

UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA  
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN  
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA

**Gestione ottimizzata dei servizi ancillari per il  
controllo della rete di distribuzione e il  
coordinamento tra TSO e DSO**

RELATORE: Prof. Massimiliano Coppo

LAUREANDO: Edoardo Savoia

ANNO ACCADEMICO 2023-24



Ai miei genitori  
che sempre hanno creduto in me  
Giovanna e Osvaldo



# Indice

Indice .....	v
Riassunto .....	- 1 -
Lista dei grafici.....	- 3 -
Lista delle immagini .....	- 4 -
Lista delle tabelle.....	- 5 -
Nomenclatura.....	- 6 -
<b>CAPITOLO 1</b> Introduzione.....	- 9 -
1.1 Risorse energetiche distribuite .....	- 10 -
1.1.1 Fotovoltaico .....	- 11 -
1.1.2 Accumulo elettrochimico.....	- 12 -
1.1.3 Veicoli Elettrici V2G .....	- 13 -
1.1.4 Demand Response.....	- 14 -
1.2 Struttura della Tesi.....	- 17 -
<b>CAPITOLO 2</b> Coordinamento tra DSO e TSO.....	- 19 -
2.1 Tipi di mercato .....	- 19 -
2.1.1 Mercato centralizzato.....	- 19 -
2.1.2 Mercato locale.....	- 20 -
2.1.3 Responsabilità condivisa tra TSO E DSO.....	- 21 -
2.1.4 Mercato comune tra TSO e DSO .....	- 21 -
2.1.5 Mercato flessibile integrato.....	- 22 -
2.2 Conclusioni.....	- 22 -
<b>CAPITOLO 3</b> Ottimizzatore di rete.....	- 25 -
3.1 Ottimizzazione .....	- 25 -
3.1.1 Costruzione del modello .....	- 26 -
3.1.2 Determinazione del tipo di problema.....	- 26 -
3.1.3 Scelta del software .....	- 28 -
3.2 Optimal Power Flow .....	- 28 -
3.2.1 Formulazione dei flussi di potenza .....	- 29 -

3.2.2	Generatori .....	- 30 -
3.2.3	Sistemi di accumulo.....	- 32 -
3.2.4	Veicoli V2G.....	- 32 -
3.2.5	Carichi .....	- 33 -
3.3	Funzione Obiettivo.....	- 34 -
<b>CAPITOLO 4</b>	<b>Descrizione della rete.....</b>	<b>- 37 -</b>
4.1	Descrizione .....	- 37 -
4.1.1	Topologia .....	- 37 -
4.1.2	Fotovoltaico .....	- 40 -
4.1.3	Demand Response .....	- 41 -
4.1.4	Accumulo distribuito .....	- 42 -
4.1.5	V2G .....	- 42 -
4.2	Parametri.....	- 43 -
4.2.1	Parametri economici .....	- 44 -
4.3	Scenari di simulazione .....	- 45 -
4.3.1	Scenario 1 .....	- 46 -
4.3.2	Scenario 2 .....	- 46 -
4.3.3	Scenario 3 .....	- 47 -
4.3.4	Scenario 4 .....	- 47 -
<b>CAPITOLO 5</b>	<b>Risultati.....</b>	<b>- 49 -</b>
5.1	Mercato stimato DAY AHEAD .....	- 49 -
5.1.1	Profilo Concordato .....	- 49 -
5.1.2	Scheduling delle batterie.....	- 51 -
5.2	Mercato perturbato.....	- 52 -
5.2.1	Analisi parametrica.....	- 52 -
<b>CONCLUSIONI</b>	<b>.....</b>	<b>- 61 -</b>
<b>Fonti</b>	<b>.....</b>	<b>- 64 -</b>

# Riassunto

La continua crescita di Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) connesse alla rete di distribuzione richiede un'attenta revisione dell'attuale quadro di gestione e normativo per consentire la gestione dei servizi ancillari (SA) in modo efficiente.

Una delle possibilità previste per il futuro del coordinamento dei gestori della rete di trasmissione (TSO) e dei gestori della rete di distribuzione (DSO) è l'accordo e la regolazione gestita dal DSO di un profilo di potenza programmato alla stazione primaria (PS).

Tutto ciò significa che il DSO avrà la responsabilità del bilanciamento della potenza scambiata con la rete a monte garantendo di conseguenza la riduzione dell'imprevedibilità degli scambi energetici.

La tesi propone una metodologia per la gestione di una rete di distribuzione, che garantisca l'approvvigionamento dei carichi elettrici e l'allocazione della generazione distribuita rispettando contemporaneamente i vincoli di esercizio ed il profilo concordato con il TSO.

Per gestire tale problema, è stato utilizzato un modello in ambiente Matlab capace di garantire una soluzione ottima quando diverse fonti di incertezza perturbano il sistema.

La metodologia, basata su un approccio multi-periodo, valuta la disponibilità di ciascuna unità nella rete che possieda una certa flessibilità, come sistemi di accumulo distribuito (DES) parchi di ricarica di auto elettriche con funzione Vehicle to grid (V2G) e carichi che aderiscono a contratti di flessibilità di tipo Demand Response (DR).

L'ottimizzatore valuta un profilo concordato basandosi su l'utilizzo di profili di potenza stimati, successivamente, il profilo di potenza effettivo viene calcolato e ottimizzato sfruttando gli elementi citati, permettendo di gestire le perturbazioni alle stime dei profili di utenza che rappresentano i profili reali.

Le simulazioni sono fatte su una rete realistica e vengono eseguite considerando profili di potenza perturbati casualmente sia per i carichi che per i generatori.

I benefici (gestione dello scambio di energia presso la stazione primaria, supporto al DSO nella regolazione della tensione e risoluzione delle congestioni) associati al coordinamento dello stoccaggio, in primo luogo, dei sistemi di ricarica V2G, in secondo luogo, e infine dei carichi con funzione DR, vengono valutati e discussi.





# Lista dei grafici

- Grafico 1.0.1 Evoluzione potenza installata termoelettrica (a) fotovoltaica ed eolica (b)
- Grafico 1.1.1 Evoluzione del fotovoltaico installato in Italia
- Grafico 1.1.6 Funzionamento DR tipo A
- Grafico 1.1.7 Funzionamento DR tipo B
- Grafico 1.1.8 Funzionamento DR tipo C e D
- Grafico 3.2.3 Curva di capability circolare semplificata
- Grafico 3.2.4 Profilo di potenza stimato di un generatore fotovoltaico
- Grafico 3.2.5 Profilo di energia di un sistema di accumulo che rispetta i vincoli descritti
- Grafico 3.2.6 Profilo di energia di un veicolo elettrico con servizio V2G
- Grafico 4.1.1 Profili di potenza in per unità (a) RES (b) IND (c) COM, (d) AGR
- Grafico 4.1.2 profilo di carico stazione di ricarica EV non V2G.
- Grafico 4.1.3 Distribuzione di probabilità cumulativa con coefficiente  $\sigma = 0,05$  per i profili di carico
- Grafico 4.1.4 Distribuzione di probabilità cumulativa con coefficiente  $\sigma = 0,1$  per i profili di generazione
- Grafico 4.1.5 100 curve fotovoltaiche perturbate
- Grafico 5.1.1 Profilo di potenza concordato
- Grafico 5.1.2 Correzione della tensione entro il vincolo del 10% grazie ai DES
- Grafico 5.1.3 Correzione della corrente della linea 18 dovuta alle unità DES
- Grafico 5.1.4 profilo concordato delle unità DES 4 e
- Grafico 5.1.5 Azione di correzione delle unità DES rispetto al
- Grafico 5.2.1 FR% della potenza al trasformatore con variazione di scenario e banda di tolleranza
- Grafico 5.2.2 errore medio di energia  $\Delta EPS$  [kWh] con variazione di scenario e banda di tolleranza*
- Grafico 5.2.3 Confronto profilo di potenza tra stazione di ricarica V2G e stazione di ricarica tradizionale
- Grafico 5.2.4 potenza scambiata alla stazione primaria: concordata ( $PS_s$ ), perturbata ( $PS_p$ ) e corretta dalle varie metodologie applicate: scenario 1 ( $PS_1$ ), scenario 2 ( $PS_2$ ), scenario 3 ( $PS_3$ ), scenario 4 ( $PS_4$ ).  
Le linee punteggiate simboleggiano la tolleranza ammessa ( $PS_s \pm \text{tollP}$ )

# Lista delle immagini

- Figura 1.1.2 Stazione di accumulo su larga scala in California
- Figura 1.1.3 Schematizzazione del servizio V2G
- Figura 1.1.4 Schematizzazione dei tipi di Demand Response
- Figura 1.1.5 Possibile schema di coordinamento di DR
- Figura 2.1.1 Mercato centralizzato
- Figura 2.1.2 Mercato locale
- Figura 2.1.3 Responsabilità condivisa tra TSO e DSO
- Figura 2.1.4 Mercato comune tra TSO e DSO
- Figura 2.1.5 Mercato flessibile integrato
- Figura 3.2.2 Rappresentazione schematica del problema BFM SOCP
- Figura 4.1.1 Rappresentazione schematica della rete soggetta allo studio

# Lista delle tabelle

- Tabella 1.1.1 Requisiti di potenza reattiva dei generatori secondo CEI-021
- Tabella 2.1.1 Schema riassuntivo delle peculiarità di ogni mercato
- Tabella 4.1.3 Carichi con DR tipo C e relative finestre di attivazione
- Tabella 4.1.5 Parametri V2G
- Tabella 4.2.1 Caratteristiche delle linee, parametri ricavati dalle tabelle dei costruttori
- Tabella 4.2.2 Parametri sbarra e nodi
- Tabella 4.2.3 Costi
- Tabella 4.3.1 Parametri DES
- Tabella 5.1.1 FR della potenza al trasformatore con variazione di scenario e banda di tolleranza
- Tabella 5.2.2 Errore medio di energia  $\Delta EPS$  [kWh] con variazione di scenario e banda di tolleranza
- Tabella 5.2.3 Perdite giornaliere medie  $E_{dailyloss}^{avg}$
- Tabella 5.2.4 Errore medio di energia  $\Delta EPS$  [kWh]

# Nomenclatura

## *Acronimi*

AC	Corrente alternata
AGR	Agricoltura
APC	Controllo della potenza attiva
AT	Alta tensione
BMF	Branch flow model
BT	Bassa tensione
CMP	Aggregatore
COM	Commerciale
DER	Risorse energetiche distribuite
DES	Sistema di accumulo distribuito
DR	Demand Response
DSO	Gestore della rete di distribuzione
EV	Veicolo elettrico
FER	Fonti energetiche rinnovabili
IBD	Programma basato su incentivi
IND	Industriale
MT	Media tensione
OPF	Optimal power flow
PBP	Programma basato sul prezzo
PS	Stazione primaria
PV	Fotovoltaico
RES	Residenziale
SA	Servizi ancillari
SDP	Semi-definite programming
SoC	Stato di carica (State of Charge)
SOCP	Second order cone programming
TSO	Gestore della rete di trasmissione
V2G	Vehicle to grid

### ***Variabili e costanti***

$E_{V2G}$	Energia del sistema V2G
$E_{export}$	Energia esportata (venduta) al sistema AT
$E_{import}$	Energia importata (comprata) dal sistema AT
$I_{ij}$	Corrente del ramo ij
$P_{DES}^{outscheduling}$	Potenza del sistema di accumulo fuori previsione
$P_{Gk}$	Potenza del generatore al nodo k
$P_{Lk}$	Potenza del carico al nodo k
$P_L^c$	Potenza del carico DR tagliata
$P_{PV}^c$	Potenza tagliata dalla generazione fotovoltaica
$P_{V2G}$	Potenza del sistema V2G
$P_{V2G}^{prel}$	Potenza prelevata dal V2G
$P_{ij}$	Potenza del ramo ij
$P_{jk}$	Potenza al ramo jk
$P_{pv}$	Potenza del generatore fotovoltaico
$P_S$	Potenza del DES
$P_{slack}^{outscheduling}$	Potenza al trasformatore della PS fuori dalla tolleranza concordata
$Q_G$	Potenza reattiva del generatore
$Q_L$	Potenza reattiva del carico generico
$Q_{ij}$	Potenza reattiva al ramo ij
$Q_{jk}$	Potenza reattiva al ramo jk
$Q_{pv}$	Potenza reattiva del generatore fotovoltaico
$V_i$	Tensione al nodo i
$V_j$	Tensione al nodo j
$l_{ij}$	Corrente al nodo ij al quadrato
$v_i$	Tensione al nodo i al quadrato
$SoC$	Stato di carica V2G o DES



# Introduzione

Per contrastare il cambiamento climatico, i 27 Stati membri dell'unione europea hanno assunto l'impegno di rendere il nostro continente il primo ad emissioni zero entro il 2050.

