

# POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale – Percorso Finance  
Classe LM-31  
Tesi di Laurea di II Livello



**"Il ruolo delle politiche di regolazione per favorire l'integrazione dei sistemi energetici a livello europeo"**

**Relatore:**

Prof. Carlo Cambini

**Candidato:**

Mario Artusio

Anno Accademico 2023/2024



### **Ringraziamenti**

*Per prima cosa ringrazio il Professor Carlo Cambini per avermi dato la possibilità di approfondire l'argomento di questa Tesi e per i preziosi consigli durante la stesura di questo elaborato.*

*Ringrazio i miei genitori per avermi sempre sostenuto nel mio percorso di studi.*

*Ringrazio mio fratello per esserci sempre stato nel momento del bisogno.*

*Ringrazio i miei colleghi del Politecnico per esserci supportati a vicenda durante questo percorso.*

*Infine, ringrazio la mia ragazza per essermi stata accanto in ogni difficoltà e aver reso più leggero questo cammino.*

## Indice dei capitoli

<b>INTRODUZIONE</b> .....	5
<b>1. Verso un'Europa decarbonizzata</b> .....	6
<b>1.1. Che cos'è ESI?</b> .....	7
<b>1.2. Focus sulle tecnologie abilitanti ESI</b> .....	8
<b>1.3. Barriere allo sviluppo di ESI</b> .....	12
<b>2. Regolazione nei sistemi energetici</b> .....	17
<b>2.1. Monopoli naturali e prezzi monopolistici</b> .....	18
<b>2.2. Le autorità di regolazione europee</b> .....	22
<b>2.3. Evoluzione della regolazione del prezzo</b> .....	24
<b>2.4. Approccio TOTEX e regolazione output-based</b> .....	35
<b>2.5. Il modello inglese RIIO</b> .....	37
<b>2.6. Il modello italiano ROSS</b> .....	46
<b>2.7. Sperimentazione regolatoria: i casi di Ofgem e Arera</b> .....	50
<b>3. Sperimentazione regolatoria a livello europeo</b> .....	60
<b>3.1. Paesi Bassi</b> .....	63
<b>3.2. Francia</b> .....	72
<b>3.3. Danimarca</b> .....	81
<b>3.4. Germania</b> .....	87
<b>3.5. Austria</b> .....	94
<b>3.6. Belgio</b> .....	101
<b>3.7. Sperimentazione regolatoria e tecnologie per ESI</b> .....	112
<b>3.8. Focus sui progetti di Smart Grid in Europa</b> .....	117
<b>Conclusioni</b> .....	125
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	127
<b>SITOGRAFIA</b> .....	131

## **INTRODUZIONE**

L'obiettivo di questo lavoro di Tesi è l'analisi delle politiche di regolazione adottate dagli stati europei per promuovere l'integrazione dei sistemi energetici (ESI). La Tesi è articolata in tre capitoli, ciascuno suddiviso in sezioni tematiche.

Nel primo capitolo viene approfondito il concetto di integrazione dei sistemi energetici, con una definizione estesa di ESI e un'analisi delle tecnologie necessarie per la sua implementazione. Inoltre, si identificano e valutano le principali barriere che ostacolano l'attuazione di ESI, fornendo un quadro di riferimento per comprendere le sfide e le opportunità nel contesto della decarbonizzazione.

Il secondo capitolo offre una panoramica dettagliata della regolazione dei sistemi energetici, iniziando con una discussione sui monopoli naturali e sui relativi prezzi monopolistici, specifici dei settori della trasmissione e distribuzione dell'energia. Si esamina poi il ruolo delle autorità di regolazione energetica e l'evoluzione delle politiche di regolazione dei prezzi. In questo contesto, vengono analizzati anche gli approcci regolatori innovativi più recenti, come il modello RIIO del Regno Unito e il modello ROSS dell'Italia. L'ultima parte di questo capitolo si concentra sulle metodologie di sperimentazione regolatoria di questi due paesi e sul loro confronto al fine di sviluppare una tassonomia utile per la classificazione delle sperimentazioni regolatorie, offrendo un riferimento per l'analisi delle esperienze di altri paesi europei.

Il terzo capitolo è dedicato alla sperimentazione regolatoria a livello europeo, con un focus su sei paesi oltre al Regno Unito e all'Italia. Si esamina come diversi gruppi di paesi abbiano adottato soluzioni regolatorie analoghe e si analizza l'impatto di tali soluzioni sull'adozione delle tecnologie abilitanti ESI. L'analisi di singoli casi di studio permette inoltre di comprendere quali siano le tecnologie più interessanti per il futuro del mercato dell'energia e come la loro applicazione possa tradursi in un risparmio economico per i diversi attori, oltre che in un impatto positivo a livello di resilienza delle reti energetiche. L'ultima sezione della tesi contiene inoltre un'analisi su un database di progetti di Smart Grid in Europa sviluppato dal Joint Research Center.

## **1. Verso un'Europa decarbonizzata**

L'undici dicembre 2019 la Commissione Europea ha approvato il Green Deal Europeo, documento programmatico dove gli Stati UE si impegnano a rendere l'Europa il primo continente “Carbon Neutral” ossia a zero emissioni nette di carbonio entro il 2050 ([European Commission, 2019](#)). Un passo ulteriore a livello legislativo è stato compiuto il 17 settembre 2020 con la presentazione del piano “Fit for 55” che si propone di ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 ([European Commission, 2020](#)).

Al fine di realizzare questa transizione sarà necessario abbandonare gradualmente gran parte della generazione energetica da fonti fossili per spostarsi verso un mix efficiente di fonti rinnovabili, definite Renewable Energy Source (RES).

Una delle maggiori criticità legate all'utilizzo delle RES (specialmente solare ed eolico) è la loro natura intermittente e non controllabile, problema che rende difficoltoso far coincidere la generazione con la domanda e che rende necessario l'installazione di capacità di riserva per i momenti di bassa produttività. Un problema opposto si presenta nei momenti della giornata dove la produzione eccede la domanda portando alla riduzione (curtailment) della produzione rispetto a quella potenzialmente ottenibile.

Un ulteriore punto essenziale è il passaggio da una generazione energetica centralizzata ad una generazione distribuita, detta anche Distributed Generation (DG), necessaria a ridurre i costi di trasporto e a minimizzare le perdite in rete. Allo stesso tempo però la DG aumenterebbe notevolmente il numero di connessioni alla rete energetica e i flussi bilaterali di energia, con un conseguente aumento dei costi per gli operatori di distribuzione del sistema (Distribution System Operator o DSO) ([Cambini et al., 2020b](#)).

La necessità di riformare il modello di produzione e distribuzione dell'energia in modo efficiente rende necessaria l'adozione di un paradigma innovativo, che guardi al sistema energetico nel suo complesso e che sia in grado di sfruttare le sinergie tra i diversi settori energetici.

Oggetto di questo capitolo sarà la presentazione di questo paradigma, denominato Integrazione dei Sistemi Energetici (in inglese Energy Integrated System o ESI), delle tecnologie che lo caratterizzano e delle barriere alla sua implementazione.

## 1.1. Che cos'è ESI?

ESI si basa su una visione olistica del sistema energetico dove l'integrazione tra settori diversi consente lo sfruttamento di sinergie orizzontali e il raggiungimento di soluzioni efficienti ad ogni livello (generazione, trasmissione, distribuzione e consumo) (Jamasp and Llorca, 2019). È bene specificare che i settori coinvolti in questo paradigma non sono solo quelli che producono energia ma anche quelli che ne fanno maggiormente uso come i trasporti, le telecomunicazioni e la rete idrica. Tutti questi dovrebbero essere supportati e interconnessi da un'adeguata infrastruttura informativa.

Una corretta applicazione del paradigma ESI è inoltre in grado di ridurre i costi totali di sistema per mezzo di economie di scopo orizzontali (inter-settore) e verticali (infra-settore) (Cambini et al., 2020a).

Un esempio a livello orizzontale sono le aziende “multi-utilities” come la cilena Metrogas che opera nel settore del gas e delle telecomunicazioni o l'argentina SEMPRA che offre servizi di elettricità e di gas (Jamasp and Llorca, 2019). A livello verticale invece un esempio calzante sono i “prosumer” ossia produttori-consumatori di energia.

L'integrazione di ESI è da intendersi sotto tre aspetti principali (Cambini et al., 2020a)

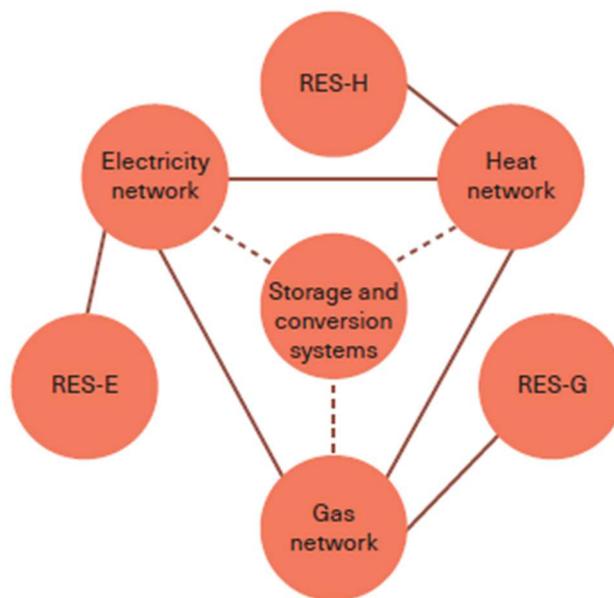
- Organizzativo: consiste nel raggruppamento (bundling) di attività precedentemente svolte da attori diversi sotto un'unica entità che le svolge insieme beneficiando delle economie di scopo. Queste ultime sorgono ogni qual volta vale la seguente condizione (caso semplificato con due soli output):

$$C(q_1, 0) + C(0, q_2) > C(q_1, q_2)$$

Dove  $C$  è il costo associato alla produzione di un certo quantitativo di output  $q_i, i \in (1,2)$ . Tale disuguaglianza definisce la convenienza economica (costo minore) della produzione congiunta  $(q_1, q_2)$  rispetto a quella separata.

- Operazionale: consiste nel ridurre i costi di transazione e aumentare la coordinazione degli operatori di rete. Un esempio potrebbe essere l'utilizzo di tecnologie di conversione P2G (power to gas) all'interfaccia tra il settore elettrico e quello del gas per introdurre flessibilità nel sistema.
- Fisico: riguarda la costruzione di infrastrutture cross-settoriali per ridurre l'investimento totale necessario a implementarle separatamente.

La *Figura 1* offre una rappresentazione schematica delle connessioni di rete alla base dell'implementazione di ESI.



*Figura 1 – In un'applicazione ideale di ESI le reti dell'elettricità, del gas e del calore sono tra di loro collegate ed ognuna di esse fa affidamento su una componente rinnovabile (RES) per la generazione, i sistemi di stoccaggio e conversione garantiscono la flessibilità del sistema e contribuiscono a bilanciare domanda e offerta durante la giornata. Fonte: (Cambini, 2021)*

## **1.2. Focus sulle tecnologie abilitanti ESI**

Come anticipato, l'adozione di ESI passa attraverso l'utilizzo di tecnologie più o meno innovative, alcune di queste sono già pervasive nel mercato e sono in uno stadio di maturità mentre altre sono appena all'inizio del loro ciclo di vita.

Una classificazione funzionale delle tecnologie abilitanti l'ESI è la seguente ed è strutturata in tre macro-categorie ([Cambini et al., 2020a](#)):

- ICT (Information and Communication Technology)
- Tecnologie di stoccaggio energetico
- Sistemi di conversione energetica

**ICT**: il ruolo delle tecnologie dell'informazione è fondamentale per raccogliere i dati riguardanti la generazione e il consumo energetico, necessari per bilanciare domanda e offerta in una rete energetica e migliorarne la stabilità. Le ICT giocano un ruolo chiave nella riduzione dei costi di transazione dovuti alla necessità di coordinazione tra sistemi separati; tale riduzione può aumentare la concorrenza diminuendo le barriere di entrata nel mercato e favorire l'emergere di nuovi modelli di business. L'aumento della trasparenza può anche ridurre l'asimmetria informativa tra i regolatori e le imprese di rete favorendo la diminuzione del potere di mercato di quest'ultime e il raggiungimento di una soluzione ottimale per la collettività ([Jamash and Llorca, 2019](#)).

Un ruolo centrale è svolto dalla cosiddetta "Smart Grid", che secondo la Commissione Europea può essere definita come una rete elettrica in grado di integrare in modo efficiente i comportamenti e le azioni di tutti gli attori della rete, allo scopo di assicurare alti livelli di qualità e sicurezza ([DG ENER, 2011](#)).

La struttura della rete tradizionale si basa su delle utilities centralizzate che producono energia per i consumatori, tra la generazione e il consumo è presente un flusso periodico di informazioni. La Smart Grid prevede invece una generazione distribuita che aggiunge allo schema tradizionale il ruolo di produttori-consumatori, l'accumulo di energia nei sistemi di stoccaggio ed un ampio utilizzo delle fonti rinnovabili. Tra i diversi attori è inoltre presente un flusso continuo di informazioni

La Smart Grid è un esempio di tecnologia che richiede ingenti investimenti necessari ma che potrebbe diminuire il suo costo grazie al processo di "standardizzazione" tecnologica che seguirebbe naturalmente una sua prolungata adozione ([DG INFSO, 2009](#)).

La *Figura 2* mostra le principali differenze tra la "Traditional grid" e la Smart Grid.

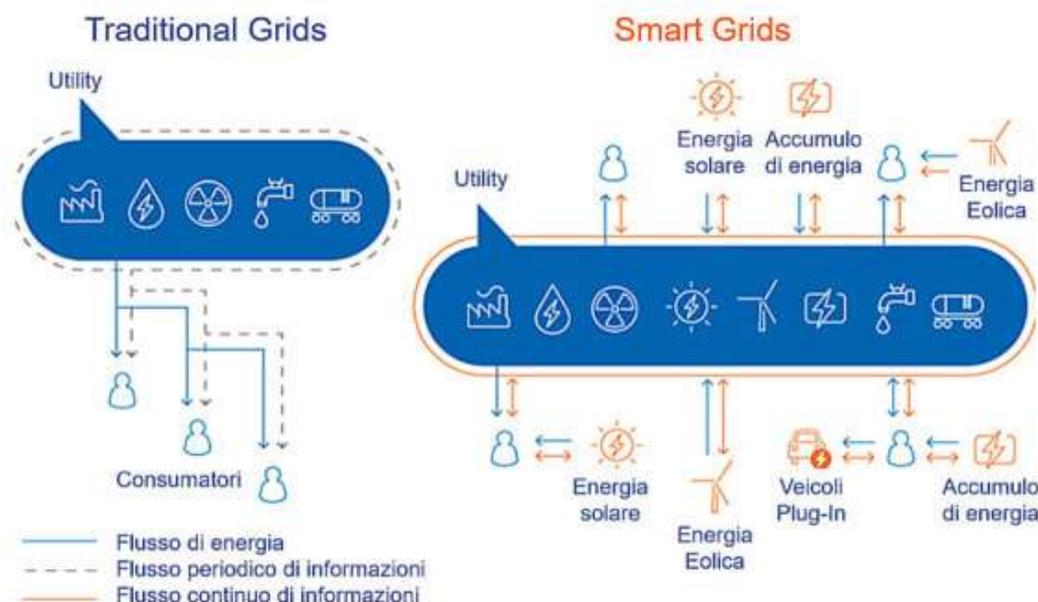


Figura 2 – Rappresentazione schematica delle principali differenze tra “Traditional Grid” e “Smart Grid” – Fonte: link 1 in sitografia

**Tecnologie di stoccaggio energetico:** la necessità di bilanciare il carico energetico nei diversi momenti nella giornata, unita alla natura intermittente delle RES, rende fondamentale disaccoppiare la produzione energetica dalla sua domanda. Uno degli obiettivi chiave di ESI è, infatti, quello di ridurre la dipendenza della rete elettrica dai generatori “tradizionali” che si basano solitamente su fonti fossili (Cambini, 2021). Il metodo di stoccaggio energetico più diffuso è lo stoccaggio idroelettrico mediante pompaggio (Pumped Hydro Storage o PHS), che nel 2016 contribuiva al 95% dello stoccaggio totale. Una tecnologia in forte sviluppo è invece quella delle batterie elettriche (Electric batteries o EBs); tale tecnologia è ancora in una fase non matura del suo ciclo di vita per cui la sua implementazione richiede ingenti spese in conto capitale (CAPEX) che si traducono in una barriera economica alla loro adozione; negli ultimi anni lo sviluppo delle EBs ha portato, tuttavia, ad un’ ingente riduzione del loro prezzo: -84% dal 2010 al 2019 (Cambini et al., 2020a). Un’ulteriore tecnologia emergente è quella dei veicoli elettrici plug-in (PEV) che diventano fondamentali per l’implementazione del paradigma V2G ossia vehicle to grid; secondo questa logica ogni veicolo elettrico che contiene una batteria può agire in momenti diversi come generatore o utilizzatore introducendo flussi di energia

bidirezionali e facilitando una rapida diffusione della generazione distribuita (DG). È stato comunque stimato che l'effetto netto sulla rete elettrica porterebbe a un maggiore consumo totale di energia, con il conseguente costo per i DSO di adottare la rete per sopportare un carico ulteriore (Cambini et al., 2020a).

Anche se non rientra propriamente nelle tecnologie di stoccaggio, è importante ricordare che l'energia può essere conservata anche sotto forma di gas (e successivamente utilizzata come combustibile); questo è reso possibile grazie alle tecnologie P2G (Power to Gas) che, mediante processi di elettrolisi, utilizzano l'energia in eccesso dalle fonti rinnovabili per produrre idrogeno o gas naturale.

**Sistemi di conversione energetica:** la necessità di dotarsi di sistemi di conversione capillari per l'implementazione di ESI è dettata dal fatto che essi garantirebbero flessibilità all'interno del sistema energetico in 2 modi: per prima cosa aumenterebbero il grado di sostituibilità delle fonti energetiche e inoltre, come anticipato, permetterebbero la conversione energia elettrica in altre forme costituendo una sorta di stoccaggio (Cambini, 2021).

Un sistema di conversione molto diffuso è quello del CHP (Combined Heat and Power) che permette la produzione di Calore ed Energia a partire dal Gas con un alto tasso di conversione (60-85% a seconda del rapporto calore/energia generati). Questa tecnologia è stata già largamente adottata in UE e, al 2017, costituisce l'11% della generazione totale di elettricità. Nel caso la tecnologia CHP sia localizzata vicino agli utilizzatori finali, può essere conveniente la realizzazione di un impianto di teleriscaldamento allo scopo di limitare le inefficienze causate dalle perdite in rete.

Oltre a questa tecnologia esistono anche altri sistemi di conversione quali il già citato P2G e il P2H (Power to Heat), una tecnologia che si basa sulla conversione dell'energia elettrica in eccesso generata dalle RES per generare calore.

Tutte queste tecnologie sono ancora molto costose per cui occorre determinare quale attore della rete sia in grado di sopportare questo investimento e quali potrebbero essere gli incentivi regolatori atti a rendere conveniente l'innovazione per le aziende della rete. La *Tabella 1* pone l'attenzione sulla struttura di costo delle principali tecnologie per ESI; la quasi totalità di queste include alti costi di capitale.

Technology	Cost Structure
<i>Information and communication technologies</i>	
Smart grids (SGs)	High capital costs.
<i>Storage technologies</i>	
Electric batteries (EBs)	High capital costs, relevant cost reduction in the last ten years.
Power-to-gas (P2G)	High capital costs, uncertain economic viability.
<i>Conversion systems</i>	
Combined heat and power (CHP)	High capital costs.
Power-to-gas*	High capital costs, uncertain economic viability.
Power-to-heat (P2H)	High operative expenditures.

\* By converting electricity into gas – that is, an energy source that can be easily stored – P2G can be considered both a form of storage and a conversion technology.

Tabella 1 – Strutture di costo delle tecnologie abilitanti l'ESI – Fonte: (Cambini, 2021)

### 1.3. Barriere allo sviluppo di ESI

L'attuale sistema energetico europeo è ancora lontano dal modello ideale dell'ESI. Diverse barriere, di natura tecnica, politica ed economica, ne ostacolano la realizzazione. Alcune di queste barriere sono destinate a scomparire con l'avanzamento tecnologico mentre altre necessitano di interventi normativi e regolatori mirati. Questa sezione si propone di presentare le nove barriere principali allo sviluppo di ESI, individuate nel lavoro di (Cambini et al., 2020a).

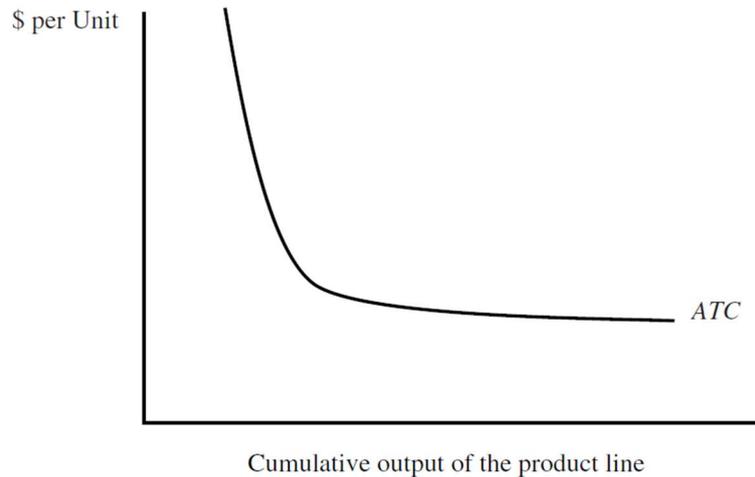
- I) **Costo delle tecnologie:** questa barriera è già stata anticipata nella scorsa sezione, in generale è importante ricordare come ogni tecnologia che sia all'inizio del suo ciclo di vita risulti molto costosa per via della mancanza di standardizzazione del prodotto e dell'assenza di numeri utili per sfruttare le economie di scala generate dalla non divisibilità degli asset produttivi. Una definizione esauriente delle economie di scala può essere la seguente: “Esistono economie di scala se nel lungo periodo i costi medi diminuiscono con l'aumento della quantità prodotta” (Church and Ware, 2000). Il livello

di output oltre il quale il costo medio viene minimizzato è detto “Scala minima efficiente”. In questa riduzione dei costi entrano in gioco anche le “Economie di apprendimento”: i costi di produzione diminuiscono man mano che aumenta la quantità totale di output prodotto (la cumulata dell’output prodotto) grazie all’affinamento del processo produttivo che all’inizio può essere poco efficiente. La *Figura 3* mostra l’andamento tipico dei costi medi per unità di prodotto in funzione dell’output cumulato. Un esempio di tecnologia che sta diminuendo gradualmente il suo costo con l’aumento dell’output prodotto è quella delle batterie elettriche.

*II) **Rischio dei progetti innovativi***: le aziende sono tendenzialmente avverse al rischio, preferiscono un investimento sicuro con un payoff modesto rispetto ad uno che potrebbe dare ottimi risultati così come risultare in una perdita. La natura innovativa delle tecnologie abilitanti l’ESI porta con sé due questioni:

- Il progetto è economicamente sostenibile? Nel lungo periodo l’investimento iniziale sarà ripagato da adeguati flussi di cassa?
- Il consumatore finale sarà disposto a adattarsi alla nuova tecnologia? E.g. Gli utenti acconsentiranno alla raccolta dati in tempo reale per migliorare le prestazioni della smart grid?

*III) **Neutralità tecnologica***: il Dipartimento Generale per la Competizione della Commissione Europea (DG COMP) ha suggerito come l’innovazione debba essere “tecnologicamente neutrale” ossia come una certa tecnologia non debba essere favorita rispetto ad un’altra in quanto il mercato sarà naturalmente orientato a prediligere le alternative più efficienti. Questo assunto si scontra però con il fatto che le tecnologie più mature, che richiedono investimenti minori, potrebbero essere preferite a tecnologie innovative più efficienti.



*Figura 3 – Sull’asse delle ascisse è rappresentato l’output cumulato per una linea di prodotto, sulle ordinate il costo in \$/unità – Fonte: Industrial Organization: A strategic approach; (Church and Ware, 2000)*

- IV) **Coordinamento:** l’implementazione di ESI richiede la coordinazione tra tutti gli attori della rete energetica e in particolare degli operatori di trasmissione e distribuzione. Per raggiungere la soluzione di minimo costo totale (“ottimo sociale”) TSO e DSO dovrebbero operare degli investimenti che, visti dal punto di vista della singola azienda, potrebbero non essere convenienti; in particolare i DSO incorrerebbero in spese molto più elevate per la gestione della generazione distribuita, queste sarebbero dovute alla ulteriore complessità di gestione di flussi bidirezionali di energia (OPEX) e alla necessità di realizzare le connessioni fisiche per la DG (CAPEX). È bene sottolineare che la necessità di coordinamento non si esaurisce ai soli settori energetici ma anche a quelli che consumano molta energia, specialmente il settore dei trasporti che ha visto negli ultimi anni una sempre maggiore presenza di veicoli elettrici.
- V) **Accesso ai dati:** la raccolta dati da parte della Smart Grid è uno degli aspetti fondamentali per l’implementazione di ESI, idealmente le informazioni circa il consumo, la trasmissione e la distribuzione dovrebbero essere disponibili a tutti gli attori della rete per raggiungere la soluzione più efficiente. Nel concreto però i singoli attori della filiera energetica

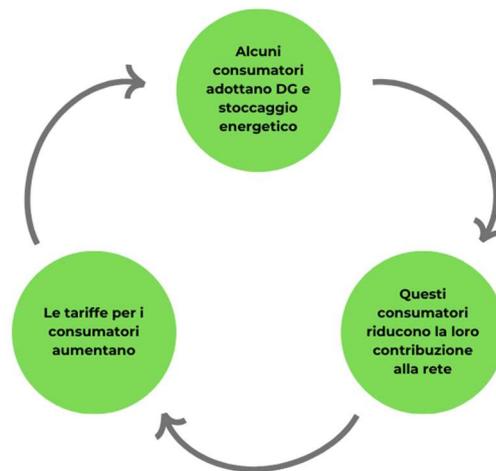
potrebbero non essere in grado o non avere incentivo a comunicare tali informazioni. In questo caso potrebbe essere conveniente incentivare gli attori a ridurre questa asimmetria informativa: e.g. si potrebbe ridurre la tariffa energetica dei consumatori che accettano un monitoraggio continuo dei loro consumi.

*Vl)* **Accettazione del consumatore:** i consumatori potrebbero essere restii ad accettare il passaggio ad un sistema energetico integrato, specialmente laddove il costo degli investimenti in innovazione ricada direttamente su di loro tramite un aumento delle tariffe energetiche. Questo tema si inserisce nella attuale discussione a livello europeo su chi debba sostenere il costo della transizione energetica; in generale un'allocazione ottimale del rischio di investimento dovrebbe tener conto delle capacità finanziarie dei singoli attori della filiera.

*Vll)* **Ruolo del regolatore:** il ruolo del regolatore è quello di definire i confini tra le attività regolate e il mercato. I regolatori europei stanno affrontando diversamente alcune questioni delicate come la decisione se consentire agli operatori di distribuzione di possedere e operare sistemi di stoccaggio; il rischio è quello di introdurre un soggetto monopolista in un mercato che potrebbe essere potenzialmente concorrenziale. D'altro canto, però, un soggetto monopolista potrebbe essere l'unico ad avere gli incentivi corretti e i volumi utili a investire in innovazione. Il ruolo del regolatore sarà approfondito nel prossimo capitolo (2.) di questo lavoro di Tesi.

*Vlll)* **Comportamento dei produttori-consumatori "Behind-The-Meter":** con "Behind-The-Meter" si intende tutto ciò che accade dal lato dell'utilizzatore finale, un sistema BTM genera energia che può essere utilizzata in loco senza passare attraverso la rete di distribuzione. Il complementare di questo termine, che designa tutto ciò che riguarda la rete, è Front-of-the-meter (FTM). Un aumento della DG e della capacità di stoccaggio energetico potrebbe portare sempre più produttori-consumatori a ridurre l'utilizzo della rete, riducendo il loro contributo economico all'operatività, il mantenimento e l'espansione della stessa. Il fatto che

meno consumatori vadano a contribuire a queste voci di spesa, unito al fatto che si trattino principalmente di costi fissi, porterebbe all'aumento delle tariffe per i consumatori che utilizzano ancora la rete. Questo indurrebbe altri consumatori a lasciare la rete creando un circolo vizioso e lasciando i consumatori che non sono in grado di adottare DG e stoccaggio energetico con delle tariffe insostenibili. La *Figura 4* riassume sinteticamente il funzionamento di questo circolo che si auto-sostiene.



*Figura 4 – Le tre fasi del circolo iterativo che porta all'aumento delle tariffe per i consumatori che non adottano la DG e lo stoccaggio – Fonte: elaborazione autonoma*

*IX)* **Capacità dei regolatori:** questa barriera riguarda il fatto che, in generale, i regolatori hanno risorse e possibilità di intervento limitate; un ostacolo all'integrazione dei sistemi energetici è proprio quello per cui ogni settore energetico è regolato separatamente, come già sottolineato sarebbe invece opportuna una visione olistica del sistema energetico anche sotto il profilo regolatorio allo scopo di guidare l'innovazione verso le tecnologie del paradigma ESI.

## 2. Regolazione nei sistemi energetici

Agli inizi degli anni '90, su spinta della Commissione Europea, gli stati Europei iniziarono un processo di liberalizzazione dei sistemi energetici volto a cambiare radicalmente la struttura del mercato dell'energia.

Con riguardo al mercato dell'elettricità, questo passaggio ha determinato lo smembramento di grandi utilities multilivello in segmenti verticali indipendenti; le parti di trasmissione e distribuzione hanno assunto la forma di monopoli naturali sottoposti a regolazione, mentre generazione e vendita al dettaglio sono stati aperti al mercato competitivo. Quanto detto è avvenuto anche per le aziende del gas, delle telecomunicazioni e delle forniture idriche. La prima nazione Europea ad introdurre norme in materia è stata la Gran Bretagna che nel 1989 ha introdotto l'Energy Act, un provvedimento che ha formalizzato la separazione tra generazione elettrica (da svolgersi in regime di concorrenza) e trasmissione (sottoposta a regolazione).

L'obiettivo di questa liberalizzazione è stato quello di passare ad una struttura di mercato più efficiente, superando i benefici legati dalle economie di coordinamento presenti quando le aziende erano verticalmente integrate ([Jamasp and Llorca, 2019](#)). L'introduzione del mercato liberalizzato ha comportato la necessità di far nascere degli enti regolatori (indipendenti o parte di ministeri competenti in materia energetica) con l'obiettivo di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la tutela dell'interesse dei consumatori.

Negli ultimi anni l'emergere di tecnologie promettenti, unita ad una diffusa preoccupazione dell'opinione pubblica e dei governi nazionali sul tema della sostenibilità ambientale, ha spinto i regolatori energetici europei ad aggiornare i loro regolamenti allo scopo di guidare le aziende del settore energetico verso una transizione ecologica ed efficiente.

Oggetto di questo capitolo saranno i seguenti punti:

- Definire le condizioni di monopolio naturale e i costi legati alla presenza di un monopolio in termini di perdita di benessere del consumatore.
- Introdurre ruoli e prerogative delle autorità di regolazioni europee.
- Analizzare come gli enti regolatori europei hanno fissato il prezzo nei segmenti monopolistici e l'evoluzione di tali schemi di prezzo.

- Introdurre alcuni approcci regolatori più recenti e innovativi, con un focus particolare sulla loro capacità di stimolare gli investimenti in innovazione.
- Descrivere gli approcci regolatori di due paesi in prima linea per l'innovazione regolatoria: il Regno Unito e l'Italia.
- Confrontare le metodologie di sperimentazione regolatoria di Regno Unito e Italia.

## 2.1. Monopoli naturali e prezzi monopolistici

Come anticipato, alcune delle attività che compongono la filiera energetica sono regolate come dei monopoli naturali. In Italia, ad esempio, la trasmissione dell'energia elettrica e del gas è gestita rispettivamente da Terna e da Snam Rete Gas, ovvero gli unici operatori autorizzati ad operare in quella parte della filiera.

Si parla di monopolio naturale laddove una singola azienda è in grado di produrre l'intero output di un'industria ad un costo minore rispetto al caso in cui la medesima produzione fosse divisa in  $n$  aziende diverse. Formalmente

$$C\left(\sum_{i=1}^n Q_i\right) < \sum_{i=1}^n C(Q_i)$$

Dove  $Q_i$  è l'output prodotto dall'azienda  $i$ ,  $i \in (1, n)$  e  $C(Q_i)$  è il costo associato alla produzione dell'output  $Q_i$ .

La presenza di un monopolio rende necessaria l'applicazione di norme regolatorie al fine di tutelare l'interesse dei consumatori; in assenza di queste, il soggetto monopolista potrebbe approfittarsene e alzare i prezzi ad un livello che massimizzi i propri profitti. Tale situazione non è ottimale dal punto di vista della massimizzazione del benessere collettivo e si traduce in un fallimento di mercato.

La situazione ottimale (benchmark di un mercato efficiente) è invece la concorrenza perfetta. Di seguito si riporta un confronto tra concorrenza perfetta e monopolio, evidenziandone le ipotesi di partenza e il differenziale di prezzo all'equilibrio.

Le ipotesi della concorrenza perfetta sono:

- Esiste un numero elevato ( $N \rightarrow \infty$ ) di venditori e compratori
- I prodotti/servizi sono interscambiabili (il compratore non ha preferenza per un prodotto di un'azienda)
- Esiste informazione perfetta (lato venditore e lato compratore)
- L'impresa è price-taker (il numero elevato di concorrenti non le consente di influenzare la definizione del prezzo)
- Vi è totale libertà di entrata e uscita dal mercato (i costi fissi di entrata sono facilmente recuperabili)

Sotto queste ipotesi, la funzione di profitto dell'azienda  $i$  sarà:

$$\pi_i = pq_i - c(q_i)$$

Applicando le condizioni del primo ordine, ogni impresa massimizza il suo profitto se

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = p - c'(q_i) = 0 \rightarrow p = MC$$

Dove MC è il costo marginale per unità di prodotto. Inoltre, il fatto che nuove aziende possano continuamente entrare e uscire dal mercato elimina ogni opportunità di profitto  $\neq 0$  nel lungo periodo per le imprese nel mercato, per cui

$$\pi = 0 \rightarrow pq_i - c(q_i) = 0 \rightarrow p = \frac{c(q_i)}{q_i} \rightarrow p = AC$$

Per cui all'equilibrio

$$p = MC = AC$$

Dove AC è il costo medio.

Per il caso di monopolio, invece, le ipotesi sono:

- Vi è un unico venditore e molti compratori
- Esiste un unico prodotto
- Presenza di elevate barriere all'entrata
- Impresa è price-maker (può decidere il prezzo)

L'impresa massimizza

$$\pi = p(q)q - c(q)$$

Si noti che il prezzo, che nel caso di monopolio è influenzabile dalla singola azienda, è funzione decrescente della quantità  $q$ . Applicando la condizione di primo ordine

$$\frac{\partial \pi}{\partial q} = \frac{\partial p(q)}{\partial q} * q + p(q) - c'(q) = 0$$

$$p(q) * \left[ 1 + \frac{\partial p(q)}{\partial q} * \frac{q}{p} \right] = c'(q)$$

Il termine  $\frac{\partial p(q)}{\partial q} * \frac{q}{p}$  non è altro che il reciproco dell'elasticità della domanda per cui

$$P \left( 1 + \frac{1}{\varepsilon_D} \right) = MC$$

Il significato di questa equazione è il seguente: il potere di mercato del monopolista è determinato dall'elasticità della domanda (più rigida è la domanda, più chi detiene il monopolio può alzare il prezzo), nel caso di una domanda infinitamente elastica ritroviamo la condizione trovata per la concorrenza perfetta, infatti

$$\lim_{\varepsilon_D \rightarrow \infty} P \left( 1 + \frac{1}{\varepsilon_D} \right) = P \rightarrow P = MC$$

Una misura del potere di mercato è data dall'indice di Lerner, che mette a confronto il markup applicabile dal monopolista rispetto al prezzo

$$L = \frac{P - MC}{P} = \frac{1}{\varepsilon_D}$$

La Figura 5 mostra come l'entità del markup sia determinata dalla pendenza della curva di domanda (nel caso di domanda lineare questa è direttamente legata alla sua elasticità).

