ai sensi dell’articolo 2(14) del regolamento 2019/943, responsabile della programmazione per ciascun punto di dispacciamento nella propria titolarità, nonché degli sbilanciamenti ad esso associati
95. Delibera 352/2021/R/EEL
96. Weber C. Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems.
97. Padmanabhan N, Ahmed M, Bhattacharya K. Simultaneous Procurement of Demand Response Provisions in Energy and Spinning Reserve Markets.
98. EURELECTRIC, Flexibility and Aggregation Requirements for their interaction in the market (2014)
99. IRENA (2019), Demand-side flexibility for power sector transformation, International Renewable Energy Agency
100. <https://www.enelx.com/it/it/faq/cosa-e-il-demand-side-management>
101. Definizione economica di mercato.
102. Jin, X., & Jia, H. (2019). Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods.
103. Burger S, Chaves-Ávila JP, Batlle C, Pérez-Arriaga IJ. A review of the value of aggregators in electricity systems.
104. <https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/role-of-brp>
105. Grainger, John J. *Power system analysis*. McGraw-Hill, 1999.
106. Samadi, P., Mohsenian-Rad, A.H., Schober, R., et al.: “Optimal real-time pricing algorithm based on utility maximization for smart grid”.
107. Spiliotis K, Ramos Gutierrez AI, Belmans R. Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids.
108. Capital Expenditure: flussi di cassa in uscita per la realizzazione di investimenti in attività immobilizzate di natura operativa.
109. G. Bacci, S. Lasaulce, W. Saad, and L. Sanguinetti, “Game theory for networks - A tutorial on game-theoretic tools for emerging signal processing applications”.

110. Paudel A, Chaudhari K, Long C, Gooi HB. "Peer-to-peer energy trading in a prosumer-based community microgrid: A game-theoretic model".
111. Lee J, Guo J, Choi JK, Zukerman M. Distributed energy trading in microreti: A game-theoretic model and its equilibrium analysis.
112. Ma K, Hu G, Spanos CJ. "A cooperative demand response scheme using punishment mechanism and application to industrial refrigerated warehouses."
113. Una soluzione è Pareto efficiente se non è possibile accrescere il benessere di alcuno dei soggetti coinvolti, se non riducendo il benessere di qualcun altro di loro.
114. La trigger strategy indica una tipologia di strategie utilizzate in giochi non-cooperativi ripetuti in cui un giocatore coopera con l'altro finché uno dei giocatori inizia a comportarsi in modo non-cooperativo.
115. Fanzeres. B, Ahmed. S, Street. A. "Robust strategic bidding in auction-based markets".
116. Diritto ed economia dell'impresa, "La teoria delle aste: la matematica delle procedure competitive."
117. Kang J, Yu R, Huang X, Maharjan S, Zhang Y, Hossain E. Enabling Localized Peer-to-Peer Electricity Trading among Plug-in Hybrid Electric Vehicles Using Consortium Blockchains.
118. <https://www.analyticssteps.com/blogs/what-consortium-blockchain>
119. https://en.wikipedia.org/wiki/Double_auction
120. Sesetti A, Kumar Nunna HSVS, Doolla S, Rathore AK. Multi-agent based energy trading platform for energy storage systems in distribution systems with inter-connected microgrids.
121. Shafie-Khah M, Catalão JPS. A stochastic multi-layer agent-based model to study electricity market participants behavior.
122. Silva, R.; Alves, E.; Ferreira, R.; Villar, J.; Gouveia, C. Characterization of TSO and DSO Grid System Services and TSO-DSO Basic Coordination Mechanisms in the Current Decarbonization Context
123. Badanjak. D, Pandžić. H, Distribution-Level Flexibility Markets - A Review of Trends, Research Projects, Key Stakeholders and Open Questions, 2021
124. La prequalifica è il processo per mezzo del quale si verifica il potenziale impatto che eventuali servizi di flessibilità acquisiti dal TSO possano avere sulla rete di distribuzione
125. <https://cordis.europa.eu/project/id/691405/it>
126. Gerard. H, Rivero Puente. E, Six. D, Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework (2018)
127. Rivero. E, Six. D, Ramos. A, Maenhoudt. M, Preliminary Assessment of the Future Roles of DSOs, Future Market Architectures and Regulatory Frameworks for Network Integration of DRES (2014)
128. Dueñas. P, DSO-TSO Coordination (2015)
129. Ramos. A, De Jonghe. C, Gómez. V, Belmans. R, Realizing the smart grid's potential: Defining local markets for flexibility
130. Attar. M, Repo. S, Mann. P, Congestion management market design – Approach for the Nordics and Central Europe
131. Coordinet-project, Deliverable D2.1 – Markets for DSO and TSO procurement of innovative grid services: Specification of the architecture, operation and clearing algorithms
132. <https://coordinet-project.eu/projects/project>
133. <http://www.interrface.eu/The-project>
134. <https://nodesmarket.com/>
135. <https://pub.norden.org/nordicenergyresearch2021-04/#69907>
136. <https://picloflex.com/>
137. <https://blog.piclo.energy/post/641931263886966784/five-things-you-should-know-about-secondary>
138. <https://smartgrid.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/11/futuresmart-flexibility-roadmap.pdf>
139. <https://projekt-enera.de/enera-projektmagazin-projektkompodium/>