Per raggiungere questo traguardo si sono impegnati a ridurre le emissioni di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 [1].

Secondo l'agenzia europea per l'ambiente le emissioni di carbonio nel settore dell'energia elettrica ricoprono il 30% delle emissioni totali, sarà importante quindi aumentare la disponibilità di fonti di energia rinnovabile, la Commissione propone di portare al 40% l'obiettivo vincolante delle energie rinnovabili nel mix energetico dell'UE [2].

Spostandoci nel contesto italiano già da qualche anno il settore elettrico è interessato da una trasformazione radicale, Da un lato la crescita esponenziale di impianti a fonti rinnovabili non programmabili connessi alla rete MT e BT, dall'altro la dismissione di impianti convenzionali in grado di fornire la regolazione necessaria all'esercizio [3].

Il paradigma di una produzione di energia dominata da fonti energetiche tradizionali centralizzate è quindi messo in discussione, suggerendo che lo scenario più efficiente è quello di una crescente componente di generazione rinnovabile distribuita.

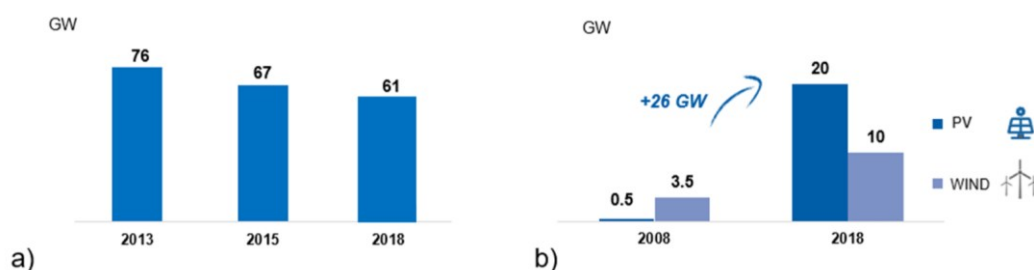


Grafico 1.0.1 Evoluzione potenza installata termoelettrica (a) fotovoltaica ed eolica (b) [3]

Grafico 1.0.1 mostra come la potenza installata termoelettrica si riduca gradualmente negli anni a fronte di un aumento della generazione rinnovabile distribuita.

Quanto detto determina delle criticità dal punto di vista della sicurezza del sistema elettrico:

- **Riduzione della potenza regolante di frequenza e tensione** dovuto al fatto che solitamente i FER non partecipano a questo tipo di regolazione
- **Riduzione progressiva dell'inerzia del sistema** gli impianti di produzione basati sulle tecnologie ad inverter non permettono di avere un effetto inerziale di fronte ad instabilità della rete.
- **Ripida rampa di carico serale** nelle ore serali la produzione fotovoltaica si riduce drasticamente.
- **Sovra generazione da impianti rinnovabili** nelle ore centrali possono avvenire tagli di generazione
- **Congestioni di rete** dovute alla cattiva distribuzione nelle risorse di rete
- **Inversione dei flussi di potenza** comporta problematiche di gestione come, ad esempio, la selettività delle protezioni.

I provvedimenti necessari a garantire la sicurezza del sistema possono essere:

- **Potenziamento della rete, considerando le interconnessioni con l'estero.**
- **Sviluppo di capacità di accumulo distribuite** accumulo elettrochimico, sfruttamento di parchi di auto elettriche come sistema di accumulo V2G.
- **Evoluzione del mercato dell'energia** creazione di nuovi schemi di coordinamento tra TSO e DSO
- **Possibilità di modulazione dei carichi** grazie alla possibilità di installazione di contatori intelligenti e contratti a prezzi dinamici, i consumatori possono essere ricompensati ogni volta che spostano i consumi negli orari più favorevoli al gestore della rete. (DR)

## 1.1 Risorse energetiche distribuite

Sono fonti energetiche connesse alla rete di media tensione o bassa tensione anziché alla rete di trasmissione, la definizione include oltre alle fonti di produzione anche i sistemi di accumulo [4], che siano elettrochimico, gas o inerziale.

Per quanto riguarda la generazione, fuori dall'ambito dell'energia rinnovabile, vanno ricordati i sistemi di produzione tradizionali quali microturbine o gruppi elettrogeni a combustione interna.

Le risorse energetiche distribuite contribuiscono positivamente da un lato ad alleviare la richiesta di carico a livello locale garantendo, quindi, stabilità nella regolazione della frequenza e tensione, e permettendo di ridurre le perdite di dispacciamento dell'energia.

Per quanto riguarda la generazione rinnovabile, come fotovoltaico e turbine eoliche, sono affette da una capacità di produzione dipendente dalle condizioni meteorologiche, non essendo programmabili esse sono causa delle problematiche discusse precedentemente.



## 1.1.1 Fotovoltaico

Dopo l'idroelettrico la produzione fotovoltaica è la maggiore fonte di energia rinnovabile in Italia, il grafico (figura 1.1.1) illustra l'evoluzione del numero e della potenza degli impianti fotovoltaici installati nel periodo 2008-2021; si può osservare come, alla veloce crescita iniziale favorita dai meccanismi di incentivazione (in particolare il Conto Energia) segue, a partire dal 2013, una fase di consolidamento caratterizzata da uno sviluppo più graduale.

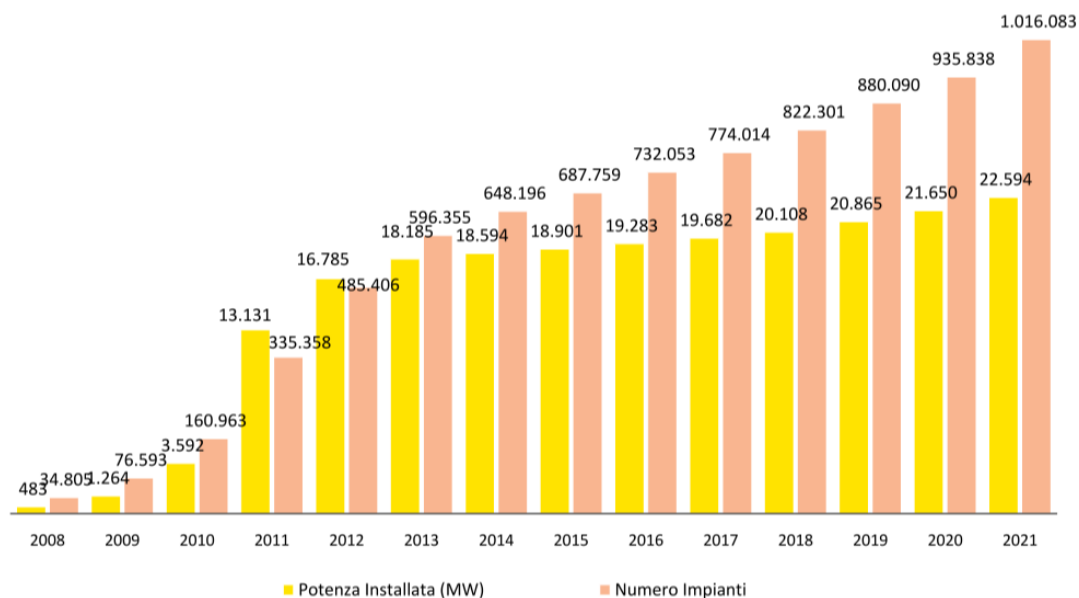


Grafico 1.1.1 evoluzione del fotovoltaico installato in Italia

Considerando il ritmo sempre crescente di potenza installata nelle reti di distribuzione bisogna fare la seguente considerazione:

Fintanto che la capacità fotovoltaica installata è marginale rispetto al carico, il suo impatto sulla gestione della rete di distribuzione è trascurabile, data la prevalenza di quest'ultimo. La crescente penetrazione di queste fonti, tuttavia, può localmente risultare in particolari condizioni di eccesso di generazione e quindi nella cosiddetta inversione del flusso di potenza, che si orienta verso la rete di trasmissione. Questo pone delle problematiche di qualità del servizio elettrico legate all'incertezza della fonte primaria e alla non-modulabilità di tali sorgenti.

Un esempio di tali problematiche è rappresentato dalla regolazione della tensione a causa delle rapide variazioni nella generazione dovute a episodi di nuvolosità sparse, unita alla risposta lenta delle apparecchiature di regolazione di rete esistenti.

Una soluzione a questa problematica è la possibilità di ogni singolo impianto FV connesso alla rete di regolare la potenza reattiva sfruttando la capacità in eccesso degli inverter. [5]

Per fare un esempio applicativo di questa soluzione, la normativa CEI-021 per gli impianti di generazione in bassa tensione impone delle specifiche di potenza reattiva ( $\cos\phi$ ) in funzione della potenza nominale del generatore [6], vediamo quindi a scopo illustrativo i seguenti requisiti:

Tipo di generatore	Potenza nominale dell'impianto	Assorbimento di potenza reattiva	Erogazione di potenza reattiva
Asincrono non autoeccitato	qualsiasi	$\cos \varphi \geq 0,95^{(*)}$ non regolabile	$\cos \varphi \geq 0,95^{(*)}$ non regolabile
Sincrono	qualsiasi	$\cos \varphi \geq 0,95$ regolabile (*)	$\cos \varphi \geq 0,95$ regolabile (*)
Inverter	$\leq 11,08$ kW	Capability triangolare di Figura 22 <sup>(*)</sup>	
Inverter	$> 11,08$ kW	Capability rettangolare di Figura 22 <sup>(**)</sup>	
(*) Per potenze erogate inferiori al 20 % della potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore al 10 % della potenza nominale.			
(**) Per potenze erogate inferiori al 10 % della potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore al 10 % della potenza nominale.			

Tabella 2.1.1 Requisiti di potenza reattiva dei generatori secondo CEI-021 [6]

La capacità di erogare potenza reattiva di un inverter fotovoltaico è limitata dalla generazione di potenza istantanea e dalla sua potenza apparente. Di conseguenza, le strategie di controllo della potenza reattiva da sole non possono fornire regolazioni di tensione sufficienti quando la potenza FV è elevata.

Inoltre, si deve sottolineare come, in reti di distribuzione tipicamente caratterizzate da linee elettriche in cavo in cui il rapporto tra resistenza e reattanza è più elevato rispetto agli elettrodotti in alta tensione, l'effetto della regolazione di potenza reattiva sul modulo della tensione sia comunque limitato e possa, al più fornire un supporto ad altre forme di regolazione.

È necessario quindi optare alla tecnica APC (Active Power Control), ossia la possibilità di regolare la potenza attiva erogata dai generatori, unita alla regolazione della potenza reattiva, consente un migliore controllo nella regolazione della tensione. [7]

Chiaramente un contesto in cui questa forma di regolazione venga attivata dovrebbe prevedere una forma di remunerazione da parte del gestore di rete verso gli utenti che si rendano disponibili a variare il proprio programma di immissione, quindi fornendo un vero e proprio servizio ancillare.

## 1.1.2 Accumulo elettrochimico

L'implementazione nella rete elettrica di distribuzione di sistemi di accumulo elettrochimico in larga scala (DES) svolge un ruolo importante nell'ambito della stabilità di frequenza e tensione.

Associati ad impianti di generazione rinnovabile, grazie alla loro prontezza nella risposta alla domanda di potenza, i DES consentono di migliorare il comportamento imprevedibile e tamponare le fasi di mancata generazione tipico delle FER nell'arco della giornata.

immagazzinando l'energia prodotta durante il giorno o durante le ore di vento per essere utilizzata quando la produzione di energia è insufficiente o durante le ore di punta.

In questo modo, i DES contribuiscono ad aumentare l'efficienza e l'affidabilità del sistema energetico.[8]

Le attuali tecnologie di accumulo per i sistemi a larga scala sono:

- Ioni di litio (Li-ion)
- Sodio zolfo (NaS)
- Zebra (NA/NiCl<sub>2</sub>)

### 1.1.3 Veicoli Elettrici V2G

La funzionalità Vehicle-to-Grid (V2G) è una tecnologia che consente ai veicoli elettrici di interagire con la rete elettrica. In particolare, i veicoli possono utilizzare la loro batteria per immagazzinare energia quando la rete è meno sollecitata, e restituirla alla rete quando è richiesto un intervento di regolazione, ad esempio durante le ore di punta.

Nell'ambito della generazione rinnovabile distribuita sono un'alternativa in supporto allo storage elettrochimico tradizionale, con il vantaggio di un risparmio sui costi di installazione e mantenimento delle infrastrutture.