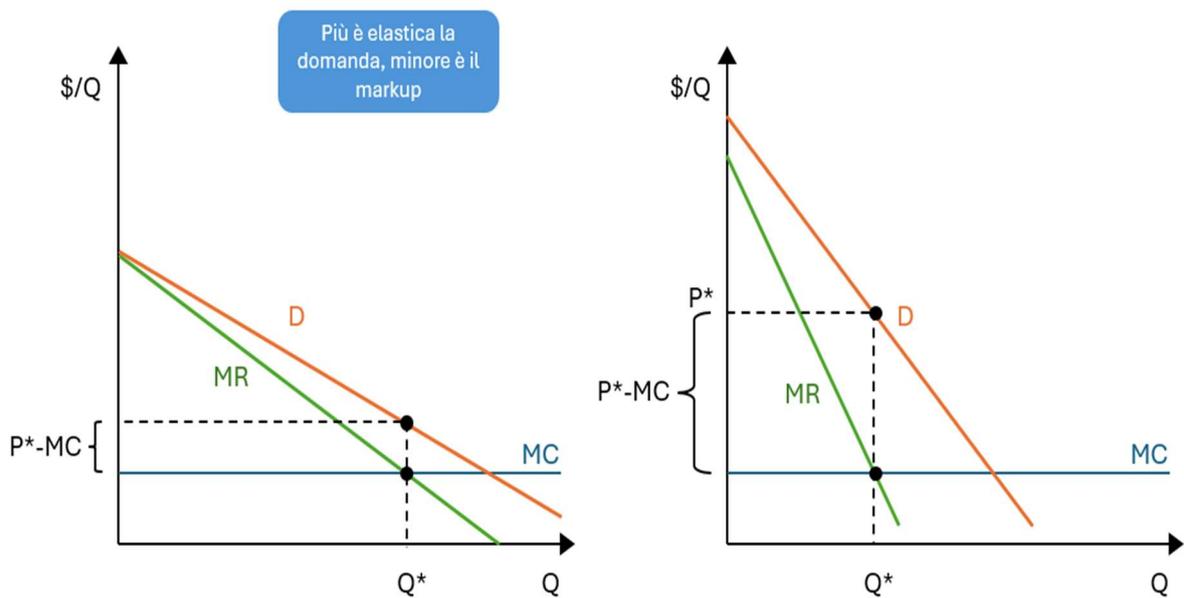


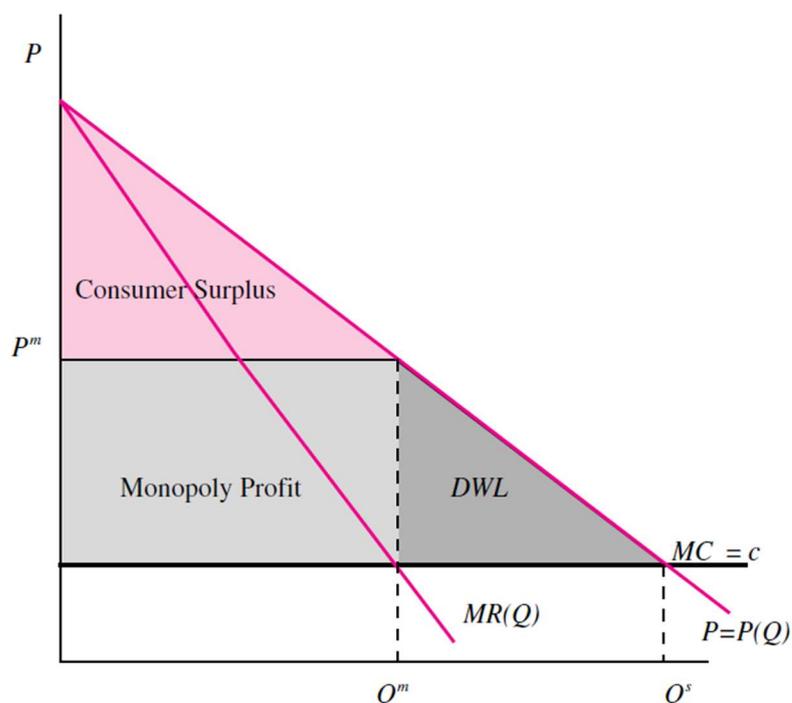
Figura 5 – I due grafici evidenziano la diversa entità del mark-up ( $P-MC$ ) derivante dalla diversa elasticità della domanda – Fonte: Elaborazione propria

In generale, la domanda per i beni come l'energia elettrica e il gas è scarsamente elastica nel breve periodo, per cui un Monopolio in questi settori permetterebbe l'applicazione di un mark-up molto consistente.

Una misura quantitativa del potere di mercato esercitato dalle aziende è la perdita secca di benessere o DWL (Deadweight loss), che è nulla nel caso di concorrenza perfetta, mentre maggiore di zero nel caso di monopolio. In particolare, se ci troviamo in monopolio e nella condizione  $MC = \text{costante}$ , allora

$$DWL = \frac{\pi}{2}$$

Dove  $\pi$  è il profitto dell'impresa monopolistica. La *Figura 6* evidenzia graficamente l'entità della perdita secca di benessere (Church and Ware, 2000).



*Figura 6 – Il grafico sottolinea la DWL corrispondente ad un equilibrio monopolistico ( $Q_m, P_m$ ) rispetto alla condizione di concorrenza perfetta ( $Q_s, MC$ ) – Fonte: (Church and Ware, 2000)*

## 2.2. Le autorità di regolazione europee

L'obiettivo di questa sezione è quello di fornire un quadro generale sul ruolo e sulle prerogative delle autorità regolatorie a livello europeo.

La maggior parte degli enti regolatori sono entità indipendenti, sia dal punto di vista politico che economico: tale indipendenza è garantita dal fatto che il loro finanziamento proviene esclusivamente dalle aziende regolate e non dai governi nazionali. A tal proposito si veda l'esempio dell'italiana ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), che riceve un contributo sui ricavi degli operatori regolati. Similmente, la britannica Ofgem (Ufficio dei mercati del Gas e dell'Elettricità) è sostenuta da quote annuali versate dalle aziende regolate.

La cooperazione tra i regolatori energetici nazionali europei è favorita dall'ACER (Rete Europea dei Regolatori di Energia): questa agenzia ha il compito di supportare

l'integrazione dei mercati energetici europei, promuovendo lo sviluppo di regole di mercato comuni a tutti i paesi dell'Unione.

Una sintesi degli obiettivi perseguiti dalle autorità regolatorie energetiche è la seguente:

- Tutelare il consumatore
- Promuovere la concorrenza
- Tutelare la sicurezza degli approvvigionamenti energetici
- Favorire l'innovazione tecnologica

Per conseguire tali obiettivi i regolatori hanno a disposizione una serie di strumenti quali ad esempio:

**Stabilire le tariffe per utilizzare le infrastrutture** e garantirne la parità di accesso agli operatori, questo evita che alcune aziende possano decidere se escludere un potenziale concorrente dal mercato privandolo dell'utilizzo di una infrastruttura chiave. Esempi di infrastruttura chiave per il mercato energetico italiano sono

- La rete di trasmissione elettrica che è gestita da Terna
- La rete di distribuzione del gas che è gestita da Snam

**Dettare disposizioni in materia separazione contabile** per il settore dell'energia elettrica e del gas. Si fa riferimento al cosiddetto "Unbundling" o separazione contabile ossia l'obbligo di suddivisione dei dati contabili tra le diverse attività che svolge un'azienda. Una delle finalità dell'unbundling è quella di impedire o limitare la sussidiatura incrociata che risulta più difficile da individuare quando non esiste una chiara separazione contabile tra le diverse attività di un'azienda. Un semplice esempio di sussidiatura incrociata è il seguente: un'impresa è presente in due segmenti di mercato diversi, nel primo opera come monopolista mentre nel secondo è presente un mercato concorrenziale. L'impresa potrebbe decidere di abbassare i prezzi nel mercato in concorrenza coprendo le perdite con un aumento di prezzi nel mercato monopolistico, in tal modo le aziende concorrenti nel secondo mercato ne uscirebbero danneggiate.

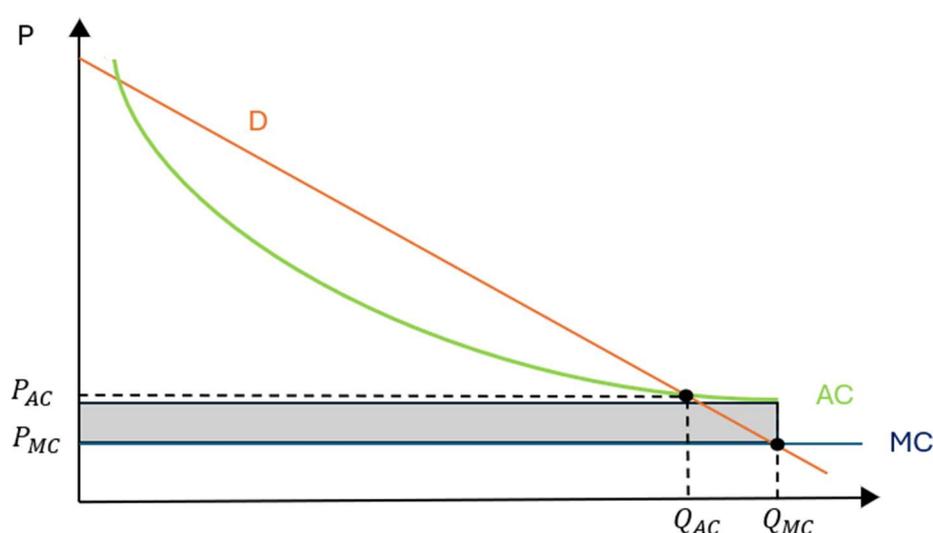
**Regolazione del prezzo:** questo strumento deve tenere in considerazione l'interesse di due attori: i consumatori che devono essere protetti dai prezzi monopolistici e le aziende che devono ottenere un adeguato ritorno per mantenere ed espandere le proprie infrastrutture. La sezione seguente (2.3.) si concentrerà sui diversi schemi di prezzo adottati dal regolatore e sulla loro evoluzione.

### 2.3. Evoluzione della regolazione del prezzo

Idealmente, la massimizzazione del benessere collettivo richiederebbe al regolatore di fissare i prezzi come

$$P = MC$$

Ossia Prezzo = Costo Marginale. Questa struttura di prezzi è chiamata “*Soluzione di First Best*”. Tale soluzione non è tuttavia facilmente applicabile in quanto può prevedere la presenza di trasferimenti statali all'azienda per evitare che essa vada in perdita (non è infatti detto che la soluzione di First Best sia ottima per l'azienda, in alcuni casi può infatti comportare un profitto negativo per la stessa). La *Figura 7* evidenzia l'entità del trasferimento statale necessario che risulta essere pari a  $(P_{AC} - P_{MC}) * Q_{MC}$  (AC = costo medio e MC = costo marginale)



*Figura 7 – Il grafico mostra il trasferimento statale necessario (area grigia) a rendere fattibile l'equilibrio di mercato con  $P=MC$  che corrisponde ad una quantità  $Q_{MC}$  – Fonte: Elaborazione propria*

Alternativamente alla soluzione di first best, il regolatore può fissare i prezzi secondo una “*Soluzione di Second Best*”. Nel caso di un’azienda monoprodotto questo implica fissare il prezzo come

$$P = AC$$

Ossia come Prezzo = Costo medio, questo garantisce che l’impresa non vada mai in perdita. Nel caso di azienda multiprodotto, invece, la necessità di tenere conto delle diverse elasticità della domanda degli  $n$  prodotti (driver del potere di mercato monopolistico) rende necessario regolare i prezzi secondo la regola di Ramsey-Boiteaux, ossia

$$\frac{P_i - MC_i}{P_i} = \frac{\lambda}{1 + \lambda} * \frac{1}{E_i}$$

Dove  $i \in (1, n)$  indica l’ $i$ -esimo prodotto,  $E_i$  l’elasticità al prezzo del prodotto  $i$ ,  $\lambda$  è il numero di Ramsey, la cui grandezza è inversamente proporzionale all’efficienza del sistema fiscale del paese ( $\lambda \sim 0.2 \rightarrow$  *efficiente*,  $\lambda \sim 1.2 \rightarrow$  *disastroso*) (Church and Ware, 2000).

Nella realtà, l’applicazione delle soluzioni di first e second best si scontra con diverse complicazioni, quali i vincoli di bilancio o la difficoltà nell’imputazione delle voci di costo ad un certo prodotto; la restante parte di questa sezione si concentrerà quindi sulle tecniche che sono state effettivamente applicate dai regolatori e la loro evoluzione nel tempo.

**Rate Of Return:** un primo metodo di definizione dei prezzi è il ROR (Rate of return). Secondo questo schema di prezzo il regolatore riconosce all’azienda un prezzo tale da poter coprire i costi operativi e garantire un extra-profitto sul capitale (il ROR è stato utilizzato in Italia fino al 1996).

Un semplice modello del ROR è il seguente (Church and Ware, 2000): Si supponga che l’impresa abbia due input, capitale ( $K$ ) e lavoro ( $L$ ). L’azienda vende  $Q$  unità del

suo prodotto/servizio al prezzo  $P$ . Definiti  $w$  costo del lavoro e  $r$  costo del capitale, il profitto generato dall'impresa sarà:

$$\pi = PQ - wL - rK$$

Il vincolo ROR è il seguente

$$s \geq \frac{PQ - wL}{K}$$

Dove  $s$  è il ROR concesso mentre a destra della disuguaglianza troviamo il ROR effettivamente realizzato. In questo caso  $PQ - wL$  è il margine operativo lordo con cui occorre rimborsare i costi di investimento (CAPEX) e rimborsare gli azionisti,  $wL$  può essere visto come costi operativi variabili VC (OPEX). Per cui il regolatore fisserà i ricavi totali in modo che

$$PQ = sK + wL$$

Il ROR presenta alcuni aspetti positivi:

- Garantisce l'integrità finanziaria delle aziende regolate
- Non incentiva una riduzione della qualità in quanto tutti gli investimenti (CAPEX) vengono adeguatamente remunerati

Ma anche aspetti critici (che hanno determinato il suo abbandono a favore di schemi regolatori più efficienti):

- Tendenza a sovra-investire
- Non stimola l'efficienza produttiva (mancanza di incentivo a ridurre i costi)

**Price Cap:** una misura alternativa al ROR per regolare i prezzi è il meccanismo Price Cap che prevede di fissare, per un certo periodo (la cui lunghezza può variare da Paese a Paese), i prezzi di un'impresa che opera in un monopolio naturale. Il Price Cap tiene in considerazione la stima dei costi che l'azienda sosterrà, introducendo un obiettivo di efficienza (riduzione dei costi) che consente all'azienda che raggiunge

tale obiettivo di ottenere profitti maggiori. Il Price Cap tiene anche conto della variazione dei tassi di inflazione (fenomeno esogeno al controllo dell'impresa).

Un semplice modello del Price Cap è il seguente:

$$P_{t+1} = (1 + RPI_t - X)P_t$$

Dove  $P_t$  è il prezzo del bene/servizio al periodo  $t$ ,  $RPI_t$  (Retail Price Index) tiene conto dell'inflazione in quel periodo e  $X$  è la crescita stimata della produttività. Con questo meccanismo l'azienda è incentivata a ridurre i costi in maniera maggiore di quella stimata dal regolatore ("Beat the X") per garantirsi degli extra profitti.

**Revenue Cap:** se ci troviamo in un contesto multi-prodotto/servizio, allora il regolatore può fissare i ricavi per un paniere di prodotti (Revenue Cap) e l'impresa può aggiustare i singoli prezzi a patto che rispettino il vincolo (Church and Ware, 2000):

$$\sum_{i=1}^n p_i^{t+1} q_i^t \leq \left( \sum_{i=1}^n p_i^t q_i^t \right) [1 + RPI^t - X]$$

Dove  $i \in (1, n)$  è l'indice che rappresenta i diversi prodotti/servizi. Date le  $n$  quantità note  $q_i^t$  al periodo  $t$ , si fissano gli  $n$  prezzi  $p_i^{t+1}$  al periodo successivo  $t + 1$  tali che la somma dei ricavi previsti (utilizzando le quantità note dell'anno  $t$ ) non ecceda la somma dei ricavi al periodo  $t$  moltiplicata per il fattore  $[1 + RPI^t - X]$  la cui struttura è analoga al modello con singolo prodotto.

Un aspetto positivo del Price/Revenue Cap è che spinge l'azienda a ridurre i costi operativi per migliorare l'efficienza; d'altro canto, questo potrebbe portare ad una riduzione della qualità del servizio. È inoltre da segnalare come la lunghezza del periodo (lag regolatorio) sia cruciale: se troppo corta, infatti, l'azienda potrebbe non trarne alcun beneficio.

Un'ulteriore criticità del Price Cap deriva dal fatto che l'impresa regolata è incentivata a tagliare i costi nel minor tempo possibile per beneficiare da subito dei potenziali risparmi. Questo focus sul breve termine si scontra con la possibilità di

effettuare investimenti di lungo periodo, per i quali il periodo di recupero eccede la durata del Price Cap (Cambini et al., 2020b). Con riferimento all'argomento di questa Tesi va sottolineato come larga parte degli investimenti per le tecnologie abilitanti ESI richiedono ingenti investimenti iniziali e prevedono un risparmio dovuto all'efficienza che si manifesta solo nel lungo periodo.

Per far fronte a questo potenziale disincentivo ad investire in innovazione i regolatori hanno adottato un approccio differente che prevede di trattare in modo differente le spese operative (OPEX) e per quelle di capitale (CAPEX). L'idea è quella di riconoscere un tasso di ritorno corrispondente al costo medio ponderato del capitale (WACC = Weighted Average Cost of Capital) sulle spese di capitale che sono contabilizzate nella RAB (Regulatory Asset Base). Un modello di base per il calcolo del WACC è il seguente:

$$r_{WACC} = \frac{E}{E + D} * r_E + \frac{D}{E + D} * r_D * (1 - \tau)$$

Dove

- $E$  (Equity) rappresenta il valore di mercato del capitale proprio.
- $D$  (Debt) rappresenta il valore di mercato del debito totale.
- $r_D$  rappresenta il costo del capitale di debito
- $r_E$  rappresenta il costo del capitale proprio
- $\tau$  rappresenta l'aliquota fiscale

Il valore di  $r_E$  è ricavabile applicando il modello del CAPM (Capital Asset Pricing Model) (Hillier et al., 2016)

$$r_E = r_F + \beta * (r_M - r_F)$$

Dove

- $r_F$  rappresenta il tasso di rendimento “risk free” associato a strumenti finanziari con un rischio tendente allo zero (di solito si usa il tasso di rendimento dei titoli pubblici a 10 anni)
- $r_M$  rappresenta il rendimento medio di mercato
- $\beta$  rappresenta una misura della rischiosità dell’investimento rispetto al rendimento di mercato
- $r_M - r_F$  rappresenta il premio per il rischio di mercato (MRP = market risk premium)

Il calcolo del  $\beta_i$  per una certa attività  $i$  si esegue come

$$\beta_i = \frac{Cov(r_i, r_m)}{\sigma^2(r_m)}$$

Dove a numeratore è presente la covarianza tra il rendimento dell’attività  $i$  e il rendimento di mercato mentre a denominatore la varianza del rendimento di mercato. La formula del calcolo del WACC vista poco fa è una versione semplificata di quella che viene effettivamente utilizzata. Ad esempio, per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito (reale) per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027, Arera fornisce la seguente formula: sia  $s \in N$  uno degli  $N$  settori (in **grassetto** le differenze rispetto alla formula semplificata)

$$WACC_{pre-tax,s}^{real} = r_{E,s}^{real} * \frac{1 - g_s}{\mathbf{1 - T}} + r_{D,s}^{real} * \frac{g_s}{\mathbf{1 - T}} * (1 - \tau) + F_s$$

Dove

- $g_s = \frac{D}{D+E}$
- $T$  è l’aliquota di incidenza teorica delle imposte sul risultato di esercizio
- $F_s$  è il fattore correttivo che consente la copertura delle imposte sui profitti nominali per ciascun servizio infrastrutturale  $s$ .

Si noti che si tratta di un WACC pre-tax in quanto il calcolo della base imponibile che varia da settore a settore rende inadeguata la formula vista in precedenza.

Per esempio, dati i seguenti dati riferiti alla trasmissione dell'energia elettrica 2024 (ARERA, 2021)

- $r_E = 6.08\%$
- $r_D = 1.64\%$
- $F = 0.65\%$
- $g = 0.5$
- $T = 29.5\%$
- $\tau = 24\%$

$$WACC = 6.08\% * \frac{0.5}{(1 - 0.295)} + 1,64\% * \frac{0.5}{(1 - 0.295)} * (1 - 0.24) + 0.65\% = 5.84\%$$

La *Tabella 2* offre una panoramica dei tassi WACC per il settore elettrico e del gas in Italia negli anni 2022-2024:

Settore	WACC 2022	WACC 2023	WACC 2024
Trasporto gas	5.1%	5.1%	5.9%
Stoccaggio gas	6.0%	6.0%	6.6%
Rigassificazione	6.1%	6.1%	6.7%
Distribuzione e misura gas	5.6%	5.6%	6.5%
Trasmissione energia elettrica	5.0%	5.0%	5.8%
Distribuzione e misura elettrica	5.2%	5.2%	6%

*Tabella 2- Dati Arera sui WACC nei settori Gas ed Elettrico – Fonte: elaborazione propria*

Utilizzando il WACC corrispondente al segmento del settore in questione è possibile calcolare i ricavi come

$$Ricavi = E(OPEX) + Ammortamento + r_{WACC} * (RAB)$$

Dove  $E(OPEX)$  è il valore atteso (Expected) delle spese operative per il periodo di regolazione dei ricavi. La determinazione della RAB deve tener conto degli investimenti in asset necessari per l'erogazione del servizio sottoposto a regolazione

ma anche del capitale circolante netto. Uno schema di base per la determinazione della RAB è il seguente:

$$RAB_{attuale} = RAB_{precedente} + I - A - C \pm \Delta CCN \pm \Delta CP$$

Dove

- I rappresenta gli investimenti
- A rappresenta l'ammortamento
- C rappresenta la cessione di asset
- $\Delta CCN$  rappresenta la variazione del capitale circolante netto
- $\Delta CP$  rappresenta la variazione di capitale (e.g. conferimento di capitale)

Questo metodo di calcolo dei ricavi ha il pregio di garantire un ritorno certo sul capitale di investimento che sia proporzionato al livello di rischio dell'attività e alla variazione dei tassi di interesse (il calcolo del WACC tiene conto del tasso "risk free").

A fronte di questi aspetti positivi, tuttavia, legare la remunerazione del capitale alla sola RAB rischia di far sorgere un "CAPEX-bias" (distorsione sulle spese di capitale). Tale distorsione avviene quando, sebbene sia più efficiente concentrare la spesa per gli OPEX (Come discusso nel Capitolo 1. l'implementazione delle tecnologie innovative abilitanti ESI porterebbe ad un aumento delle spese operative per la gestione della Smart Grid e dei flussi bidirezionali di energia), il regolatore fissa degli incentivi che portano a preferire soluzioni capital intensive (CAPEX).

In un mercato competitivo non soggetto a regolamentazione, non sarebbe razionale aspettarsi una distorsione verso il CAPEX poiché le imprese tenderebbero a selezionare la soluzione di costo minimo. Tuttavia, in un mercato regolato, il WACC riconosciuto alle imprese potrebbe essere maggiore del reale costo del capitale, causando uno sbilanciamento inefficace degli investimenti verso le spese CAPEX. Un ulteriore punto di vista sulla questione è il seguente: in un mercato competitivo, i costi sostenuti dalle imprese non sono direttamente correlati ai ricavi ottenuti; quindi, è nell'interesse delle imprese ridurre tali costi, trattando OPEX e CAPEX allo stesso modo e cercando la soluzione più efficiente. Tuttavia, questo non si applica più nel

caso di un'impresa regolata dove, a causa della diversa remunerazione delle diverse categorie di costo riconosciute dal regolatore, l'impresa potrebbe optare per soluzioni tecnologiche sub-ottimali pur di massimizzare i ricavi concessi (Von Bebenburg et al., 2023).

Formalmente, l'esistenza del Capex-bias può essere spiegata tramite il seguente modello (Brunekreeft and Rammerstorfer, 2021), che si basa sull'assunzione che le spese OPEX comportino un rischio maggiore di quelle CAPEX in quanto un loro improvviso aumento all'interno del periodo regolatorio non sarebbe remunerato dai ricavi che si basano sugli OPEX attesi.

Assunzioni:

- $OPEX = wL$  ( $w$  costo del lavoro)
- $CAPEX = (r + \beta)K$  ( $r$  tasso risk free e  $\beta$  market risk premium)
- $w$  e  $r$  sono dati (il regolatore e l'impresa non possono influenzarli)
- $CAPEX$  e  $OPEX$  sono sostituti
- Il rischio dell'impresa è rappresentato dal  $\beta$ ,  $\beta = \beta(L, K)$
- $\frac{\partial \beta}{\partial L} > 0$
- Il rischio degli  $OPEX$  è maggiore rispetto a quello dei  $CAPEX$  ( $\frac{\partial \beta}{\partial L} > \frac{\partial \beta}{\partial K}$ )

Si definiscono i ricavi dell'impresa come funzione della funzione di produzione dell'impresa

$$R = R(f(K, L))$$

I ricavi sono funzione positiva della funzione di produzione

$$\frac{\partial R}{\partial f} > 0$$

La funzione di produzione è funzione positiva di capitale e lavoro

$$\frac{\partial f}{\partial K} > 0 \quad , \quad \frac{\partial f}{\partial L} > 0$$

I costi dell'impresa sono definiti come

$$C(L, K) = wL + (r + \beta(L, K))K$$

E i profitti saranno

$$\pi(L, K) = R(f(L, K)) - C(L, K)$$

Il regolatore impone il seguente vincolo sulla remunerazione del capitale

$$R(f(L, K)) - wL \leq sK$$

$s$  è il ritorno del capitale fissato dal regolatore

Per determinare la massimizzazione del profitto si costruisce la lagrangiana

$$\mathcal{L}(L, K, \lambda) = R(f(L, K)) - wL - (r + \beta(L, K))K - \lambda[R(f(L, K)) - wL - sK]$$

Le cui condizioni del prim'ordine sono

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial L} = \frac{\partial R}{\partial f} \frac{\partial f}{\partial L} - w - \frac{\partial \beta}{\partial L} K - \lambda \left[ \frac{\partial R}{\partial f} \frac{\partial f}{\partial L} - w \right] = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial K} = \frac{\partial R}{\partial f} \frac{\partial f}{\partial K} - (r + \beta) - \frac{\partial \beta}{\partial K} K - \lambda \left[ \frac{\partial R}{\partial f} \frac{\partial f}{\partial K} - s \right] = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = R(f(L, K)) - wL - sK = 0 \end{cases}$$

Da cui, imponendole uguali a zero, si ricava che

$$\frac{\left(\frac{\partial f}{\partial K}\right)}{\left(\frac{\partial f}{\partial L}\right)} = \frac{(r + \beta) + \left(\frac{1}{1-\lambda}\right) \frac{\partial \beta}{\partial K} K - \left(\frac{\lambda}{1-\lambda}\right) (s - (r + \beta))}{w + \left(\frac{1}{1-\lambda}\right) \frac{\partial \beta}{\partial L} * K}$$

Ci si pone nel caso in cui non è presente alcuna regolazione, per cui il vincolo non è più presente e  $\lambda = 0$ , l'equilibrio "non distorto" in questo caso diventa

$$\frac{\left(\frac{\partial f}{\partial K^*}\right)}{\left(\frac{\partial f}{\partial L^*}\right)} = \frac{(r + \beta^*) + \frac{\partial \beta}{\partial K^*} K^*}{w + \frac{\partial \beta}{\partial L^*} K^*}$$

Per ottenere l'equilibrio di lungo periodo "distorto" assumiamo che il regolatore ponga un vincolo tale che  $s = r + \beta$ . Da ciò deriva l'equilibrio

$$\frac{\left(\frac{\partial f}{\partial K^D}\right)}{\left(\frac{\partial f}{\partial L^D}\right)} = \frac{(r + \beta^D) + \left(\frac{1}{1-\lambda}\right) \frac{\partial \beta}{\partial K^D} K^D}{w + \left(\frac{1}{1-\lambda}\right) \frac{\partial \beta}{\partial L^D} K^D}$$

Si dimostra che, se il rischio degli OPEX è sufficientemente elevato (relativamente al rischio del CAPEX), vale la seguente

$$\frac{\left(\frac{\partial f}{\partial K^D}\right)}{\left(\frac{\partial f}{\partial L^D}\right)} < \frac{\left(\frac{\partial f}{\partial K^*}\right)}{\left(\frac{\partial f}{\partial L^*}\right)} \rightarrow \frac{K^D}{L^D} > \frac{K^*}{L^*}$$

Ossia la regolazione introduce un bias nella proporzione delle spese CAPEX/OPEX che risulta in un eccessivo impiego di CAPEX rispetto al caso senza regolazione.

Per provare a correggere queste distorsioni negli incentivi di investimento, i regolatori hanno elaborato degli approcci innovativi: in particolare, la prossima sezione prenderà in esame alcuni di quelli che sono stati adottati a livello europeo negli ultimi anni.

## 2.4. Approccio TOTEX e regolazione output-based

**Approccio TOTEX:** la necessità di superare un modello di sviluppo del settore energetico basato su ingenti investimenti di capitale (adeguatamente remunerati) e su spese operative di gestione (OPEX) sulle quali non è riconosciuto alcun margine, unita al fatto che la natura stessa delle tecnologie innovative per l'integrazione energetica e la sostenibilità ambientale comporta una maggiore frazione di spese operative sulle spese totali, ha portato a riconsiderare la distinzione di remunerazione che esiste fra OPEX e CAPEX. L'idea dell'approccio TOTEX (Total expenditures) è quella di considerare i costi totali e su questi riconoscere una parte (fast money) che viene remunerata nell'anno in cui ci si aspetta che sarà sostenuta mentre il resto (slow money) viene aggiunto alla RAB (Cambini et al., 2020b). Il seguente modello utilizza l'approccio TOTEX, mostrando come esso vada a risolvere il problema del CAPEX-bias.

**Modello FOCs:** il modello FOCs (Fixed-OPEX-CAPEX-share) prevede che una quota  $\alpha$  del TOTEX sia capitalizzata nella RAB (quasi-CAPEX) mentre la restante  $1 - \alpha$  sia subito rimborsata (quasi-OPEX). La Figura 8 schematizza la scomposizione di costo del FOCs

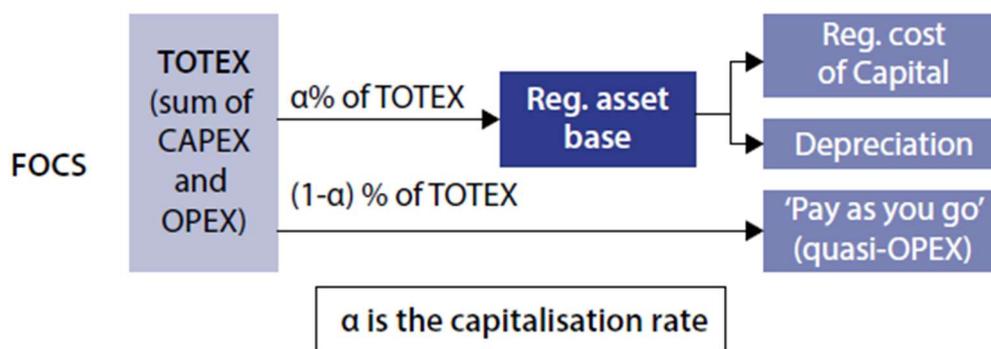


Figura 8 – Modello FOCs per la capitalizzazione di una quota  $\alpha$  del TOTEX – Fonte (Von Bebenburg et al., 2023)

Similmente a quanto visto con il modello precedente sul CAPEX-bias è possibile definire la soluzione di ottimo: (La notazione è coerente con il modello precedente)

Si definiscono i costi dell'impresa come:

$$C(L, K) = wL + (r + \beta(L, K))K = (1 - \alpha)C(L, K) + \alpha C(L, K)$$

Si definisce  $\mu$  il mark-up concesso dal regolatore sul quasi-CAPEX, il vincolo di regolazione diventa

$$R(f(K, L)) \leq (1 - \alpha)C(L, K) + \mu\alpha C(L, K)$$

In modo analogo a quanto visto con il modello del CAPEX-bias si costruisce la lagrangiana

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(L, K, \lambda) = & R(f(L, K)) - wL - (r + \beta(L, K))K - \lambda[Rf(L, K) \\ & - (1 - \alpha + \mu\alpha)C(L, K)] \end{aligned}$$

Si derivano poi le condizioni di prim'ordine e le si impongono uguali a 0

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial L} = \frac{\partial R}{\partial f} * \frac{\partial f}{\partial L} - \left( w + \frac{\partial \beta}{\partial L} K \right) - \lambda \left[ \frac{\partial R}{\partial f} * \frac{\partial f}{\partial L} - (1 - \alpha + \mu\alpha) \left( w + \frac{\partial \beta}{\partial L} K \right) \right] = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial K} = \frac{\partial R}{\partial f} * \frac{\partial f}{\partial K} - \left( (r + \beta) + \frac{\partial \beta}{\partial K} K \right) - \lambda \left[ \frac{\partial R}{\partial f} * \frac{\partial f}{\partial K} - (1 - \alpha + \mu\alpha) \left( (r + \beta) + \frac{\partial \beta}{\partial K} K \right) \right] = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = R(f(L, K)) - (1 - \alpha + \mu\alpha)C(L, K) = 0 \end{array} \right.$$

dalle quali cui si ottiene che all'ottimo

$$\frac{\left( \frac{\partial f}{\partial K^F} \right)}{\left( \frac{\partial f}{\partial L^F} \right)} = \frac{(r + \beta^F) + \frac{\partial \beta}{\partial K^F} K^F}{w + \frac{\partial \beta}{\partial L^F} K^F}$$

(F denota la soluzione FOCs)

Questo risultato coincide con il risultato ottenuto nel modello del CAPEX-bias assumendo l'assenza di regolazione e dunque l'assenza di distorsione. Quindi

l'approccio FOCs non introduce distorsione nell'utilizzo del CAPEX ([Brunekreeft and Rammerstorfer, 2021](#)).

**Regolazione basata sugli output:** i modelli per la definizione dei prezzi/ricavi viste in precedenza sono tutti basati su due fattori: gli input (OPEX & CAPEX) e gli obiettivi di efficienza. Le necessità connesse all'innovazione richiederebbero invece che gli incentivi alle aziende fossero legati a degli output in grado di misurare la performance dell'impresa sotto aspetti differenti dal solo risparmio economico di breve periodo, quali ad esempio:

- Affidabilità della rete
- Impatto ambientale
- Capacità di connettere la generazione distribuita

Inoltre, è da considerare come tra regolatore ed aziende esista un'asimmetria informativa: infatti, sono le aziende ad essere meglio posizionate per sapere quale tecnologia sia più efficiente al fine di raggiungere uno specifico output. Uno dei vantaggi dell'approccio output-based è proprio quello di delegare alle aziende la scelta degli input (che sarà razionalmente quella più efficiente), mettendo come vincolo il raggiungimento di alcuni output misurabili dal regolatore. Oltre a questo, la presenza di una minimizzazione dei costi vincolata al raggiungimento di alcuni output garantisce che l'impresa sostenga spese in innovazione che non sosterebbe in un'ottica di una pura minimizzazione dei costi ([Cambini et al., 2014](#)).