140. <https://en.gopacs.eu/>
141. <https://www.enedis.fr/co-building-dso-local-flexibility>
142. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/14/4113/htm>
143. http://www.comesto.eu/wp-content/uploads/2021/02/ComESto_Newsletter_N.1_2021.pdf
144. https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/e-distribuzione/Piano_di_Sviluppo_delle_infrastrutture_di_EDistribuzione_2021_2023.pdf
145. https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/e-distribuzione/Piano_di_Sviluppo_delle_infrastrutture_di_EDistribuzione_2021_2023.pdf
146. <https://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/smart-grids.html>
147. <https://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/il-progetto-edge.html>
148. Porzione della rete elettrica di distribuzione, identificata univocamente da un insieme di POD, in cui può essere richiesta l'erogazione del servizio.
149. Il limite del 10% potrebbe essere suscettibile di modifica a causa delle osservazioni degli stakeholder in fase di inchiesta pubblica del progetto
150. <https://www.arera.it/allegati/docs/15/646-15tiqe.pdf>
151. https://download.terna.it/terna/Relazione_Tecnica_TSO_DSO_consultazione_aggiornamento_8db038d82a98385.pdf
152. <https://www.entsoe.eu/news/2019/04/16/a-toolbox-for-tsos-and-dsos-to-make-use-of-new-system-and-grid-services/>
153. Marques. L, Sanjab. A, Mou. Y, Le Cadre. H, Kessels. K, Grid Impact Aware TSO-DSO Market Models for Flexibility Procurement: Coordination, Pricing Efficiency, and Information Sharing
154. Sanjab. A, Le Cadre. H, Mou. Y, TSO-DSOs Stable Cost Allocation for the Joint Procurement of Flexibility: A Cooperative Game Approach
155. Lind. L, Cossent. R, Frías. P, TSO-DSO Coordination for the Procurement of Balancing and Congestion Management Services: Assessment of a meshed-to-meshed topology
156. Nel progetto Coordinet, come presentato nel capitolo 6, il modello multi-livello prevede due linee di mercato dedicate a DSO e TSO, con possibilità di accesso alle risorse della rete di distribuzione da parte del TSO.
157. Nel progetto SmartNet, come descritto nel capitolo 5, il modello definito “mercato AS locale” (5.1.2) presenta caratteristiche analoghe al multi-livello di Coordinet e ai modelli multi-livello presenti in letteratura. Infatti, viene definito un mercato per la gestione locale delle congestioni ad opera del DSO che acquisisce in modo prioritario la flessibilità necessaria. Successivamente, le risorse inutilizzate possono essere sfruttate dal TSO per il proprio mercato.

Ringraziamenti

Vorrei dedicare quest'ultimo spazio finale della mia tesi per ringraziare tutti coloro che hanno contribuito, in modi diversi, alla realizzazione della stessa oltre ad avermi supportato durante tutto il mio percorso universitario.

Un sentito ringraziamento va al mio relatore, il prof. Carlo Cambini, che con la sua disponibilità e professionalità mi ha sapientemente guidato e accompagnato nella stesura della tesi, permettendomi di svolgere il lavoro nel miglior modo possibile.

Vorrei ringraziare e-distribuzione per l'opportunità di collaborare con una delle più grandi aziende italiane del settore energetico, nonché i tutor aziendali Ing. Niccolò Corsi e Ing. Mattia Giordano, per aver messo a completa disposizione le vostre preziose competenze in materia e per il tempo dedicatomi, il vostro contributo è stato fondamentale in tutte le fasi di realizzazione dell'elaborato.

Infine, ci tengo a ringraziare la mia famiglia, per i sacrifici fatti durante questi 6 anni e per avermi sostenuto in questo cammino difficile ma allo stesso tempo pieno di soddisfazioni, e i miei amici, vicini e lontani, per essere stati sempre al mio fianco e per aver condiviso con me gioie e dolori di questo percorso, tra una bevuta e l'altra (ogni riferimento a cose, persone e/o fatti accaduti è puramente casuale).

That's all Folks!