Considerando una stazione di ricarica (parcheeggio auto con colonnine di ricarica V2G) la stazione ha il compito di agire come aggregatore, ovvero, ipotizzando un numero sufficiente di veicoli collegati, il gestore della rete non dovrà interfacciarsi con ogni singolo veicolo, ma considerare e interagire con il parco auto come se fosse un sistema di accumulo elettrochimico con profili di carica/scarica specifici e variabili.

A livello pratico è difficile programmare la capacità prevista accuratamente; infatti, il comportamento di ogni singolo eventuale partecipante al programma V2G è molto imprevedibile [9].

Tuttavia, negli ultimi anni lo sviluppo delle tecnologie di deep learning offrono una brillante prospettiva per migliorare l'accuratezza delle previsioni V2G [9].

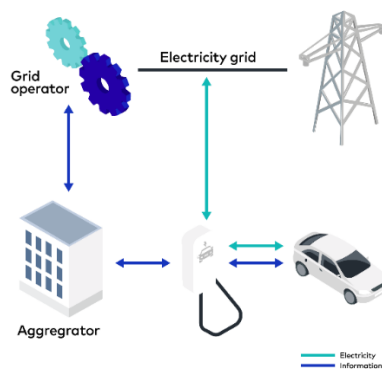


Figura 1.1.3 schematizzazione del servizio V2G

Figura 1.1.3 mostra in modo schematico i flussi di potenza e di informazione tra i vari elementi che entrano in gioco in una rete che implementa stazioni V2G, come già accennato il DSO dialoga solo con l'aggregatore, e sarà quest'ultimo a gestire i flussi di potenza in ogni veicolo e prevedere la potenza ed energia disponibile al gestore della rete.

Si nota come questo schema ricalchi quanto menzionato nei paragrafi precedenti a proposito dell'acquisizione, da parte del DSO, di servizi ancillari forniti dagli utenti.

Anche in questo caso, come accennato per la generazione distribuita, ci si aspetta che questa operazione avvenga a fronte di un corrispettivo da parte del gestore che utilizza tali servizi.

## 1.1.4 Demand Response

In una visione tradizionale la domanda di energia elettrica ha sempre avuto un ruolo rigido, delegando alla generazione il compito di soddisfarla pienamente.

Questa modalità di gestione, tuttavia, si dimostra inefficiente per due motivi. Da un lato, infatti non stimola in alcun modo flessibilità della domanda a fronte di un prezzo dell'energia variabile sul mercato, contribuendo quindi all'incremento dei costi di produzione.

In presenza di quote sempre maggiori di generazione rinnovabile non programmabile, inoltre, questo criterio di gestione richiede il mantenimento in servizio di unità di generazione meno performanti e quindi più costose, allo scopo di garantire la continuità del servizio elettrico.

Pertanto, una gestione dinamica della domanda potrebbe ovviare agli inconvenienti citati, aumentando la consapevolezza degli utenti rispetto al valore dell'elettricità sul mercato e rispetto alle esigenze di regolazione di rete.

Il Demand Response consiste nella disponibilità di un cliente di ridurre o aumentare i propri consumi rispondendo ai picchi di domanda o di offerta del mercato elettrico, ricevendo in cambio una remunerazione.

In figura 1.1.4 sono mostrati diversi tipi di programmi DR, essi sono classificabili in due grandi categorie: programmi basati su incentivi (IBP), che rappresentano una forma di demand response di tipo esplicito, in cui la domanda si modifica in virtù di accordi contrattuali o incentivi mirati, e programmi basati sul prezzo (PBP), che rappresentano invece una forma implicita di demand response, in cui la modifica del comportamento dell'utenza è stimolato da una variazione dinamica della tariffa per l'energia elettrica.

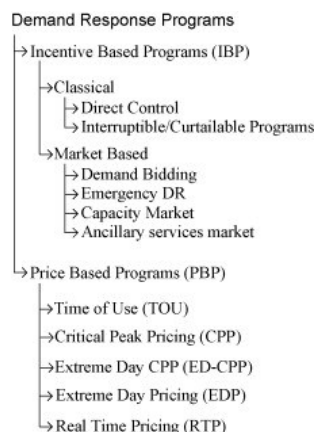


Figura 1.1.4 schematizzazione dei tipi di Demand Response

Prendiamo come esempio i due tipi di controllo più classici:

Controllo diretto: i carichi hanno la possibilità di essere interrotti da remoto (da parte dell'aggregatore) con un piccolo preavviso al partecipante, si tratta di un controllo adattabile a sistemi di aria condizionata in contesti residenziali e commerciali.

Programma modulabile: viene chiesto ai partecipanti al programma di ridurre il loro carico a un valore predefinito, come nel programma a controllo diretto il cliente riceve un incentivo sotto forma di compenso diretto o sconto in bolletta sull'energia.

In caso di partecipanti che non rispondono alle esigenze dell'aggregatore sono prevedibili delle penalità economiche che dipendono dai termini e dalle condizioni del contratto.

Con questo non ci si vuole soffermare a dettagliare ogni tipo di programma, ma si vuole dare uno spunto di riflessione sulle possibilità e sulle flessibilità che offrono questi servizi adattandosi ad ogni contesto di mercato e cliente. L'approfondimento è lasciato a [11]. Grazie a questo servizio i clienti contribuiscono a rendere più stabile la rete e ad aumentarne l'efficienza, permettendo di integrare nel parco di generazione sempre più fonti rinnovabili che sono soggette a problematiche di instabilità già accennate precedentemente. Inoltre, i partecipanti oltre ad avere vantaggi economici diretti aiutano a creare ulteriore concorrenza nel mercato dell'energia, riducendo quindi il prezzo dell'energia elettrica per tutti gli utenti.

Uno schema di modulazione può avvenire nel seguente modo [10]:

- L'operatore di rete (TSO), a fronte di un problema di stabilità della rete, notifica la necessità di un ordine di bilanciamento all'aggregatore.
- L'aggregatore riceve l'ordine di bilanciamento e lo distribuisce tra i clienti del suo portafoglio al fine di ridurre o aumentare il consumo di energia.
- Il cliente designato modula di conseguenza (in modalità automatica o manuale) i propri consumi.
- La modulazione di carico viene resa disponibile all'operatore di rete.
- A seguito della verifica della corretta fornitura del servizio, il cliente riceve la remunerazione concordata in fase di contrattualizzazione.

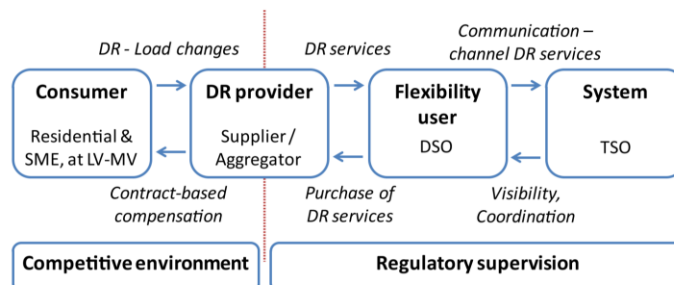


Figura 1.1.5 possibile schema di coordinamento di DR

Per la modellazione dei diversi tipi di DR si fa riferimento al documento [12], esso non fa riferimento ad aspetti di gestione economica, ma illustra soltanto come può essere modellato il comportamento di diverse tipologie di carico che aderiscono ad un programma DR.

### DR TIPO A

Richiesta di carico traslabile all'interno di un intervallo imposto dall'aggregatore, il carico deve essere fornito senza interruzione nella finestra temporale, l'utilizzatore può controllare i limiti di tempo dell'attivazione, ad esempio: lavatrice, intervallo: ore notturne (21:00-7:00), tempo di attivazione scelto dall'utente: 2 ore (22:00-00:00).

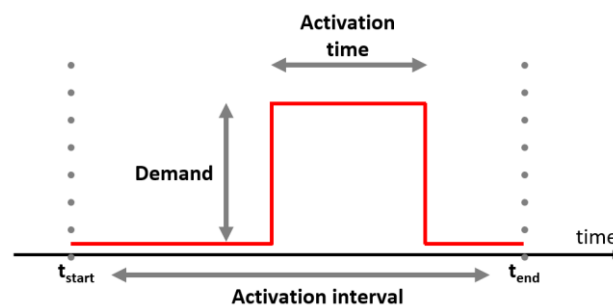


Grafico 1.1.6 funzionamento DR tipo A [12]

Al di fuori dell'intervallo di attivazione il carico deve essere spento.

## DR TIPO B

Carico che deve essere sospeso per un certo tempo entro la finestra temporale imposta dall'aggregatore, il funzionamento può essere sospeso continuativamente o ad intermittenza fino al raggiungimento del tempo di attivazione del servizio prefissato.

Esempio: condizionatore, intervallo: ore serali (18:00-21:00), tempo di attivazione servizio: 1 ora (18:00-18:30 e 19:00-19:30), sfruttando l'inerzia termica dell'edificio il cliente può alleggerire il carico serale.

Al di fuori dell'intervallo di attivazione il carico deve essere spento.

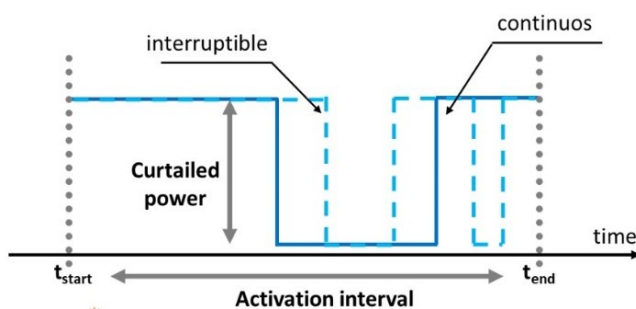


Grafico 1.1.7 funzionamento DR tipo B [12]

## DR TIPO C

Richiesta di carico traslabile che può funzionare ad intermittenza, l'aggregatore decide quando fare un taglio parziale del carico all'interno della finestra di attivazione chiedendo all'utilizzatore di portare la potenza consumata ad un certo riferimento.

Al di fuori dell'intervallo di attivazione il carico non ha nessun vincolo.

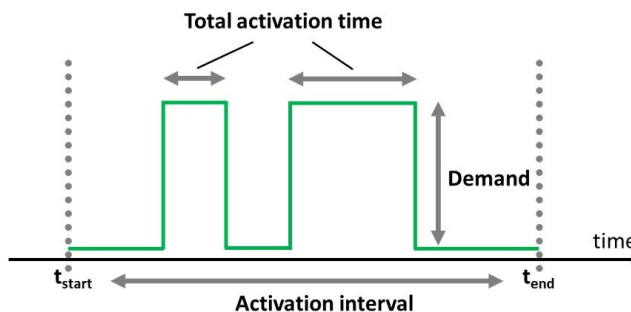


Grafico 1.1.8 funzionamento DR tipo C e D [12]

## DR TIPO D

Come lo schema C ma l'aggregatore può optare per una riduzione del carico è totale, al di fuori dell'intervallo di attivazione il carico non ha nessun vincolo.

Si può ritenere che questi ultimi due tipi (C e D) siano prevalentemente rappresentativi del possibile comportamento di utenti industriali e commerciali, che possono dotarsi di tecnologie per il controllo dinamico del carico in risposta a segnali di richiesta dell'aggregatore.

## 1.2 Struttura della Tesi

Descrizione di ogni capitolo incluso in questo lavoro di tesi:

- *Capitolo 1* fornisce un'introduzione alle potenziali problematiche collegate alla transizione energetica in atto, con riferimento alle reti di distribuzione.
- *Capitolo 2* presenta una descrizione riassuntiva del tema principale trattato, il coordinamento tra TSO e DSO.
- *Capitolo 3* Introduce gli aspetti generali legati all'ottimizzazione e illustra come è stato formulato il problema di ottimizzazione della rete soggetta allo studio
- *Capitolo 4* descrive nel dettaglio la topologia della rete testata e ne descrive le varie componenti
- *Capitolo 5* illustra e discute dei risultati ottenuti dalle simulazioni numeriche.
- *Capitolo 6* presenta le conclusioni, e le raccomandazioni per lavori futuri.





## **Coordinamento tra DSO e TSO**

L'aumento delle risorse energetiche distribuite nelle reti (Distributed Energy Resources, DER) offre l'opportunità per gli operatori di sistema di sfruttare la loro flessibilità. Il coordinamento degli operatori delle reti di trasmissione e distribuzione (TSO e DSO) è fondamentale per garantire un uso efficiente delle suddette risorse.