## **2.5. Il modello inglese RIIO**

### **RIIO-1**

Il primo paese ad aver messo in pratica l'approccio TOTEX unitamente alla regolazione output-based è stato il Regno Unito, la cui autorità di regolazione Ofgem ha introdotto nel 2010 un nuovo framework regolatorio chiamato RIIO, abbandonando il modello RPI-X (Retail Price Index minus X; si trattava di un modello del tipo Price Cap con un periodo regolatorio di 5 anni). Il quadro regolatorio

RIIO (Ricavi = Incentivi + Innovazione + Output) è stato applicato alla revisione dei prezzi per la trasmissione e distribuzione del gas e dell'energia elettrica.

La seguente analisi del modello RIIO-1 è tratta da (Eskesen, 2018).

Il RIIO-1 si basa sull'interazione tra regolatore e compagnie regolate, in particolare sull'utilizzo dei business plan di tali aziende per il calcolo dei ricavi concessi nel periodo regolatorio.

L'azienda regolata deve:

- Illustrare come è stato sviluppato il Business Plan e come sono stati coinvolti gli stakeholder in tale processo
- Spiegare come intende fornire gli output richiesti dal regolatore
- Prevedere costi e volumi associati a tali output, valutando differenti scenari di previsione in base al livello di diffusione delle tecnologie a bassa emissione di carbonio
- Fornire le proprie proposte circa:
  - o Ricavi consentiti → [Costo del capitale]
  - o Evoluzione del Regulatory Asset Value (RAV) → [Tasso di capitalizzazione, Ammortamento]
- Fornire una strategia per lo sviluppo dell'innovazione

La stesura del Business Plan è critica per l'azienda, in quanto il suo livello di qualità determina il livello di controllo da parte del regolatore a cui sarà soggetta l'azienda nel periodo regolatorio.

Un punto chiave del RIIO è la definizione degli output. Questi ultimi sono stati classificati da Ofgem in sei categorie:

- Soddisfazione del cliente
- Affidabilità e Disponibilità della rete
- Sicurezza
- Condizioni di connessione
- Impatto ambientale
- Obbligazioni sociali

Per ogni categoria Ofgem ha individuato una serie di output primari: tali output devono essere controllabili, misurabili e comparabili nel tempo e tra aziende diverse. Al fine di evitare che le aziende si concentrino sul raggiungimento degli output primari con il minimo costo (spesso a spese di misure di lungo periodo che avrebbero il potenziale per ridurre i costi nei periodi successivi) Ofgem ha introdotto dei deliverable secondari che permettono di far rientrare nel periodo attuale dei costi che saranno utili al raggiungimento di output primari nel periodo successivo.

**Calcolo dei ricavi:** la definizione dei ricavi per l'azienda necessita dei seguenti elementi:

- Tasso di Rendimento sul RAV (WACC)
- Tasso di ammortamento, basato sulla vita economica attesa degli asset
- Premio fiscale
- Tasso di capitalizzazione = percentuale fissa del TOTEX che viene capitalizzata nella RAV (“slow money”)

La Figura 9 riassume gli elementi costitutivi del modello RIIO

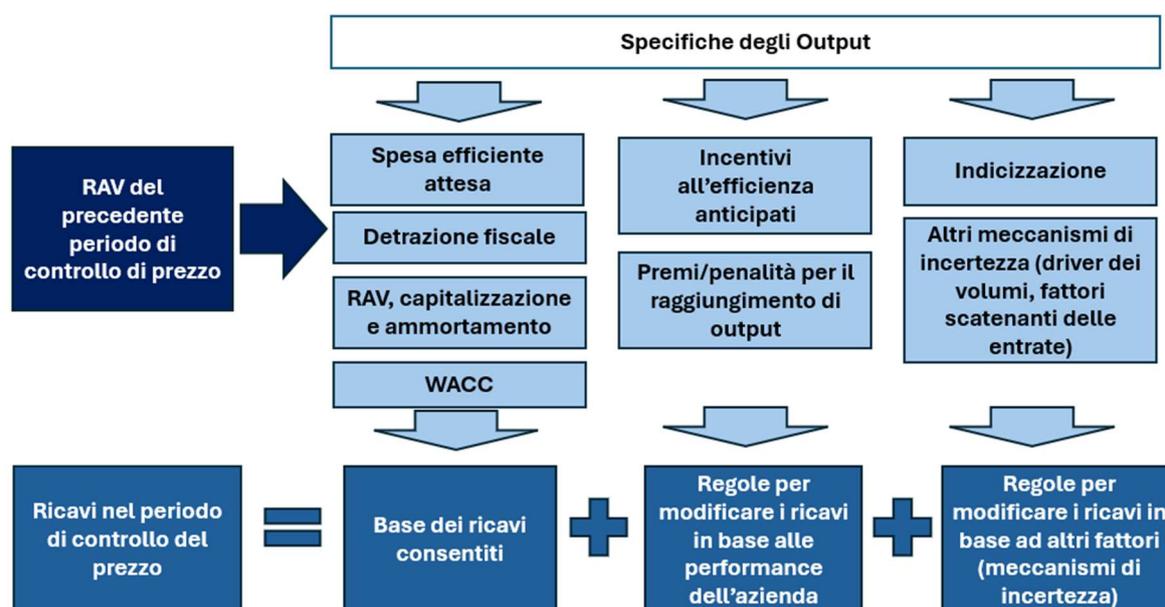


Figura 9 – Elementi costitutivi del modello RIIO – Fonte: traduzione e rielaborazione di figura presente in (Eskesen, 2018)

La base dei ricavi consentiti (determinata prima del periodo regolatorio) si ricava come

$$Base\ ricavi = Ritorno\ sugli\ asset + fast\ money + ammortamento + tasse$$

Dove

$$\text{Ritorno sugli asset} = RAV * WACC$$

$$\text{Fast money} = (1 - \text{tasso di capitalizzazione}) * TOTEX$$

I meccanismi di incertezza servono per tenere conto di eventi non prevedibili e fuori dal controllo di Ofgem come, ad esempio, l'inflazione o un aumento del costo del debito. Gli incentivi di output sono riconosciuti dopo un periodo di due anni.

Gli incentivi all'efficienza del RIIO-1 si basano sull'IQI (Information Quality Incentive), un meccanismo nato per contrastare l'informazione asimmetrica tra azienda e regolatore; nell'ambito della compilazione del business plan, l'azienda potrebbe infatti avere convenienza a "gonfiare" i costi per vedersi garantiti maggiori ricavi. L'IQI premia le aziende che compilano dei BP che differiscono poco da quello stimato da Ofgem che viene usato come benchmark di efficienza. Il premio si traduce in un maggiore "fattore di condivisione" (anche detto tasso di incentivo all'efficienza) che stabilisce come gli eventuali risparmi/extra costi derivanti da un raggiungimento degli output con un costo minore/maggiore del previsto siano suddivisi tra aziende e consumatori. Per esempio, se il fattore è 40%, ogni 100£ risparmiate:

- 40£ andranno all'azienda
- 60£ andranno ai consumatori (tramite riduzione delle tariffe)

È inoltre riconosciuto un certo ritorno addizionale che dipende anch'esso dall'accuratezza della previsione dei costi.

Un esempio di applicazione del meccanismo IQI è illustrato nella *Tabella 3* che contiene la matrice IQI utilizzata per il RIIO-ED1 (distribuzione elettrica).

In questo caso viene valutato il rapporto tra le spese stimate dall'azienda di distribuzione elettrica e la stima di Ofgem (Ratio DSO/NRA estimation): ad ogni rapporto corrisponde un coefficiente di incentivo all'efficienza (fattore di condivisione) (blu in tabella) ed un ulteriore ritorno addizionale (rosso).

Ratio DSO/NRA estimation	0.90	0.95	1.00	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25	1.30	
"Admissible" expenditures	97.50	98.75	100.00	101.25	102.50	103.75	105.00	106.25	107.50	
Efficiency Incentive coeff.	65.00%	63.00%	60.00%	58.00%	55.00%	53.00%	50.00%	48.00%	45.00%	
Additional Income	3.08	2.40	1.70	0.90	0.10	-0.80	-1.80	-2.85	-3.90	
<hr/>										
Expenditure estimation (NRA)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Expenditure estimation (DSO)	90	95	100	105	110	115	120	125	130	
Actual expenditure	90	7.96	7.91	7.70	7.43	6.98	6.49	5.70	4.95	3.98
	95	4.71	4.76	4.70	4.53	4.23	3.84	3.20	2.55	1.73
	100	1.46	1.61	1.70	1.63	1.48	1.19	0.70	0.15	-0.53
	105	-1.80	-1.54	-1.30	-1.28	-1.28	-1.46	-1.80	-2.25	-2.78
	110	-5.05	-4.69	-4.30	-4.18	-4.03	-4.11	-4.30	-4.65	-5.03
	115	-8.30	-7.84	-7.30	-7.08	-6.78	-6.76	-6.80	-7.05	-7.28
	120	-11.55	-10.99	-10.30	-9.98	-9.53	-9.41	-9.30	-9.45	-9.53
	125	-14.80	-14.14	-13.30	-12.88	-12.28	-12.06	-11.80	-11.85	-11.78
	130	-18.05	-17.29	-16.30	-15.78	-15.03	-14.71	-14.30	-14.25	-14.03
	135	-21.30	-20.44	-19.30	-18.68	-17.78	-17.36	-16.80	-16.65	-16.28
	140	-24.55	-23.59	-22.30	-21.58	-20.53	-20.01	-19.30	-19.05	-18.53
	145	-27.80	-26.74	-25.30	-24.48	-23.28	-22.66	-21.80	-21.45	-20.78
	150	-31.05	-29.89	-28.30	-27.38	-26.03	-25.31	-24.30	-23.85	-23.03

Tabella 3 –Matrice IQI per il RIIO-ED1 – Fonte: (Bovera et al., 2020)

Per esempio, nel caso di rapporto 0.9, la spesa ammissibile viene fissata a 97.5, ottenuto come una media pesata 75-25 sulle stime di regolatore e azienda, seguendo una “regola di interpolazione” (interpolation rule):

$$97.5 = 75\% * 100 + 25\% * 90$$

dove 100 è la previsione del regolatore e 90 quella dell’azienda regolata.

Il fattore di condivisione è 65% e viene riconosciuto un ritorno addizionale di 3.08.

Se la spesa effettiva (actual expenditure) è 90, allora all’azienda viene riconosciuto

$$90 + payoff$$

Dove

$$Payoff = (spesa ammissibile - spesa effettiva) * 0.65 + 3.08$$

Che, nel caso di spesa effettiva = 90, diventa

$$Payoff = (97.5 - 90) * 0.65 + 3.08 = 7.955 \sim 7.96$$

per cui all’azienda vengono riconosciuti 97.96.

**Innovazione:** l'incentivo all'innovazione è garantito dalla presenza di “stimoli per l'innovazione”. Ogni stimolo all'innovazione è costituito da tre misure: NIA, NIC e IRM.

Il Network Innovation Allowance (NIA) è un aggiustamento annuale dei ricavi consentiti per le imprese di rete, che viene utilizzato per finanziare piccoli progetti di ricerca e sviluppo.

Il Network Innovation Competition (NIC) è una gara in cui alcuni progetti di sviluppo operati da TSO e DSO vengono selezionati e finanziati.

Diversamente dal NIA, il NIC è riservato a progetti destinati a portare benefici dal punto di vista ambientale.

L'Innovation Roll-out Mechanism (IRM) è un incentivo che prevede l'aggiustamento dei ricavi consentiti per finanziare l'avviamento di innovazioni sperimentali a patto che abbiano benefici ambientali ed economici per il consumatore (Cambini et al., 2020a).

#### **DA RIIO-1 A RIIO-2**

Nel 2021 il regolatore britannico ha introdotto il RIIO-2 apportando alcune modifiche al RIIO-1; il lavoro di (Jamasb, 2020) individua e contestualizza le seguenti principali modifiche:

Periodo Regulatorio: Nel RIIO-1, la scelta di un periodo regolatorio di 8 anni si basa sulla necessità di incentivare le imprese ad investire nella riduzione dei costi. Infatti, un lasso temporale di tale lunghezza consente alle aziende di sfruttare i guadagni in efficienza per un periodo abbastanza esteso. Tuttavia, questa scelta presenta anche degli svantaggi. In un contesto economico in continua evoluzione e con un'asimmetria informativa a favore delle aziende, il regolatore preferirebbe avere una maggiore flessibilità per poter aggiornare il quadro regolatorio con maggiore frequenza. Per questa ragione il periodo del RIIO-2 è stato ridotto a 5 anni.

Sostituzione dell'IQI (Information Quality Incentive) con il BPI (Business Plan Incentive): L'IQI non si è rivelata una misura adeguata, Ofgem ha infatti riscontrato che le società di rete hanno sistematicamente previsto fabbisogni di spesa superiori

ai costi effettivamente sostenuti; questo nonostante il fatto che, se le loro previsioni avessero rispecchiato in modo più accurato le spese reali, avrebbero ottenuto un ritorno maggiore grazie all'IQI (Ofgem, 2018a). L'analisi del meccanismo IQI così come è stato proposto nel RIIO-1 ha mostrato alcune criticità:

- La regola di interpolazione (interpolation rule) 75-25 potrebbe aver dato l'impressione che un'azienda che presenta una previsione più alta rispetto al benchmark di Ofgem possa beneficiarne ricevendo una spesa ammissibile gonfiata. In pratica, però, il meccanismo IQI compensa eventuali guadagni che le aziende potrebbero ottenere in questo modo. Ciò garantisce che le aziende traggano sempre vantaggio dalla presentazione di una previsione accurata. Per evitare tale confusione, tuttavia, la regola di interpolazione è stata rimossa nel RIIO-2.
- Un'ulteriore criticità è legata al fatto che la matrice dell'IQI per il RIIO-1 è stata definita con parametri troppo blandi, che hanno premiato anche le aziende che hanno presentato dei business plan distanti dalla loro reale performance di costo. A questo proposito sono state decise alcune misure correttive:
  - Modificare i parametri della matrice al fine di aumentare l'entità dei premi (penalità) per le aziende che presentano previsioni accurate (non accurate).
  - Diminuire il ritorno addizionale (che compone il payoff per le aziende insieme al termine moltiplicato per lo sharing factor) in modo più severo per le previsioni divergenti dal benchmark di Ofgem.
  - Pubblicare la matrice IQI prima della presentazione dei business plan (nel RIIO-1 era pubblicata ex-post) in modo che le aziende non debbano tener conto, nella loro stesura del business plan, dei potenziali benefici (svantaggi) derivanti da diversi scenari (e diversi parametri) della matrice. In particolare, di fronte all'incertezza sulla remunerazione dell'efficienza nel RIIO-1, le aziende potrebbero aver preferito tenere cautamente alto il livello dei costi previsti.

l'IQI, presente nel RIIO-1, viene così modificato e integrato nel BPI nel RIIO-2. Il BPI mira a ridurre l'asimmetria informativa tra aziende e regolatore, inducendole a rivelare informazioni consistenti con le loro reali previsioni di spesa tramite un meccanismo che non si basa più esclusivamente sugli scostamenti dalle previsioni di spesa (IQI di RIIO-1) ma premia/penalizza le aziende anche in base ad ulteriori fattori quali la qualità del business plan presentato.

La seguente descrizione del BPI è tratta da ([Ofgem, 2019](#)):

La valutazione dei business plan da parte del regolatore si basa su quattro fasi, le prime due si concentrano sulla qualità mentre le restanti due sui costi:

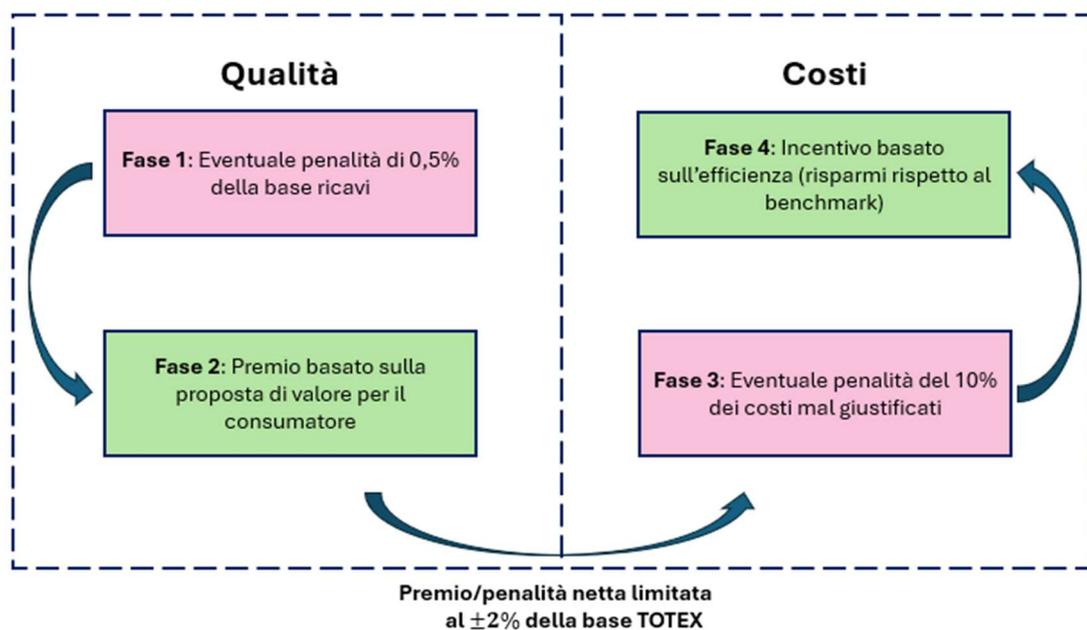
- **Fase 1 – Requisiti minimi:** consiste in una valutazione qualitativa dei business plan per verificare che contengano tutti i requisiti minimi stabiliti dal regolatore nella "Business Plan Guidance". Le aziende possono superare o fallire questa fase. In caso di fallimento, subiscono una penalità del 0.5% sulla base TOTEX consentita e non sono eleggibili per premi nelle fasi successive. Tuttavia, possono ancora essere soggette a ulteriori penalità nella Fase 3. I requisiti minimi sono sia generali, ossia applicabili a tutte le compagnie, sia specifici, cioè, richiesti per uno specifico mercato regolato (distribuzione o trasmissione, gas o elettricità).
- **Fase 2 – Proposta di valore per il consumatore:** consiste in una valutazione qualitativa del valore aggiunto che il business plan offre ai consumatori, l'azienda può ricevere un premio basato sulla qualità della sua proposta di valore per il consumatore.
- **Fase 3 – Penalità su costi mal giustificati:** consiste nella valutazione delle previsioni di costo incluse nei business plan. Ogni costo che il regolatore ritiene mal giustificato è soggetto a una penalità pari al 10% del valore del costo stesso.
- **Fase 4 – Premio all'efficienza:** questa fase è un'eredità diretta del meccanismo IQI e consiste in un premio riconosciuto alle aziende la cui previsione dei costi risulta minore rispetto al benchmark calcolato da Ofgem. Tale premio (come nell'IQI) è calcolato come il delta tra livello di costo benchmark e il costo presentato dall'azienda (se > 0) moltiplicato per il tasso

di incentivo all'efficienza (fattore di condivisione).

I premi/penalità riconosciuti a seguito di queste quattro fasi sono comunque limitati da un reward/penalty cap pari a  $\pm 2\%$  della base TOTEX consentita. La *Figura 10* schematizza il meccanismo BPI.

Riforma del NIA (Network Innovation Allowance): la struttura del NIA utilizzata nel RIIO-1 ha fatto sì che, più che per finanziare progetti di ricerca e sviluppo, sia stato usato per finanziare lavori di esercizio e manutenzione (Operation & Maintenance). Il NIA ha subito quindi alcuni cambiamenti strutturali:

- La misura è stata riservata a progetti di transizione energetica di lungo termine e per ridurre la vulnerabilità del consumatore.
- È stato inoltre richiesto un miglioramento dei reporting dei progetti e la dimostrazione che l'innovazione di successo venga diffusa all'interno del settore.



*Figura 10 – Le 4 fasi del meccanismo BPI – Fonte: traduzione e rielaborazione di tabella presente in (Ofgem, 2019)*

Incentivi al raggiungimento degli output: nel RIIO-1 gli obiettivi di output sono fissati ex-ante, cioè prima dell'inizio del periodo regolatori: ciò ha portato il regolatore a fissare cautamente gli obiettivi a livelli troppo bassi, facilmente

conseguiti dalle aziende regolate. Nel RIIO-2, invece, viene utilizzato un approccio dinamico, che consente al regolatore di cambiare (alzare o abbassare) gli obiettivi durante il periodo regolatorio in base alla performance relativa delle singole aziende.

Introduzione del RAM: (Return Adjustment Mechanism) è un meccanismo introdotto per proteggere investitori e consumatori da deviazioni significative nei rendimenti previsti all’inizio del periodo regolatorio (Ofgem, 2020). Nel periodo del RIIO-1, infatti, i rendimenti delle aziende regolate sono risultati superiori a quelli previsti; in alcuni casi questa “over-performance” è causata da innovazioni di successo e conseguente miglioramento dell’efficienza, ma in altri sembra dovuta a fattori esogeni rispetto alle aziende. Per questo RIIO-2 introduce delle soglie (treshold) che funzionano come upper e lower bound (simmetrici rispetto al rendimento atteso) e che definiscono i limiti oltre il quale Ofgem può “aggiustare” i rendimenti per non penalizzare troppo consumatori o aziende.

Le principali differenze tra RIIO-1 a RIIO-2 sono riassunti nella *Tabella 4*

	RIIO-1	RIIO-2	Motivazioni del cambiamento
Durata del lag regolatorio	8 anni	5 anni	Maggiore flessibilità del regolatore per gestire asimmetria informativa e mutamenti economici
Incentivi sul Business Plan	IQI	BPI (+/-2% ricavi)	IQI non si è rivelato uno strumento di incentivo adatto, le aziende hanno preferito beneficiare dell’asimmetria informativa con il regolatore
Riforma del NIA	NIA per piccoli progetti di R&D	NIA per progetti di transizione energetica di medio-lungo termine	Il NIA del RIIO-1 era usato per finanziare spese di esercizio e gestione al posto che per R&D
Incentivi al raggiungimento degli Ouput	Obiettivi definibili solo ex-ante	Obiettivi modificabili nel periodo regolatorio	Il regolatore fissava cautamente obiettivi poco ambiziosi
Introduzione del RAM	Assenza di soglie per la deviazione massima dal rendimento previsto	Introduzione del RAM con possibilità per il regolatore di “aggiustare” i rendimenti oltre certe soglie (massime e minime)	Questa misura serve a tutelare sia gli investitori che i consumatori, che si vedono tutelati da un’eccessiva volatilità di rendimenti rispetto a quelli previsti ex-ante dal regolatore

*Tabella 4 – Principali differenze tra RIIO-1 e RIIO-2 – Fonte: elaborazione propria*

## 2.6. Il modello italiano ROSS

Ad aprile 2024 ARERA ha introdotto un nuovo tipo di regolazione chiamata ROSS (Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio), che prevede un graduale superamento del precedente meccanismo di riconoscimento dei costi (Basato

sull'applicazione di un Price-Cap per i costi operativi e per una regolazione ROR sui costi di capitale) a favore di un modello integrato, con l'obiettivo di evitare sovra-investimenti e orientare correttamente le priorità di investimento nei settori del gas e dell'elettricità.

La prima fase consiste nell'implementazione del modello ROSS-base, le cui disposizioni sono state definite da ARERA in (ARERA, 2023). Il passo successivo consisterà nell'applicazione del ROSS-integrale.

La seguente descrizione verterà sulle caratteristiche del modello ROSS-base.

La struttura del modello ROSS-base condivide molti elementi con il modello inglese RIIO (sulla spunta del quale è stato costruito). La durata del periodo regolatorio è di quattro anni.

Il punto di partenza del modello è la determinazione della spesa riconosciuta alle aziende che è formata da due elementi principali

*Spesa riconosciuta = Spesa effettiva totale + Incentivo all'efficienza tot*

La spesa effettiva totale coincide con la somma delle spese OPEX e CAPEX effettive mentre l'incentivo all'efficienza totale è dato dalla seguente formula

$$\text{Incentivo all'efficienza tot} = (\text{Baseline} - \text{Spesa effettiva totale}) * S$$

Dove S è il coefficiente di Sharing (condivisione), per cui l'incentivo all'efficienza totale è determinato da due fattori:

- Il  $\Delta$  tra la Baseline (spesa di capitale prevista) e spesa effettiva ( $> 0$  se l'azienda spende meno del previsto)
- La quota parte di tale  $\Delta$  riconosciuta all'azienda (la restante parte va al consumatore)

La *Figura 11* fornisce una rappresentazione grafica di questi due fattori: il livello di costi riconosciuti diminuisce nel tempo per via del risparmio di efficienza stimato dal regolatore, i costi effettivi diminuiscono in modo maggiore rispetto a quelli riconosciuti determinando un "Outperformance" visualizzabile come l'area tra le due rette dei costi. Il surplus derivante da ciò viene diviso tra impresa e consumatore in base allo sharing factor.

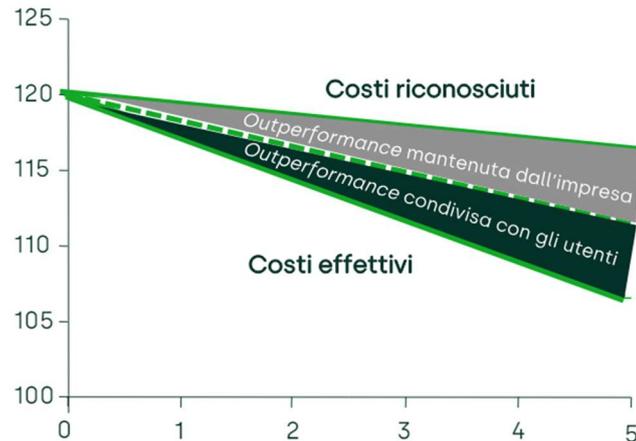


Figura 11 – Rappresentazione grafica dell'Incentivo all'efficienza totale – Fonte: 221011webinarROSS\_oxera

La determinazione della Baseline è fatta rivalutando all'anno  $t - 1$ , tramite deflatore, la spesa di capitale effettiva.

Il coefficiente di Sharing è basato sulla scelta effettuata dalle aziende da un menù con due opzioni di incentivo: SBP e SAP

#### SBP (opzione a basso potenziale di incentivo)

- nel primo anno il 100% delle maggiori/minori efficienze è a carico delle imprese
- nei tre anni successivi ( $t+1$ ,  $t+2$  e  $t+3$ ) il 50% delle maggiori/minori efficienze è a carico delle imprese
- X-factor (fattore di riduzione annuale dei costi operativi) = 0

#### SAP (opzione ad alto potenziale di incentivo)

- nel primo anno  $t$  il 100% delle maggiori/minori efficienze è a carico delle imprese
- nel periodo successivo (maggiore o uguale a tre anni) è lasciata alle imprese una percentuale (maggiore del 50%) delle maggiori/minori efficienze
- X-factor  $\geq 0$

La spesa riconosciuta è (similmente al modello RIIO) disaggregata come

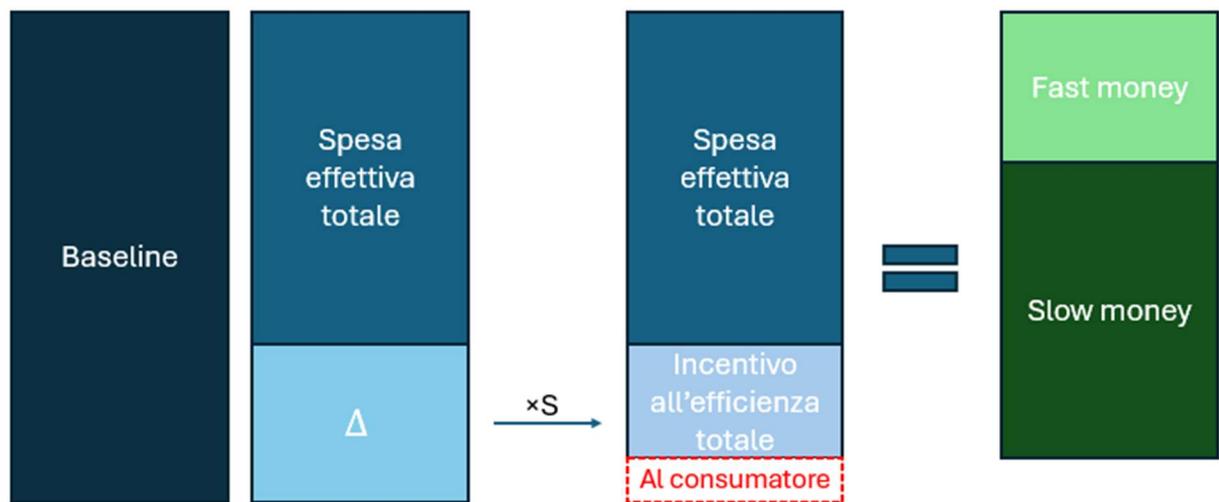
$$\text{Spesa riconosciuta} = \text{slow money} + \text{fast money}$$

La quota di fast money è pari ai costi operativi riconosciuti, la stima di tali costi è oggetto di un aggiornamento annuale basato su quattro fattori:

- Indice FOI (Indice dei prezzi al consumo per le Famiglie, Operai e Impiegati)
- Fattore X = tasso di riduzione annuale dei costi operativi (definito ex-ante)
- Fattore Y = costi per eventi imprevedibili ed eccezionali (ex-post)
- Fattore Z = costi per nuovi investimenti transizione energetica o variazioni del perimetro di attività

La quota di slow money va invece ad incrementare la RAB

La *Figura 12* riassume la struttura delle spese riconosciute dal modello ROSS



*Figura 12 – La struttura delle spese riconosciute dal modello ROSS – Fonte: elaborazione propria*

La remunerazione del capitale investito avviene tramite l'applicazione del costo ponderato del capitale WACC (la cui struttura è già stata approfondita nella sezione 2.3.) alla RAB.

I ricavi consentiti sono di conseguenza basati sulla struttura tipica dell'approccio TOTEX che riconosce una quota delle spese totali come fast money mentre la restante parte (slow money) viene aggiunta alla RAB.

#### **Similarità e differenze del modello italiano con quello inglese:**

- I due modelli appena descritti sono entrambi basati sull'approccio TOTEX, riconoscibile nella divisione tra fast e slow money delle spese sostenute durante l'anno.
- La durata del periodo regolatorio è molto simile (quattro per il ROSS e cinque per il RIIO-2).

- L'incentivo all'efficienza, guidato dal fattore di condivisione, è gestito diversamente: nel sistema britannico viene determinato dal regolatore mentre in quello italiano dipende dall'opzione (SBP o SAP) selezionata dall'azienda che determina l'andamento del fattore nei quattro anni.
- Entrambi i modelli tengono conto delle incertezze non controllabili dalle aziende regolate quali ad esempio la variazione dei tassi di inflazione ed eventi imprevedibili.
- Il modello inglese coinvolge maggiormente le aziende nel processo di definizione dei ricavi consentiti tramite la valutazione dei Business Plan proposti dalle aziende, il modello italiano punta a coinvolgere similmente le aziende in futuro mediante la realizzazione dell'approccio ROSS-integrale (non ancora avvenuta).
- Lo stesso vale per i meccanismi di qualità e output-based presenti nel RIIO che saranno introdotti nel modello italiano con il ROSS-integrale.

## **2.7. Sperimentazione regolatoria: i casi di Ofgem e Arera**

Gli esperimenti regolatori, generalmente noti come “Regulatory sandbox” consistono nel sollevare o allentare gli obblighi regolatori per un periodo di tempo limitato e in contesti circoscritti. Queste misure sono spesso applicate in progetti pilota per valutare l'impatto di una tecnologia innovativa e sperimentare nuovi modelli di business (Cambini, 2021). I regulatory sandbox sono una buona soluzione quando la regolazione non riesce a stare al passo con la tecnologia; inoltre, stimolano l'innovazione tecnologica e funzionano come esperimenti limitati nel tempo e nello spazio da tenere in considerazione per un futuro adeguamento del quadro regolatorio. A livello europeo, le autorità di regolazione inglese ed italiana sono state storicamente precursori di questo tipo di sperimentazione regolatoria, testando strumenti diversi come: indennità per ricerca e sviluppo, fondi ad-hoc, dimostrazioni e proof of concept, progetti pilota e sandbox regolatori.

Il lavoro di (Bovera and Lo Schiavo, 2022) discute e mette a confronto gli approcci di Ofgem e Arera, cercando di costruire una tassonomia per la progettazione

sperimentale degli esperimenti regolatori che sia applicabile anche agli altri paesi Europei.

## **Ofgem**

Dal 2016 l'autorità di regolazione energetica britannica supporta l'innovazione attraverso l' "Innovation Link" che fa uso di tre strumenti:

FFFs (Fast and Frank Feedbacks): consiste in una consultazione informale con gli innovatori riguardo alle implicazioni regolatorie di un nuovo prodotto, servizio o modello di business. Non fornisce invece alcun supporto finanziario e non fornisce certificazioni pubbliche circa la compliance regolatoria (Ofgem, 2018b).

ERS (Energy Regulation Sandboxes): introdotti per permettere la prova e il lancio di nuovi prodotti/tecnologie tramite un temporaneo allentamento della regolazione. Questo strumento è parzialmente nelle mani di Ofgem, in quanto determinate barriere regolatorie sono rimuovibili soltanto da enti governativi.

Pubblicazione di guide: dal momento che l'assistenza su problemi regolatori è il servizio più richiesto all'Innovation Link, Ofgem ha pubblicato alcune guide come:

- Guida sulla vendita dell'elettricità ai consumatori
- Guida sulla vendita dell'elettricità ai proprietari di veicoli elettrici

e tre blog riguardanti:

- Il mercato al dettaglio per la transizione a zero emissioni
- Il miglioramento dei progetti a basse emissioni di carbonio
- L'innovazione per il benessere del consumatore

La prima applicazione dello strumento ERS è avvenuta nel 2017 con l'apertura di 2 finestre di candidatura a febbraio ed ottobre. Delle 67 proposte arrivate, a 7 di queste sono stati concessi dei sandbox. La prima finestra ha visto l'approvazione di 3 progetti (Ofgem, 2017):

- Un consorzio guidato da EDF UK ha proposto l'introduzione di una piattaforma di scambio di energia peer-to-peer, con lo scopo di consentire ai residenti in aree urbane di produrre energia rinnovabile e scambiarla coi propri vicini, favorendo l'autoconsumo di energia a basso impatto di carbonio e riducendo i costi dell'energia.

- La società Empowered ha proposto anch'essa un sistema di scambio peer-to-peer.
- OVO Energy ha proposto l'introduzione di una tariffa innovativa che si avvalga del supporto della "smart home technology": l'obiettivo è quello di ridurre le bollette e rendere più efficace il riscaldamento delle case provviste di "smart boiler", migliorando inoltre le capacità di bilanciamento della rete. Quest'ultimo progetto è stato lanciato con successo nel 2020 insieme al "Zero Carbon Heating Trial" e ha visto la fornitura di 15000£ a 250 famiglie del sud dell'Inghilterra sotto forma di pompe di calore, batterie termiche e termostati "smart".

La seconda finestra ha visto l'approvazione di quattro progetti:

- Green Energy Networks, SmartKlub e SIG hanno collaborato su due progetti: in "Chase Community Solar" hanno accoppiato il fotovoltaico, lo stoccaggio con batteria e il controllo digitale per ottimizzare l'auto-produzione locale di energia rinnovabile automatizzando la selezione della tariffa "time-of-use" (il costo dell'energia consumata varia a seconda del momento della giornata) e fornendo servizi flessibili alla rete e agli operatori di distribuzione. Un progetto simile è stato implementato a Trent Basin. I due progetti hanno coinvolto rispettivamente 300 e 120 famiglie.
- Repowering London, una società mutualistica di interesse collettivo, ha collaborato con i residenti locali e il consiglio comunale per creare Banister House Solar, un progetto di energia comunitaria per l'edilizia sociale. Il progetto ha visto l'installazione di circa 100 kWp di impianti fotovoltaici (Wp indica il Watt Picco, unità di misura non inclusa nel S.I. di misura ma molto diffusa nell'ambito fotovoltaico). All'interno del sandbox, a Banister House Solar è stata concessa la possibilità di registrare su una piattaforma (sviluppata da Verv) l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici e consumata dagli utenti della rete locale, disaccoppiandola dall'energia fornita dal fornitore autorizzato.