Fino ad ora la rete di distribuzione è sempre stata gestita con una filosofia “adatta e dimentica” (dall'inglese fit-and-forget), in futuro invece, sarà necessaria una gestione in tempo reale delle risorse attive della rete nel contesto dell'erogazione dei servizi ancillari.

Come introdotto nel capitolo precedente, lo sfruttamento di tali servizi sarà fondamentale per il TSO che deve gestire la variabilità delle fonti rinnovabili e la carenza di modulabilità nella produzione, ma potrebbe essere fonte di ulteriori problematiche di gestione per la rete di distribuzione. Ecco che quindi il tema del coordinamento tra TSO e DSO diventa cruciale per garantire che questi servizi raggiungano effettivamente lo scopo, migliorando l'efficienza complessiva del sistema elettrico.

Il consorzio SmartNet, che si occupa dello studio di soluzioni per l'integrazione di fonti rinnovabili distribuite nelle reti elettriche esistenti, ha proposto e confrontato cinque diversi schemi di interazione tra TSO e DSO e diverse architetture di mercato.[16]

Le soluzioni sono più o meno adattabili ai mercati esistenti, e con sé portano diversi lati positivi e negativi, che vengono discussi nel seguito.

### **2.1 Tipi di mercato**

#### **2.1.1 Mercato centralizzato**

In questo tipo di approccio, il TSO contratta direttamente con i titolari delle risorse energetiche nella rete di distribuzione (DER) al fine di ottenere servizi ancillari per la sola gestione di sbilanciamenti e congestioni sulla rete di trasmissione.

Il DSO, nel frattempo può avvalersi delle DER per risolvere congestioni locali ma con logiche di approvvigionamento diverse rispetto a quelle del mercato centralizzato. Il DSO inoltre svolge la funzione di prequalificazione al fine di valutare la fattibilità delle offerte eventualmente attivate.

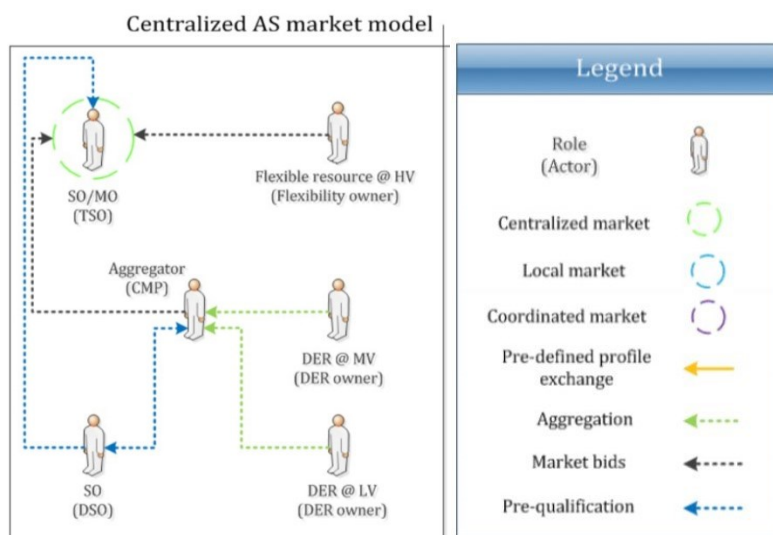


Figura .2.1.1 Mercato centralizzato [15]

## 2.1.2 Mercato locale

Il DSO acquisisce l'utilizzo delle risorse DER nel contesto della distribuzione per risolvere problemi locali (risoluzione di congestioni e aggiustamento della tensione) e allo stesso tempo funge da aggregatore per le rimanenti risorse non utilizzate localmente, che vengono offerte sul mercato del bilanciamento gestito dal TSO.

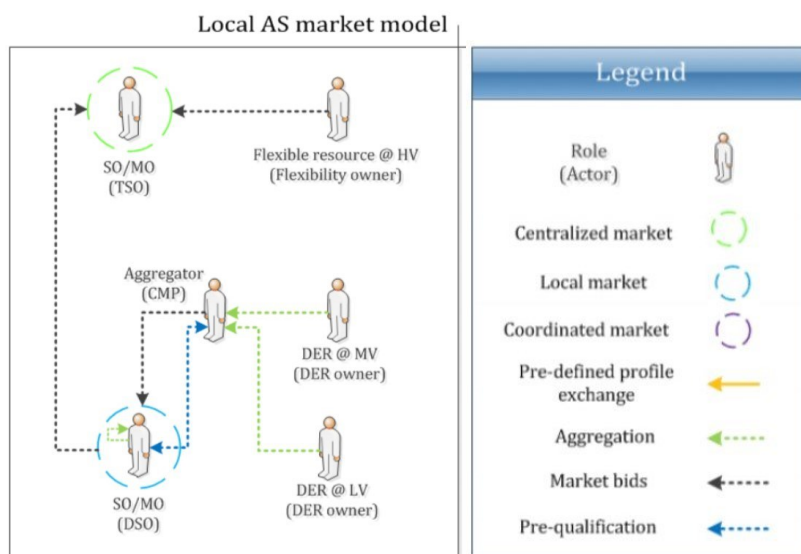


Figura 2.1.2 Mercato locale [15]

## 2.1.3 Responsabilità condivisa tra TSO E DSO

TSO e DSO sono entrambi responsabili per il bilanciamento, ciascuno nella propria area di competenza.

Il DSO deve rispettare un profilo di potenza predefinito all' interfaccia (PS) e utilizza le DER locali (ottenute tramite un mercato locale) per adempiere alle proprie responsabilità di bilanciamento.

L'utilizzo di dati statistici come i profili storici e le previsioni di carico/produzione consente la creazione del suddetto profilo da concordare.

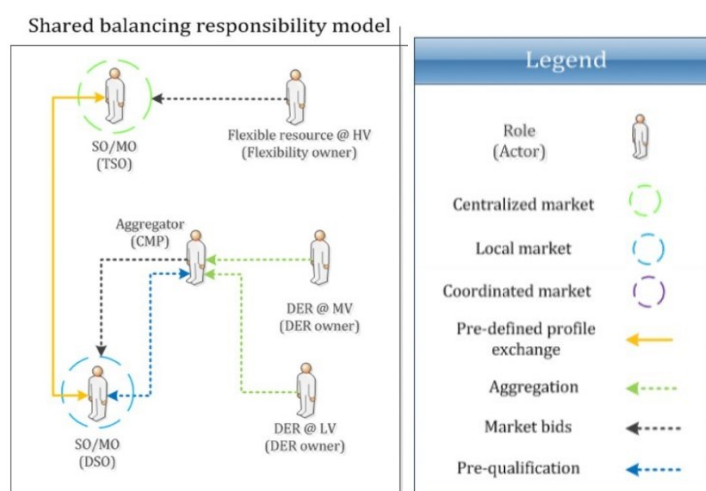


Figura 2.1.3 Responsabilità condivisa tra TSO e DSO [15]

## 2.1.4 Mercato comune tra TSO e DSO

I gestori delle reti TSO e DSO contraggono i servizi delle DER in un mercato comune di flessibilità. L'obiettivo principale è la minimizzazione dei costi totali di approvvigionamento delle flessibilità contrattate da TSO e DSO.

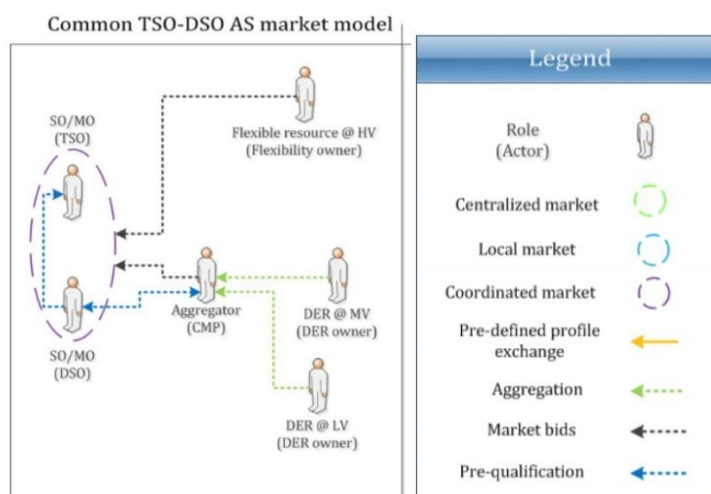


Figura 2.1.4 Mercato comune tra TSO e DSO [15]

## 2.1.5 Mercato flessibile integrato

Il TSO, il DSO e gli aggregatori (CMP) stipulano contratti per le DER in un mercato comune della flessibilità. TSO e DSO possono sia acquistare flessibilità sia rivenderla anche se precedentemente contrattata agli altri partecipanti al mercato.

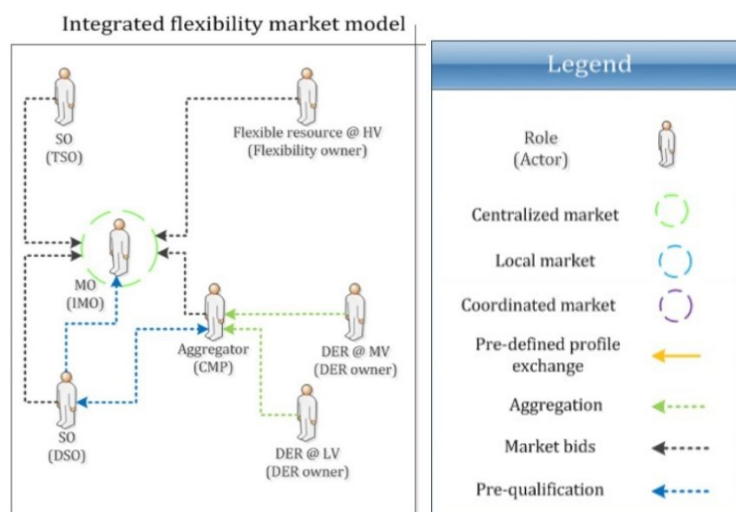


Figura 2.1.5 Mercato flessibile integrato [15]

## 2.2 Conclusioni

I cinque schemi di coordinamento esposti differiscono in termini di fattibilità di attuazione. Alcuni di essi sono oggi realizzabili solo con piccoli adattamenti alla regolamentazione e all'organizzazione del mercato esistenti, altri invece, richiedono ampie modifiche al quadro normativo e all'assetto del mercato prima dell'attuazione.

Più in generale il modello di mercato centralizzato è più compatibile con la regolamentazione e l'organizzazione attuale in Europa, tanto che potrebbe essere attuabile nell'immediato futuro. Un ostacolo indifferente riguarda l'evoluzione dei ruoli degli operatori di sistema, attualmente il TSO è l'unico ad avere la responsabilità di bilanciare il sistema, nel modello 2.1.3 la responsabilità è condivisa con il DSO, i rimanenti presuppongono che il DSO gestisca le problematiche sui vincoli di rete locali; tuttavia, essi non sono sempre stimolati finanziariamente a contrarre flessibilità.[16]

Nel modello 2.1.2 e 2.1.4 il DSO svolge una funzione di aggregazione per conto del TSO, ciò si tratta di un ruolo specifico che necessiterà di una chiara regolamentazione.

Apportare quindi le modifiche necessarie richiede un cambio di paradigma nel funzionamento del sistema.

Di seguito viene mostrata una panoramica riassuntiva dei vantaggi e criticità dei cinque schemi di coordinamento.

Domain	Performance criteria	Coordination scheme				
		Centralized AS market model	Local AS market model	Shared Balancing Responsibility model	Common TSO-DSO market model	Integrated Flexibility market model
Interaction between system operators	Adequacy of existing communication channels, including the use of common data	High	Medium	Medium	Low	Medium
Grid operation	Respecting distribution grid constraints	Low	High	High	High	High
	Use of resources from the distribution grid by the TSO	High	Medium	Low	High	High
	Recognition of the evolving role of the DSO	Low	High	High	High	High
Market operation	Possibility to lower market operation costs	High	Low	Low	Medium	Medium
	Liquidity of the market	Medium	Low	Low	Medium	High
	Economies of scale	Medium	Low	Low	High	High

Tabella 2.1 schema riassuntivo delle peculiarità di ogni mercato



## **Ottimizzatore di rete**

In questo capitolo, verrà presentato il metodo usato per gestire la rete elettrica del lavoro proposto in modo ottimale. La rappresentazione della rete di distribuzione necessita di essere descritta in ogni elemento che possa influenzare il modello dei flussi di potenza formulando, quindi una serie di equazioni di vincolo che rappresentino le caratteristiche tecniche degli elementi di rete e la loro interazione con la struttura del sistema.