- Un ulteriore sandbox prevedeva la possibilità di simulare lo scambio di energia tra produttori-consumatori basandosi su dati in tempo reale. Sfortunatamente questo progetto non ha avuto successo.

A partire da luglio 2020 l'approccio delle finestre temporali è stato sostituito da uno "on-demand" che ha consentito l'approvazione di ulteriori sperimentazioni regolatorie. Ad oggi, sono stati concessi ulteriori sandbox:

- Nel 2022 a F&S Energy Ltd è stata accordata la possibilità di sfruttare contratti bilaterali tra produttori-consumatori distribuiti e di piccole dimensioni. Attraverso uno scambio di energia peer-to-peer, produttori e consumatori possono entrare su un portale e sottoscrivere un contratto di fornitura energetica.
- Nel 2022 a Emergent Energy Systems Ltd è stato consentito, all'interno delle cosiddette reti esenti da licenza, di inviare una lettura del contatore basata su un'aggregazione dei contatori dei consumatori in loco. Nel 2023, alla stessa azienda, è stata concesso un ulteriore sandbox per testare una nuova metodologia di addebito per la ripartizione dei costi di rete fissa tra i consumatori collegati a reti di distribuzione ([Ofgem, 2023a](#)).
- Nel 2021 a LPN (London Power Network) e EPN (Eastern Power Network) è stato consentito di evitare l'utilizzo del fattore di attribuzione per il calcolo dei costi di connessione per i nuovi punti di ricarica su strada per veicoli elettrici (EV), nell'ambito di una sperimentazione chiamata "Charge Collective" adottando un meccanismo di determinazione del prezzo basato sulla scoperta del punto di prezzo ([Ofgem, 2021](#)).
- Nel 2022 a Centrica Business Solution è stato accordato di testare nuove tecnologie per permettere la flessibilità attraverso il riscaldamento ad accumulo.
- Nel 2023 Good Energy si è vista respingere una proposta di sandbox regolatorio riguardo una nuova metodologia per la misurazione dei consumi di energia elettrica; Ofgem ha ritenuto che la proposta di GE fosse valida ma non ha riconosciuto la necessità di una sperimentazione preliminare; di

conseguenza, ha esortato l'azienda a presentare una richiesta formale di modifica dei regolamenti del settore (Ofgem, 2023b).

La *Tabella 5* riassume gli ambiti di sviluppo dei progetti appena descritti, raggruppandoli per finestra temporale (prima o seconda) e per periodo di “on-demand” (L'ultimo progetto di scarso successo della seconda finestra è stato volutamente omesso).

	<b>Ambito del progetto</b>	<b>Richiedente</b>
<b>Prima Finestra</b>	Scambio peer-to-peer di energia da fonti RES	EDF UK
	Scambio energetico peer-to-peer	Empowered
	Tariffazione innovativa con tecnologia smart home per le bollette del riscaldamento	OVO Energy
<b>Seconda Finestra</b>	Ottimizzazione dell'auto-produzione energetica tramite fonti RES, dispositivi di stoccaggio energetico e controllo digitale (due progetti)	GEN, SmartKlub, SIG
	Produzione fotovoltaica e edilizia solidale, disaccoppiamento dell'energia prodotta localmente da quella fornita dal DSO locale	Repowering London
<b>On-Demand</b>	Meccanismo innovativo di determinazione del prezzo dell'energia per i punti di ricarica dei veicoli elettrici	LPN & EPN
	Piattaforma per la sottoscrizione di contratti per scambio di energia peer-to-peer per produttori-consumatori di piccole dimensioni	F&S Energy
	Sperimentazione di una nuova metodologia di lettura dal contatore	Emergent Energy Systems
	Testing di nuove tecnologie per la flessibilità energetica tramite il riscaldamento ad accumulo	Centrica
	Nuova metodologia di addebito e ripartizione dei costi per i consumatori collegati alla rete di distribuzione	Emergent Energy Systems

*Tabella 5 – Regulatory sandbox concessi da Ofgem dal 2017 – Fonte: elaborazione propria*

## **Arera**

A differenza di Ofgem, Arera ha supportato l'innovazione attraverso un approccio di sperimentazione guidato dalle politiche regolatorie, garantendo condizioni uniformi a tutti gli stakeholder e il rispetto del principio di non discriminazione.

Partendo dal 2010, Arera ha promosso una serie di progetti pilota per stimolare l'investimento in soluzioni innovative da parte degli operatori di rete, premiandoli con una remunerazione extra rispetto al costo del capitale (WACC) riconosciuto. Questi progetti hanno riguardato aree specifiche (dunque limitate) del territorio italiano e sono stati progettati e sviluppati autonomamente da Arera. Il processo era basato sulla definizione da parte di Arera dei principali parametri ed indicatori del progetto e su una successiva selezione delle aziende tramite un processo pubblico e competitivo. Arera si è anche occupata di definire tutte le disposizioni da attuare al termine degli esperimenti e ha redatto documenti pubblici sulle lezioni apprese.

In una seconda fase, Arera ha adottato soluzioni a livello di sistema implementando le cosiddette normative pilota; questi sono quadri normativi ex-ante che definiscono un regime transitorio per affrontare nuove questioni che influenzano il sistema energetico.

Nella prima fase sperimentale (a partire dal 2010) sono state condotte tre sperimentazioni:

Prima sperimentazione: nel 2010 è stata indetta una gara per delle soluzioni di smart grid (AEEG, 2010a) che ha permesso la partecipazione di sette progetti con lo scopo di testare le seguenti funzionalità innovative:

- Osservabilità delle risorse distribuite
- Regolazione del voltaggio e della potenza attiva
- Misure anti-Islanding\*
- Selezione logica dei guasti\*\*
- Stoccaggio elettrico per i veicoli elettrici

Questi progetti hanno coinvolto solamente una piccola porzione della rete di distribuzione e un sottoinsieme degli utilizzatori della rete.

\* L'islanding è un fenomeno che si verifica quando una porzione di una rete elettrica interconnessa si separa dal resto della rete e continua a funzionare autonomamente con la propria generazione di energia. Questo può avvenire in modo intenzionale, per esempio, durante lavori di manutenzione o per prevenire guasti più gravi, oppure in modo non intenzionale a causa di guasti, incidenti o eventi naturali. In un'islanded

grid, la porzione isolata deve essere in grado di bilanciare la domanda e l'offerta di energia internamente per mantenere la stabilità e il funzionamento continuo dell'elettricità.

\*\*La selezione logica dei guasti è un concetto utilizzato nella progettazione e testing dei circuiti elettrici. Essa comporta la scelta di specifici tipi di guasti da testare in un circuito logico per garantire che il circuito funzioni correttamente e per identificare eventuali problemi.

Seconda sperimentazione: sempre nel 2010, un'ulteriore serie di 4 sperimentazioni è stata approvata per testare differenti modelli di business per la ricarica di veicoli elettrici. Questi progetti hanno riguardato più di mille punti di ricarica installati in 20 città italiane. Una caratteristica di questa sperimentazione è stata l'introduzione di una tariffa monomia, cioè senza parte fissa ma solo variabile ([AEEG, 2010b](#)).

Terza sperimentazione: Nel 2012 all'operatore italiano di trasmissione (TERNA) è stato concesso di possedere e utilizzare delle unità di stoccaggio energetico all'interno di tre applicazioni "energy-intensive" e due applicazioni "power intensive".

Le applicazioni energy-intensive sono state introdotte per limitare la riduzione (curtailment) delle RES nella linea di alto voltaggio nel Sud Italia. In particolare, diverse batterie NAS (a base di sodio e zolfo) sono state installate in tre aree vicino Benevento per un totale di 35 MW e 230 MVh.

Le applicazioni power-intensive sono state introdotte per aumentare la sicurezza del sistema elettrico in Sicilia e Sardegna, prevedendo l'installazione di 40MV di stoccaggio energetico, costituito in parte da batterie al litio e batterie di flusso.

Durante la seconda fase sperimentale nel 2017 Arera ha indetto una gara per testare la performance di interoperabilità tra gli "In-Home Devices" (IHD) e la seconda generazione di contatori smart (smart meters). La sperimentazione è stata condotta su circa cento utenti, con la collaborazione degli operatori di distribuzione (DSO), di telecomunicazione (TLC) e alcuni fornitori di tecnologia. I risultati di questo progetto sono stati soddisfacenti, in quanto hanno mostrato un tasso di successo del 98.7% per la comunicazione real time tra IHD e contatori smart ([Piti' et al., 2019](#)).

Negli anni 2017-2020 Arera ha lanciato tre regolazioni pilota:

- Progetto UVAM: lanciato nel 2017 con l'obiettivo di investigare la fattibilità tecnica ed economica della fornitura di servizi accessori da parte di Risorse Energetiche Distribuite (DER), carichi controllabili, sistemi di accumulo di energia e mobilità elettrica ([Gulotta et al., 2020](#)).
- Regolazione pilota lanciata nel 2020 per la condivisione dell'elettricità all'interno di comunità energetiche basate sulle RES, in adempimento a quanto indicato dalla direttiva UE 2018/2001 ([European Council & Parliament, 2018](#)).
- Sperimentazione normativa del 2020 che consente l'aumento della potenza massima di prelievo per gli utenti in bassa tensione (senza incorrere in tariffe più costose) per il processo di ricarica di veicoli elettrici durante le ore notturne ([ARERA, 2020](#)).

Nell'ambito della sua strategia per il 2022-2025, Arera ha previsto l'introduzione di un quadro sperimentale per promuovere l'innovazione di sistema per lo sviluppo dei gas rinnovabili e dell'idrogeno ([Gangale et al., 2023](#)). A seguito di consultazioni con le parti interessate, Arera ha adottato un meccanismo di incentivazione a sostegno dell'innovazione nelle infrastrutture del gas, che mira anche a impieghi innovativi dell'infrastruttura esistente per accogliere un crescente apporto di gas rinnovabili e idrogeno. Questa struttura può essere considerata come un regulatory sandbox rivolto agli operatori della rete del gas. Possono presentare domanda per il meccanismo di incentivazione solo i gestori dei servizi infrastrutturali della filiera del gas naturale, soggetti a regolazione tariffaria. Per essere ammissibili, i progetti devono presentare un livello di maturità tecnologica (TRL) iniziale compreso tra 5 e 6 e puntare a raggiungere il TRL 8 al termine della sperimentazione.

Per esempio, nel 2024 Arera ha promosso e sostenuto 4 progetti pilota di SNAM (rete gas):

- Methane detector: installazione di un sensore IoT (Internet of Things) presso le centrali di compressione di Snam Rete Gas. Il dispositivo permette di identificare e quantificare in tempo reale le perdite di gas naturale, garantendo

un monitoraggio continuo dell'infrastruttura Snam, senza la necessità di dover ricorrere a ispezioni in loco.

- P2H Contursi: realizzazione di un impianto di produzione di idrogeno da fonti rinnovabili (P2H) e immissione dell'idrogeno stesso nella rete.
- Turboespansore Taranto: installazione di un turboespansore per la produzione di energia elettrica, finalizzato a recuperare energia dalla perdita di carico del gas naturale in una cabina di decompressione.
- Membrana di separazione H2: installazione e test di una membrana al palladio per la separazione dell'idrogeno da una miscela di gas naturale e idrogeno.

La *Figura 13* rappresenta una timeline della sperimentazione regolatoria in Italia a partire dal 2010.



*Figura 13 – Timeline della sperimentazione regolatoria in Italia – Fonte: (Gangale et al., 2023)*

### **Comparazione tra l’approccio di Ofgem e Arera**

Gli approcci utilizzati dal regolatore britannico e quello italiano risultano molto distanti, al limite opposti. Nel Regno Unito, la sperimentazione regolatoria si concentra soprattutto su un processo di consulenza normativa, seguito da una valutazione caso per caso delle esenzioni richieste. In Italia, invece, le sperimentazioni sono progettate dal regolatore stesso, hanno tipicamente un’applicazione a livello nazionale e vengono definite delle regole per partecipare alle sperimentazioni. L’approccio di Ofgem potrebbe essere quindi definito “Guidato

dalla domanda”, mentre quello di Arera “Guidato dalla politica” (Bovera and Lo Schiavo, 2022).

I due modelli di sperimentazione possono essere classificati valutandoli su diversi aspetti, quali la progettazione, l’implementazione e la valutazione. La progettazione riguarda la definizione della governance del progetto (sia direttiva che di accompagnamento), così come la definizione degli attori coinvolti, il coinvolgimento degli stakeholder e i criteri di idoneità. L’implementazione è basata sugli obiettivi da raggiungere, sulle dimensioni spaziali e temporali dell’esperimento, sulle deroghe concesse agli attori del progetto e sugli eventuali finanziamenti concessi. La valutazione consiste in due fasi: un monitoraggio periodico dei risultati del progetto durante la sua attuazione ed un resoconto pubblico sui risultati del progetto al termine dello stesso. La *Tabella 6* fornisce un confronto schematico tra queste tre dimensioni per Arera e Ofgem.

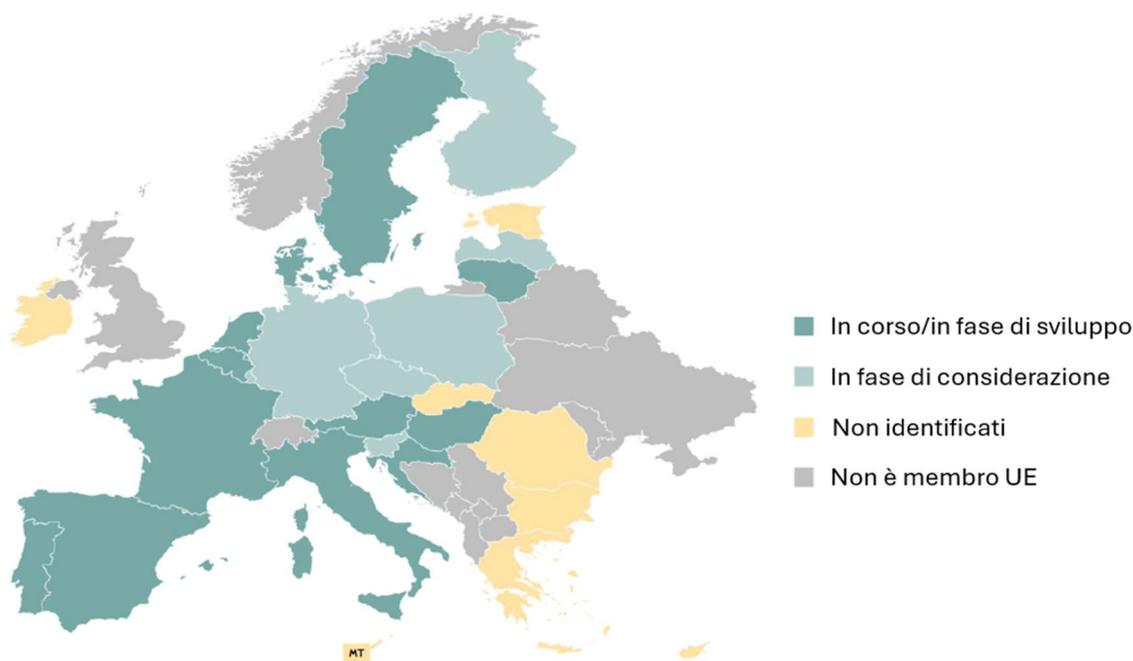
<b>OFGEM</b>		<b>ARERA</b>
Sandbox guidati dalla domanda	←	Regolazioni pilota guidate dalla politica
<b>PROGETTAZIONE</b>		
Regolatore	<b>GOVERNANCE DIRETTA</b>	Regolatore
Amministratori dei codici di settore	<b>GOVERNANCE DI ACCOMPAGNAMENTO</b>	Enti di governo e di ricerca
Tutti i player di mercato	<b>ATTORI</b>	TSO/DSO + player di mercato
On demand	<b>COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER</b>	Gare competitive
Principi guida generali	<b>CRITERI DI IDONEITA'</b>	Regole di selezione
<b>IMPLEMENTAZIONE</b>		
Stabiliti in base alla domanda	<b>OBIETTIVI</b>	Definiti dal regolatore
Progetti di piccola scala	<b>DIMENSIONE SPAZIALE</b>	Quadro di sistema
Fino a 2 anni	<b>DIMENSIONE TEMPORALE</b>	Da 2 a 4 anni
Esenzione da regolamenti di rete e di settore	<b>DEROGHE</b>	Tariffe speciali e regolamenti allentati
Non forniti da Ofgem	<b>FINANZIAMENTI</b>	Sconti ed extra remunerazione del capitale
<b>VALUTAZIONE</b>		
Aggiornamenti periodici + valutazione finale	<b>MONITORAGGIO</b>	Aggiornamenti periodici + analisi costi-benefici
Linee guida per orientamento di ampia portata	<b>DIFFUSIONE &amp; RESOCONTO PUBBLICO</b>	Documentazione delle lezioni apprese, webinar e focus group

*Tabella 6 – Confronto Ofgem-Arera su sperimentazione regolatoria – Fonte: traduzione e rielaborazione di tabella presente in (Bovera and Lo Schiavo, 2022)*

### 3. Sperimentazione regolatoria a livello europeo

Nel capitolo precedente (2.) sono stati messi a confronto due approcci di sperimentazione regolatoria opposti, quello del Regno Unito e quello dell'Italia, individuando una tassonomia (*Tabella 6*) che li valuta in base ad alcune dimensioni chiave quali progettazione, implementazione e valutazione, nonché le rispettive sottodimensioni. Lo scopo di questo capitolo è esaminare le sperimentazioni regolatorie in altri paesi europei e classificare le loro caratteristiche utilizzando la tassonomia individuata. La trattazione includerà anche alcuni esempi di progetti sviluppati nell'ambito della sperimentazione regolatoria, dando particolare enfasi a quelli che includono l'implementazione di tecnologie abilitanti l'ESI.

Secondo il report del Direttorato Generale dell'Energia ([DG ENER, 2023](#)), solo una parte dei paesi UE sta sviluppando/considerando di sviluppare dei quadri di sperimentazione regolatoria. La *Figura 14* evidenzia quali paesi UE avevano già una sperimentazione in vigore al 2023.



*Figura 14 – Stati membri con quadri di sperimentazione regolatoria (in vigore, in fase di sviluppo o in considerazione) – Fonte: traduzione di figura in (DG ENER, 2023)*

Il termine “Sperimentazione regolatoria” riunisce genericamente al suo interno diverse tipologie di approcci normativi, a livello più specifico è possibile distinguere tre meccanismi di sperimentazione:

- i) Regulatory sandbox
- ii) Progetti pilota
- iii) Regolazioni pilota

Le seguenti definizioni dei tre approcci sono tratte da ([Bovera and Lo Schiavo, 2022](#))

- i) I regulatory sandbox sono sperimentazioni su piccola scala, aperte a tutti gli attori del mercato e soggette a una valutazione e approvazione periodica. Questi test mirano a sperimentare nuovi modelli di business e prodotti, con deroghe temporanee e senza finanziamenti diretti, ma possibili attraverso altri strumenti. I risultati possono essere in parte appropriati da privati, creando potenziali discriminazioni tra chi partecipa e chi no, poiché i non partecipanti rischiano di rimanere esclusi dal processo di innovazione.
- ii) I progetti pilota coinvolgono attori specifici, come operatori di rete, e testano nuove funzionalità delle reti in aree delimitate, con finanziamenti diretti tramite extra-WACC, esenzioni tariffarie o altre forme di remunerazione. Promossi dalle autorità regolatorie e guidati da istituzioni locali o promotori di progetti, vengono selezionati caso per caso secondo criteri specifici. Nonostante siano confinati in aree definite, hanno una scala medio-grande (spesso regionale o nazionale). I risultati sono generalmente resi pubblici e accessibili, soprattutto quando coinvolgono enti regolati come operatori di trasmissione e distribuzione.
- iii) Le regolazioni pilota coinvolgono le Autorità di Regolazione Nazionali che progettano un nuovo quadro normativo da testare durante un periodo di transizione e ampliare se dimostra di essere efficiente e sicuro. Non richiedono approvazioni caso per caso; i promotori devono rispettare criteri predefiniti e le proposte sono automaticamente accettate, monitorate e valutate, con eventuali penalità se gli obiettivi non sono raggiunti. La divulgazione pubblica dei risultati è fondamentale, spesso con analisi quantitative affidate a enti di ricerca. Il quadro normativo testato include spesso delle deroghe e i finanziamenti possono arrivare tramite sconti tariffari o incentivi governativi. Questi regolamenti sono adatti a tecnologie

o business più maturi, ma non sempre per innovazioni tecnologiche con conseguenze incerte, a differenza dei progetti pilota che testano soluzioni tecniche in aree limitate prima di estenderle.

Spesso la scelta dell'approccio regolatorio è dettata dalla legislazione nazionale o semplicemente dalle diverse esigenze dei paesi. La *Figura 15* mostra alcuni gruppi di paesi europei che fanno uso dei tre approcci appena esposti.



*Figura 15 – Classificazione di alcuni paesi europei per approccio alla sperimentazione regolatoria – Fonte: rielaborazione di figura in (Bovera and Lo Schiavo, 2022)*

Le sezioni seguenti approfondiranno il funzionamento della sperimentazione regolatoria in alcuni di questi paesi.

### 3.1. Paesi Bassi

Il 28 febbraio 2015 in Olanda è entrato in vigore EDSEP, acronimo che si riferisce all'ordine esecutivo per esperimenti riguardo la produzione di elettricità decentrata e sostenibile (Executive order Decentral, Sustainable Electricity Production). Gli obiettivi principali di EDSEP possono essere riassunti in:

- Stimolare l'utilizzo delle RES a livello locale
- Usare in modo più efficiente le infrastrutture energetiche esistenti
- Creare un maggior coinvolgimento dei consumatori finali

EDSEP ha consentito alle associazioni di proprietari (Homeowner associations) e alle cooperative energetiche di ottenere un'esenzione dall'"Electricity Act" e di svolgere le funzioni solitamente allocate agli operatori di rete. Inoltre, sempre a questi due tipi di entità, è stata data facoltà di effettuare due tipologie di esperimenti:

- Progetti di rete con al massimo 500 utenti. In questo caso la rete è proprietà del progetto ed è presente una singola connessione alla rete pubblica (TIPO 1)
- Progetti più ampi, fino ad un massimo di 10000 utenti e una capacità massima di 5MW, spesso svolti in cooperazione con operatori di rete. In questo caso l'operatore di rete rimane proprietario della rete (TIPO 2)

Uno dei concetti chiave di EDSEP è quello di "policentricità": ciò implica la presenza di diversi centri di decisione, a livelli diversi e formalmente indipendenti l'uno dall'altro. Nel caso specifico:

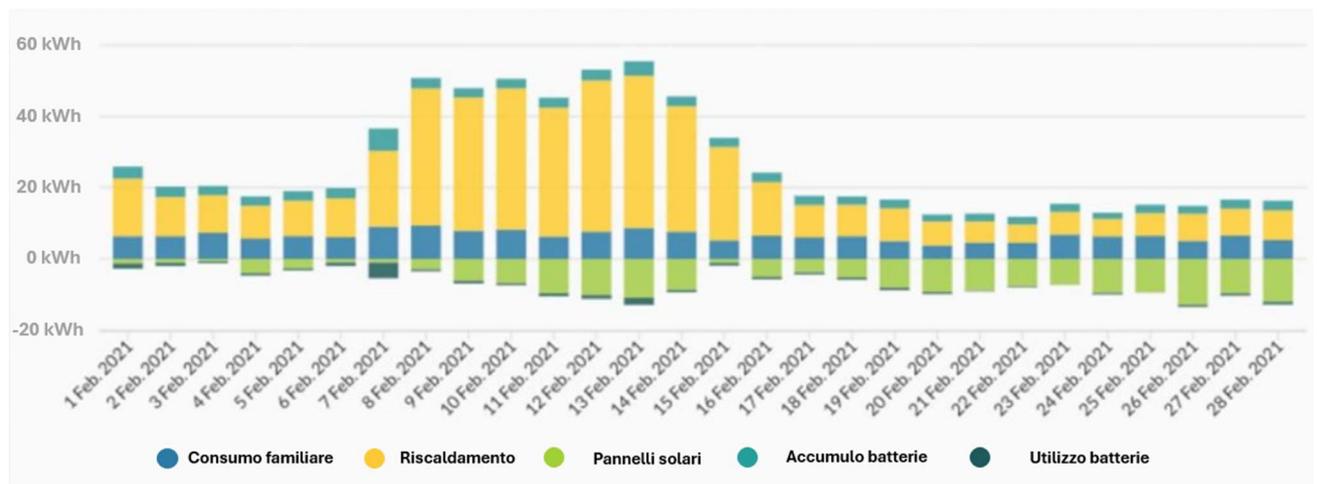
- Le iniziative che vogliono fare uso di EDSEP devono presentare domanda all'Agenzia Olandese per l'Imprenditorialità (Netherlands Enterprising Agency o RVO) dipendente dal Ministero degli Affari Economici e del Clima. RVO si occupa anche di documentare i progetti tramite un suo blog.
- Formalmente è solamente necessario discutere il proprio progetto con il DSO locale, de facto è fondamentale ottenerne l'approvazione (nonostante gli sperimentatori assumano poi essi stessi il ruolo dei DSO nella mini-grid).
- Un ulteriore ruolo di supervisione è svolto dall'Autorità Olandese per i Consumatori ed i Mercati (Netherlands Authority for Consumers and Markets or ACM).

La dimensione degli esperimenti è stata limitata per mantenere i progetti gestibili e garantire la sicurezza della fornitura di elettricità sulla rete regionale. La protezione dei consumatori è stata affidata ai partecipanti, che hanno dovuto esercitare controllo tramite la cooperativa o l'associazione di proprietari e ritenersi reciprocamente responsabili della produzione, fornitura e trasporto di energia. La durata massima delle deroghe concesse ai progetti è stata di 10 anni. La finestra temporale per richiedere la partecipazione a questi progetti è stata aperta nel 2015 e si è chiusa nel 2018. Un totale di 18 progetti è stato approvato in questo periodo. Il lavoro di ([Van der Waal et al., 2020](#)) ha preso in esame alcuni casi di studio che corrispondono a dei progetti che hanno potuto beneficiare di determinate esenzioni dall'Energy Act tramite EDSEP: la restante parte di questa sezione prenderà in esame quattro casi di studio (due per ogni tipologia concessa) descrivendo la struttura degli esperimenti, il tipo di tecnologie coinvolte e, laddove i dati siano disponibili, gli investimenti e i benefici economici per i partecipanti al sandbox.

**Schoonschip:** si è trattato di un esperimento di TIPO 1, Schoonschip è un'associazione di proprietari di case galleggianti nel quartiere Buiksloterham di Amsterdam. Le case galleggianti sono completamente elettriche, sono connesse tra di loro tramite una rete di progetto e generano elettricità tramite pannelli solari di proprietà dei singoli. Ogni casa ha anche delle batterie, queste ultime però sono proprietà comune (Sono presenti 30 batterie, una per ogni lotto abitativo, la capacità totale delle batterie ammonta a 300 kWh ([Löbbe et al., 2022](#))). È presente una smart grid che collega le abitazioni ed ogni casa possiede un EMS (Energy Management System), questo sistema permette di ottimizzare la produzione, lo stoccaggio e la domanda di energia ogni 5 secondi. Sono inoltre presenti dei sistemi di riscaldamento tramite pompe di calore. L'associazione di proprietari opera come fornitore, produttore e distributore di elettricità. Un'azienda energetica esterna opera come BRP (Balance Responsible Party), occupandosi, cioè, di fornire elettricità in caso di autoproduzione insufficiente e di vendere il surplus in caso opposto.

Un esempio del risparmio economico conseguito dagli associati è quello legato alla connessione alla rete, il costo della singola connessione (a più alto volume) della rete

di progetto alla rete regionale è minore rispetto alla somma dei costi per eseguire tanti collegamenti (di volume minore) quante sono le utenze presenti. La tariffa una tantum per il DSO per una famiglia con una connessione media di  $3 \times 25$  A presso il DSO Stedin è di € 230,36. Moltiplicando per i 30 lotti abitativi si ottengono € 6910,8. Tale cifra è maggiore della tariffa pagata dalla comunità di Schoonschip che è pari a € 6759,74 (circa 2% di risparmio). Chiaramente l'autoproduzione tramite energia solare, trattandosi di fonte energetica intermittente, non riesce a coprire il carico di energia in ogni momento dell'anno. Un caso estremo è stato documentato a febbraio 2021 ([link 7 in sitografia](#)) quando una forte tempesta di neve ha portato le temperature di Amsterdam molto sotto lo zero (La pompa di calore di un residente misurava  $-8,4$  °C la mattina del 13 febbraio). Il seguente grafico (*Figura 16*) illustra il bilancio energetico del mese di Febbraio '21, evidenziando la presenza di un netto sbilanciamento di produzione e consumo specialmente nella seconda settimana del mese. Per questa ragione si è reso necessario un ingente trasferimento di energia elettrica dalla rete regionale: il grafico successivo (*Figura 17*) mette in evidenza questo fenomeno nel periodo critico del 5-14 febbraio.



*Figura 16 – Bilancio energetico di Schoonschip nel mese di febbraio 2021 – Fonte: traduzione di grafico in <https://schoonschipamsterdam.org>*

Al 2021, il consumo medio per abitazione risultava essere di  $2500$  kWh e, in media, il 92% di questo era coperto dalla generazione dei pannelli solari (in totale sono presenti  $500$  pannelli fotovoltaici montati sui tetti delle abitazioni) ([Löbbe et al., 2022](#)).

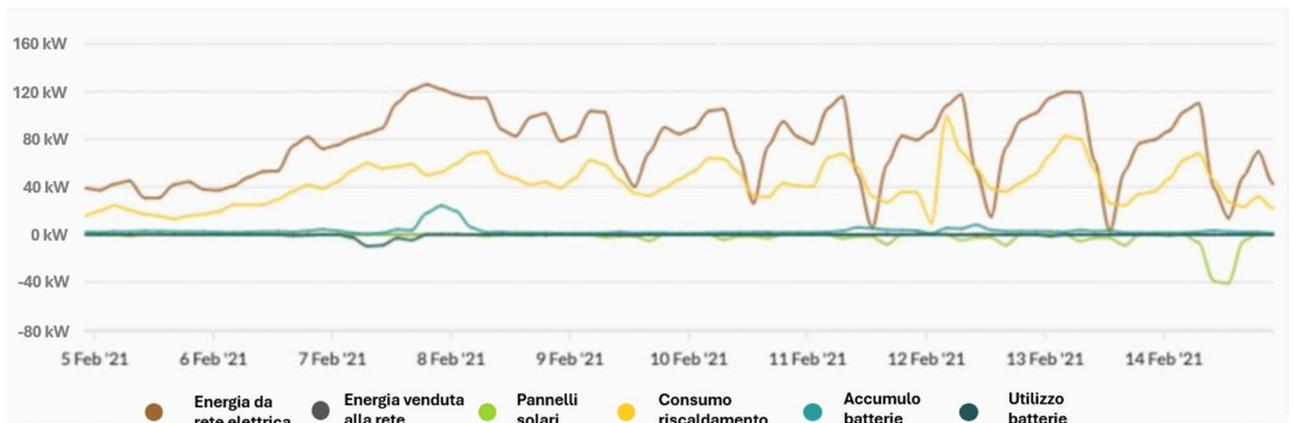


Figura 17 – Potenza erogata o assorbita dalle diverse fonti nel periodo 5-14 feb 2021- Fonte: traduzione di grafico in <https://schoonschipamsterdam.org>

**Collegepark Zwijsen:** si è trattato di un esperimento di TIPO 1, gestito da una associazione di proprietari di 115 appartamenti costruiti all'interno di un ex edificio scolastico nel villaggio di Veghel, nel sud dell'Olanda. L'edificio di Collegepark Zwijsen è dotato di pannelli e collettori solari che sono proprietà comune dei residenti. Ogni casa è dotata di un EMS che, insieme alle tariffe dinamiche adottate per questo progetto, dovrebbe incentivare i residenti ad un migliore allineamento di domanda e offerta di energia. L'associazione dei residenti opera come fornitore, produttore e distributore ma (similmente al caso di Schoonschip) non come BRP. La gestione della rete del progetto, la gestione delle tecnologie energetiche e l'amministrazione dell'uso dell'energia per la fatturazione sono svolte da un'organizzazione esterna affiliata allo sviluppatore del progetto. La struttura tariffaria iniziale è stata approvata dal regolatore ACM e garantisce agli occupanti una tariffa energetica zero per 3 anni, a condizione che il loro consumo rimanga entro una certa banda di oscillazione.

Secondo i promotori del progetto, il risparmio energetico per i residenti è dovuto ai seguenti fattori ([link 8 in sitografia](#)):

- Isolamento termico degli appartamenti che riduce la dispersione del calore (e il conseguente fabbisogno per il riscaldamento). Questo è possibile anche grazie ad uno speciale isolamento delle finestre realizzato tramite il vetro HR++ (High Resistance Plus Plus) che si compone e di due lastre di vetro separate da una camera d'aria o da gas nobili (tipicamente krypton o argon), con un rivestimento basso emissivo (Low-E) applicato sulla superficie interna

di una delle due lastre. Il valore di trasmittanza termica di questo vetro (U) risulta essere pari a  $1,0 \frac{W}{m^2K}$ , nettamente inferiore ai vetri tradizionali.

- Presenza di uno scambiatore di calore che recupera il calore dell'acqua calda utilizzata a fini domestici e di un'unità di recupero di calore che riduce dell'80% la perdita di calore dovuta alla ventilazione.
- Presenza di elettrodomestici a basso consumo energetico.

Questi fattori, uniti alla produzione di energia rinnovabile tramite pannelli solari e alla presenza di un singolo allacciamento per gas, acqua e elettricità, consentono un risparmio annuale di 500€-1000€ per ogni appartamento.

**Endona:** si è trattato di un esperimento di TIPO 2. Il progetto è iniziato nel villaggio di Heeten, con l'obiettivo di alimentare la rete di medio voltaggio del capoluogo, Raalte, utilizzando energia rinnovabile prodotta localmente e promuovendo il concetto di "real-time electricity use", ovvero "monitoraggio e misurazione continua del consumo di energia elettrica mentre avviene". Endona è una cooperativa energetica che gestisce un ampio portfolio di progetti in collaborazione con operatori di rete, sviluppatori di tecnologia e università.

All'interno di questo progetto, Endona ha installato batterie a sale marino e implementato sistemi di gestione dell'energia (EMS) in 47 abitazioni di un quartiere. Inoltre, è stato installato un EMS generale che riceve input dai singoli EMS per ottimizzare l'utilizzo energetico a livello del quartiere. Endona ha anche sviluppato un parco solare con 7752 pannelli fotovoltaici su 3,5 acri di ex terreni agricoli. Nella fase iniziale, il progetto non ha usufruito della deroga dall'Energy Act, poiché la cooperativa ha operato come produttore, conducendo esperimenti di bilanciamento che rientrano ancora nel framework regolatorio dell'Energy Act. L'obiettivo a lungo termine è assumere anche il ruolo di fornitore di energia a livello locale, offrendo prezzi più bassi agli utenti grazie alla gestione integrata della produzione e della fornitura.