È costituita dai seguenti elementi:

- Rami che collegano ogni singolo nodo della rete descritti dalle loro impedenze
- Generatori fotovoltaici
- Accumulatori elettrochimici (DES)
- Carichi flessibili (implementazione di DR) e non
- Veicoli elettrici con funzione V2G.

### **3.1 Ottimizzazione**

Nel lavoro di tesi si utilizza un ottimizzatore di rete, con lo scopo di minimizzare i costi di gestione della distribuzione di energia, garantendo allo stesso tempo i vincoli di esercizio.

Di seguito viene illustrato velocemente di cosa si tratta un processo di ottimizzazione.

L'ottimizzazione matematica è il processo di minimizzazione o massimizzazione di uno o più obiettivi senza violare i vincoli specifici imposti, in generale quanto scritto può essere tradotto in modo colloquiale come: "fare qualcosa nel modo migliore possibile rispettando i vincoli pratici imposti" [13].

Attraverso una rappresentazione matematica dei singoli obiettivi del calcolo viene composta la cosiddetta "funzione obiettivo", che avrà lo scopo di restituire il costo complessivo associato ai valori delle singole variabili di ottimizzazione. In problema sarà quindi composto da questa funzione di costo, che deve essere minimizzata, e da una serie di equazioni di vincolo, che limitano i valori che le variabili di ottimizzazione, e le variabili ad esse correlate, possono assumere. Per quanto riguarda i metodi di soluzione del problema appena descritto, esistono

diverse tipologie di solutori, che adottano algoritmi numerici specifici in relazione alla natura del problema, come richiamato nei prossimi paragrafi.

### 3.1.1 Costruzione del modello

Un modello di programmazione matematica descrive quindi le caratteristiche della soluzione ottima di un problema ed è composto dai seguenti elementi:

- **Obiettivo** è la quantità da minimizzare o massimizzare, fornisce quindi una misura delle prestazioni della nostra ottimizzazione, è funzione delle variabili decisionali. Un problema di ottimizzazione può includere più obiettivi, nel caso di molteplici obiettivi la soluzione sarà il compromesso migliore [14]. Nel contesto elettrico l'obiettivo può essere la minimizzazione dei costi dell'energia elettrica o la minimizzazione delle perdite di trasmissione.
- **Variabili** decisionali o di controllo, sono le grandezze incognite del nostro problema, che l'algoritmo di ottimizzazione deve manipolare per trovare la soluzione ottima [14]. Un esempio, i valori di tensione ai nodi o le correnti che fluiscono nei rami.
- **Vincoli** descrivono le dinamiche del sistema da ottimizzare, la relazione che c'è tra le variabili, quindi l'ammissibilità delle soluzioni, discriminano i valori corretti da quelli incorretti [14]. Possono essere scritti in forma di equazioni o disequazioni, bisogna porre attenzione nell'imposizione dei vincoli del problema, in quanto una scelta scorretta può portare infattibilità del problema, dovuta all'assenza di una "regione di fattibilità", ossia di un insieme di condizioni che rendono contemporaneamente soddisfatte tutte le equazioni di vincolo.

### 3.1.2 Determinazione del tipo di problema

La seconda fase da considerare in un processo di ottimizzazione è stabilire in quale categoria di ottimizzazione appartiene il modello, questa fase è importante perché da essa si determinerà quale algoritmo/metodo e software meglio si adatterà al problema considerato. [15]

Figura 1.2.1 fornisce un'utile prospettiva della tassonomia dell'ottimizzazione.



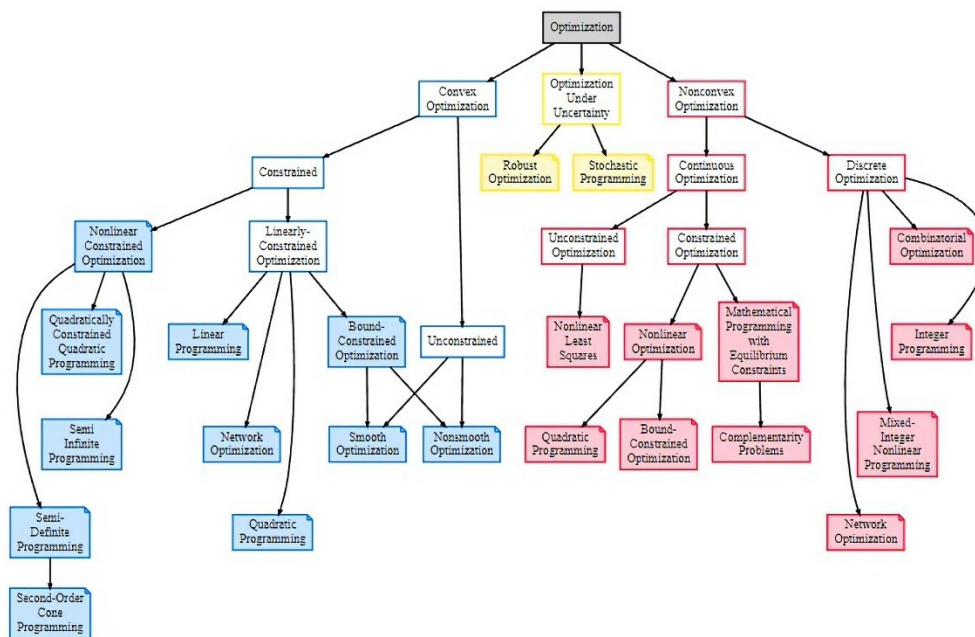


Figura 3.1.1 Tassonomia dell'ottimizzazione [15]

- **Ottimizzazione Convessa o non convessa:** Senza scendere in particolari matematici, in un problema di ottimizzazione convesso è semplice trovare il punto di minimo locale della funzione obiettivo (l'area di ricerca del punto è convessa, esiste quindi un minimo locale), per quanto riguarda un problema non convesso invece la soluzione è più complessa e solitamente richiede l'uso di algoritmi specifici, con maggiore costo computazionale, motivo per cui spesso si ricorre a una approssimazione del problema che permetta di rilassare i vincoli che lo renderebbero non convesso.
- **Ottimizzazione Continua o discreta:** In alcuni modelli le variabili possono assumere valori da un insieme discreto, o in altri casi, da un insieme che ammette ogni valore reale.  
 Quando un problema è definito da sole variabili discrete abbiamo un problema di ottimizzazione discreta, nel caso specifico possono essere variabili di tipo binario o comunque solo intere.  
 Quando invece le variabili sono di tipo continuo allora abbiamo un problema di ottimizzazione continua.  
 Il caso più frequente però è il mix di questi due tipi di ottimizzazione per cui si parla di Mixed Integer Linear Programming (MILP).
- **Ottimizzazione vincolata o non vincolata:** Quando le variabili di ottimizzazione sono limitate da qualche relazione di uguaglianza o disuguaglianza, abbiamo un problema di ottimizzazione vincolato. Quando non lo sono, abbiamo invece un problema di ottimizzazione non vincolato. Solitamente la maggior parte dei problemi pratici è limitata da dei vincoli, i problemi non vincolati, di solito, hanno un'applicazione più teorica che pratica.

- Ottimizzazione deterministica o stocastica: Nell'ottimizzazione deterministica, si presume che i dati per un determinato problema siano noti con precisione, tuttavia, in molti problemi reali, i dati non possono essere conosciuti con precisione, per diversi motivi come, ad esempio, le incertezze di misurazione. Nelle ottimizzazioni stocastiche l'incertezza è incorporata nel modello, e l'obiettivo è trovare una soluzione ottima del problema a partire da un gran numero di set di variabili in ingresso scelte casualmente.

### 3.1.3 Scelta del software

Ultimo step nel processo di ottimizzazione è la scelta del software appropriato per il tipo di ottimizzazione che bisogna risolvere, da questo punto di vista esistono diversi tipi di software commerciali o open source, con il vantaggio dei primi di essere più affidabili ma molto costosi.

## 3.2 Optimal Power Flow

Questo lavoro si propone di sviluppare uno strumento di gestione della rete di distribuzione tramite un metodo di optimal power flow (OPF).

L'optimal power flow è uno strumento utile a coordinare le risorse nella rete soggette a delle equazioni dei flussi di potenza AC non lineari.

In particolare, cerca di ottimizzare la distribuzione di potenza attiva e reattiva tra le diverse linee di trasmissione, le unità di generazione e i carichi presenti nel sistema elettrico, al fine di minimizzare i costi operativi e massimizzare l'efficienza.

Il metodo OPF utilizza un modello matematico del sistema elettrico che tiene conto dei vincoli di bilancio energetico, delle limitazioni di potenza sui generatori, delle capacità di trasmissione di ogni ramo e dei vincoli sui carichi. Inoltre, il modello tiene conto di obiettivi specifici, come il costo minimo di acquisto di energia, la massimizzazione della produzione di energia rinnovabile o la minimizzazione delle perdite di potenza.

L'algoritmo, quindi, cerca di trovare i valori di tensione, corrente e potenza che minimizzano la funzione obiettivo del problema, rispettando le restrizioni del modello.

Il problema generato con il metodo OPF è di tipo NP-hard (non deterministic polynomial-time hard problem) e non convesso; perciò, è necessario introdurre un rilassamento per rendere il problema convesso, e quindi di facile risoluzione.

La ricerca ha dimostrato che per reti a distribuzione radiale l'utilizzo programmi SOCP (second order cone programs) e SDP (semi-definite programs) forniscono risultati accurati.

In particolare, il branch flow model (BMF) è un metodo che fornisce risultati molto accurati nel caso di OPF per reti di distribuzione bilanciate, è quindi possibile descriverle tramite un modello unifilare [17].

### 3.2.1 Formulazione dei flussi di potenza

Le equazioni che descrivono il problema dei flussi di potenza che verranno impiegate nell'algoritmo OPF viene quindi formulato come BFM SOCP, in cui, come mostrato in figura 3.1.2 la rete è formata da  $i = 1, \dots, n$  nodi, mentre  $B$  descrive il numero di rami, dal bus  $i$  al bus  $j$ .

Nel modello, la tensione al nodo  $i$  è definita come  $V_i$ , la corrente nel ramo tra i nodi  $i$  e  $j$  è definita come  $I_{ij}$ , mentre le coppie di potenze attiva e reattiva di generatori e carichi connessi al nodo  $k$  sono definite come  $P_{Gk}$ ,  $Q_{Gk}$  e  $P_{Lk}$ ,  $Q_{Lk}$ , rispettivamente. Infine, la resistenza e la reattanza nel ramo tra i nodi  $i$  e  $j$  sono definite come  $r_{ij}$  e  $x_{ij}$ .

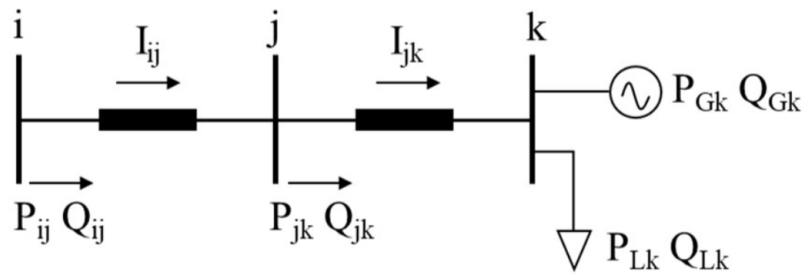


Figura 3.2.2 rappresentazione schematica del problema BFM SOCP

Considerando quindi la notazione appena dichiarata è possibile formulare il problema SOCP:

$$\text{Potenza attiva del ramo } ij: \quad P_{ij} = r_{ij}|I_{ij}|^2 + P_{Lk} - P_{Gk} + \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk}$$

$$\text{Potenza reattiva del ramo } ij: \quad Q_{ij} = x_{ij}|I_{ij}|^2 + Q_{Lk} - Q_{Gk} + \sum_{k:j \rightarrow k} Q_{jk}$$

$$\text{Tensione al nodo } j: \quad |V_j|^2 = |V_i|^2 - 2(r_{ij}P_{ij} + x_{ij}Q_{ij}) + |I_{ij}|^2(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)$$

$$\text{Corrente al ramo } ij: \quad |I_{ij}|^2 = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{|V_i|^2}$$

Per poter risolvere il problema con il metodo SOCP è necessario rilassare il problema modificando l'ultima equazione (power definition) con una disequazione, inoltre si introducono le variabili  $v_i$  e  $l_{ij}$  che sono rispettivamente le tensioni  $V_i$  e le correnti  $I_{ij}$  al quadrato.

Quindi si può riscrivere:

$$P_{ij} = r_{ij}l_{ij} + P_{Lk} - P_{Gk} + \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk}$$

$$Q_{ij} = x_{ij}l_{ij} + Q_{Lk} - Q_{Gk} + \sum_{k:j \rightarrow k} Q_{jk}$$

$$v_i = v_i - 2(r_{ij}P_{ij} + x_{ij}Q_{ij}) + l_{ij}(r_{ij}^2 + x_{ij}^2)$$

$$l_{ij}v_i \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$$

La sostituzione dell'uguaglianza nell'ultima equazione permette di avere un rilassamento del problema, secondo [18] comporta il passaggio da un problema non convesso ad un problema convesso, quindi di facile minimizzazione tramite il metodo SOCP, salvo verificare la validità dei risultati ottenuti osservando che lo scarto tra i due membri di questa disuguaglianza sia sufficientemente piccola.

Ogni linea di trasmissione necessita di operare all'interno della propria ampacity, il limite di corrente massima in regime continuativo dipende dal materiale, tipo e posa del conduttore, inoltre, per garantire la richiesta obbligatoria di power quality del sistema ogni nodo deve operare in una banda di tensione che va dal 90% al 110% del valore nominale. Sono quindi fissati i vincoli di corrente e tensione rispettivamente:

$$0 \leq l_{ij} \leq |\overline{I}_{ij}|^2$$

$$|\underline{v}_i|^2 \leq v_i \leq |\overline{v}_i|^2$$

### 3.2.2 Generatori

Nella rete che verrà presa in esame gli unici generatori presenti sono di tipo fotovoltaico, essi hanno l'onere di erogare potenza attiva ma anche di regolare la rete tramite il controllo della potenza attiva e l'APC (1.1.1).

Il loro comportamento è descritto da una curva di capability circolare semplificata tramite un'approssimazione interna polinomiale come mostrato in figura 3.1.3. [12]

La curva di capability ha lo scopo di descrivere il limite massimo sia potenza attiva e reattiva erogabili, infatti, il modulo del raggio della circonferenza è proprio il valore di potenza apparente massima erogabile dall'inverter, come si può vedere è erogabile sia potenza reattiva capacitiva che induttiva, assimilabile ad un comportamento, rispettivamente, di sovraeccitazione e sotto eccitazione di un generatore sincrono.

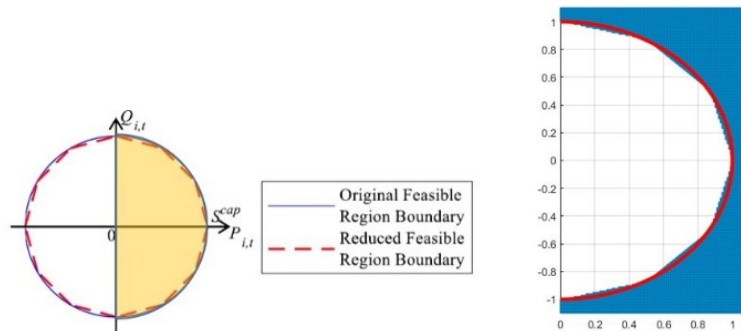


Grafico 3.2.3 curva di capability circolare semplificata

Di seguito le equazioni che vincolano P e Q secondo la curva di capability citata:

$$\begin{aligned} \left(1 - \frac{\sqrt{3}}{2}\right) P_{pv} - \frac{Q_{pv}}{2} &< \frac{1}{2} S_n \\ \left(\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{1}{2}\right) P_{pv} - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{1}{2}\right) Q_{pv} &< \frac{1}{2} S_n \\ \frac{P_{pv}}{2} - \left(1 - \frac{\sqrt{3}}{2}\right) Q_{pv} &< \frac{1}{2} S_n \\ \frac{P_{pv}}{2} - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} - 1\right) Q_{pv} &< \frac{1}{2} S_n \\ \left(\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{1}{2}\right) P_{pv} - \left(\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}\right) Q_{pv} &< \frac{1}{2} S_n \\ \left(1 - \frac{\sqrt{3}}{2}\right) P_{pv} + \frac{Q_{pv}}{2} &< \frac{1}{2} S_n \end{aligned}$$

La peculiarità dei generatori usati nella rete è la possibilità di poter modulare la loro potenza in uscita su richiesta dell'ottimizzatore, prevedendo un costo (curtailment cost) per la mancata produzione a carico del DSO.

La potenza apparente disponibile dal generatore è dipendente da condizioni ambientali, come posizione del sole, temperatura e nuvolosità; nel contesto di questo studio si considera un modello semplificato dipendente solo dalla posizione del sole, e quindi più in generale dall'ora del giorno, successivamente verrà introdotto un profilo di perturbazione che simula la presenza di un cielo parzialmente nuvoloso.

L'output prodotto nel corso della giornata è quindi:

$$0 \leq P_{pv} \leq P_{PV}^{max} \cdot f_{PV} \cdot f_{pert.}$$

$$0 \leq Q_{pv} \leq Q_{PV}^{max} \cdot f_{PV} \cdot f_{pert.}$$

Dove  $P_{PVk}^{max}$  è la potenza massima erogabile,  $f_{PV}$  è il profilo tipico giornaliero e  $f_{pert.}$  il vettore con i coefficienti di perturbazione, che verranno utilizzati per tenere conto delle variazioni nei profili di generazione reali rispetto a quelli previsti.

La prima equazione ci permette di intuire che l'ottimizzatore avrà la libertà di modulare come detto precedentemente la potenza attiva a seconda delle necessità.

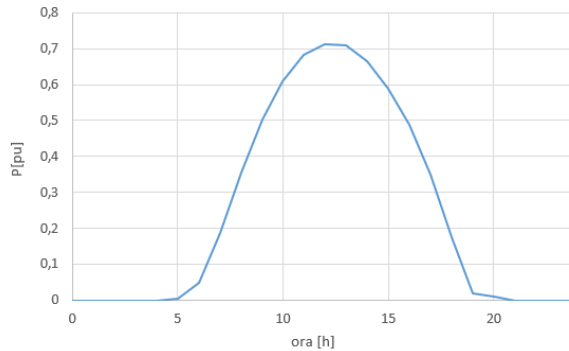


Grafico 3.2.4 profilo di potenza stimato di un generatore fotovoltaico

### 3.2.3 Sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo DES su larga scala considerati in questo studio sono soggetti a diversi vincoli che li descrivono, la potenza erogabile deve essere minore della potenza nominale.

$$0 \leq P_S \leq P_S^{max}$$

L'energia immagazzinata deve essere vincolata all'interno del massimo stato di carica ( $SoC_{max}$ ) e del minimo stato di carica ( $SoC_{min}$ ).

$$SoC_{min} \leq E_S \leq SoC_{max}$$

Inoltre, per garantire la ciclabilità della batteria e garantire una riserva per il giorno dopo bisogna inserire un ulteriore vincolo che imponga che il SoC di fine giornata sia uguale al SoC di inizio giornata.

$$SoC_{t_{end}} = SoC_{t_{start}}$$

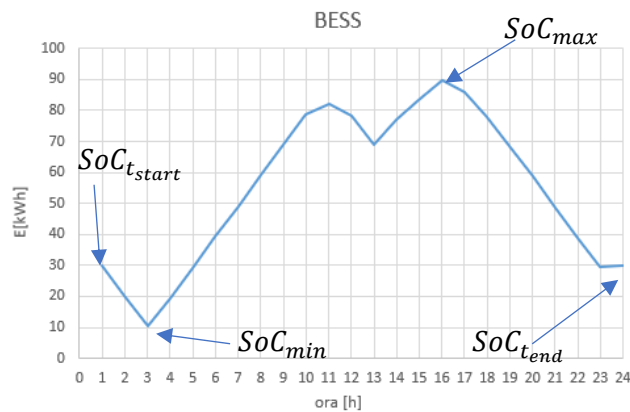


Grafico 3.2.5 profilo di energia di un sistema di accumulo che rispetta i vincoli descritti

### 3.2.4 Veicoli V2G

I veicoli elettrici collegati alla rete che offrono un servizio V2G necessitano di diversi vincoli per la loro modellazione, come per l'accumulo elettrochimico la potenza assorbita o erogata non può superare la potenza nominale, ipotizzando che il servizio V2G venga fornito nel corso delle ore notturne il deve essere imposto un vincolo sul SoC dei veicoli all'inizio della giornata lavorativa, ad esempio  $SoC = 0,8$  alle 8 di mattina.

Lo scopo è quello di rappresentare un tipo di carico elettrico flessibile che deve fornire la potenza richiesta ai veicoli in ricarica, ma che può modificare la richiesta di energia in maniera dinamica durante la fase di ricarica, grafico 3.1.6 mostra un possibile andamento di potenza.

$$0 \leq P_{V2G} \leq P_{V2Gk}^{max}$$

$$SoC_{min} \leq E_{V2G}^t \leq SoC_{max}$$

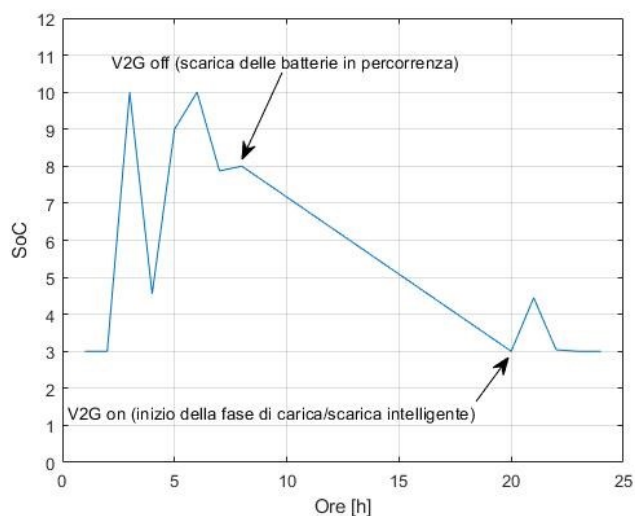


Grafico 3.2.6 profilo di energia di un veicolo elettrico con servizio V2G modellato nella tesi

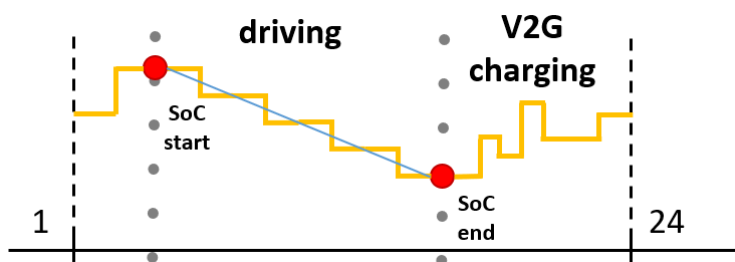


Grafico 3.2.7 profilo di energia di un veicolo elettrico con servizio V2G proposto nel documento [12] compatibile con il grafico 3.1.6

### 3.2.5 Carichi

I carichi elettrici collegati alla rete di questo studio sono considerabili modulabili dall'operatore di rete tramite il servizio DR già illustrato nell'introduzione 1.1.4, la massima potenza assorbita è definita in termini di potenza attiva alla quale è associata una potenza reattiva a  $\cos\phi$  fisso, assunzione piuttosto realistica visto che i carichi sono attualmente rifasati nelle correnti reti di distribuzione.

La richiesta di potenza di ogni carico durante il giorno è descritta da:

$$P_L = P_L^{max} \cdot f_L \cdot f_{pert.}$$

$$Q_L = Q_L^{max} \cdot f_L \cdot f_{pert.}$$

Dove  $P_L^{max}$  è la potenza massima assorbibile,  $f_L$  è il profilo tipico giornaliero, esso varia in base al tipo di carico, ad esempio: Carico residenziale, industriale, commerciale etc.

$f_{pert}$ . È il vettore con i coefficienti di perturbazione, che simula un andamento dei carichi più realistico cioè applicando fattori di deviazione casualmente generati per rappresentare le variazioni nei profili reali rispetto a quelli previsti.

Per la modellazione del DR è necessario imporre dei vincoli per costruire una finestra temporale di attivazione del servizio e un tempo di attivazione totale, poi in base al tipo di DR creare dei vincoli flessibili e gestibili dal DSO per il controllo della potenza assorbita dal carico.

In uno degli scenari considerati nel lavoro verrà utilizzato il DR-C e i vincoli per il controllo flessibile della potenza sono i seguenti:

Fuori dalla finestra di attivazione:

$$P_L = P_L^{max} \cdot f_L \cdot f_{kpert}.$$

$$Q_L = Q_L^{max} \cdot f_L \cdot f_{kpert}.$$

Nella finestra di attivazione:

$$P_L^{min} \cdot f_L \cdot f_{pert} \leq P_L \leq P_L^{max} \cdot f_L \cdot f_{pert}.$$

Dove  $P_L^{min}$  è il riferimento inferiore di potenza attiva che il carico può assorbire in caso di eventuale modulazione tramite il servizio DR da parte del DSO.