La capacità dei pannelli risulta essere di 2.3 GWh/anno (abbastanza per alimentare 600 abitazioni). I pannelli sono posseduti al 100% da Endona, l'investimento totale è stato di 2M€ così finanziato ([ENDONA, n.d.](#)):

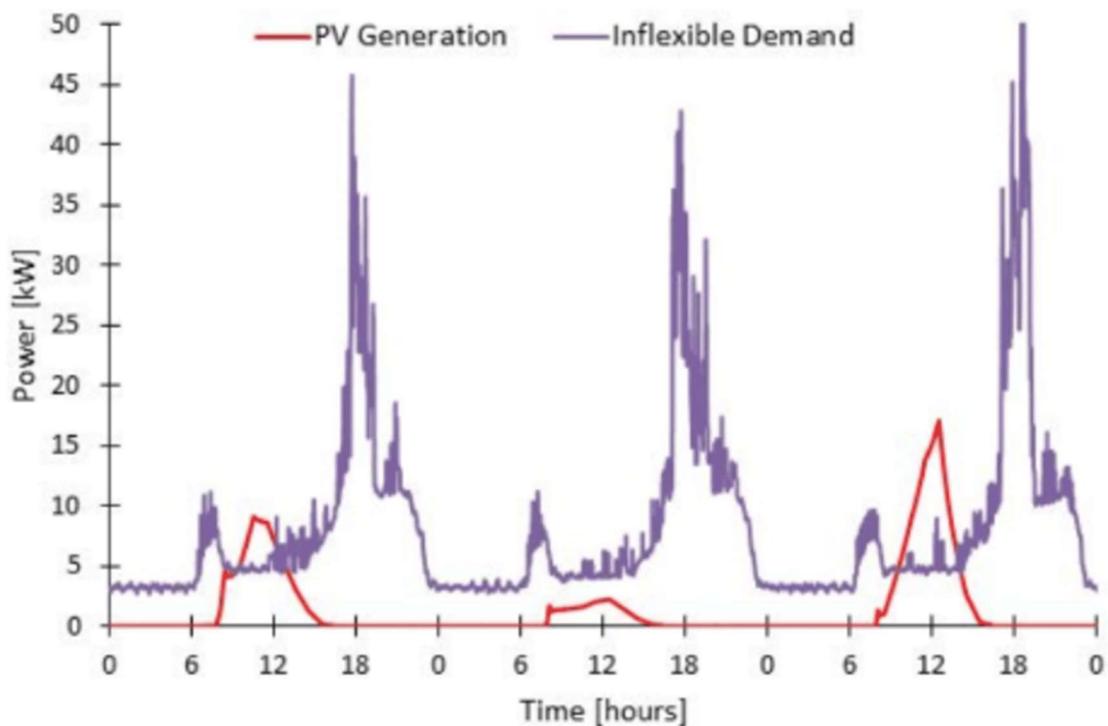
- 90% attraverso il fondo “Energie Fonds Overijssel” (come un mutuo)
- 10% dai residenti tramite obbligazioni
  - o Il valore dei bond era di € 250, per consentire la partecipazione di tutti i residenti.
  - o I tassi di interesse sulle obbligazioni erano 3%, 3.5%, 4% rispettivamente in base alla durata di 5, 10 e 15 anni.
  - o I tassi erano ulteriormente maggiorati dello 0.5% per premiare i “bondholders” membri di Endona Energie.

L'energia viene venduta sulla rete in cooperazione con “Energie van Ons” ad un prezzo garantito di 0.106€/kWh grazie al sussidio di SDE++ (Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition).

**Aardehuizen:** si è trattato di un esperimento di TIPO 2. Situato nella periferia del villaggio di Olst, molto vicino al villaggio di Heeten (Endona), il progetto ha come obiettivo la costruzione di abitazioni con basso impatto ambientale ed è gestito da una associazione di proprietari. La generazione elettrica è stata affidata ai pannelli solari montati su ogni abitazione, i singoli pannelli sono proprietà dei privati. Non è presente un allacciamento al gas e il riscaldamento ausiliario richiesto è ottenuto mediante pompe di calore o stufe a legna. Solamente alcune abitazioni sono dotate di un EMS: infatti, alcuni residenti si sono mostrati riluttanti ad un'installazione dello stesso perché hanno espresso dubbi circa la tutela della loro privacy. In fase iniziale l'associazione di proprietari ha operato come produttore: l'obiettivo per il futuro è quello di installare una smart grid collettiva che consenta l'implementazione della fornitura peer-to-peer basata sulle tariffe dinamiche. La proprietà della rete locale rimane al DSO, in quanto è stato valutato che un suo eventuale acquisto porterebbe più costi che benefici ai membri dell'associazione dei proprietari.

La *Figura 18* rappresenta il profilo energetico di Aardehuizen nel mese di novembre 2022: è possibile notare come la generazione fotovoltaica sia massima intorno a mezzogiorno, mentre la domanda raggiunga dei picchi intorno alle 18 (orario tipico di preparazione del pasto serale).

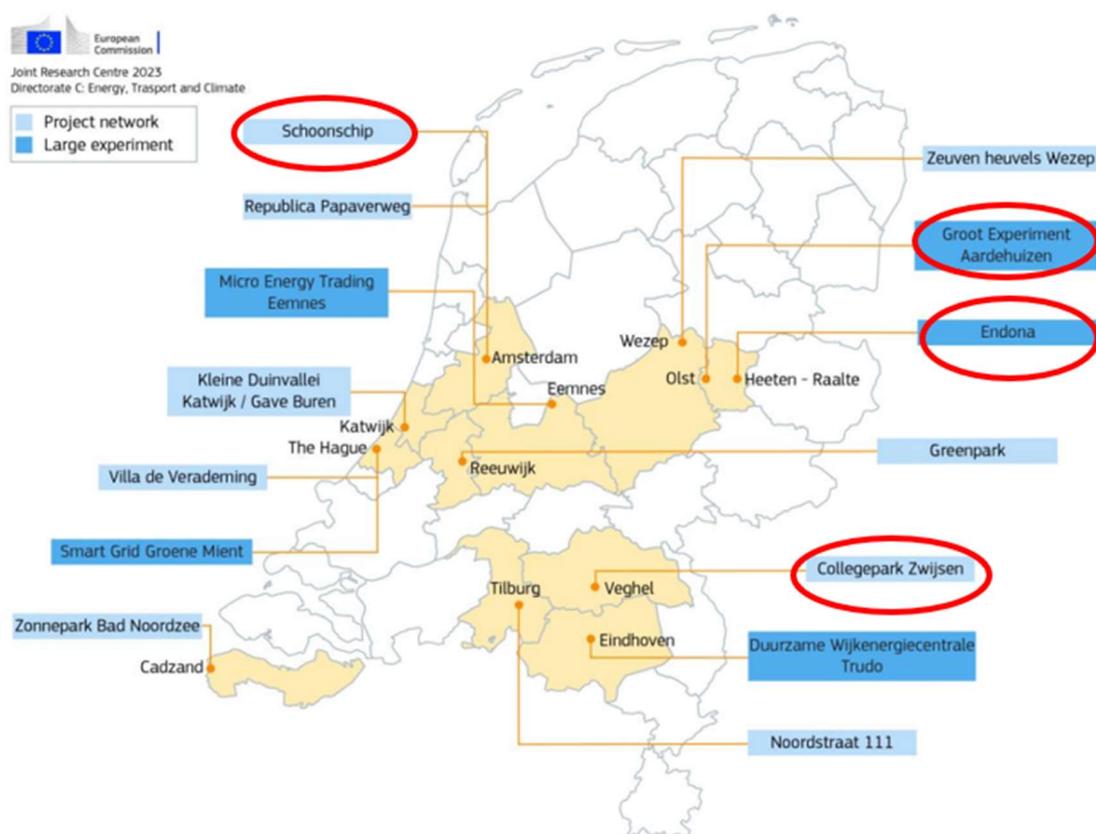
*Energieprofiel Aardehuiswijk 14 - 16 november*



*Figura 18 – Profilo energetico di Aardehuizen, 14-16 novembre – Fonte: (link 9 in sitografia)*

Uno dei modi per mitigare il disallineamento tra domanda e offerta è lo stoccaggio energetico (come visto nel Cap 1). Sono state perciò installate delle batterie con una capacità totale di *120 kWh*, dal momento che ogni casa ha un fabbisogno di circa *10 kWh al giorno*: ciò implica che queste batterie garantiscano l'autonomia per 12 delle 24 case del progetto. L'acquisto delle batterie è stato possibile grazie al sussidio ricevuto dal progetto europeo SERENE ([link 10 in sitografia](#)).

La *Figura 19* mostra la distribuzione spaziale dei progetti di TIPO 1 (Project network) e di TIPO 2 (Large experiment) sul territorio olandese, cerchiati in rosso i 4 progetti descritti.



*Figura 19 – Distribuzione spaziale dei regulatory sandbox sul territorio olandese – Fonte: figura in (Gangale et al., 2023)*

La descrizione del funzionamento dell'innovazione regolatoria in Olanda, unita all'esposizione dei quattro casi di studio, permette di delineare una classificazione inquadrata nella tassonomia individuata nella sezione 2.7.. I risultati sono riassunti nella *Tabella 7*.

<b>PROGETTAZIONE</b>	
<b>GOVERNANCE DIRETTA</b>	Ministero degli Affari Economici e del Clima
<b>GOVERNANCE DI ACCOMPAGAMENTO</b>	ACM & RVO
<b>ATTORI</b>	Associazioni di proprietari, cooperative, operatori di rete
<b>COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER</b>	Valutazione caso per caso
<b>CRITERI DI IDONEITA'</b>	////////////////////
<b>IMPLEMENTAZIONE</b>	
<b>OBIETTIVI</b>	Bilanciamento domanda-offerta, stoccaggio energetico, smart grid
<b>DIMENSIONE SPAZIALE</b>	Max 500 utenti (TIPO 1), Max 10000 utenti (TIPO 2)
<b>DIMENSIONE TEMPORALE</b>	Fino a 10 anni
<b>DEROGHE</b>	Differenziazione tariffaria, permesso di operare come operatore di rete e produttore
<b>FINANZIAMENTI</b>	////////////////////////////////////
<b>VALUTAZIONE</b>	
<b>MONITORAGGIO</b>	Report di progresso
<b>DIFFUSIONE &amp; RESOCONTO PUBBLICO</b>	Blog di RVO

Tabella 7 – Classificazione della sperimentazione regolatoria in Olanda – Fonte: Elaborazione propria

### 3.2. Francia

Il 4 Giugno 2020, tramite la delibera della CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) (CRE, 2020) e in applicazione di quanto concesso dalla legge Energia-Clima del 2019, art. 61, in Francia è stato introdotto un sistema di sperimentazione normativa di tipo regulatory sandbox. La procedura di sperimentazione è divisa in 5 fasi principali:

- I. Finestra di presentazione della domanda (~ 3 mesi) da parte dei responsabili del progetto candidato tramite il sito web di CRE
- II. Analisi preliminare di ammissibilità (~ 1 mese) volta a verificare che il progetto rispetti i seguenti criteri di ammissibilità:
  - a. Contribuire agli obiettivi della politica energetica definiti dall'articolo L. 100-1 del codice dell'energia
  - b. Presentare una dimensione innovativa
  - c. Affrontare un ostacolo legislativo/regolatorio chiaramente identificato
  - d. Presentare potenzialità per un successivo impiego
  - e. Presentare un vantaggio di lungo termine per la comunità
- III. Analisi approfondita (~ 3 mesi) del progetto, in questo periodo CRE si interfaccia con gli operatori di rete e con le AODE (Autorità Organizzatrici della Distribuzione dell'Energia), può inoltre richiedere informazioni aggiuntive ai responsabili dei progetti candidati. I progetti approvati possono accedere alla sperimentazione rispettando le condizioni definite da CRE.
- IV. Sperimentazione (max 4 anni + rinnovo eventuale per max 4 anni). Durante questo periodo il responsabile del progetto deve inviare a CRE, con cadenza almeno annuale, una relazione sullo stato d'avanzamento del progetto. Al termine del periodo di sperimentazione, a seconda delle circostanze e dei risultati conseguiti, è possibile un rinnovo dell'esenzione.
- V. Fine periodo esenzione. Con il termine della sperimentazione, la CRE pubblica una valutazione finale del progetto.

Se il progetto risulta un successo, la CRE può decidere di mettere in pratica a livello nazionale le esenzioni concesse all'interno del sandbox, in questo senso la sperimentazione regolatoria diventa una fonte diretta di evoluzione regolatoria.

La *Figura 20* riassume il processo appena descritto



*Figura 20 – Processo di sperimentazione regolatoria di CRE – Fonte: elaborazione propria*

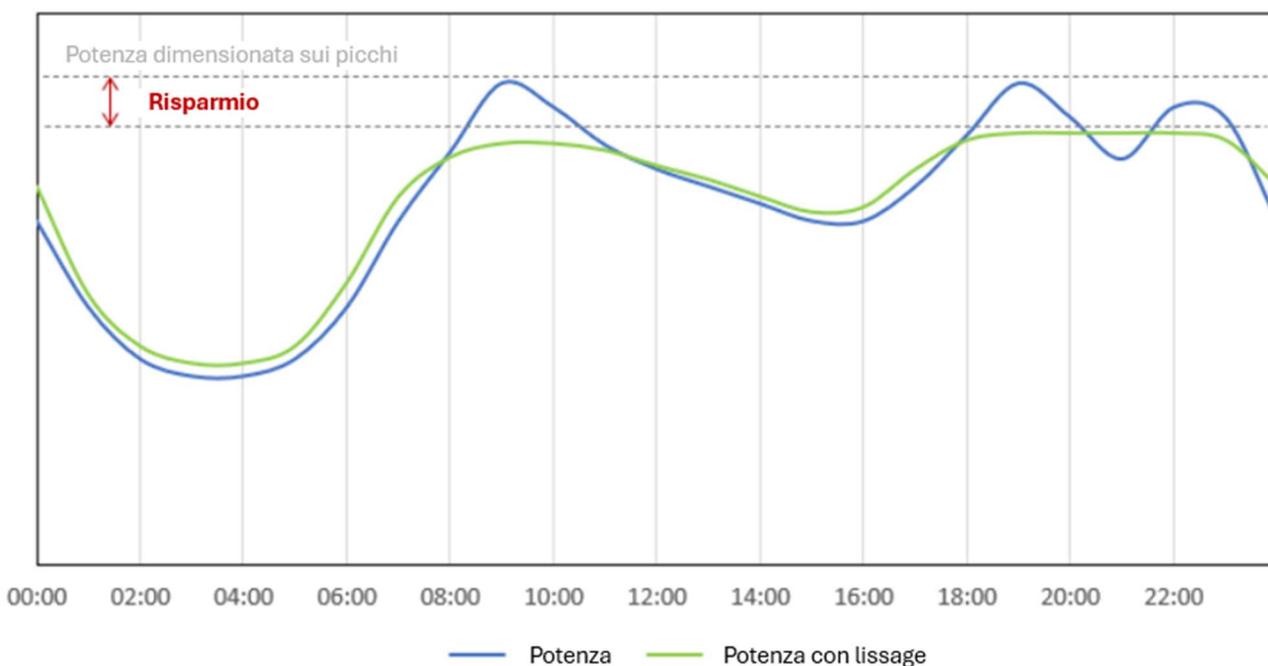
Un ulteriore attore del processo decisionale è il Ministero della Transizione Ecologia francese che, oltre che avere la possibilità di fare opposizione alla concessione delle deroghe, viene direttamente coinvolto nelle decisioni laddove la CRE riceva richieste che esulino dalle sue competenze ma rientrino in quelle ministeriali.

Lo stato dei progetti attualmente in corso è costantemente monitorato da CRE; il documento più recente di marzo 2024 (CRE, 2024) riporta la descrizione e l'evoluzione di 29 progetti. La restante parte di questa sezione prenderà in esame quattro di questi progetti descrivendone la struttura, il tipo di tecnologie coinvolte e, laddove i dati siano disponibili, gli investimenti e i benefici economici per i partecipanti al sandbox.

**Progetto Netflix** : Questo progetto è stato proposto dalle società Engie (multinazionale francese che opera nella produzione e distribuzione di gas naturale, RES e servizi) e Enedis (DSO): queste ultime hanno sperimentato un'offerta tariffaria per incentivare i consumatori collegati in bassa tensione (BT) con una potenza inferiore o uguale a 36 kVA (1 kVA=1kW/0.8) a dimostrarsi flessibili riducendo il loro consumo, o posticipando i loro prelievi, durante i periodi di picco sulla rete con un preavviso di un giorno. Si tratta di un'opzione della tariffa di trasporto comprendente una tariffa di tipo “punta mobile”. Tale opzione è resa possibile dai contatori intelligenti come il contatore “Linky”. L’obiettivo della punta mobile è

quello di smorzare i picchi di domanda e poter quindi evitare costosi investimenti di lungo periodo per aumentare la capacità della rete.

La *Figura 21* offre una rappresentazione del lissage, ossia “levigazione” dei picchi di domanda della potenza presente sulla pagina del sito di CRE dedicata al progetto Netflix ([link 11 in sitografia](#)).



*Figura 21 – Rappresentazione del “lissage” della domanda di potenza durante l’arco della giornata – Fonte: traduzione di figura in ([link 11 in sitografia](#))*

Il funzionamento della tariffa punta mobile può essere così sintetizzato:

- La tariffa punta mobile può essere attivata dal gestore della rete per un massimo di 8 ore al giorno, con un limite di 4 ore consecutive. In un anno può essere attivata per un totale di 100 ore.
- I clienti devono essere avvisati entro le ore 18:00 del giorno precedente dell’attivazione della tariffa.
- Per compensare i clienti del loro minore consumo durante le ore di punta mobile, la tariffa normale delle “ore di punta invernali” è più bassa rispetto alla struttura tariffaria preesistente “4 index”.

Il potenziale risparmio derivante dall’applicazione della punta mobile deriva quindi dalle tariffe applicate, di cui la *Tabella 8* riporta i valori che sono stati concordati con

CRE per il 2021. Il sandbox è però entrato in funzione solamente dal 1 febbraio 2022 al 31 luglio 2023.

	Opzione 4 index	Opzione Punta Mobile
Potenza	8,32 €/kW	
Ora estiva non di punta	0,83 c€/kWh	
Ora estiva di punta	1,34 c€/kWh	
Ora invernale non di punta	4,29 c€/kWh	
Ora invernale di punta	<b>6,27 c€/kWh</b> (2464h)	<b>5,43 c€/kWh</b> (2364h)
Punta mobile	-	<b>32,28 c€/kWh</b> (100h)

Tabella 8 – Confronto tariffario nell’anno 2021 tra le opzioni “4 index” e “punta mobile” – Fonte: traduzione di tabella in (CRE, 2024)

Il trade-off offerto al cliente è quindi il seguente: pagare meno nelle ore invernali di punta (-13.39% sul costo per kWh) in cambio di flessibilità a non consumare in alcune ore di punta mobile.

Valutazione finale: a seguito dell’analisi dei risultati di progetto, CRE ha individuato diverse problematiche ed ostacoli:

- i) La sperimentazione è stata limitata ai clienti con riscaldamento elettrico e senza controllo dinamico, escludendo altri segmenti di clienti e quindi riducendo la comprensione dell'efficacia del nuovo tariffario per un pubblico più ampio.
- ii) I clienti hanno ridotto il consumo nelle ore di punta mobile dell'11%, una percentuale significativa per la gestione della rete elettrica, ma insufficiente per generare risparmi sulle bollette, poiché era necessaria una riduzione di almeno il 24%.
- iii) I clienti hanno risposto in modo vario alle tariffe, alcuni facendo sforzi eccessivi rispetto ai benefici.

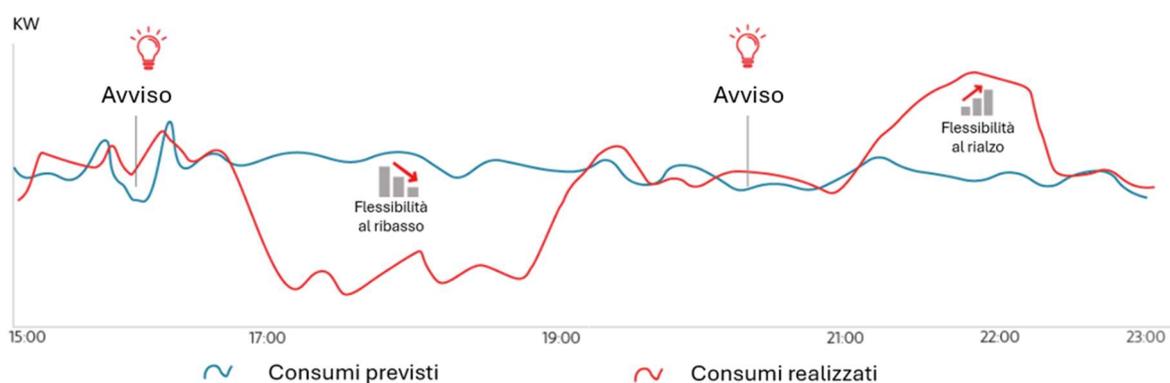
- iv) Le ore di punta mobile attivate da Enedis coincidevano con periodi di ore non di punta per molti clienti, portando a costi più elevati del previsto.

Per tali ragioni, CRE ha ritenuto che non vi siano sufficienti elementi per l'introduzione della tariffa a punta mobile nelle reti a BT ad un livello più ampio. Il progetto è stato comunque utile per comprendere il funzionamento di questo strumento tariffario e per apportare eventuali correzioni per un uso futuro.

**Progetto gestito da Equinov:** Il punto di partenza di questo progetto è il meccanismo francese NEBEF (Notification d'Échanges de Blocs d'Énergie de Flexibilité) che permette agli operatori di aggregare e vendere la flessibilità della domanda di energia elettrica. Il funzionamento del NEBEF può essere così schematizzato ([link 12 in sitografia](#)):

- **Partecipanti:** Possono partecipare al meccanismo NEBEF sia i fornitori di energia elettrica che i consumatori grandi e flessibili, chiamati "aggregatori". Gli aggregatori sono entità che raggruppano le capacità di riduzione della domanda di vari consumatori.
- **Offerte di Flessibilità:** Gli aggregatori presentano offerte di flessibilità a RTE (Réseau de Transport d'Électricité, Gestore della rete di trasmissione dell'energia elettrica di Francia), indicando quanto sono disposti a ridurre il loro consumo di energia e a quale prezzo.
- **Attivazione della Flessibilità:** RTE accetta le offerte di flessibilità quando necessario per mantenere l'equilibrio del sistema. Ad esempio, se la domanda di energia supera l'offerta, RTE può attivare le offerte di riduzione del consumo presentate dagli aggregatori.
- **Compensazione:** Gli aggregatori che riducono il loro consumo ricevono una compensazione economica per la loro disponibilità a modulare la domanda. Questa compensazione è basata sul prezzo concordato nelle offerte di flessibilità.

La delibera CRE del 30 giugno 2022 concede a Equinov (società francese specializzata nella gestione dell'efficienza energetica e della flessibilità della domanda) una deroga rispetto alle regole vigenti al fine di valorizzare le modulazioni di consumo dei suoi clienti. Tali deroghe hanno una durata di 4 anni a partire dal 1° luglio 2023, l'esperienza ha preso il via in agosto 2023. La principale deroga concessa riguarda la possibilità di valorizzare non solo le riduzioni di consumo (come previsto dalle regole NEBEF standard) ma anche gli aumenti di consumo entro i limiti di un portafoglio definito in numero e potenza nella convenzione di sperimentazione. Questo significa che i clienti possono essere incentivati non solo a ridurre il loro consumo durante i periodi di picco, ma anche a consumare di più in altri periodi, quando ciò è vantaggioso per la gestione della rete. Tra agosto 2023 e febbraio 2024 Equinov ha effettuato 51 attivazioni (ossia eventi in cui viene richiesta e realizzata una riduzione o un aumento del consumo di energia da parte degli aggregatori o dei partecipanti al programma), le quali hanno permesso di valorizzare 43 MWh di consumo. La *Figura 22* illustra un esempio della flessibilità di consumo al ribasso o al rialzo.



*Figura 22 – Flessibilità al ribasso e al rialzo utilizzata per il meccanismo NEBEF – Fonte: traduzione di figura in (link 13 in sitografia)*

Valutazione di CRE: Le prime attivazioni hanno mostrato l'interesse per la sperimentazione e la rilevanza della soluzione tecnica adottata. Questi risultati dovranno essere confermati l'anno prossimo e fanno parte di una discussione in corso sulla simmetrizzazione del meccanismo NEBEF, che valuta le riduzioni e gli aumenti dei consumi.

**Progetto Reflex:** Enedis sta testando la presa in considerazione delle flessibilità. in particolare:

- Proliferazione o “foisonnement” tra produzione e consumo: Coordinare la produzione di energia rinnovabile con il consumo per ridurre i picchi di carico.
- Capping: Limitare temporaneamente la quantità di energia immessa in rete dai produttori di energia rinnovabile in periodi di alta produzione.
- Flessibilità locali: Implementare soluzioni specifiche per aree geografiche particolari per gestire meglio la domanda e l'offerta energetica.

Tutto ciò per ottimizzare la dimensione della rete e permettere di accogliere più energia rinnovabile senza un aumento di investimenti. Tali flessibilità consentirebbero il collegamento di 215 MW di energia rinnovabile in più rispetto a quella possibile con le “regole classiche” nelle zone di sperimentazione senza effettuare investimenti. L’aumento di potenza sarebbe dovuto al collegamento di alcune installazioni eoliche e fotovoltaiche senza dover aspettare ulteriori lavori di potenziamento/aggiornamento delle sottostazioni elettriche. In cambio, i produttori di energia rinnovabile dovrebbero però impegnarsi a ridurre temporaneamente la quantità di energia immessa in rete (per non sovraccaricare la capacità che rimarrebbe la stessa senza ulteriori investimenti) in determinati intervalli temporali.

In questo caso la deroga è stata concessa dalla Direzione Generale per L’Energia e il Clima (DGEC) il 16 luglio 2021 ed ha validità in due aree geografiche:

- Dipartimento Landes nella regione della Nuova Aquitania (6 sottostazioni)
- Regione della Picardie (4 sottostazioni)

La Roadmap definita da CRE per il progetto è la seguente

- i) 2025-2027: dispiegamento di Reflex su circa 100 trasformatori prioritari per lo sviluppo della tenere conto delle diversità regionali dovute alle differenze nella filiera fotovoltaica ed eolica.
- ii) 2028: seconda fase di generalizzazione su tutte le sottostazioni pertinenti

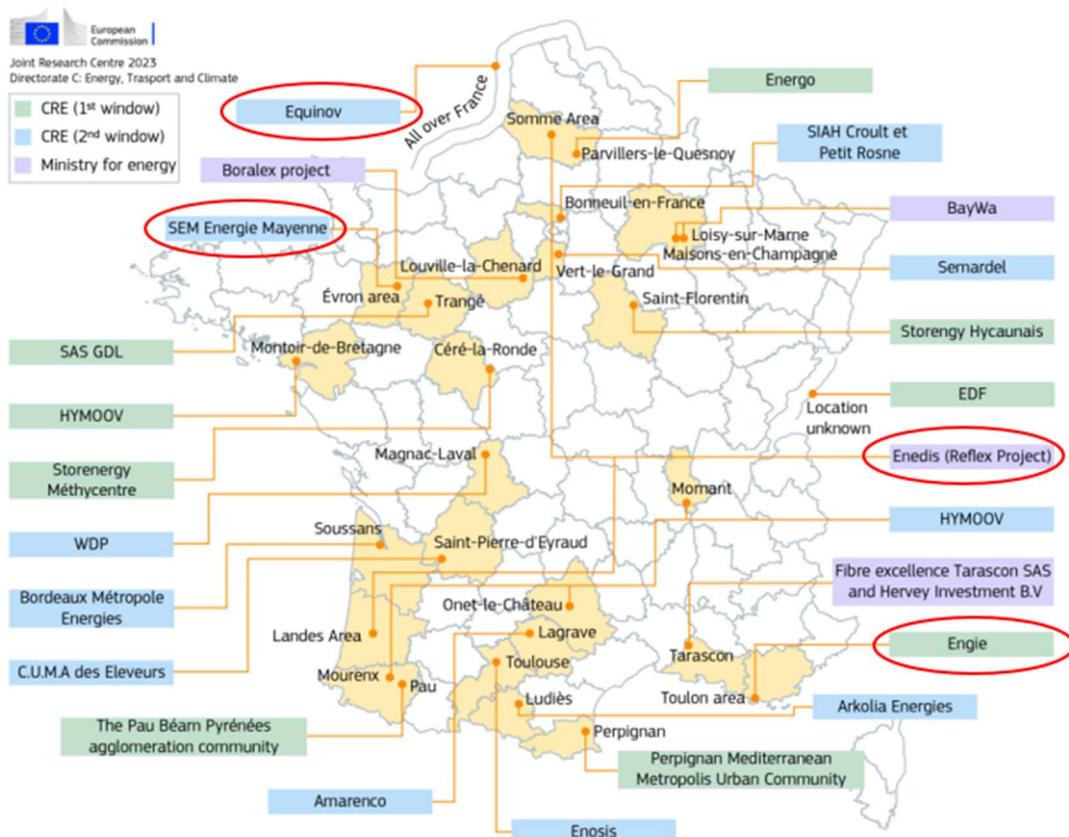
**Progetto gestito da SEM Energie Mayenne:** SEM Energie Mayenne vuole permettere a una stazione BioGNV (biogas naturale per veicoli) di offrire un servizio di flessibilità sulla rete di distribuzione del gas. Questo significa che la stazione

potrebbe aiutare a gestire meglio il flusso di biometano senza bisogno di fare grandi investimenti sulla rete del gas. L'idea è di usare servizi di flessibilità invece di fare lavori strutturali come la costruzione di nuove reti o collegamenti.

La CRE (Commissione di Regolazione dell'Energia) ha permesso a SEM Energie Mayenne e GRDF (gestore della rete del gas) di firmare un contratto per questo servizio di flessibilità. La stazione BioGNV dovrà gestire il prelievo e l'accumulo del gas in base ai segnali del gestore della rete. La deroga è valida per 4 anni a partire dalla messa in servizio della stazione.

Attualmente, il progetto della stazione BioGNV non è ancora stato approvato definitivamente da SEM Energie Mayenne. A causa dell'aumento dei prezzi e dei cambiamenti nelle normative, non è economicamente sostenibile sviluppare il progetto. Pertanto, l'investimento è stato messo in pausa ed è previsto che sia riesaminato a novembre 2024.

La *Figura 23* mostra la distribuzione spaziale dei progetti sul territorio francese, cerchiati in rosso i 4 progetti descritti.



*Figura 23 – Distribuzione spaziale dei regulatory sandbox sul territorio francese – Fonte: figura in (Gangale et al., 2023)*

La descrizione del funzionamento dell'innovazione regolatoria in Francia, unita all'esposizione dei 4 progetti, permette di delineare una classificazione inquadrata nella tassonomia individuata nella sezione 2.7.. I risultati sono riassunti nella *Tabella 9*.

<b>PROGETTAZIONE</b>	
<b>GOVERNANCE DIRETTA</b>	CRE
<b>GOVERNANCE DI ACCOMPAGAMENTO</b>	Ministero per la Transizione ecologica
<b>ATTORI</b>	Aperto a tutti i player di mercato
<b>COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER</b>	Richieste on-demand in finestre temporali
<b>CRITERI DI IDONEITA'</b>	Impatto strategico per l'energia, innovazione, superamento barriere legali, potenziale per aumentare la scala, benefici per la società
<b>IMPLEMENTAZIONE</b>	
<b>OBIETTIVI</b>	Batterie, flessibilità energetica, tariffe dinamiche
<b>DIMENSIONE SPAZIALE</b>	Limitato in determinate zone
<b>DIMENSIONE TEMPORALE</b>	Fino a 4 anni (+ fino a 4 anni di rinnovo)
<b>DEROGHE</b>	Esenzione da alcuni regolamenti di accesso e di utilizzo alla rete
<b>FINANZIAMENTI</b>	////////////////////
<b>VALUTAZIONE</b>	
<b>MONITORAGGIO</b>	Report di progetto con frequenza annuale
<b>DIFFUSIONE &amp; RESOCONTO PUBBLICO</b>	Valutazione finale e diffusione pubblica dei risultati da parte di CRE

*Tabella 9 – Classificazione della sperimentazione regolatoria in Francia – Fonte: Elaborazione propria*

### 3.3. Danimarca

Nel 2021 la Danimarca ha istituito delle “Regulatoriske Testzoner”, ossia zone di prova nelle quali possono essere concesse deroghe limitate nel tempo a norme specifiche per la sperimentazione di nuovi modelli commerciali, nuove tecnologie e nuove soluzioni. L’organizzazione che ha il compito di valutare e concedere le domande di deroga è l’Agenzia Danese per L’Energia ([link 14 in sitografia](#)). Alcuni esempi di argomenti che possono essere oggetto di queste domande sono:

- Integrazione settoriale nei settori dell'elettricità, del calore, del gas, ecc.
- Maggiore flessibilità nel sistema energetico
- Migliore bilanciamento della rete elettrica
- Ottimizzazione del mercato dei servizi di sistema
- Integrazione della produzione di energia rinnovabile fluttuante, compresa la conversione e lo stoccaggio dell'energia
- Soluzioni di digitalizzazione
- Uso più efficiente dell'energia e risparmio energetico

L’Agenzia Danese per l’Energia indica inoltre 10 criteri necessari per poter approvare una domanda:

- i) Il progetto è soggetto a regolamentazione di competenza del Ministero del Clima, dell'Energia e delle Utilities.
- ii) L'attuazione del progetto è messa in discussione da una barriera normativa.
- iii) Il progetto è innovativo: La soluzione del progetto deve includere una nuova tecnologia, una nuova combinazione di tecnologie note o un nuovo modello di business o di implementazione diverso da quello esistente nel settore energetico.
- iv) Il progetto promuove la transizione verde e deve andare a beneficio della società. Deve quindi essere probabile che la soluzione del progetto offrirà un contributo efficace in termini di costi alla transizione verde e al raggiungimento dell'obiettivo della Danimarca di ridurre le emissioni di

gas serra del 70% entro il 2030 e di eliminare completamente i combustibili fossili entro il 2050.

- v) La soluzione del progetto non è ancora arrivata sul mercato. La soluzione innovativa del progetto deve essere vicina all'introduzione sul mercato, ma non deve essere stata precedentemente testata o implementata a condizioni di mercato nel settore dell'energia e dei servizi pubblici.
- vi) Il progetto va a vantaggio dei consumatori e delle imprese.
- vii) Il progetto è sufficientemente sviluppato per far parte di un processo di test e il candidato ha accesso alle competenze e alle risorse necessarie per completare il processo di test.
- viii) Il processo di test può rappresentare un rischio economico e di approvvigionamento per i consumatori e le imprese. Il richiedente deve aver considerato il rischio che il processo di test può comportare e descrivere la limitazione del rischio proporzionata che si intende attuare.
- ix) Il progetto deve poter essere delimitato nel tempo in modo che la prova normativa possa essere effettuata all'interno di un orizzonte temporale che generalmente non si estende oltre i 24 mesi. Il termine è determinato caso per caso. In casi particolari, a un progetto può essere assegnata una zona di prova che si estende oltre i 24 mesi.
- x) Come prerequisito per la realizzazione dei benefici sociali del progetto e dei potenziali effetti per la transizione verde, il richiedente deve raccogliere e diffondere pubblicamente i risultati più significativi del progetto a tutti gli attori pertinenti.

La restante parte di questa sezione prenderà in esame i due progetti, concessi il 5 maggio 2021 ([link 15 in sitografia](#)), descrivendone la struttura, il tipo di tecnologie coinvolte e, laddove i dati siano disponibili, gli investimenti e i benefici economici per i partecipanti al sandbox.

**GreenLab Skive:** GreenLab è un parco industriale energetico verde di 600.000 m<sup>2</sup>, situato fuori Skive, nella penisola danese dello Jutland. In una zona di test regolamentare, le autorità consentono alle industrie del parco di operare al di fuori

delle normative elettriche esistenti. Questa zona di test permette a GreenLab e alle aziende verdi che condividono l'energia in eccesso nel parco di esplorare nuove soluzioni energetiche tramite un SymbiosisNet. In futuro, GreenLab sarà in grado di testare nuovi modelli di business innovativi e tecnologie che finora hanno incontrato barriere sotto le normative elettriche attuali. L'idea è che i nuovi parchi industriali possano organizzare una produzione e un consumo energetico congiunti senza influire negativamente sulla rete energetica collettiva esistente.