### 3.3 Funzione Obiettivo

La gestione della rete per la determinazione del profilo di ogni utente è basata sulla minimizzazione del costo sociale soddisfacendo allo stesso tempo le richieste di carico previste.

Sebbene questo lavoro non abbia lo scopo di trarre considerazioni economiche ma piuttosto di sviluppare lo strumento di analisi, vengono utilizzati dei coefficienti di costo da applicare alle diverse modalità di regolazione.

La funzione obiettivo da minimizzare è quindi rappresentata da:

$$\min C_{ex} + C_C + C_p$$

Dove  $C_{ex}$  rappresenta il costo di scambio dell'energia al trasformatore primario:

$$C_{ex} = c_{buy}E_{import} - c_{sell}E_{export}$$



$E_{import}$  ed  $E_{export}$  indicano rispettivamente l'energia importata ed esportata dalla rete gestita dal TSO, vengono quindi applicati dei prezzi di acquisto e vendita indicati in €/kWh.

$C_c$  indica il costo di modulazione dei vari servizi di flessibilità a disposizione della rete:

$$C_c = c_{CPV}P_{PV}^C + c_{CDR}P_L^C + c_{V2G}P_{V2G}^{prel} + c_{DES}P_{DES}^{outscheduling}$$

$P_{PV}^C$  indica la potenza tagliata dai generatori fotovoltaici su richiesta del DSO, che, essendo un servizio offerto dai produttori locali di energia presenta un costo per il gestore dei servizi, ma allo stesso tempo permette il controllo e la stabilità di rete evitando congestioni delle linee.

$P_L^C$  è la potenza limitata dei carichi che aderiscono al servizio DR, in questo caso la formula si adatta alla tipologia C, dove il fornitore del servizio viene ricompensato per la modulazione del carico su richiesta del gestore, comportando quindi un costo per quest'ultimo.

$P_{V2G}^{prel}$  invece è la potenza messa a disposizione dai servizi V2G; quindi, la potenza prelevata dalle batterie delle auto parcheggiate alla stazione di ricarica, si considera il costo della sola potenza prelevata in quanto essa fornisce un valore indicativo di quanto venga sfruttato il servizio.

$c_{DES}$  è il costo per la movimentazione delle batterie distribuite fuori dalla loro programmazione ed è quindi da moltiplicare alla potenza  $P_{DES}^{outscheduling}$  che appunto identifica il profilo di potenza fuori scheduling.

$C_p$  invece è il costo di penalità per la potenza alla PS al di fuori della banda di tolleranza della potenza concordata che il DSO deve rispettare.

$$C_p = c_p P_{slack}^{outscheduling}$$



# Descrizione della rete

## 4.1 Descrizione

### 4.1.1 Topologia

La topologia della rete considerata in questo lavoro di tesi deriva dalla rete utilizzata come caso studio nel paper [19], la cui rappresentazione schematica è mostrata in figura 4.1.1.

Si tratta di una versione semplificata di una rete reale di tipo radiale da 20kV connessa alla rete di trasmissione da 130kV tramite un unico trasformatore.

I due rami principali della rete hanno una lunghezza totale di 27km e 36,9km, la generazione distribuita è composta da soli generatori fotovoltaici per una potenza di picco totale rispettivamente di 18 MW e 7,6MW, i carichi allacciati invece hanno una potenza massima totale di 19 MW per il feeder 1 e 11,3MW per il feeder 2.

Diversi tipi di carichi sono considerati nel lavoro, ognuno è descritto da una curva di previsione del profilo di potenza: profili di carico di tipo residenziale (RES) grafico 4.1.2a, profili di tipo industriale (IND) grafico 4.1.2b, commerciale (COM) grafico 4.1.2c, profili di ambito agricolo (AGR) grafico 4.1.2d.

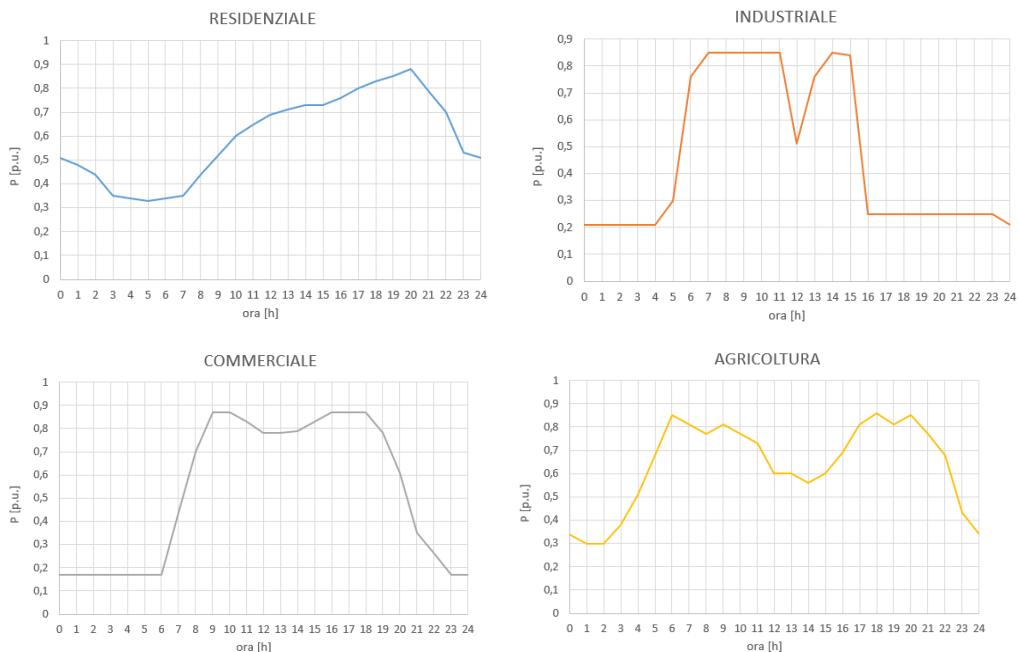


Grafico 4.1.1 Profili di potenza in per unità (a) RES (b) IND (c) COM, (d) AGR

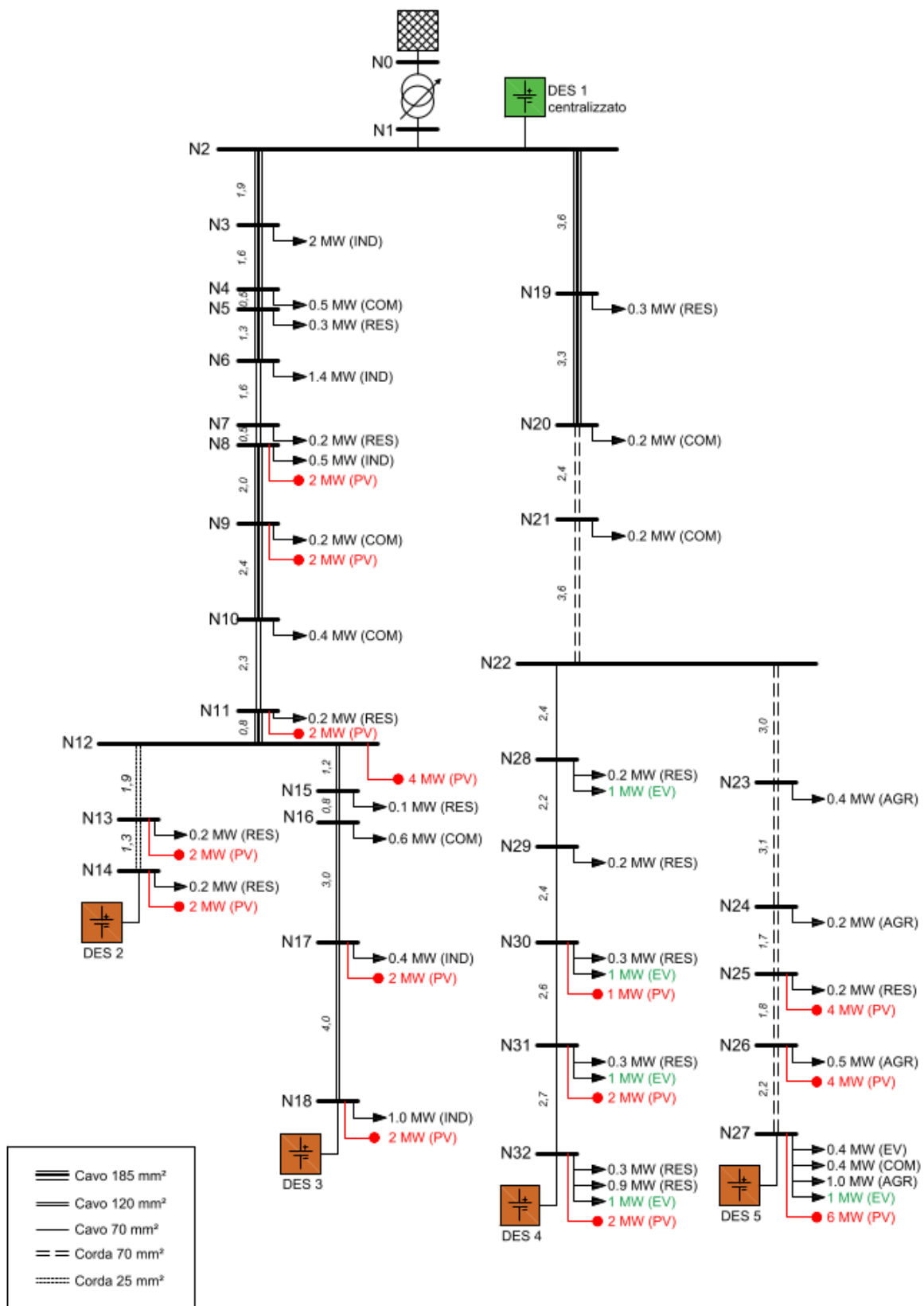


Figura 4.1.1 rappresentazione schematica della rete soggetta allo studio

In figura 4.1 sono indicati in rosso i punti di generazione fotovoltaica (PV), il loro profilo di generazione previsto si basa sull'irraggiamento medio stimato nel periodo dell'anno e posizione geografica della rete presa in esame.

In verde invece sono indicati i punti di ricarica per i veicoli elettrici (EV), questi, negli scenari di simulazione avranno un duplice comportamento, infatti, inizialmente verranno considerati come carichi puri con un profilo di potenza stimato grafico 4.1.2.

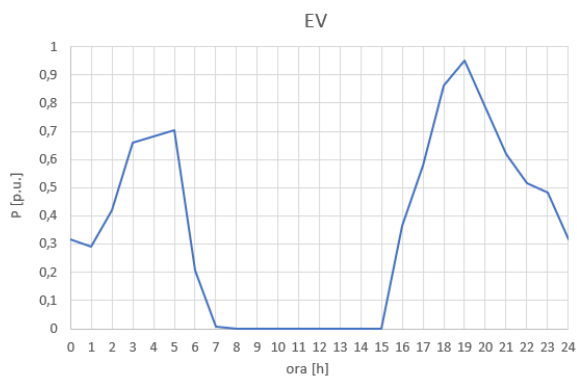


Grafico 4.1.2 profilo di carico stazione di ricarica EV non V2G.

Per simulare una rete più realistica i profili di potenza stimati dei carichi vengono perturbati con dei coefficienti di perturbazione con distribuzione normale, si opta per un coefficiente di perturbazione  $\sigma$  di 0,05 che produce la curva di distribuzione cumulativa di grafico 4.1.3

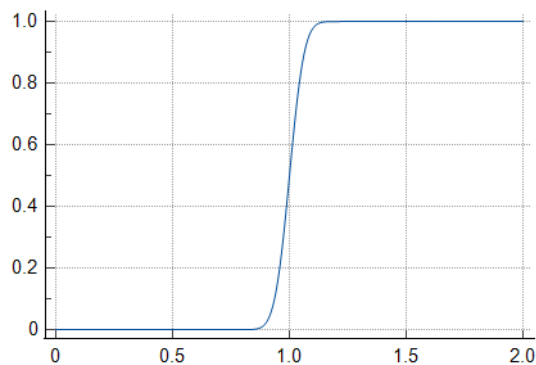


Grafico 4.1.3 Distribuzione di probabilità cumulativa con coefficiente  $\sigma = 0,05$  per i profili di carico

## 4.1.2 Fotovoltaico

Siccome la curva di generazione fotovoltaica stimata è basata su una media mensile, la produzione effettiva nell'arco della giornata dell'ipotetico mese preso come riferimento potrebbe essere minore o maggiore a seconda delle condizioni meteorologiche, ipotizzando una condizione di cielo nuvoloso a tratti, per simulare un comportamento più realistico, viene creata anche in questo caso una matrice di coefficienti di perturbazione con distribuzione normale.