*"La zona di test di GreenLab è unica nel suo genere nel senso che GreenLab integra la produzione di energia, l'industria, l'agricoltura, la pirolisi e il Power-to-X in un'unica piattaforma. Idealmente, la zona di test sarà una proof of concept che potrà essere replicata su scala ancora più ampia. Crediamo che parchi industriali energetici simili debbano essere istituiti non solo in Danimarca, ma in tutta Europa. Guardando al futuro, l'obiettivo è che GreenLab diventi un modello per la progettazione futura del sistema energetico. Il permesso per la zona di test è storico perché mai prima d'ora le autorità energetiche danesi avevano concesso un permesso simile"* afferma Christopher Sorensen, CEO di GreenLab (traduzione).

Un obiettivo chiave per GreenLab è garantire l'accesso all'elettricità verde per le aziende situate nel loro parco industriale e ottimizzare l'utilizzo dell'energia verde attraverso tecnologie avanzate di stoccaggio come il Power-to-X. Per raggiungere questo obiettivo, GreenLab ha investito 21,45 milioni di euro in infrastrutture, stabilendo un collegamento diretto tra il parco solare ed eolico a sud di GreenLab e il parco industriale stesso. L'investimento consentirà l'acquisto di quattro trasformatori e la costruzione di una nuova stazione di trasformazione, portando la capacità di fornitura del parco solare ed eolico da 84 MW a 200 MW ([link 16 in sitografia](#)).

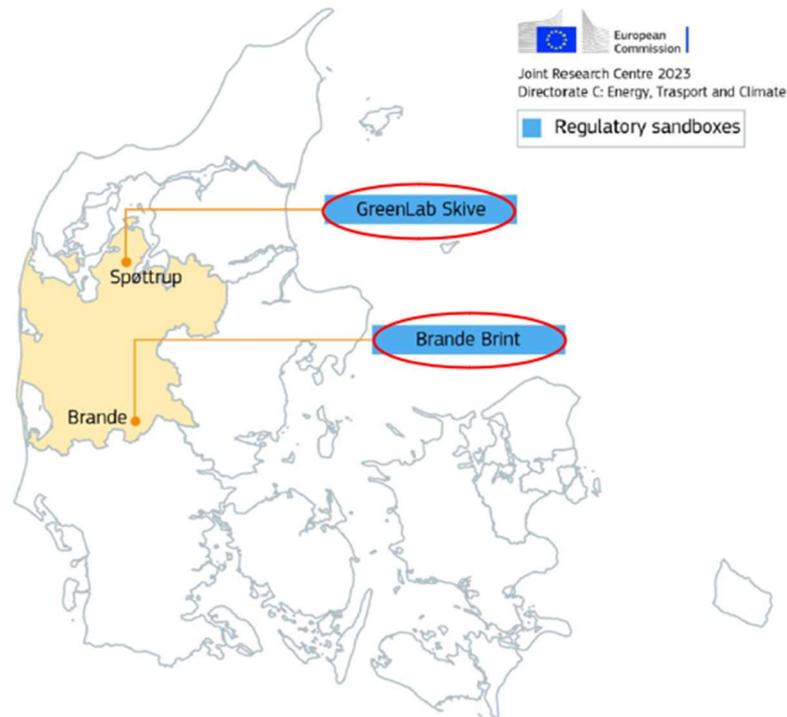
La zona di test è stata istituita in stretta collaborazione con l'operatore di rete, Elnetselskabet N1, e l'Agenzia per l'Energia Danese, che stanno entrambi esplorando nuovi modi per sviluppare e costruire l'infrastruttura elettrica. L'obiettivo è che GreenLab ispiri la futura struttura del sistema energetico danese. La co-locazione

della produzione e del consumo di energia, in particolare, rende inutili massicci investimenti nell'espansione della rete collettiva.

**Siemens Gamesa's Brande Hydrogen:** Il progetto Brande Hydrogen di Siemens Gamesa abbina una turbina eolica onshore esistente da 3 MW con un elettrolizzatore da 400 kW di Green Hydrogen Systems, con la possibilità di produrre idrogeno verde in "modalità isola", ovvero senza alcun collegamento alla rete elettrica. Il combustibile a idrogeno verde prodotto viene poi distribuito dalla società danese Everfuel per alimentare la flotta di taxi a celle a combustibile di Copenhagen. Siemens Gamesa sta inoltre utilizzando il progetto per determinare se l'integrazione di nuove tecnologie possa contribuire alla stabilità della rete e aiutare ad affrontare le problematiche legate alla variabilità del vento. L'installazione di una batteria da 560 kW ([link 17 in sitografia](#)), della turbina e dell'elettrolizzatore ha il potenziale di consentire la produzione di volumi industriali di idrogeno verde a breve termine, e le innovazioni e le conoscenze acquisite dal sito di prova saranno utilizzate per costruire casi d'uso per la produzione su larga scala di idrogeno verde.

*"Intendiamo essere pionieri nello sforzo di sostituire petrolio e gas con idrogeno verde. Per consentire questa transizione, l'idrogeno verde deve essere notevolmente ampliato sia onshore che offshore, e ciò richiede la ricerca di soluzioni che possano ridurre significativamente il costo dell'idrogeno verde in grandi volumi. Con la storica decisione del governo danese di concedere a Brande Brint una zona di test regolamentare, possiamo ora studiare come sviluppare un sistema di produzione di idrogeno offshore a livello di turbina capace di funzionare in modalità isola. L'obiettivo finale è che ogni singolo sistema turbina-elettrolizzatore sia in grado di produrre idrogeno indipendentemente dal collegamento alla rete. È la frontiera dell'innovazione nell'idrogeno che perseguiremo qui nel nostro sito di test danese. Questa mossa audace è un passo importante per assicurare alla Danimarca una posizione di leadership nella prossima transizione energetica basata sul Power-to-X (PtX)",* afferma Poul Skjærbæk, Chief Innovation and Product Officer di Siemens Gamesa (traduzione).

La *Figura 24* mostra la collocazione dei due progetti sul territorio danese.



*Figura 24 – Distribuzione spaziale dei regulatory sandbox sul territorio danese –  
Fonte: figura in (Gangale et al., 2023)*

La descrizione del funzionamento dell'innovazione regolatoria in Danimarca, unita all'esposizione dei 2 progetti, permette di delineare una classificazione inquadrata nella tassonomia individuata nella sezione 2.7.. I risultati sono riassunti nella *Tabella 10*.

<b>PROGETTAZIONE</b>	
<b>GOVERNANCE DIRETTA</b>	Agenzia Danese per L'Energia
<b>GOVERNANCE DI ACCOMPAGAMENTO</b>	Regolatore Danese dei servizi pubblici, Ministero Danese per il clima
<b>ATTORI</b>	Aperto a tutti i player di mercato
<b>COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER</b>	Richieste on-demand tramite uno specifico modulo
<b>CRITERI DI IDONEITA'</b>	10 criteri predefiniti
<b>IMPLEMENTAZIONE</b>	
<b>OBIETTIVI</b>	Accoppiamento di settore, flessibilità e bilanciamento energetico, PtX e stoccaggio
<b>DIMENSIONE SPAZIALE</b>	Limitato in determinate zone
<b>DIMENSIONE TEMPORALE</b>	Massimo 2 anni, con possibilità di estensione
<b>DEROGHE</b>	Deroghe sulla fornitura di energia
<b>FINANZIAMENTI</b>	////////////////////
<b>VALUTAZIONE</b>	
<b>MONITORAGGIO</b>	////////////////////////////////////
<b>DIFFUSIONE &amp; RESOCONTO PUBBLICO</b>	Diffusione dei risultati del progetto da parte del richiedente

Tabella 10 – Classificazione della sperimentazione regolatoria in Danimarca –  
Fonte: Elaborazione propria

### 3.4. Germania

Nonostante la Germania non abbia una struttura definita per dei veri e propri regulatory sandbox, negli ultimi anni ha sviluppato un certo numero di iniziative di sperimentazione regolatoria che possono essere classificate come “progetti pilota”. L’organo deputato alla creazione di questi progetti è il Ministero Federale per gli Affari Economici e l’Azione Climatica. Nel 2015 il ministero ha istituito il programma SINTEG (Smart Energy Showcases – Agenda digitale per la transizione energetica): tale programma mirava a supportare lo sviluppo e la dimostrazione di soluzioni innovative per un sistema energetico sicuro, efficiente e rispettoso dell’ambiente basato su un’elevata percentuale di generazione elettrica fluttuante da energia eolica e solare ([Gangale et al., 2023](#)). Un ulteriore attore coinvolto nella governance di questo programma è stato l’Agenzia di Rete Federale.

Recentemente, nell’ambito del settimo programma di ricerca energetica tedesco, la Germania ha inoltre istituito i “Reallabore der Energiewende”, ossia Laboratori Reali della Transizione Energetica. Con il formato di finanziamento Real-World Labs of the Energy Transition, il Ministero federale dell’Economia e l’Azione Climatica sta colmando il divario di sviluppo tecnologico per le innovazioni tra la ricerca orientata all’applicazione e l’attuazione nella pratica. Il concetto si rivolge in particolare al settore energetico, all’industria ad alta intensità energetica e all’industria immobiliare. Finora sono stati avviati i lavori di 14 laboratori reali per la transizione energetica ([link 18 in sitografia](#)).

**SINTEG** ([link 19 in sitografia](#)): il programma SINTEG ha riguardato 5 “regioni showcase”: gli showcase sono stati pensati con lo scopo di riunire conoscenze, esperienze e attività per affrontare le sfide tecniche, economiche e normative della transizione energetica dei prossimi decenni e fornire soluzioni modello che sono state testate nella pratica. In particolare, tale programma persegue i seguenti obiettivi:

- Funzionamento della rete sicuro ed efficiente con un’elevata percentuale di energie rinnovabili;
- Utilizzo del potenziale di efficienza e flessibilità (lato mercato e lato rete);

- Interazione efficiente e sicura di tutti gli attori della smart grid energetica;
- Utilizzo più efficiente della struttura di rete esistente;
- Riduzione dei requisiti di espansione della rete a livello di rete di distribuzione.

Le 5 regioni showcase sono state finanziate tra fine 2016 e inizio 2017:

**C/Sells:** C/sells si estende nel sud della Germania attraverso i Länder Baden-Württemberg, Baviera e Assia e si concentra sull'energia solare. L'obiettivo principale è l'ottimizzazione regionale della produzione e del consumo. Il nucleo di questo showcase è la dimostrazione di un sistema energetico strutturato in cellule, in cui le cellule regionali interagiscono tra loro all'interno di una rete sovraregionale. Le dimensioni delle cellule variano notevolmente: possono essere singole proprietà o intere aree di distribuzione. Ogni cellula si auto-sostiene inizialmente, bilanciando la produzione di energia e il consumo il più possibile direttamente sul posto. Gli eventuali eccessi o deficit di energia vengono poi scambiati con altre cellule per ottimizzare complessivamente il sistema energetico. Grazie alla rete di cellule, si crea così un'infrastruttura energetica efficiente e robusta. Ulteriori aspetti centrali dello showcase includono gli incentivi alla flessibilità nelle reti di distribuzione e il bilanciamento con il settore del riscaldamento e dei trasporti.

**Designetz:** "Designetz" mostra come ottimizzare l'uso della flessibilità in modo che sia vantaggiosa per il mercato, la rete e il sistema nella Renania Settentrionale-Vestfalia, in Renania-Palatinato e nella Saarland. L'obiettivo è sviluppare soluzioni per utilizzare l'energia fornita da sole e vento in modo decentralizzato per alimentare i centri di consumo. Lo showcase è rappresentativo della situazione tipica in molte regioni della Germania, dove si alternano strutture rurali a centri urbani e siti industriali. Per garantire una fornitura sicura ed efficiente, il progetto si basa su una responsabilità di sistema gerarchica. Le richieste di flessibilità vengono inviate dalle reti superiori alle reti inferiori, mentre dalle reti inferiori vengono inviati i dati sulle previsioni dello stato della rete e sulla flessibilità disponibile alle reti superiori.

**Enera:** lo showcase "enera" nel nord-ovest della Bassa Sassonia affronta tre temi principali: rete, mercato e dati. Enera mira a fornire risposte e proposte di soluzione

per le sfide cruciali della transizione energetica: il passaggio da un sistema statico a uno dinamico, e da un sistema centrale a uno decentralizzato. Attraverso l'aggiornamento tecnologico di produttori, consumatori e accumulatori, o la loro nuova installazione, e attraverso il potenziamento della rete con nuovi strumenti operativi, si intende rendere il sistema energetico più flessibile dal punto di vista tecnico. Si vuole consentire agli impianti decentralizzati di fornire servizi di sistema regionali, ad esempio per il mantenimento della tensione, al fine di stabilizzare localmente la rete. Questo può aumentare l'affidabilità della futura fornitura di elettricità. Secondo la prospettiva di enera i servizi di sistema regionali dovrebbero poter essere scambiati sui mercati elettrici. A tal fine, lo showcase prevede che il commercio sulla borsa dell'elettricità sia ampliato con informazioni regionali.

**NEW 4.0:** Lo showcase NEW 4.0 include due località chiave:

- Amburgo come grande centro di consumo energetico.
- Schleswig-Holstein come importante centro di produzione di energia eolica.

L'obiettivo dello showcase è dimostrare che l'intera regione può essere alimentata in modo sicuro e affidabile con il 70% di energia rinnovabile già nel 2025. A tal fine, la produzione e il consumo dovranno essere ottimizzati attraverso tecnologie all'avanguardia e regole di mercato evolute. L'obiettivo è, in particolare, un uso efficiente degli eccessi di energia elettrica locali. Nell'ambito di una doppia strategia,

- Le limitazioni regionali delle turbine eoliche devono essere ridotte attraverso un miglioramento dell'esportazione di energia verso altre regioni.
- L'utilizzo energetico locale sarà incrementato mediante concetti di flessibilità appropriati. La flessibilità sarà ottenuta principalmente attraverso la regolazione del consumo tramite gestione dei carichi, stoccaggio e integrazione dei settori. Una maggiore flessibilità contribuirà anche a ridurre il carico coperto dalle centrali convenzionali in caso di bassa produzione di energia rinnovabile.

**WindNODE:** La regione di dimostrazione comprende i cinque stati federali dell'ex Germania Est e Berlino. L'obiettivo dello showcase WindNODE è il coordinamento

efficiente delle capacità di produzione di energia rinnovabile, delle reti elettriche e degli utenti energetici basato su una connessione digitale. Il focus dello showcase è sull'integrazione efficiente di grandi quantità di energie rinnovabili in un sistema ottimizzato attraverso diversi vettori energetici, che comprende i settori dell'elettricità, del calore e della mobilità, e sull'orchestrazione delle opzioni di flessibilità a tutti i livelli. Gli obiettivi concreti includono, tra l'altro, lo sviluppo di prodotti e servizi innovativi che completino l'attività tradizionale di vendita basata su quantità, nonché la creazione di standard per la protezione dei consumatori e la sicurezza dei dati, al fine di proteggere efficacemente le persone e le aziende coinvolte da abusi dei dati in un "Internet dell'energia" e garantire la massima sicurezza dell'approvvigionamento. Lo showcase affronta anche questioni di progettazione del mercato energetico e architettura del sistema.

Nel corso del programma SINTEG sono stati finanziati 189 progetti, la maggior parte dei quali è iniziata nel 2017 e si è conclusa nel 2020 o 2021. Alcuni progetti sono iniziati prima (2016) e alcuni sono durati meno (fino al 2018 o 2019). I progetti sono stati finanziati principalmente con fondi federali (circa 168 milioni di €), ma anche con fondi propri dei partner di progetto (oltre 163 milioni di €) e con fondi terzi (circa 2,5 milioni di €). Va evidenziato che la pandemia di COVID-19 ha causato una proroga della durata di circa la metà dei progetti. La *Tabella 11* mostra alcuni dati economici del programma SINTEG, inclusa la dimensione economica dei progetti e la quota parte di finanziamenti proveniente da fondi statali.

L'erogazione dei fondi federali è stata piuttosto sbilanciata nelle diverse zone della Germania, massima in Baden-Württemberg e minima nella Thüringen come mostrato in *Figura 25*.

È inoltre presente una significativa diversificazione nei vari settori di investimento dei 5 showcase di SINTEG: fornitura di energia e ricerca e sviluppo sono le voci di costo principali ma sono presenti anche investimenti importanti in ICT/software ed educazione.

La *Figura 26* riporta la distribuzione la Distribuzione delle Spese Totali per Settore e Showcase.

Vetrina	n. di Progetti	Costi totali [Mln €]	Fondi propri [Mln €]	Fondi esterni [Mln €]	Fondi Statali [Mln €]	Quota finanziamento [%]	Dimensione media progetto [Mln €]
C/sells	43	70,412	29,276	1,454	39,681	56,4%	1,64
DESIGNETZ	31	52,634	27,191	0,000	25,443	48,3%	1,70
enera	32	101,841	66,062	0,000	35,779	35,1%	3,18
NEW 4.0	35	57,453	21,891	1,029	34,533	60,1%	1,64
WindNODE	48	51,874	18,856	0,004	33,015	63,6%	1,08
<b>TOTALE</b>	<b>189</b>	<b>334,214</b>	<b>163,276</b>	<b>2,487</b>	<b>168,451</b>	<b>50,4%</b>	<b>1,77</b>

Tabella 11 – Dati di investimento del programma SINTEG – Fonte: traduzione di tabella in (BMWK, 2022)

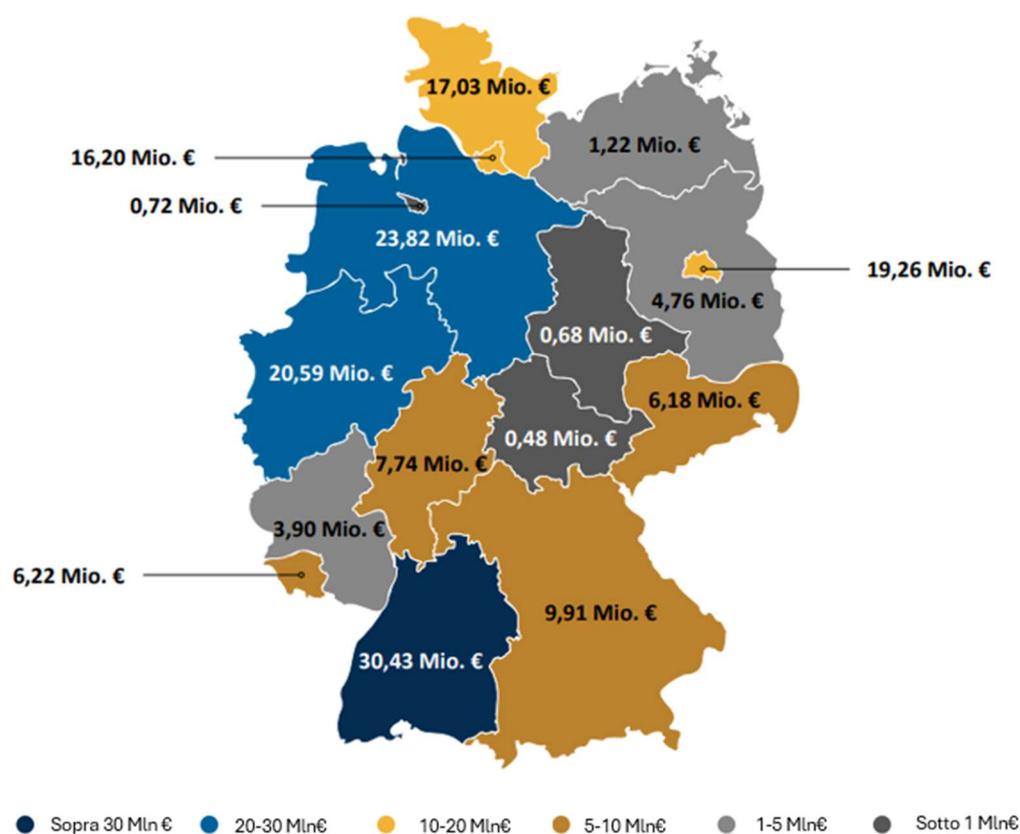


Figura 25 – Fondi federali erogati per regione per il programma SINTEG – Fonte: figura in (BMWK, 2022)

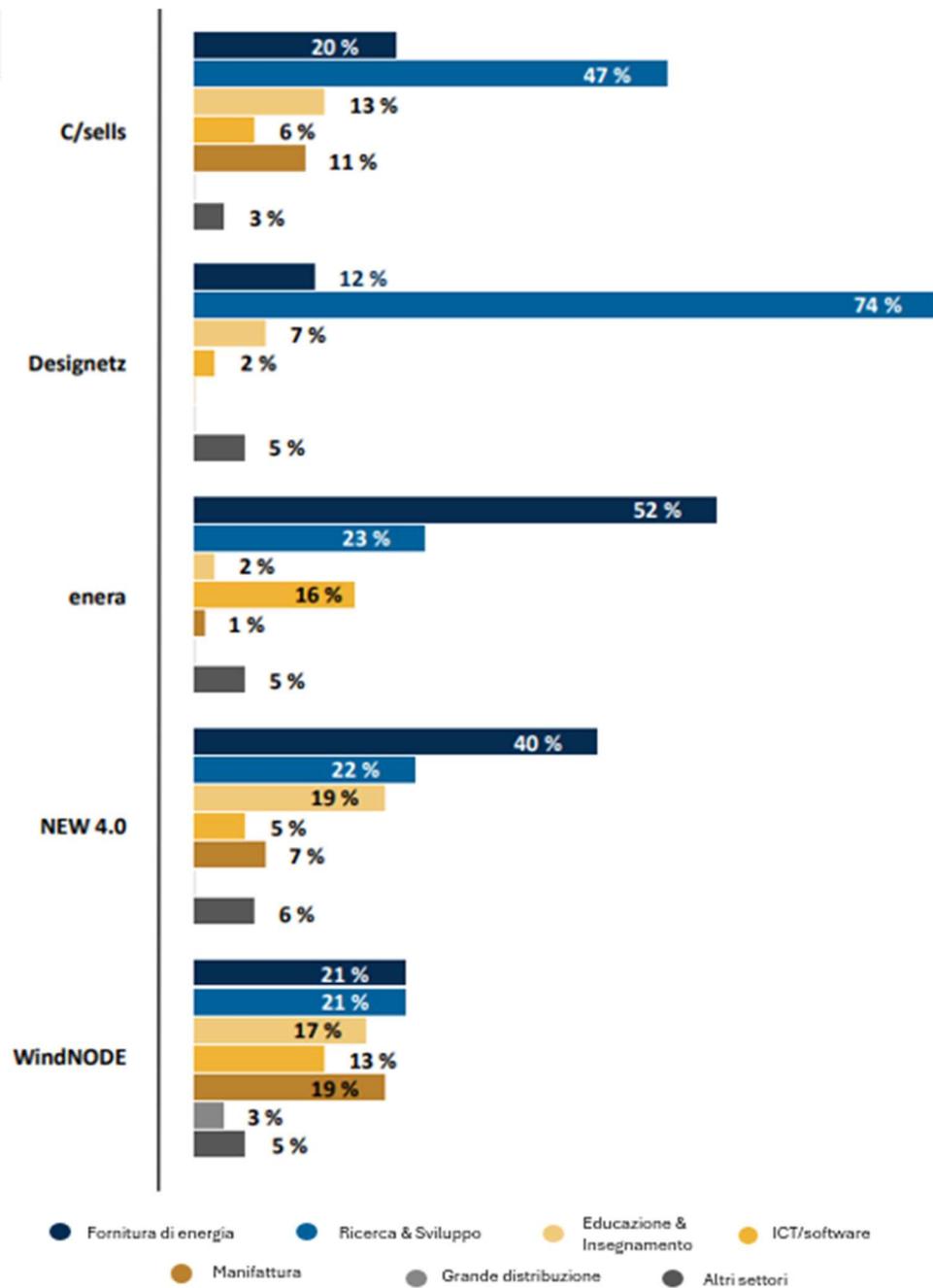


Figura 26 – Distribuzione delle Spese Totali per Settore e Showcase – Fonte: traduzione di figura in (BMWK, 2022)

La descrizione del funzionamento dell'innovazione regolatoria in Germania, unita all'esposizione dei 5 showcase del programma SINTEG, permette di delineare una classificazione inquadrata nella tassonomia individuata nella sezione 2.7.. I risultati sono riassunti nella *Tabella 12*.

<b>PROGETTAZIONE</b>	
<b>GOVERNANCE DIRETTA</b>	Ministero per gli Affari Economici e l’Azione Climatica (BMWK)
<b>GOVERNANCE DI ACCOMPAGAMENTO</b>	Agenzia di rete federale
<b>ATTORI</b>	Operatori di rete e di mercato, centri di ricerca e industrie
<b>COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER</b>	Networking e coinvolgimento diretto negli showcase
<b>CRITERI DI IDONEITA’</b>	////////////////////////////////////
<b>IMPLEMENTAZIONE</b>	
<b>OBIETTIVI</b>	Flessibilità energetica, stabilizzazione della rete, gestione della domanda, trading energetico, integrazione rinnovabili
<b>DIMENSIONE SPAZIALE</b>	5 regioni di showcase
<b>DIMENSIONE TEMPORALE</b>	Circa 4 anni per showcase
<b>DEROGHE</b>	Rimborso sui costi di rete e sui costi di curtailment delle RES
<b>FINANZIAMENTI</b>	168 Mln€ di rimborsi statali per gli investimenti nei 5 showcase
<b>VALUTAZIONE</b>	
<b>MONITORAGGIO</b>	Specifico per ogni showcase
<b>DIFFUSIONE &amp; RESOCONTO PUBBLICO</b>	Pubblicazione dei risultati del programma SINTEG da parte di BMWK

Tabella 12 – Classificazione della sperimentazione regolatoria in Germania – Fonte: Elaborazione propria

### 3.5. Austria

Nel 2019 il Ministero federale della protezione del clima, dell'ambiente, dell'energia, della mobilità, dell'innovazione e della tecnologia austriaco (BMK) ha pubblicato le “Linee guida per promuovere l'uso delle fonti energetiche rinnovabili e dello stoccaggio” (BMK, 2019). Tale documento introduce il programma “Energie.Frei.Raum” che si pone i seguenti obiettivi:

- **Sviluppo e Sperimentazione di Innovazioni Energetiche:** il programma permette di creare dei progetti pilota dove aziende e istituzioni possono testare nuove tecnologie e modelli di business in un ambiente reale, superando temporaneamente alcune restrizioni regolatorie
- **Decarbonizzazione:** il programma promuove progetti di decarbonizzazione nei settori dell'energia, con un focus particolare su tecnologie di accumulo di energia, pianificazione energetica e regolamentazione del recupero di calore
- **Sostegno alla Transizione Energetica:** il programma mira a incentivare l'uso e l'implementazione delle energie rinnovabili, migliorando l'efficienza energetica attraverso la digitalizzazione del sistema energetico e l'uso intelligente dell'energia

La gestione è affidata all'agenzia Austriaca per la Promozione della Ricerca (FFG). Un ulteriore attore fondamentale è E-Control (Autorità di regolamentazione austriaca per l'elettricità e il gas naturale), che ha la possibilità di concedere deroghe limitate nel tempo e nello spazio ai costi di utilizzo della rete.

Il tipo di coinvolgimento degli stakeholder è di tipo “on demand”, in quanto i fondi disponibili sono assegnati tramite dei bandi di gara tematici. Il programma è strutturato in cicli di bandi:

- Il primo bando è durato dal giugno 2019 a agosto 2019, con uno stanziamento di fondi intorno ai 4.4M€
- Il secondo bando è durato da ottobre 2021 a marzo 2022, con uno stanziamento di fondi intorno ai 4.6M€
- Il terzo bando è durato da novembre 2022 a marzo 2023, con uno stanziamento di fondi intorno ai 2M€

Gli stakeholder che possono presentare domanda al bando sono principalmente: centri di ricerca, associazioni, organizzazioni non profit (NPO), comuni, aziende private. I criteri di selezione dei progetti riguardano tre aspetti: la qualità e la pertinenza del progetto, l' idoneità dei partecipanti e i benefici per il sistema. La durata massima del programma per il singolo progetto è di 36 mesi. Al fine di monitorare correttamente l'andamento di ogni progetto, i dati raccolti sono sottoposti ad una valutazione periodica dal Ministero (BMK) e da FFG. La diffusione e rendicontazione pubblica dei risultati dei vari progetti è disponibile tramite i database di FFG e a Open4Innovation, la piattaforma per i risultati delle ricerche e dello sviluppo tecnologico finanziato con fondi pubblici.

**Primo bando (2019):** il primo bando ha esplorato la necessità e la fattibilità giuridica di stabilire una clausola di sperimentazione, il suo possibile ambito di applicazione e la struttura di un “sandbox normativo energetico” (nota per il lettore: spesso il termine sandbox viene usato in modo intercambiabile con progetto pilota nelle descrizioni dei programmi di innovazione regolatoria. È quindi necessario rimarcare che, come visto nell'introduzione del capitolo (3.), l'Austria fa uso di **progetti pilota**) ([Gangale et al., 2023](#)). Durante questo primo ciclo il progetto ‘FRESCH - Freedom for Regulatory Experimentation Creation’ si è basato su ricerche esistenti, progetti di ricerca e innovazione (R&I) e numerosi workshop con i principali stakeholder per identificare le principali sfide regolatorie per testare e implementare innovazioni energetiche nel sistema energetico austriaco. FRESCH ha permesso di sviluppare una lista delle aree in cui sarebbero necessarie deroghe per facilitare l'innovazione ([link 20 in sitografia](#)). Il progetto ha inoltre fornito le linee per l'organizzazione del programma lungo tre pilastri principali:

- Servizio di consulenza/feedback
- Sperimentazione regolatoria
- Apprendimento regolatorio

**Secondo bando (2021-2022):** il secondo bando ha finanziato 9 progetti che testano nuove idee imprenditoriali e approcci innovativi per supportare l'integrazione sistemica delle tecnologie di stoccaggio e aumentare la flessibilità del sistema. In

seguito all'adozione delle clausole di sperimentazione nelle leggi sull'elettricità e sul gas (definite grazie al confronto con gli stakeholder nel progetto FRESCH), i progetti ammessi al programma hanno potuto richiedere a E-control di concedere deroghe dal sistema tariffario attuale per testare possibili modalità di strutturazione delle tariffe di rete (ad esempio, tariffe di rete dipendenti dal carico e variabili nel tempo) ([link 21 in sitografia](#)). In particolare ([BMK, 2022](#)):

- 3 progetti hanno riguardato la definizione di tariffe di rete innovative (cat.1)
- 5 progetti hanno studiato dei modelli innovativi di integrazione e di mercato per le energie rinnovabili, lo stoccaggio e l'efficienza energetica (cat.2)
- 1 progetto di ricerca è stato inoltre finanziato per supportare le attività degli altri 8 progetti

**Progetto INNOnet (cat.1):** Il progetto INNOnet, parte del secondo bando del programma Energie.Frei.Raum, rappresenta un'iniziativa per migliorare la gestione e l'ottimizzazione delle reti elettriche attraverso l'implementazione di tariffe variabili basate sul carico. Questo progetto è finanziato dalla FFG e promosso da BMK ([link 22 in sitografia](#)).

L'obiettivo principale del progetto INNOnet è sviluppare e testare modelli tariffari elettrici innovativi e basati sulle prestazioni che incentivino le famiglie a evitare i picchi di carico e a utilizzare maggiormente l'energia elettrica generata localmente. Questo approccio mira a ridurre la necessità di future espansioni della rete elettrica, rendendo l'uso dell'energia più efficiente e sostenibile ([link 23 in sitografia](#)).

Il progetto INNOnet coinvolge più di 1000 famiglie in tre aree di dimostrazione in Austria:

- Netz Oberösterreich
- Linz Netz
- Energienetze Steiermark

Il progetto prevede che le famiglie partecipino a test pratici per determinare il potenziale di flessibilità che può essere attivato attraverso l'uso di tariffe variabili. Questi test mira non solo a valutare l'efficacia delle tariffe variabili, ma anche a

fornire dati cruciali per lo sviluppo di future strutture tariffarie che potrebbero essere adottate a livello nazionale

Le attività previste dal progetto includono la decisione finale sulle strutture tariffarie specifiche basate sulle simulazioni, l'integrazione delle famiglie dimostrative e di un gruppo di controllo e la presentazione di una richiesta regolamentare a E-Control per testare le tariffe in condizioni operative reali. Inoltre, è previsto lo sviluppo di un'applicazione e di una piattaforma dati per facilitare la comunicazione con i clienti domestici, con l'obiettivo di avviare le dimostrazioni entro l'autunno 2024.

Il progetto, iniziato ufficialmente nel marzo 2023, terminerà nel febbraio 2026 (36 mesi) ed è attualmente in corso.

**Progetto SETHub (cat.2):** Il progetto SETHub (Smart Energy Transformation Hub) è una delle iniziative finanziate nell'ambito del secondo bando del programma austriaco Energie.Frei.Raum.

Il progetto mira a sviluppare un'analisi complessiva dell'impiego delle tecnologie Power-to-Gas in modo da servire la rete elettrica, un campo che non è ancora stato completamente esplorato dal punto di vista regolatorio, tecnico ed economico. L'obiettivo principale è di testare queste tecnologie in un contesto reale, per valutarne l'efficacia nel risolvere i colli di bottiglia nella rete elettrica e aumentare la capacità di assorbimento delle energie rinnovabili ([link 24 in sitografia](#))

Uno degli aspetti innovativi di SETHub è la combinazione della produzione di idrogeno rinnovabile con l'infrastruttura esistente del gas, che offre significativi vantaggi in termini di trasporto e stoccaggio dell'energia. Il progetto prevede anche la creazione di modelli organizzativi praticabili e la valutazione del potenziale di queste tecnologie nell'area di copertura della rete elettrica della Steiermark. Inoltre, SETHub esplora la possibilità di combinare la produzione di gas verde con tecnologie agricole come l'Agri-PV (agrivoltaico), creando comunità energetiche locali con modelli di partecipazione dei cittadini.

Il progetto, iniziato ufficialmente nell'ottobre 2023, terminerà nel marzo 2025 (18 mesi) ed è attualmente in corso.

**Terzo bando (2022-2023):** il terzo bando di gara di Energie.frei.raum ha visto il finanziamento di ulteriori progetti aventi come principali obiettivi:

- Testare l'implementazione sistemica di nuovi modelli di integrazione e di mercato per l'integrazione del sistema delle tecnologie delle energie rinnovabili, nonché delle tecnologie di stoccaggio e di efficienza energetica
- Migliorare la portabilità e la scalabilità di tecnologie e servizi innovativi per un lancio accelerato sul mercato in patria e all'estero

Per questo bando, il finanziamento del progetto copre da un minimo del 35% ad un massimo dell'80% dei costi di progetto (con soglia di finanziamento massima fissata a 1 Mln€) ([link 25 in sitografia](#)).

**Progetto SeasonalStorage4EG:** Il progetto "SeasonalStorage4EG" è una delle iniziative finanziate nell'ambito della terza call del programma austriaco Energie.Frei.Raum. Questo progetto si focalizza sull'implementazione di sistemi di stoccaggio stagionale di energia per le comunità energetiche, in particolare utilizzando gas prodotti da fonti rinnovabili per trasferire l'energia dai mesi estivi ad alta produzione a quelli invernali ad alto consumo. Il progetto "SeasonalStorage4EG" intende dimostrare il valore aggiunto dello stoccaggio stagionale attraverso un intenso scambio con le comunità energetiche e altri stakeholder. Questo scambio è finalizzato a evidenziare i benefici in termini di autosufficienza e sicurezza dell'approvvigionamento energetico per le comunità energetiche. Uno degli attori chiave coinvolti è la comunità di Gampern, che già utilizza sistemi sostenibili come impianti fotovoltaici con accumulo di batterie per alimentare l'illuminazione pubblica. La RAG Austria AG, il più grande operatore di stoccaggio energetico in Austria, guida il consorzio del progetto, apportando la sua esperienza tecnica e gestionale nella gestione dello stoccaggio stagionale dell'energia. Inoltre, il progetto coinvolge l'Energieinstitut an der JKU Linz, che contribuisce con il suo expertise in diritto energetico e barriere regolatorie, e la municipalità di Gampern, nota per le sue iniziative sostenibili. L'obiettivo finale del progetto è formulare raccomandazioni per l'adattamento del quadro regolamentare, facilitando così l'integrazione dei sistemi di

stoccaggio stagionale nelle comunità energetiche. Questo dovrebbe supportare queste comunità nel loro ruolo pionieristico nella transizione energetica.

Il progetto, iniziato ufficialmente a Gennaio 2024, terminerà a Dicembre 2024 (12 mesi) ed è attualmente in corso.

**Progetto CleanHeatSelector:** Il progetto CleanHeatSelector è parte del terzo bando del programma austriaco Energie.Frei.Raum. CleanHeatSelector si concentra sullo sviluppo di un quadro decisionale per identificare le aree prioritarie per l'implementazione di tecnologie di riscaldamento sostenibili. Questo quadro decisionale integra leggi e regolamenti europei e nazionali, nonché strumenti esistenti di pianificazione energetica territoriale, e utilizza criteri quantificabili dal punto di vista tecnico, economico, ecologico e sociale ([link 26 in sitografia](#)). Il consorzio del progetto include l'AIT Austrian Institute of Technology GmbH e l'Università di Scienze Agrarie di Vienna (BOKU). L'obiettivo principale di CleanHeatSelector è facilitare la transizione verso tecnologie di riscaldamento più sostenibili, ottimizzando l'uso delle risorse energetiche locali e riducendo le emissioni di CO<sub>2</sub>. Questo progetto si allinea con le strategie più ampie del programma Energie.Frei.Raum, che cerca di abbattere le barriere alla sperimentazione e all'implementazione di innovazioni energetiche, promuovendo un approccio sistemico e integrato alla pianificazione e all'uso dell'energia. Il progetto, iniziato ufficialmente a Gennaio 2024, terminerà a Giugno 2025 (18 mesi) ed è attualmente in corso.

La descrizione del funzionamento dell'innovazione regolatoria in Austria, unita all'esposizione di 4 progetti del programma Energie.Frei.Raum (due per il secondo bando e due per il terzo bando), permette di delineare una classificazione inquadrata nella tassonomia individuata nella sezione 2.7.. I risultati sono riassunti nella *Tabella 13*.

<b>PROGETTAZIONE</b>	
<b>GOVERNANCE DIRETTA</b>	Ministero Federale per l'Azione Climatica (BMK)
<b>GOVERNANCE DI ACCOMPAGAMENTO</b>	E-Control, FFG
<b>ATTORI</b>	Centri di ricerca, associazioni, NPOs, municipalità, aziende private
<b>COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER</b>	Selezione on-demand di FFG
<b>CRITERI DI IDONEITA'</b>	Qualità e rilevanza del progetto, benefici per il sistema
<b>IMPLEMENTAZIONE</b>	
<b>OBIETTIVI</b>	Struttura delle tariffe di rete, modelli di mercato per le RES, stoccaggio e soluzioni per l'efficientamento energetico
<b>DIMENSIONE SPAZIALE</b>	Limitato in determinate zone
<b>DIMENSIONE TEMPORALE</b>	Fino a 3 anni
<b>DEROGHE</b>	Esenzione da tariffe di rete
<b>FINANZIAMENTI</b>	11 Mln€ (4.4 + 4.6 + 2 sui 3 bandi)
<b>VALUTAZIONE</b>	
<b>MONITORAGGIO</b>	Report di valutazione ex-post
<b>DIFFUSIONE &amp; RESOCONTO PUBBLICO</b>	Database dei progetti di FFG, BMK Open4Innovation

*Tabella 13 – Classificazione della sperimentazione regolatoria in Austria – Fonte: Elaborazione propria*

### 3.6. Belgio

Per via delle notevoli differenze in materia di innovazione regolatoria all'interno del paese, questa sezione prenderà separatamente in esame le regioni di Bruxelles, delle Fiandre e della Vallonia. Come nel caso di Austria e Germania, nonostante nei documenti ufficiali si faccia riferimento a “regulatory sandbox”, i progetti sviluppati in Belgio sono più vicini alla definizione di **progetto pilota** come da classificazione in (Bovera and Lo Schiavo, 2022).

#### BRUXELLES

L'ente regolatore regionale BRUGEL ha aperto il processo di richiesta per i “regulatory sandbox” a giugno 2019. Il regime è stato adottato con una decisione che stabilisce che BRUGEL può adottare norme specifiche per aree geografiche limitate o zone elettriche per un periodo di tempo limitato. Queste zone sono specificamente istituite tramite l'implementazione di progetti innovativi e il loro scopo è trovare soluzioni al problema di collegare la produzione decentralizzata con le reti di distribuzione. Il quadro consente di testare tecnologie innovative, nuovi modelli e nuove attività per lo sviluppo della transizione energetica. Tutte le parti sono ammissibili a prendere parte al regime di sperimentazione e le esenzioni possono essere correlate alle tariffe di distribuzione e misurazione, alle condizioni per la fornitura di elettricità o alle misure per ottimizzare domanda e offerta (Gangale et al., 2023).

La durata standard di un esperimento è di 2 anni, con la possibilità di estenderla di altri 2 anni. Il richiedente del progetto deve presentare un rapporto a BRUGEL ogni 6 mesi e un rapporto finale sarà pubblicato online alla fine del progetto o alla fine del periodo di deroga. Per essere ammissibile, un progetto deve:

- essere di natura innovativa;
- essere complementare ai progetti in corso;
- avere potenziale in termini di valore aggiunto sociale per la società nel suo complesso e avere il potenziale per essere riprodotto su scala regionale.

Alcuni esempi di progetti approvati da BRUGEL sono i seguenti:

- Il progetto Les Bambins<sup>41</sup> (BRUGEL, 2021a) prevede la creazione di una comunità di energia rinnovabile da parte di una scuola e di un privato. In questo caso la deroga concessa da BRUGEL riguarda le tariffe di installazione dei contatori intelligenti.
- Greenbizz.energy<sup>42</sup> (BRUGEL, 2021b) è un progetto di comunità energetica che condividerà l'elettricità fotovoltaica generata sul tetto dell'incubatore Greenbizz con le aziende che occupano i loro laboratori.
- Il progetto Marius Renard<sup>43</sup> (BRUGEL, 2021c) mira alla condivisione dell'elettricità prodotta tramite cogenerazione con gli occupanti di uno stesso edificio ed è organizzato dall'Associazione dei Co-proprietari (ACP) interessata. I ricavi derivanti dalla valorizzazione locale dell'elettricità potranno essere reinvestiti in altri lavori energetici della proprietà comune
- Il progetto SunSud<sup>44</sup> (BRUGEL, 2021d) mira a condividere l'elettricità fotovoltaica all'interno di un complesso di edilizia popolare.
- Il progetto HG Stockel.energy<sup>45</sup> (BRUGEL, 2022a) mira all'autoconsumo collettivo di elettricità fotovoltaica all'interno di un'abitazione collettiva. Il progetto nasce con l'obiettivo di testare la condivisione di elettricità all'interno di un piccolo condominio, la sua attrattività per i partecipanti, nonché il suo modello di governance.
- Il progetto Tour&Taxis.energy<sup>46</sup> (BRUGEL, 2022b) mira alla condivisione dell'elettricità fotovoltaica prodotta sul tetto della Gare Maritimes con alcuni edifici vicini, sia di tipo commerciale che residenziale. Il progetto nasce con l'obiettivo di testare la condivisione dell'elettricità e la sua governance tra consumatori di diversi tipi, nonché l'ottimizzazione dell'autoconsumo locale tramite un'applicazione dedicata.

La descrizione del funzionamento dell'innovazione regolatoria nella regione di Bruxelles, unita alla descrizione di 6 progetti, permette di delineare una classificazione inquadrata nella tassonomia individuata nella sezione 2.7.. I risultati sono riassunti nella *Tabella 14*.

<b>PROGETTAZIONE</b>	
<b>GOVERNANCE DIRETTA</b>	BRUGEL
<b>GOVERNANCE DI ACCOMPAGAMENTO</b>	////////////////////////////////////
<b>ATTORI</b>	Associazioni locali, produttori e consumatori locali, DSO
<b>COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER</b>	On demand tramite uno specifico modulo
<b>CRITERI DI IDONEITA'</b>	Novità, complementarità, valore per la società, potenziale per scala superiore
<b>IMPLEMENTAZIONE</b>	
<b>OBIETTIVI</b>	Comunità energetiche, condivisione dell'energia fotovoltaica
<b>DIMENSIONE SPAZIALE</b>	Riservato agli utenti sotto la stessa sottostazione primaria
<b>DIMENSIONE TEMPORALE</b>	Fino a 2 anni + possibile estensione di max 2 anni
<b>DEROGHE</b>	Struttura delle tariffe di rete, costi di connessione e regole di bilanciamento
<b>FINANZIAMENTI</b>	////////////////////////////////////
<b>VALUTAZIONE</b>	
<b>MONITORAGGIO</b>	Rapporto semestrale + rapporto di fine progetto
<b>DIFFUSIONE &amp; RESOCONTO PUBBLICO</b>	Descrizione del progetto sul sito web di BRUGEL

*Tabella 14 – Classificazione della sperimentazione regolatoria nella regione di Bruxelles – Fonte: Elaborazione propria*

## FIANDRE

Il governo fiammingo ha previsto, tramite il decreto del 16 novembre 2018, una decisione per il riconoscimento di “zone a bassa regolamentazione per l'energia” (Regelluwe zones voor energie) come mezzo per trovare soluzioni innovative per un sistema energetico flessibile con benefici sociali. Il decreto sull'energia stabilisce che il governo fiammingo sia responsabile della determinazione della procedura e delle condizioni per la domanda, per il riconoscimento, la sospensione o la revoca del riconoscimento come zona a bassa regolamentazione per l'energia.

Una zona a bassa regolamentazione può essere richiesta per specifici “living lab” (Ambiente di innovazione aperta in cui utenti e sviluppatori collaborano per creare, prototipare, validare e testare nuove tecnologie, servizi, prodotti o sistemi in contesti reali). Queste zone a bassa regolamentazione sono intese come banco di prova per sperimentare tecniche o pratiche innovative, senza essere ostacolate dalle normative generiche applicabili.

Tutte le parti sono ammesse a presentare proposte al Ministero tramite VEKA, l'Agenzia fiamminga per l'energia e il clima. A seconda delle deviazioni richieste, sarà necessario ottenere consulenza dall'autorità di regolamentazione delle Fiandre (VREG), da VEKA, dall'Agenzia per l'innovazione e l'imprenditorialità delle Fiandre (VLAIO) o dal gestore della rete pertinente. La richiesta può durare fino a 10 anni con una possibile estensione di un massimo di 5 anni. Il governo fiammingo valuterà progetto per progetto. Devono essere soddisfatti i seguenti criteri di ammissibilità:

- Il progetto è sufficientemente maturo ed elaborato;
- Il progetto è innovativo e i risultati del progetto possono essere riprodotti;
- Il progetto ha un interesse sociale dimostrabile che supera l'interesse puramente individuale e in cui il beneficio sociale supera potenzialmente il costo sociale. I progetti che perseguono solo un interesse individuale non sono ammissibili al riconoscimento come zona a bassa regolamentazione per l'energia;
- Il progetto non impone un onere sproporzionato a terze parti.

Ogni anno entro l'inizio di luglio, il richiedente del progetto deve riferire al ministero sui progressi del progetto, sui fattori critici di successo, sui risultati preliminari finora ottenuti e sulle lezioni già apprese. Il progetto sarà completato con una relazione finale che sarà pubblicata online.

Lo schema normativo non include finanziamenti, ma i progetti possono accedere ai finanziamenti tramite altri canali ([Gangale et al., 2023](#)).

I progetti sono finanziati da fondi di sviluppo regionale ed europeo ([Bovera and Lo Schiavo, 2022](#))

**Thor Park50:** Thor Park50 a Genk ([link 27 in sitografia](#)) è stato concesso dal governo fiammingo il 7 febbraio 2020 come prima zona a bassa regolamentazione nelle Fiandre aperta alle aziende per testare le loro nuove tecnologie ed esperimenti su scala reale. Il Thor Park si concentra su tre aree di ricerca: scambio di energia rinnovabile generata localmente; sperimentazione di una rete termica innovativa per integrare in modo ottimale le fonti rinnovabili; sviluppo di reti e connessioni innovative in corrente continua (CC). Sono state concesse delle deroghe in relazione al decreto sull'energia dell'8 maggio 2009, che richiede ai fornitori di elettricità e gas naturale di avere una licenza di fornitura. Le aziende di Thor Park fanno automaticamente parte della sandbox normativa e possono beneficiare delle deviazioni normative.

**Lovitas BV (non approvato):** Il 16 settembre 2020, Lovitas BV ha presentato una domanda per essere riconosciuta come zona a bassa regolamentazione per l'energia per la zona industriale di Hoogveld a Dendermonde. L'obiettivo di Lovitas era quello di abbinare in modo ottimale la produzione locale di energia al consumo locale. Per fare ciò, il richiedente voleva essere in grado di costruire e gestire linee dirette virtuali oltre alle linee dirette e applicare un'imposta per le linee dirette. Dopo aver esaminato la domanda, a dicembre 2020, il governo delle Fiandre, con il consiglio del regolatore, ha deciso di non riconoscere il progetto (con la richiesta di Lovitas di tariffe di rete di distribuzione notevolmente ridotte) come zona soggetta a restrizioni perché non vi era alcuna base giuridica ([VREG, 2020](#)). Il principio di equa applicazione delle norme

ha guidato la decisione del governo, sottolineando che le zone a bassa regolamentazione non dovrebbero essere sfruttate per ottenere un vantaggio ingiustificato assicurandosi tariffe di rete di distribuzione notevolmente ridotte che altre famiglie e PMI devono pagare.

La descrizione del funzionamento dell'innovazione regolatoria nella regione delle Fiandre, unita alla descrizione di 2 progetti, permette di delineare una classificazione inquadrata nella tassonomia individuata nella sezione 2.7.. I risultati sono riassunti nella *Tabella 15*.

<b>PROGETTAZIONE</b>	
<b>GOVERNANCE DIRETTA</b>	VEKA
<b>GOVERNANCE DI ACCOMPAGAMENTO</b>	VREG
<b>ATTORI</b>	Autorità municipali, enti di ricerca e aziende
<b>COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER</b>	On demand tramite uno specifico modulo
<b>CRITERI DI IDONEITA'</b>	Maturità del progetto, novità e riproducibilità, beneficio sociale
<b>IMPLEMENTAZIONE</b>	
<b>OBIETTIVI</b>	Condivisione dell'energia da RES, rete termica che integri RES, rete in corrente continua
<b>DIMENSIONE SPAZIALE</b>	Limitato in determinate zone
<b>DIMENSIONE TEMPORALE</b>	Fino a 10 anni + possibile estensione di max 5 anni
<b>DEROGHE</b>	Esenzione da regole sul mercato dell'energia e sulle tariffe energetiche
<b>FINANZIAMENTI</b>	Fondi di sviluppo regionale ed europeo
<b>VALUTAZIONE</b>	
<b>MONITORAGGIO</b>	Report annuale a Luglio + Relazione finale
<b>DIFFUSIONE &amp; RESOCONTO PUBBLICO</b>	Pubblicazione online dei risultati dei progetti

*Tabella 15 – Classificazione della sperimentazione regolatoria nella regione delle Fiandre – Fonte: Elaborazione propria*

## VALLONIA

Il 2 maggio 2019 è stato introdotto in Vallonia un decreto che mira a promuovere lo sviluppo delle comunità di energia rinnovabile (REC).

Tutte le parti possono presentare progetti all'ente regolatore regionale, CWaPE, che prenderà anche decisioni e valuterà i progetti. Possono essere concesse deroghe per un periodo di 5 anni per qualsiasi regolamento che rientri nella giurisdizione di CWaPE. In base al decreto, la comunità di energia rinnovabile (REC) è esentata dall'obbligo di ottenere una licenza per fornire elettricità per l'elettricità autoconsumata collettivamente all'interno della REC. Per essere ammissibili, i progetti devono:

- Avere come oggetto di studio l'implementazione di soluzioni tecnologiche ottimali per il mercato elettrico vallone, in particolare in termini di efficienza energetica, flessibilità della domanda, ottimizzazione dello sviluppo, gestione della produzione decentrata e promozione dell'autoconsumo locale e delle linee corte;
- Essere innovativi;
- Non violare gli obblighi imposti agli attori del mercato elettrico regionale a meno che non venga dimostrato che discostarsi da tali norme è necessario per il corretto funzionamento del progetto;
- Non avere come obiettivo principale quello di eludere totalmente o parzialmente tutte le forme di imposte e tasse di cui sarebbero tenuti se non rientrassero nell'ambito del progetto;
- Essere riproducibili all'intero mercato vallone in modo non discriminatorio
- Rendere pubblici i risultati.

Gli interessati possono richiedere deroghe a diverse norme di mercato e tariffarie.

Di seguito sono riportati 3 progetti approvati da CWaPE:

- Progetto HospiGREEN53 guidato da Ideta (Intercommunale de Développement Économique du Tournai-Ath) ([link 28 in sitografia](#)). Per un

periodo di 28 mesi, esaminerà le tariffe di distribuzione periodiche nel contesto dei REC. Il progetto è terminato a marzo 2023.

- Progetto MéryGrid54t guidato da Nethys ([link 29 in sitografia](#)). Combina soluzioni di produzione fotovoltaica, idroelettrica e di stoccaggio controllate da un sistema di gestione dell'energia, per soddisfare le esigenze energetiche di tre aziende. Il progetto è stato approvato nel 2019 ed è durato 2 anni.
- Progetto E-Cloud55. Nel corso del progetto, le aziende vicine condividono l'elettricità prodotta dai loro pannelli fotovoltaici e da una turbina eolica nel parco commerciale Tournai Ouest. La richiesta di deroga è stata concessa per 1 anno.

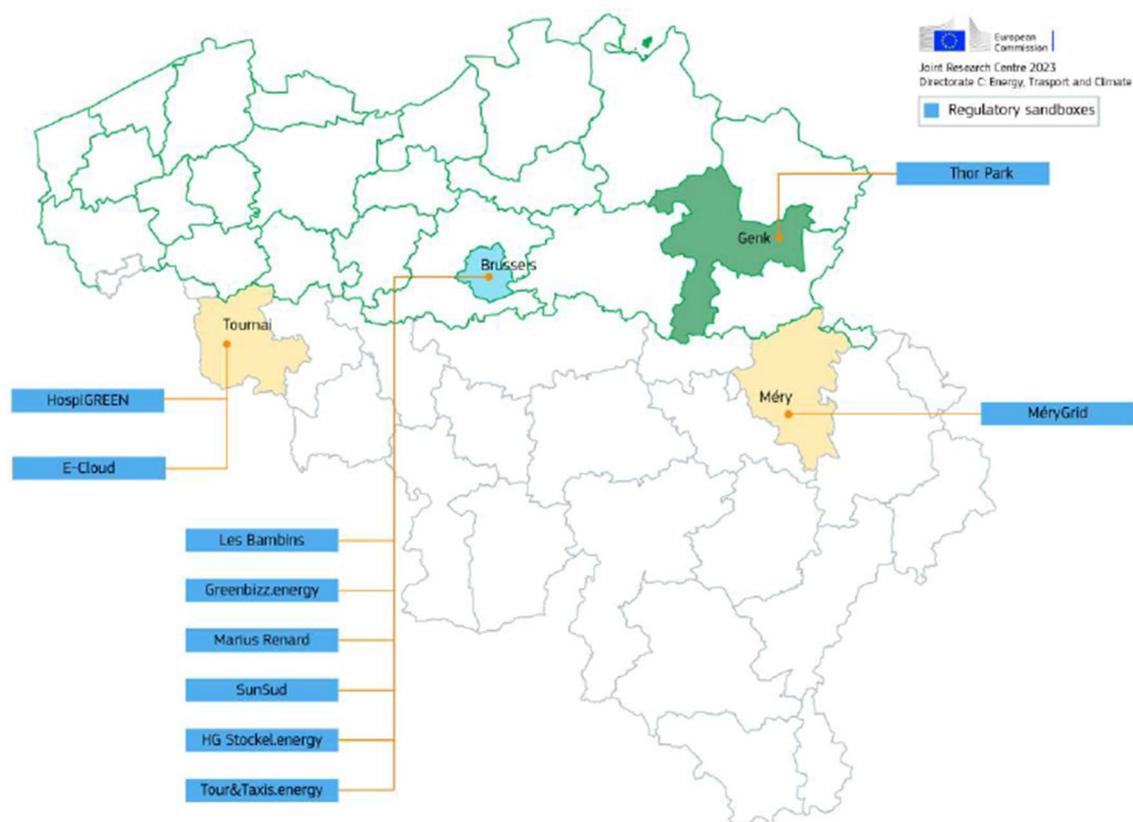
I progetti sono tenuti a presentare relazioni provvisorie e la relazione finale sarà disponibile sul sito web di CwaPE.

La descrizione del funzionamento dell'innovazione regolatoria nella regione della Vallonia, unita alla descrizione di 3 progetti, permette di delineare una classificazione inquadrata nella tassonomia individuata nella sezione 2.7.. I risultati sono riassunti nella *Tabella 16*.

<b>PROGETTAZIONE</b>	
<b>GOVERNANCE DIRETTA</b>	CWaPE
<b>GOVERNANCE DI ACCOMPAGAMENTO</b>	////////////////////
<b>ATTORI</b>	Agenzie, aziende, associazioni
<b>COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER</b>	On demand
<b>CRITERI DI IDONEITA'</b>	Novità, riproducibilità,
<b>IMPLEMENTAZIONE</b>	
<b>OBIETTIVI</b>	Efficienza energetica, flessibilità della domanda, produzione decentrata, autoconsumo
<b>DIMENSIONE SPAZIALE</b>	Limitato in determinate zone
<b>DIMENSIONE TEMPORALE</b>	Fino a 5 anni
<b>DEROGHE</b>	Esenzione da regole sul mercato dell'energia e sulle tariffe energetiche
<b>FINANZIAMENTI</b>	////////////////////
<b>VALUTAZIONE</b>	
<b>MONITORAGGIO</b>	Relazioni provvisorie + relazione finale
<b>DIFFUSIONE &amp; RESOCONTO PUBBLICO</b>	Risultati disponibili sul sito di CWaPE

*Tabella 16 – Classificazione della sperimentazione regolatoria nella regione delle Fiandre – Fonte: Elaborazione propria*

La *Figura 27* mostra la collocazione dei progetti nel territorio belga, divisi per le tre regioni prese in esame.



*Figura 27 – Distribuzione spaziale dei “regulatory sandbox” sul territorio belga –  
Fonte: figura in (Gangale et al., 2023)*

### **3.7. Sperimentazione regolatoria e tecnologie per ESI**

Le precedenti sezioni di questo capitolo, insieme all'approfondimento su Regno Unito e Italia (sezione 2.7.), hanno evidenziato come ogni paese europeo abbia adottato strategie diverse, talvolta opposte, per creare un framework regolatorio efficiente per la sperimentazione regolatoria. Nonostante questa diversità di approcci, ciò che accomuna tutte le strategie è l'obiettivo finale, ovvero favorire l'introduzione e lo sviluppo di tecnologie e modelli di business innovativi capaci di promuovere la transizione energetica, la decarbonizzazione, l'autosufficienza energetica e la resilienza della rete energetica di fronte a shock esterni.

Questi obiettivi risultano essere allineati con l'implementazione dell'ESI, come esposto nel capitolo 1.

Per una più chiara comparazione, tutti i progetti citati in questa tesi sono stati riassunti in forma tabellare (*Tabella 17, Tabella 18*), evidenziando per ogni progetto le principali tecnologie coinvolte.

Paese	NOME/RIFERIMENTO PROGETTO	PRINCIPALI TECNOLOGIE COINVOLTE	INVESTIMENTI (Valore economico se disponibile)	TIPO DI REGOLAZIONE
Regno Unito	EDF UK	Trading P2P, RES	///	Regulatory Sandbox (Prima finestra)
	Empowered	Trading P2P	///	Regulatory Sandbox (Prima finestra)
	OVO Energy	Smart Metering, Smart Grid	15000€ * 250 famiglie (pompe di calore, batterie e smart metering)	Regulatory Sandbox (Prima finestra)
	GEN, SmartKlub, SIG	RES, Stoccaggio Energetico, Tariffe Dinamiche, Comunità Energetiche	///	Regulatory Sandbox (Seconda Finestra)
	Repowering London	RES	Installazione di 100 kWp di impianti fotovoltaici	Regulatory Sandbox (Seconda Finestra)
	LPN & EPN	Integrazione in rete di EV	///	Regulatory Sandbox (On Demand)
	F&S Energy	Trading P2P	///	Regulatory Sandbox (On Demand)
	Emergent Energy System (1)	Smart Metering, Smart Grid	///	Regulatory Sandbox (On Demand)
	Centrica	Flessibilità Energetica	///	Regulatory Sandbox (On Demand)
	Emergent Energy System (2)	Smart Metering	///	Regulatory Sandbox (On Demand)
Italia	Prima Fase Sperimentale - Prima Sperimentazione (7 esperimenti)	Smart grid, Integrazione in rete di EV	///	Progetto Pilota
	Prima Fase Sperimentale - Seconda Sperimentazione (4 esperimenti)	Integrazione in rete di EV	///	Progetto Pilota
	Prima Fase Sperimentale - Terza Sperimentazione (TERNA)	Stoccaggio Energetico	Installazione di batterie per un totale di 35 MW in Campania, 40 MW in Sicilia e Sardegna	Progetto Pilota
	Seconda Fase Sperimentale	Smart Metering	///	Progetto Pilota
	Progetto UVAM	Stoccaggio Energetico, Integrazione in rete di EV	///	Regolazione Pilota
	Direttiva UE 2018/2001	Comunità Energetiche	///	Regolazione Pilota
	Aumento potenza prelievo utenti in BT	Integrazione in rete di EV	///	Regolazione Pilota
	Progetti di SNAM	RES, Flessibilità Energetica, Smart Grid	///	Progetto Pilota
Paesi Bassi	Schoonschip	RES, Stoccaggio Energetico, Smart Grid	Installazione di batterie (Tot 300 kWh) + 500 Pannelli fotovoltaici + 30 Pompe di Calore	Regulatory Sandbox, Progetto di TIPO 1
	Collepark Zwijsen	RES, Tariffe Dinamiche	Isolamento termico con vetro HR++ + Pannelli Fotovoltaici	Regulatory Sandbox, Progetto di TIPO 1
	Endona	Stoccaggio Energetico, RES, Comunità Energetiche	2 Mln€	Regulatory Sandbox, Progetto di TIPO 2
	Aardehuizen	RES, Stoccaggio Energetico	Installazione di batterie (Tot 120 kWh)	Regulatory Sandbox, Progetto di TIPO 2

Tabella 17 – Riassunto progetti citati in questa Tesi Parte 1 – Fonte: Elaborazione propria

Paese	NOME/RIFERIMENTO PROGETTO	PRINCIPALI TECNOLOGIE COINVOLTE	INVESTIMENTI (Valore economico se disponibile)	TIPO DI REGOLAZIONE
Francia	Netflex	Smart Metering, Tariffe Dinamiche	///	Regulatory Sandbox (Sperimentazione tariffa punta mobile)
	Eqinov	Flessibilità Energetica	///	Regulatory Sandbox (Deroga a NEBEF)
	Reflex	Flessibilità Energetica, RES	///	Regulatory Sandbox (Deroghe per collegare RES alla rete)
	SEM Energie Mayenne	Flessibilità Energetica, Stoccaggio Energetico	///	Regulatory Sandbox
Danimarca	GreenLab Skive	Accoppiamento di Settore, Bilanciamento Domanda & Offerta	21,45 Mln€	Regulatory Sandbox
	Siemens Gamesa's Brande Hydrogen	Accoppiamento di Settore, Stoccaggio Energetico, Flessibilità Energetica	Elettrolizzatore da 400 kW + Batteria da 560 kW	Regulatory Sandbox
Germania	Regione Showcase C/Sells	RES, Flessibilità Energetica, Bilanciamento Dom/Off, Trading P2P	70,412 Mln€ (43 progetti)	Progetto Pilota (Parte del programma SINTEG)
	Regione Showcase Designetz	Flessibilità Energetica, RES	52,634 Mln€ (31 progetti)	Progetto Pilota (Parte del programma SINTEG)
	Regione Showcase Enera	Flessibilità Energetica	101, 841 Mln€ (32 progetti)	Progetto Pilota (Parte del programma SINTEG)
	Regione Showcase NEW 4.0	RES, Flessibilità Energetica	57,453 Mln€	Progetto Pilota (Parte del programma SINTEG)
	Regione Showcase WindNode	RES, Flessibilità Energetica	51,874 Mln€	Progetto Pilota (Parte del programma SINTEG)
Austria	INNOnet	Tariffe dinamiche	///	Progetto Pilota (Secondo Bando di Energie.Frei.Raum)
	SETHub	Stoccaggio Energetico	///	Progetto Pilota (Secondo Bando di Energie.Frei.Raum)
	SeasonalStorage4EG	Stoccaggio Energetico	///	Progetto Pilota (Terzo Bando di Energie.Frei.Raum)
	CleanHeatSelector	/// (Sviluppo quadro decisionale)	///	Progetto Pilota (Terzo Bando di Energie.Frei.Raum)
Belgio (BXL)	Les Bambins41	Comunità Energetiche, RES	///	Progetto Pilota
	Greenbizz.energy42	Comunità Energetiche, RES	///	Progetto Pilota
	Marius Renard43	Comunità Energetiche	///	Progetto Pilota
	SunSud44	Comunità Energetiche, RES	///	Progetto Pilota
	HG Stockel.energy45	Comunità Energetiche, RES	///	Progetto Pilota
	Tour&Taxis.energy46	Comunità Energetiche, RES	///	Progetto Pilota
Belgio (Fiandre)	Thor Park50	RES	///	Progetto Pilota
Belgio (Vallonia)	HospiGREEN53	Comunità Energetiche, RES	///	Progetto Pilota
	MéryGrid54t	Flessibilità Energetica	///	Progetto Pilota
	E-Cloud55	RES	///	Progetto Pilota

Tabella 18 – Riassunto progetti citati in questa Tesi Parte 2 – Fonte: Elaborazione propria

È possibile osservare come alcune tecnologie e modelli di business siano stati largamente favoriti dalla sperimentazione regolatoria nei diversi paesi europei. In particolare, le tecnologie che favoriscono la flessibilità energetica sono state le più incoraggiate. Queste tecnologie, essenziali per affrontare i cali o i picchi nella domanda di energia, sono particolarmente rilevanti nel contesto delle fonti rinnovabili intermittenti.

Fortemente legate alla flessibilità energetica sono le tecnologie di stoccaggio energetico, sia sotto forma di batterie che di sistemi power-to-gas. Queste tecnologie sono indispensabili per evitare di dimensionare gli impianti di produzione energetica in base ai picchi di domanda, consentendo invece di accumulare energia durante i periodi di bassa domanda e di utilizzarla quando necessario.

Un ulteriore concetto estremamente diffuso in Europa e favorito dalla sperimentazione regolatoria è quello di comunità energetica, che prevede una produzione energetica decentralizzata unita ad un autoconsumo locale. Questo approccio ha il potenziale per ridurre le perdite economiche dovute alle perdite in rete, diminuire i costi di allacciamento alla rete elettrica e rendere la rete stessa più resiliente agli shock esterni, riducendo la dipendenza da un singolo produttore centralizzato.

Una soluzione per gestire la domanda energetica è l'introduzione delle tariffe dinamiche, che mirano a smorzare i picchi giornalieri e a premiare i consumatori virtuosi con sconti basati sugli orari di consumo.

Lo smart metering, realizzato attraverso l'uso di "contatori intelligenti", permette agli operatori energetici di monitorare in tempo reale i consumi degli utenti. Questa tecnologia è parte integrante della smart grid, che si basa su flussi multidirezionali di informazioni per ottimizzare la distribuzione dell'energia.

Ulteriori tecnologie che hanno trovato spazio nella sperimentazione regolatoria includono il trading P2P (prosumer-to-prosumer), ossia lo scambio di energia tra produttori-consumatori individuali, l'integrazione dei veicoli elettrici (EV) nella rete elettrica, e l'accoppiamento di settore, che punta a creare sinergie tra diversi settori

energetici per migliorare l'efficienza complessiva. La *Tabella 19* evidenzia quali siano le soluzioni tecniche adottate dai diversi paesi analizzati all'interno dei programmi di sperimentazione evidenziando quelle più diffuse.

↑	<b>FLESSIBILITÀ ENERGETICA</b>	
	<b>STOCCAGGIO ENERGETICO</b>	
	<b>COM. ENERG. &amp; AUTOCONSUMO</b>	
	<b>TARIFFE DINAMICHE</b>	
	<b>BILANCIAMENTO DOM/OFF</b>	
	<b>SMART METERING</b>	
	<b>SMART GRID</b>	
	<b>TRADING P2P</b>	
	<b>INTEGRAZIONE IN RETE DI EV</b>	
	<b>ACCOPPIAMENTO DI SETTORE</b>	

*Tabella 19 – Soluzioni tecniche adottate nei diversi paesi – Fonte: Elaborazione propria*

### 3.8. Focus sui progetti di Smart Grid in Europa

Nel 2017 il Joint Research Center (Centro di ricerca europeo indipendente che fornisce supporto scientifico alle politiche UE) ha pubblicato un paper avente come oggetto le prospettive dei progetti di smart grid in Europa ([Gangale et al., 2017](#)). Tale documento è il risultato delle analisi effettuate su un database di progetti di smart grid creato aggiornando il database utilizzato per la versione precedente del paper (2014). Il database formato excel è diviso in 3 sezioni:

Nella prima sono elencati i 950 progetti presi in esame; per ogni progetto è indicato il nome, l'anno di inizio e fine, lo stato di sviluppo del progetto (R&D o Demonstration), i principali ambiti del progetto\* (SNM, DSM, Int. of DG&S, Int. of LS RES, E mob, other), alcuni dettagli sul programma di finanziamento e l'ente che finanzia il progetto.

La seconda sezione distingue i progetti tra nazionali e multinazionali, elenca per ogni progetto le nazioni che vi hanno preso parte e le organizzazioni responsabili del progetto (può accadere che per un progetto nazionale siano indicati più organizzazioni in quanto un singolo progetto può essere gestito da diversi attori: LEADER, IMPLEMENTATOR, PARTNER)

Nella terza sezione è presente una breve descrizione di ogni progetto

(\*)

**SNM** → *Smart Network Management*: L'obiettivo principale di questo ambito è lo sviluppo e l'implementazione di asset/funzionalità delle smart grid per minimizzare i costi operativi e di pianificazione dei gestori di rete di distribuzione (DSO), offrendo così soluzioni alternative agli investimenti e alle pratiche operative tradizionali della rete.

**DSM** → *Demand-side Management*: I progetti che riguardano questo ambito si occupano di efficienza energetica, conservazione dell'energia e gestione della domanda a livello domestico, di edifici e comunità, e in vari segmenti di consumatori (residenziale, commerciale e industriale). Questi progetti mirano a implementare applicazioni che permettano la partecipazione attiva dei clienti nei mercati al dettaglio, oltre che nei mercati di bilanciamento e nella fornitura di diversi servizi ausiliari (ad es. controllo della tensione).

**Int. of DG&S** → *Integration of Distributed Generation and Storage*: Questo ambito include lo sviluppo di strategie di controllo e gestione per una maggiore ed efficace integrazione della generazione distribuita e degli impianti di stoccaggio (DG&S) nelle reti di distribuzione. Le applicazioni tipiche in questo contesto comprendono lo sviluppo di connessioni flessibili per la generazione distribuita (DG) tramite accordi commerciali innovativi, che permettono una maggiore flessibilità nell'accogliere connessioni DG più economiche e rapide. In questi progetti, i clienti DG sono collegati alla rete di distribuzione con la condizione che il gestore di rete (DSO) possa controllare la loro produzione di energia per scopi operativi. Altri progetti si concentrano sullo sviluppo di modelli di business per quantificare il potenziale dello stoccaggio su piccola scala

**Int. of LS RES** → *Integration of Large Scale RES*: Questo ambito comprende progetti che si concentrano principalmente sull'integrazione delle fonti rinnovabili su larga scala (principalmente l'energia eolica) nelle reti di distribuzione ad alta tensione e nelle reti di trasmissione. Le applicazioni tipiche in questo settore includono lo sviluppo di nuovi design per i mercati dell'elettricità, finalizzati a una più efficiente integrazione della generazione rinnovabile massiva dispersa su diversi mercati regionali; lo sviluppo di nuove tecnologie di rete per aumentare la capacità della rete di trasmissione paneuropea e la flessibilità del sistema elettrico per gestire livelli più elevati di diffusione delle fonti rinnovabili.

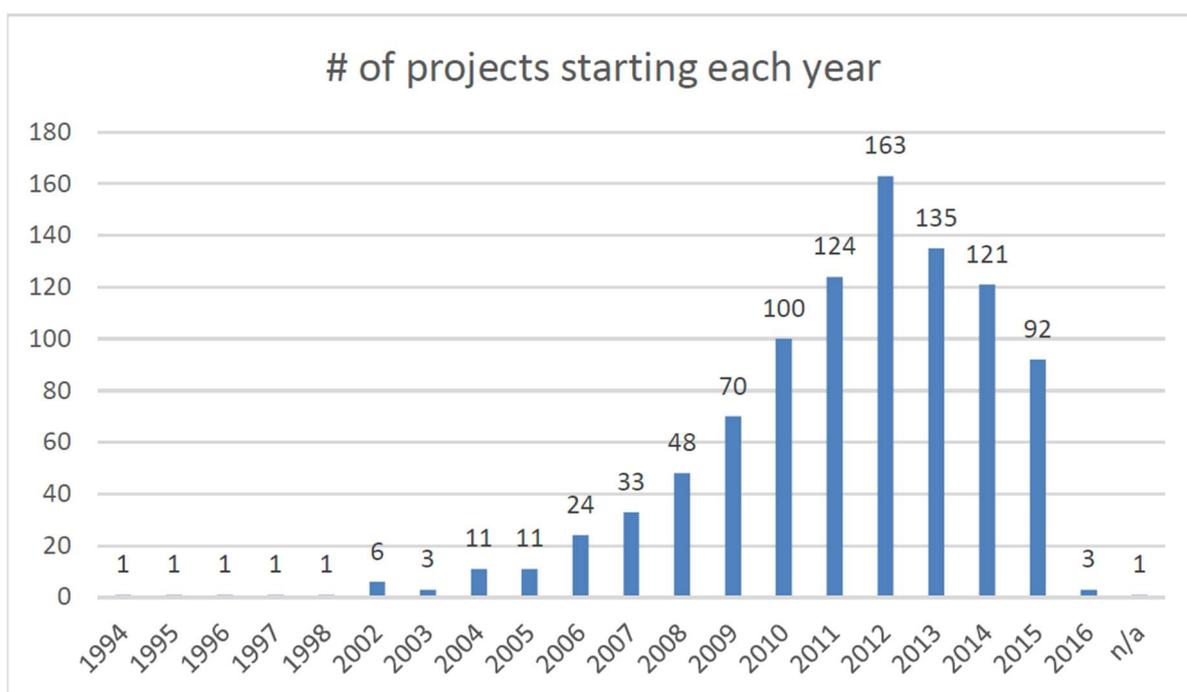
**E mob** → *E-Mobility*: Questo ambito riguarda l'integrazione dei veicoli elettrici (EV) e delle applicazioni vehicle-to-grid, inclusi lo sviluppo e l'implementazione di infrastrutture di ricarica, strategie di ricarica intelligente e servizi ICT per la mobilità elettrica.

La restante parte di questa sezione presenterà un'analisi effettuata sul database dei progetti, per tale analisi sono state utilizzate la prima e la seconda sezione del database. Il tool utilizzato per l'elaborazione dei grafici è stato Microsoft Excel.

Il primo grafico (*Figura 28*) mostra il numero di progetti iniziati ogni anno, è presente una tendenza positiva a partire dal 2005. La discesa del numero di progetti iniziati dopo il 2012 può essere dovuta a cause diverse quali:

- Una variazione nella percezione del rischio dei progetti ed una conseguente diminuzione degli investimenti.
- La mancanza di informazioni su progetti più recenti man mano che ci si avvicina al 2016

Nota: un progetto non presentava informazioni sull'anno di inizio ed è stato classificato come dato non disponibile (n/a)



*Figura 28 – Distribuzione temporale dell'inizio dei progetti di smart grid in europa a partire dal 1994 fino al 2016 – Fonte: elaborazione propria*

Il secondo grafico (*Figura 29*) mostra la divisione dei processi per stadio di sviluppo (al momento della costruzione del database). Il paper definisce i progetti di R&D come "Lavoro creativo svolto su base sistematica al fine di aumentare il patrimonio di conoscenze, comprese le conoscenze sull'uomo, la cultura e la società, e l'uso di tale patrimonio per sviluppare nuove applicazioni." Mentre quelli di Demonstration afferiscono "La fase di anteprima prima della commercializzazione, durante la quale una tecnologia o soluzione viene testata in diversi ambienti operativi, fino alle prove

di mercato complete in cui la tecnologia viene utilizzata nelle installazioni dei clienti." I progetti di R&D pesano circa il 57% nel bilancio totale dei progetti.

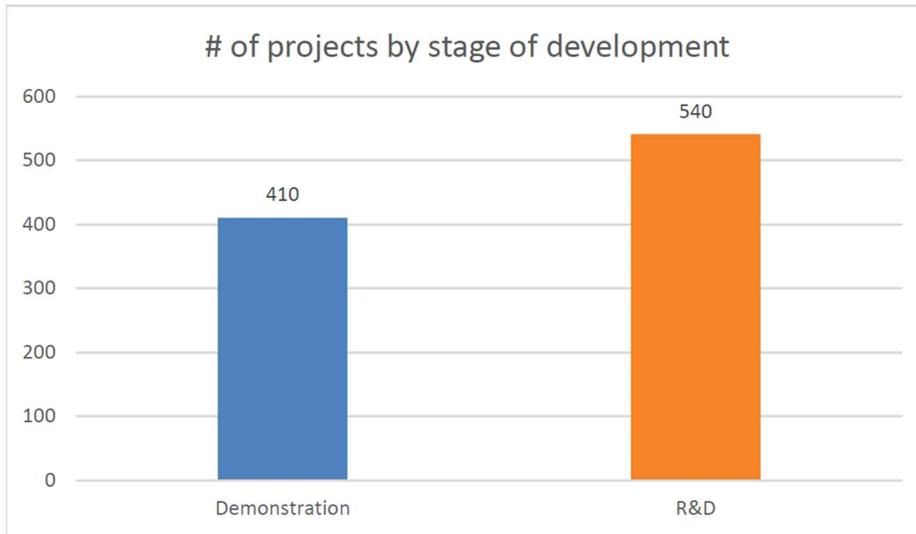


Figura 29 – Numerosità dei progetti classificati come R&D vs Demonstration – Fonte: elaborazione propria

Il terzo grafico (Figura 30) mostra la numerosità dei progetti basati su un certo ambito tecnologico. Va qui precisato che un singolo progetto può riguardare più ambiti tecnologici. È apprezzabile una prevalenza di progetti riguardanti l'ambito SNM, Int. Of DG&S e DSM.

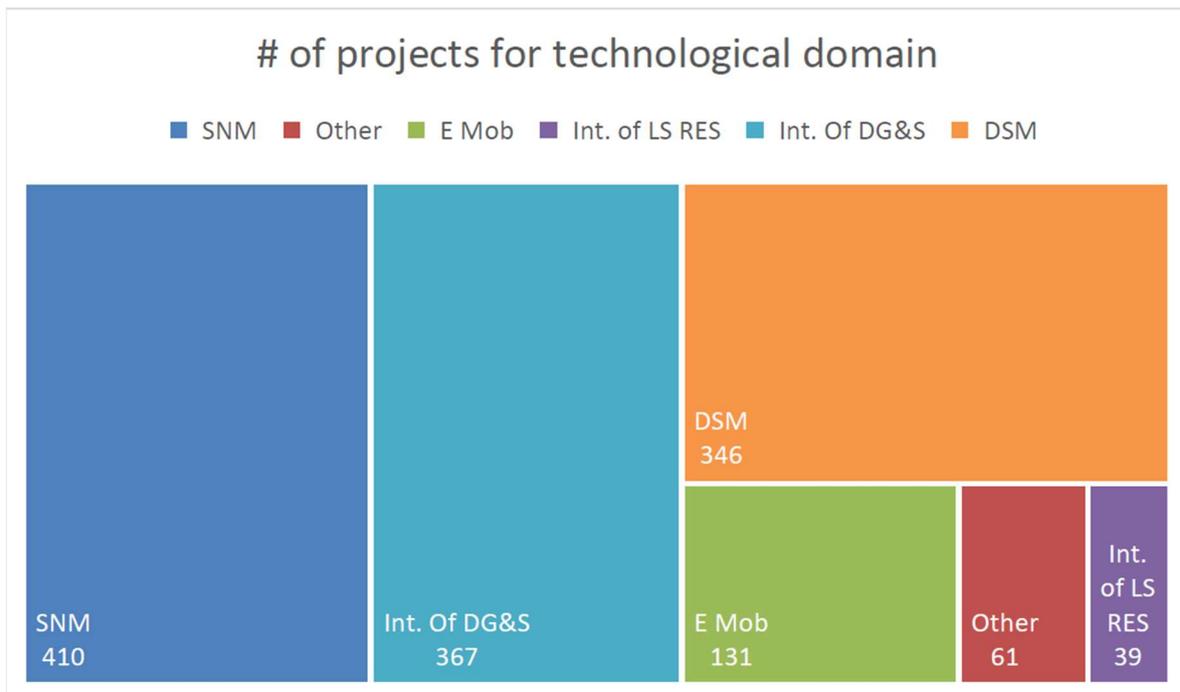
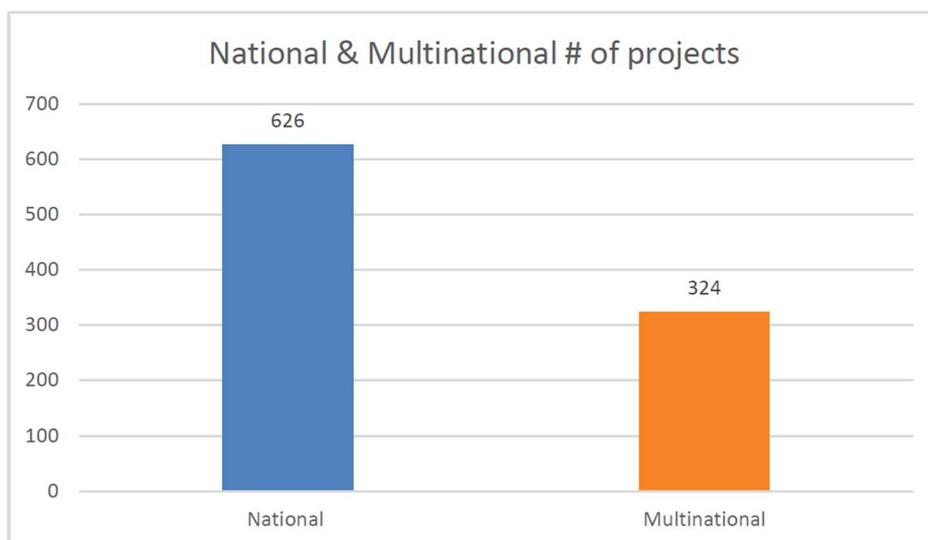


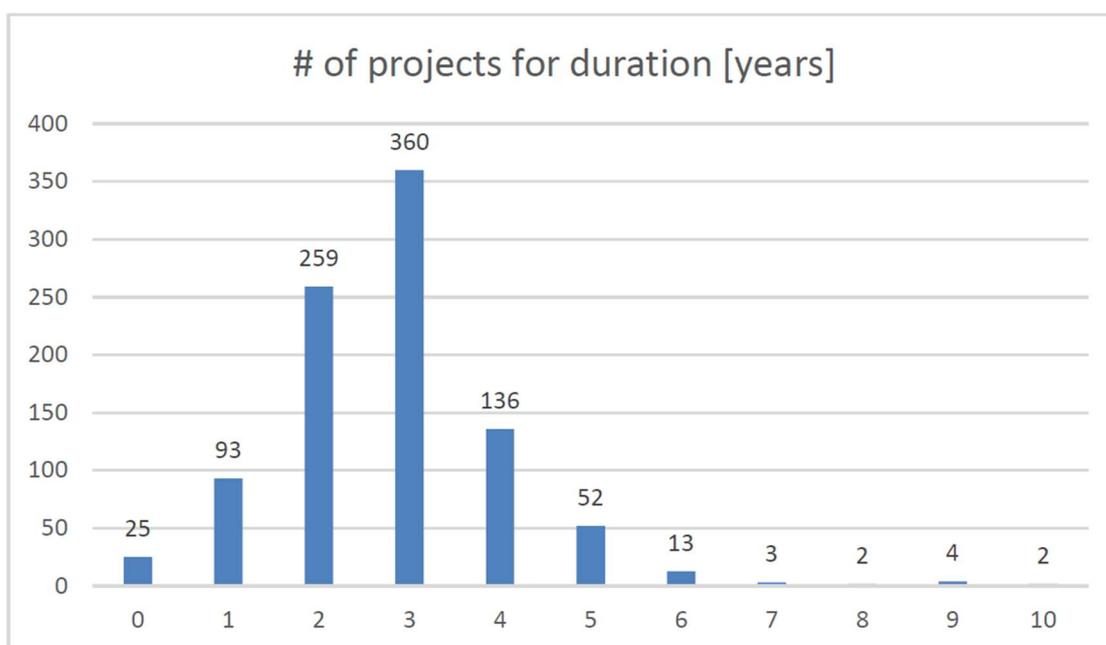
Figura 30 – Numerosità dei progetti basati su un certo ambito tecnologico – Fonte: elaborazione propria

Il quarto grafico (*Figura 31*) mostra la numerosità dei progetti aventi ambito nazionale e multinazionale. Alcuni progetti multinazionali di questo database contengono anche attori provenienti da paesi extra-europei (ma rimangono progetti aventi come fulcro un paese europeo) mentre i progetti nazionali sono esclusivamente svolti in paesi europei.



*Figura 31 – Numerosità dei progetti nazionali vs multinazionali – Fonte: elaborazione propria*

Il quinto grafico (*Figura 32*) mostra la durata dei progetti appartenenti al database. Dal grafico si evince una durata media dei progetti compresa tra 2 e 4 anni, il che è in linea con le durate tipiche dei progetti analizzati nelle precedenti sezioni.



*Figura 32 – Durata dei progetti del database – Fonte: elaborazione propria*

Il sesto grafico (*Figura 33*) mostra quali sono stati gli ambiti dei progetti iniziati in ogni anno. È possibile fare alcune considerazioni circa lo sviluppo delle tecnologie: I progetti di E Mob sono iniziati ad aumentare stabilmente solo a partire dal 2008.

Il numero di progetti di SNM non ha risentito subito della diminuzione dopo il 2012 e una riduzione apprezzabile si ha solo nel 2015 (anche se, come anticipato, ogni considerazione sui dati vicini al 2016 dovrebbe tenere conto del fatto che alcuni dei progetti iniziati poco prima della costruzione del database non sono stati inclusi a causa di una mancanza di informazioni).

Fatti salvo i progetti di Int of LS RES (scarsamente presenti), dal 2006 al 2012 è osservabile una crescita proporzionale tra le varie categorie di progetti.

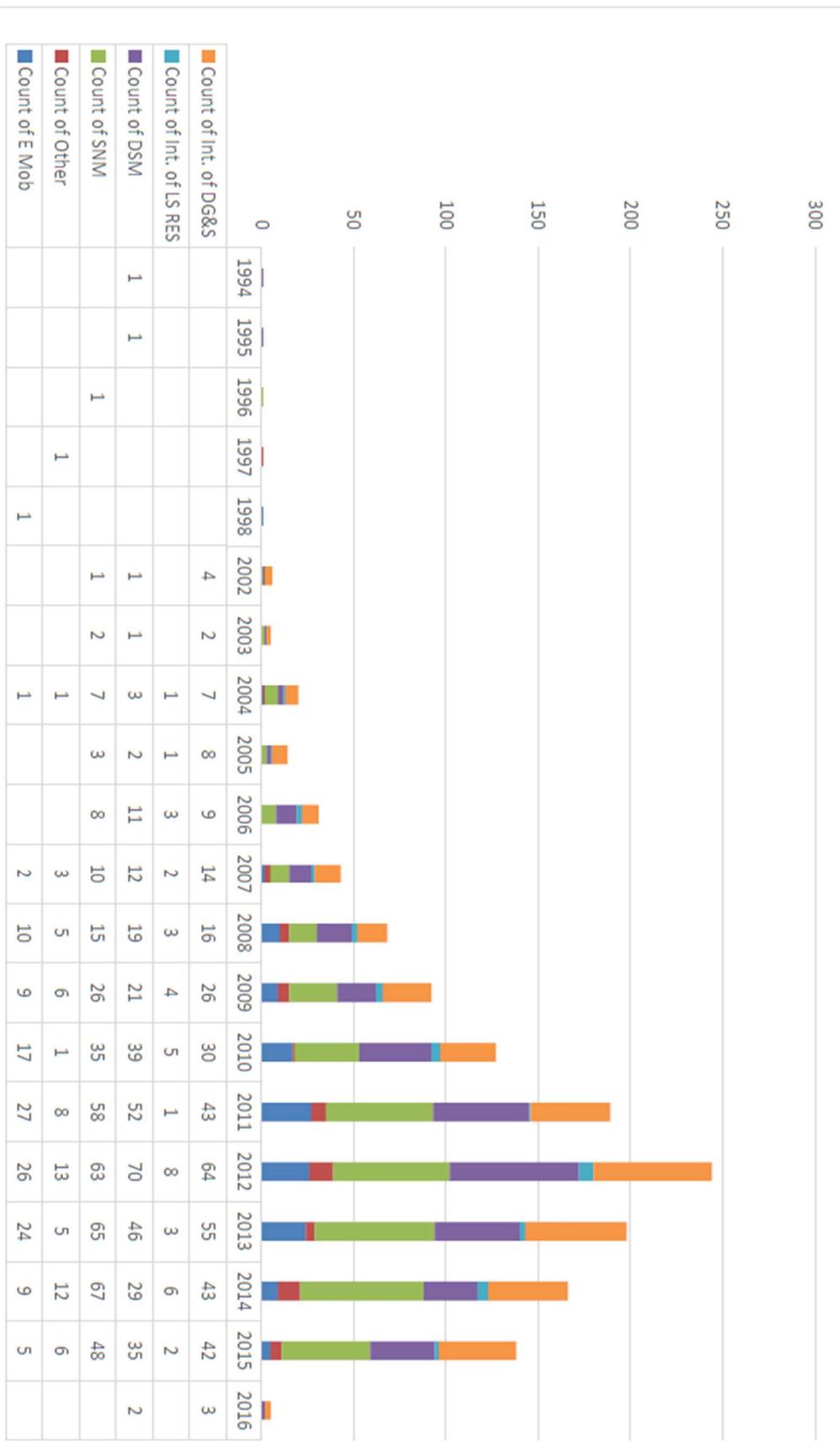


Figura 33 – Ambito tecnologico per anno di inizio dei progetti – Fonte: elaborazione propria

Il settimo e ultimo (*Figura 34*) grafico riguarda i paesi dove si sono svolti i progetti. Per questo tipo di analisi si è deciso di prendere in esame unicamente i progetti nazionali (univocamente assegnabili ad un paese europeo), costituenti circa due terzi del database.

Il grafico riporta il numero di progetti nazionali per ogni paese europeo, il paese leader per numero di progetti è la Germania, seguita da Danimarca e Regno unito.

# of national projects for each country



*Figura 34 – Numero di progetti nazionali per ogni paese – Fonte: elaborazione propria*

## **Conclusioni**

L'obiettivo principale di questo lavoro di Tesi è stato quello di analizzare il ruolo delle politiche di regolazione europee nel favorire l'integrazione dei sistemi energetici (ESI), con particolare attenzione alle soluzioni regolatorie più efficaci per superare le barriere tecniche, economiche e normative che ne ostacolano la piena implementazione.

Una prima parte dell'elaborato si è concentrata sul ruolo della regolazione di prezzo per favorire l'innovazione e ha messo in luce come il modello TOTEX e la regolazione output-based, applicati nel RIIO britannico e nel ROSS italiano, siano in grado di stimolare gli investimenti per le tecnologie abilitanti ESI.

Sempre il Regno Unito e l'Italia, che rappresentano modelli opposti per quanto riguarda le strategie di innovazione regolatoria, sono stati messi a confronto al fine di classificarli in una tassonomia comune.

Tale tassonomia si è rivelata uno strumento utile per mettere in evidenza le differenze e le similitudini tra i vari approcci nazionali e ha facilitato la comprensione delle dinamiche regolatorie in atto.

Uno dei principali risultati emersi da questa analisi è stato il raggruppamento dei progetti innovativi in tre categorie principali: regulatory sandbox, progetti pilota e regolazioni pilota. Ognuna di queste categorie rappresenta un diverso approccio sperimentale adottato dai paesi per incentivare l'innovazione nel settore energetico.

Queste tre metodologie, pur differenti per quanto riguarda gli aspetti di progettazione, implementazione e valutazione, condividono l'obiettivo comune di facilitare l'adozione e la diffusione di tecnologie innovative all'interno dei sistemi energetici nazionali. In particolare, le tecnologie che hanno tratto maggior beneficio da questi esperimenti regolatori sono quelle relative allo stoccaggio energetico e alla flessibilità delle reti. Anche l'introduzione di tariffe dinamiche, che permettono una gestione più efficiente della domanda energetica da parte dei consumatori, è stata ampiamente promossa attraverso questi progetti sperimentali. Un notevole numero di progetti si concentra inoltre sul concetto di Comunità energetica e autoconsumo.

Questi risultati sono stati confermati anche dall'analisi del database sui progetti di smart grid sviluppato dal Joint Research Centre (JRC) della Commissione Europea.

Tali progetti hanno evidenziato una forte concentrazione di iniziative volte a promuovere l'integrazione tra generazione distribuita e stoccaggio (DG&S), la gestione intelligente delle reti (Smart Network Management) e il bilanciamento della domanda.

Complessivamente, l'elaborato ha messo in evidenza come, nonostante le differenze nelle metodologie adottate, la regolazione stia giocando un ruolo cruciale nell'incentivare l'adozione delle tecnologie abilitanti ESI in Europa. I paesi stanno gradualmente adeguando le loro normative per supportare la transizione energetica, mediante l'introduzione di nuovi strumenti regolatori e l'adozione di approcci sperimentali che permettono di testare soluzioni innovative in contesti reali. Questa evoluzione normativa è fondamentale per garantire che le tecnologie abilitanti possano essere adottate su larga scala e che le barriere attualmente esistenti vengano progressivamente superate.

È tuttavia importante sottolineare che il perimetro di analisi di questo lavoro di Tesi è stato limitato sia temporalmente che spazialmente. Per alcuni paesi, i progetti analizzati non sono recentissimi, e la trattazione si è concentrata su un numero limitato di nazioni. Per ottenere un quadro più completo e rappresentativo del panorama europeo, sarebbe necessario estendere l'analisi a progetti più recenti e includere un numero maggiore di paesi. Molti progetti innovativi sono attualmente in corso, e un aggiornamento delle analisi potrebbe fornire una visione più accurata delle tendenze emergenti nel settore della regolazione energetica in Europa.

Proprio per queste ragioni, un possibile sviluppo futuro delle tematiche affrontate in questo elaborato potrebbe prevedere l'allargamento del perimetro di analisi ad altri paesi europei e un aggiornamento dei dati relativi ai progetti regolatori più recenti. In questo modo, sarebbe possibile monitorare in modo più accurato l'evoluzione delle innovazioni regolatorie e il loro impatto sull'adozione delle tecnologie abilitanti ESI, contribuendo così a una migliore comprensione delle dinamiche che stanno guidando la transizione energetica in Europa.

## ***BIBLIOGRAFIA***

AEEG, 2010a. Progetto pilota Smart Grid Acea Distribuzione.

AEEG, 2010b. Rapporto di valutazione delle istanze presentate ai sensi dell'articolo 12 della deliberazione AEEG 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10.

ARERA, 2023. Testo integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031): approvazione della parte I, recante le disposizioni comuni, e della parte II, dedicata al ROSS-base.

ARERA, 2021. CRITERI PER LA DETERMINAZIONE E L'AGGIORNAMENTO DEL TASSO DI REMUNERAZIONE DEL CAPITALE INVESTITO PER I SERVIZI INFRASTRUTTURALI DEI SETTORI ELETTRICO E GAS PER IL PERIODO 2022-2027 (TIWACC 2022-2027).

ARERA, 2020. RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI IN LUOGHI NON ACCESSIBILI AL PUBBLICO: AVVIO DI UNA SPERIMENTAZIONE FINALIZZATA A FACILITARE LA RICARICA NELLE FASCE ORARIE NOTTURNE E FESTIVE.

BMK, 2022. Energie.Frei.Raum Vorstellung des Programms.

BMK, 2019. Richtlinie zur Förderung des Einsatzes von erneuerbaren Energieträgern sowie von Speicher- und Energieeffizienztechnologien.

BMWK, 2022. SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE – DIGITALE AGENDA FÜR DIE ENERGIEWENDE (SINTEG) EVALUATION DES FÖRDERPROGRAMMS.

Bovera, F., Delfanti, M., Fumagalli, E., 2020. TOTEX approach for regulating electricity distribution networks: a comparison of UK and Italy initiatives.

Bovera, F., Lo Schiavo, L., 2022. From energy communities to sector coupling: a taxonomy for regulatory experimentation in the age of the European Green Deal.

BRUGEL, 2022a. BESLISSING (BRUGEL-BESLISSING-20220329-195) Betreffende het toestaan van afwijkingen van de markt- en tariefregels in het kader van het innoverende project "HG Stockel.energy."

BRUGEL, 2022b. BESLISSING (BRUGEL-BESLISSING-20220329- 196) Betreffende het toestaan van afwijkingen van de markt- en tariefregels in het kader van het innoverende project "Tour&Taxis.energy."

BRUGEL, 2021a. DECISION (BRUGEL-DECISION-20210604-161) Relative à l'amendement à la décision de dérogations aux règles de marché et tarifaires pour le projet innovant « Les Bambins ».

BRUGEL, 2021b. DECISION (BRUGEL-DECISION-20210209-158) Relative à l'octroi de dérogations aux règles de marché et tarifaires au projet innovant « Greenbizz.energy ».

BRUGEL, 2021c. DECISION (BRUGEL-DECISION-20211221-184) Relative à l'octroi de dérogations aux règles de marché et tarifaires au projet innovant « Marius Renard ».

BRUGEL, 2021d. DECISION (BRUGEL-DECISION-20211221-183) Relative à l'octroi de dérogations aux règles de marché et tarifaires au projet innovant « SunSud ».

Brunekreeft, G., Rammerstorfer, M., 2021. OPEX-risk as a source of CAPEX-bias in monopoly regulation.

Cambini, C., 2021. Policies for Integrated Energy Systems.

Cambini, C., Congiu, R., Jamasb, T., Llorca, M., So, 2020a. Energy Systems Integration: Implications for public policy.

Cambini, C., Congiu, R., Soroush, G., 2020b. Regulation, Innovation, and Systems Integration: Evidence from the EU.

Cambini, C., Croce, A., Fumagalli, E., 2014. Output-based incentive regulation in electricity distribution: Evidence from Italy.

Church, J., Ware, R., 2000. Industrial Organization: A Strategic Approach.

CRE, 2024. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mars 2024 portant communication de l'avancement des projets bénéficiant de dérogations accordées dans le cadre du dispositif d'expérimentation réglementaire.

CRE, 2020. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie en date du 4 juin 2020 portant décision sur la mise en oeuvre du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat.

DG ENER, 2023. Study on Regulatory Sandboxes in the Energy Sector.

DG ENER, 2011. Smart Grid Mandate.

DG INFSO, 2009. ICT for a Low Carbon Economy Smart Electricity Distribution Networks.

- ENDONA, n.d. Endona Heeten Energy Cooperative.
- Eskesen, A., 2018. Negotiated Settlements and Constructive Engagement.
- European Commission, 2020. “Fit for 55”: delivering the EU’s 2030 Climate Target on the way to climate neutrality.
- European Commission, 2019. The European Green Deal.
- European Council & Parliament, 2018. DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell’11 dicembre 2018 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili.
- Gangale, F., Mengolini, A., Chondrogiannis, S., Shortall, R., 2023. Making energy regulation fit for purpose. State of play of regulatory experimentation in the EU.
- Gangale, F., Vasiljevska, J., Covrig, F., Mengolini, A., Fulli, G., 2017. Smart grid projects outlook 2017: facts, figures and trends in Europe.
- Gulotta, F., Rossi, A., Bovera, F., Falabretti, D., Galliani, A., Rancilio, G., 2020. Opening of the Italian Ancillary Service Market to Distributed Energy Resources: Preliminary Results of UVAM project.
- Hillier, D., Ross, S., Westerfield, R., Jaffe, J., Jordan, B., 2016. Corporate Finance, III edizione.
- Jamasb, T., 2020. Incentive Regulation of Electricity and Gas Networks in the UK From RIIO-1 to RIIO-2.
- Jamasb, T., Llorca, M., 2019. Energy Systems Integration: Economics of a New Paradigm.
- Löbbe, S., Sioshansi, F., Robinson, D., 2022. Energy Communities Customer-Centered, Market Driven, Welfare-Enhancing?
- Ofgem, 2023a. Regulatory Sandbox: Emergent Energy Systems Ltd - 2023.
- Ofgem, 2023b. Regulatory Sandbox: Good Energy.
- Ofgem, 2021. Sandbox Consent to Not Comply with Standard Licence Condition.
- Ofgem, 2020. RIIO-2 Final Determinations – Impact Assessment Annex.
- Ofgem, 2019. RIIO-2 Business Plan Guidance.
- Ofgem, 2018a. RIIO-2 framework decision.

Ofgem, 2018b. What fast, frank feedback can and cannot offer.  
Ofgem, 2017. Outcome of sandbox window 1.

Piti', A., Mardero, D., Di Stefano, L., Boscagin, A., Kildani, M., Ceneri, G., 2019. SMART METERING 2.0 ENHANCING A NEW CUSTOMER EXPERIENCE.

Van der Waal, E.C., Das, A.M., Van der Schoor, T., 2020. Participatory Experimentation with Energy Law: Digging in a 'Regulatory Sandbox' for Local Energy Initiatives in the Netherlands.

Von Bebemburg, C., Brunekreeft, G., Burger, A., 2023. HOW TO DEAL WITH A CAPEX-BIAS: FIXED-OPEX-CAPEX-SHARE (FOCS).

VREG, 2020. van de VREG van 22/12/2020 met betrekking tot de aanvraag van Lovitas BV tot erkenning van een regelluwe zone voor energie in de industriezone 'Hoogveld' te Dendermonde.

## SITOGRAFIA

1) *Smart Grid:*

<https://www.lumi4innovation.it/smart-grid-cose-e-come-funziona/>

2) *ACER:*

<https://www.acer.europa.eu/the-agency/about-acer>

3) *ARERA:*

<https://www.arera.it/chi-siamo/arera-autorita-di-regolazione-per-energia-reti-e-ambiente>

4) *OFGEM:*

<https://www.ofgem.gov.uk/>

5) *BUNDESNETZAGENTUR*

<https://www.bundesnetzagentur.de/EN/General/Bundesnetzagentur/AboutUs/start.html>

6) *ROSS ARERA:*

[https://www.arera.it/fileadmin/allegati/eventi/221011webinarROSS\\_oxera.pdf](https://www.arera.it/fileadmin/allegati/eventi/221011webinarROSS_oxera.pdf)

7) *SCHOONSCHIP FEBBRAIO 21:*

<https://schoonschipamsterdam.org/2021/05/28/kou-in-februari-stresstest-schoonschip-smartgrid/>

8) *COLLEGEPARK ZWIJSEN*

[http://collegeparkzwijsen.nl/energiekosten\\_nul](http://collegeparkzwijsen.nl/energiekosten_nul)

9) *Aardehuizen*

<https://hierinsalland.nl/thuisaccu-aardehuizen-gaat-met-de-wijkaccu-tegen-de-stroom-in/>

10) *Progetto SERENE*

<https://h2020serene.eu/#dutchDemo>

11) *NetFlex*

NetFlex | Smart Grids - Le site édité par la CRE ([smartgrids-cre.fr](http://smartgrids-cre.fr))

12) *Meccanismo NEBEF*

<https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/participate-nebef-mechanism>

13) *Flessibilità per il meccanismo NEBEF*

<https://solutions.acciona-energia.fr/nos-services/valoriser-votre-flexibilite-electrique/>

14) *Regulatoriske Testzoner in Danmark*

<https://ens.dk/ansvarsomraader/forskning-udvikling/regulatoriske-testzoner>

15) *Progetto Progetto GreenLab Skive & Progetto Siemens Gamesa's Brande Hydrogen*

<https://stateofgreen.com/en/news/new-danish-test-zones-show-the-way-for-european-energy-transition/>

16) *Investimenti per il Progetto GreenLab*

<https://stateofgreen.com/en/news/greenlab-invests-eur-2145-million-in-green-infrastructure-and-activates-regulatory-test-zone/>

17) *Siemens Gamesa*

<https://www.siemensgamesa.com/en-int/-/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/hybrid-power-and-storage/green-hydrogen/green-hydrogen-unlocked-the-brande-hydrogen-project-white-paper.pdf>

18) *Laboratori reali*

[Im Fokus Reallabore der Energiewende - energieforschung.de](http://www.energieforschung.de/Im-Fokus-Reallabore-der-Energiewende-energieforschung.de)

19) *SINTEG*

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html>

20) *F.R.E.S.C.H.*

[https://www.bmk.gv.at/themen/klima\\_umwelt/energiewende/energiefreiraum/endbericht.html](https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/energiewende/energiefreiraum/endbericht.html)

21) *Energie.Frei.Raum secondo bando*

[https://www.bmk.gv.at/themen/klima\\_umwelt/energiewende/energiefreiraum/prog\\_energiefreiraumstart.html](https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/energiewende/energiefreiraum/prog_energiefreiraumstart.html)

22) Progetto INNOnet JKU – project kickoff

[INNOnet project kickoff – Energieinstitut an der JKU Linz \(energieinstitut-linz.at\)](#)

23) Progetto INNOnet JKU – consortium meeting

[INNOnet project: Consortium meeting in Vienna – Energieinstitut an der JKU Linz \(energieinstitut-linz.at\)](#)

24) Progetto SETHub – FFG

[SETHub \(ffg.at\)](#)

25) Energie.Frei.Raum terzo bando

<https://www.ffg.at/ausschreibung/energiefreiraum-3-ausschreibung>

26) CleanHeatSelector

[Entwicklung eines Entscheidungsrahmens für Vorranggebiete zur Implementierung nachhaltiger Heizwärmetechnologien – Energieinstitut an der JKU Linz \(energieinstitut-linz.at\)](#)

27) Thor Park Genk

[Decreto del governo fiammingo del 07/02/2020 che riconosce il Parco Thor di Genk come zona a bassa regolamentazione per l'energia \(openjustice.be\)](#)

28) HospiGREEN decisione di CWAPE

[Réseaux alternatifs : décision relative à la mise en œuvre du projet-pilote HospiGREEN porté par IDETA srl | CWAPE](#)

29) MéryGrid decisione di CWAPE

[Réseaux alternatifs : décision relative à la demande d'activation du projet-pilote MéryGrid | CWAPE](#)