Ogni generatore, essendo locato in una posizione differente della rete di distribuzione sarà soggetto ad una curva di perturbazione univoca, e quindi differente da ogni altro.

Per la creazione della matrice di perturbazione si è ipotizzato un coefficiente  $\sigma$  di 0,1 che produce degli scostamenti fino al 35%; il grafico 4.2.1 mostra la sua distribuzione di probabilità cumulativa.

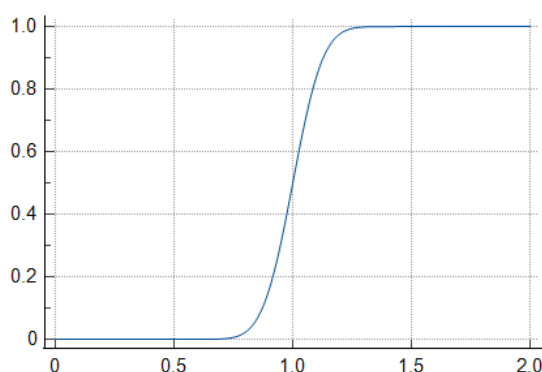


Grafico 4.1.4 Distribuzione di probabilità cumulativa con coefficiente  $\sigma = 0,1$  per i profili di generazione

Una precisazione va fatta considerando la potenza nominale di ogni impianto fotovoltaico, infatti, a prescindere dal valore di irraggiamento che il campo di produzione riceve, il picco di potenza massima erogata è sempre limitato dalla potenza di picco dell'inverter, questo ulteriore vincolo sui generatori va quindi aggiunto alla relazione vista in 3.1.3:

$$P_{pv} \leq P_{PV}^{max}$$

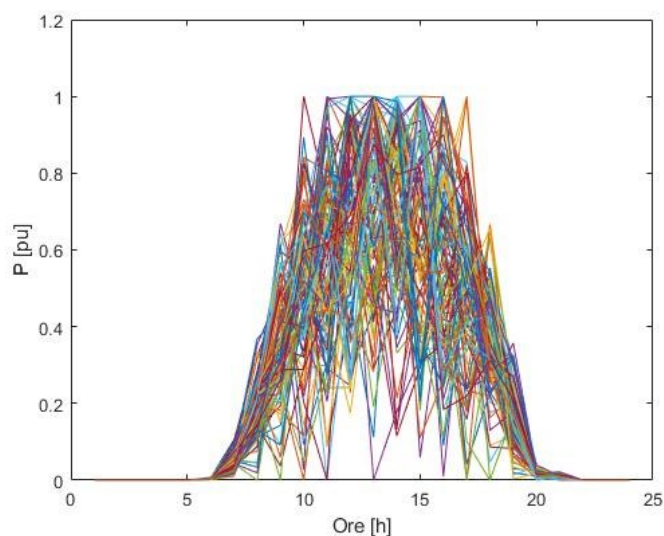


Grafico 4.1.5 100 curve fotovoltaiche perturbate, la potenza è limitata dalla potenza nominale dell'inverter  $P_{PV}^{max}$

### 4.1.3 Demand Response

L'utilizzo del servizio DR è limitato ad uno scenario della simulazione, l'adesione al programma è pensato riservato solamente ad utenze di tipo industriale (IND) e commerciale (COM), in quanto, con tali utenze ci si può aspettare un sistema di automazione intelligente che regoli la domanda in modo autonomo soddisfacendo le richieste dell'aggregatore del servizio.

La tabella 4.1.3 mostra i diversi nodi interessati dal servizio DR con le relative finestre di attivazione

Nodo	Tipo	Finestra di attivazione	$P_L^{min}$ [pu]
3	IND	12:00 - 16:00	0,4
4	COM	17:00 - 22:00	0,4
6	IND	12:00 - 16:00	0,4
8	IND	12:00 - 16:00	0,4
9	COM	17:00 - 22:00	0,4
10	COM	17:00 - 22:00	0,4
16	COM	17:00 - 22:00	0,4
17	IND	12:00 - 16:00	0,4

18	IND	12:00 - 16:00	0,4
20	COM	17:00 - 22:00	0,4
21	COM	17:00 - 22:00	0,4
27	COM	17:00 - 22:00	0,4

Tabella 4.1.3 Carichi con DR tipo C e relative finestre di attivazione

Si precisa che le finestre di attivazione sono scelte sulla base di una valutazione che considerasse la modulazione dei carichi nelle ore più critiche della giornata: al di fuori del periodo di generazione fotovoltaica.

#### 4.1.4 Accumulo distribuito

In questo studio, si suppone che il DSO abbia installato, sulla porzione di sistema elettrico di sua competenza, delle unità di accumulo distribuite che può attivare in caso di necessità.

I DES 2,3,4,5 sono stazioni di accumulo elettrochimico posizionate alla fine di ogni ramo di ogni singolo feeder, la cui posizione è importante in quanto permette di garantire il rispetto dei vincoli di rete in posizioni lontane dalla cabina primaria, inoltre essendo vicini ai punti di generazione fotovoltaica evitano congestioni di linea dovute a momenti di sovrapproduzione.

In aggiunta alle unità di accumulo distribuite, si considera anche la possibilità di installare una ulteriore unità connessa direttamente alla sbarra a valle del trasformatore AT/MT, che viene denominata DES1, la quale avrà lo scopo di facilitare la compensazione del profilo di scambio concordato con il TSO.

#### 4.1.5 V2G

In uno degli scenari considerati viene sfruttata la funzionalità V2G delle cinque stazioni di ricarica indicate in fig. 4.1.1, i parametri usati per la modellazione sono rappresentati dalla tabella 4.1.5:

Parametro	Valore
$P_n$	1 [MW]
$E_n$	14.5 [MWh]
$SoC_{start}$	0.8 [pu]
$SoC_{end}$	0.3 [pu]



$h_{start}$	8:00
$h_{end}$	17:00
$SoC_{max}$	0.9 [pu]
$SoC_{min}$	0.3 [pu]

Tabella 4.1.5 parametri V2G

$SoC_{start}$  indica il livello di carica che il veicolo deve avere nel momento in cui il proprietario inizia a guidare, ossia preleva il veicolo dal parcheggio,  $SoC_{end}$  è il livello di carica con cui il veicolo viene portato a caricare al parco auto, per semplificazione tutti i veicoli del parco auto si comportano allo stesso modo, permettendo di modellare la stazione di ricarica come unico veicolo con una grande capacità di energia.

## 4.2 Parametri

Le seguenti tabelle mostreranno i vari parametri di rete considerati nella simulazione. In figura 4.1 sono indicate in corsivo le lunghezze in km di ogni tratta che collega i diversi nodi, il dispacciamento, in questo caso, è fornito sia con linee in cavo che in corda aerea, nella tabella 4.1.1 sono indicate le loro caratteristiche:

Tipo	Sezione [mm <sup>2</sup> ]	r [Ω/km]	l [mH/km]	c [nF/km]	I <sub>max</sub> [A]
Cavo	182	0,218	0,350	290	471
Cavo	120	0,333	0,382	250	373
Cavo	70	0,580	0,414	210	274
Corda	70	0,268	1,29	9	224
Corda	25	0,720	1,39	8	118

Tabella 4.2.1 Caratteristiche delle linee, parametri ricavati dalle tabelle dei costruttori

La tabella 4.2.2 mostra i parametri della sbarra di partenza del trasformatore e dei nodi della rete:

Parametro	Vincolo
$v_{1,k}$	1.02 [pu]
$\overline{v_{i,k}}$	1.1 [pu]
$\underline{v_{i,k}}$	0.9 [pu]

Tabella 4.2.2 parametri sbarra e nodi

## 4.2.1 Parametri economici

I valori dei parametri utilizzati per la creazione della funzione di costo da minimizzare nella simulazione sono riportati nella tabella 4.2.1

Parametro	Costo	Descrizione
$c_{buy}$	0,3 [€/kWh]	Prezzo acquisto energia
$c_{sell}$	0,1 [€/kWh]	Prezzo vendita energia
$c_p$	0,3 [€/kWh]	Penalità sul profilo di potenza
$c_{cDR}$	0,15 [€/kWh]	Costo di curtailment DR tipo C
$c_{cPV}$	0,2 [€/kWh]	Costo di curtailment PV
$c_{V2G}$	0,08 [€/kWh]	Costo servizio V2G
$c_s$	0,01 [€/kWh]	Costo utilizzo accumulo distribuito fuori scheduling
$c_{cs}$	0,05 [€/kWh]	Costo utilizzo batteria centralizzata

Tabella 4.2.3 costi

Per dare un senso organico allo studio si è messo in ordine di costo l'attivazione dei diversi servizi, fermo restando che allo scopo delle simulazioni i valori economici hanno solo l'effetto di creare una sorta di priorità: usare l'accumulo distribuito ha priorità sull'accumulo centralizzato, l'accumulo centralizzato ha priorità sul V2G e infine il V2G ha priorità sul DR tipo C.

### 4.3 Scenari di simulazione

Il problema di ottimizzazione può essere risolto attraverso qualsiasi risolutore non lineare, in questo caso è stato utilizzato Gurobi, interfacciato con Matlab tramite Yalmip.

Viene messa in atto una simulazione multi-periodo composta da 24 intervalli di tempo che simboleggiano le 24 ore della giornata che vanno dalle 8:00 della mattina alle 7:00 della mattina del giorno dopo.

Questa scelta è dettata dalla maggior semplicità nel gestire i vincoli legati al periodo di utilizzo dei veicoli elettrici così come precedentemente introdotto.

Questo lavoro di tesi considera il mercato dei servizi ancillari nominato “responsabilità condivisa tra TSO E DSO”, come conseguenza il DSO non solo ha l’onere di garantire un’adeguata power quality all’utente finale, ma è incaricato di prevedere e mantenere un profilo di potenza attiva alla stazione primaria concordato con il TSO.

La struttura di mercato ipotizzata è quella del “mercato del giorno prima” (day ahead) dove il giorno prima per ciascuna ora del giorno successivo è fissato un prezzo di vendita e acquisto dell’energia.

Nel caso specifico i prezzi di vendita e acquisto sono considerati costanti lungo tutto l’arco della giornata e fissati al prezzo nella tabella mostrata precedentemente (4.2.3).

Lo scopo dell’ottimizzazione dei vari scenari studiati in questa tesi è mostrare come la gestione ottimizzata delle unità DES e l’implementazione di servizi di modulazione può facilitare e migliorare l’accuratezza del profilo di scambio al trasformatore, nel caso di scenari perturbati in modo randomico che differiscono dai profili stimati.

Per la generazione di un profilo di scambio concordato viene ottimizzata una rete che presenta profili di potenza di carichi e generatori stimati, tenendo conto anche dei vincoli di rete come ampacity delle linee e tolleranze sulla tensione.

Successivamente, l’ottimizzatore viene fatto agire sulla stessa rete, considerando in questo caso, dei profili di potenza di carichi e generatori perturbati con coefficienti con distribuzione normale.

Essendo prevista una penalità di costo ( $C_p$ ) nel caso la curva di scambio sia al di fuori di una certa banda di tolleranza  $K$  attorno al profilo concordato, l’ottimizzatore allocherà autonomamente le risorse nel modo più efficiente possibile minimizzando il costo sociale della gestione.

La bontà dell’ottimizzazione viene poi valutata confrontando le due curve ottenute (rispettivamente quella con regime stimato e regime perturbato), se la curva di regime perturbato differisce dalla prima al di fuori della banda  $K$  viene segnalato un errore di violazione della banda.

L’ottimizzatore incontrerà i quattro scenari presentati di seguito, che in ordine, metteranno a disposizione sempre più servizi di flessibilità.

### 4.3.1 Scenario 1

Nel primo scenario sottoposto all'ottimizzazione viene, per il momento, considerato assente lo storage centralizzato 1, quindi, vengono utilizzati solo i DES 2,3,4,5 che hanno la funzione di sostenere la rete nei nodi più estremi (facendo rispettare vincoli di tensione e corrente sulle linee).

Il loro dimensionamento è stato effettuato partendo da una stima di potenza necessaria a tamponare la potenza installata dei generatori fotovoltaici e la loro capacità è stata dimensionata in modo da garantire sufficiente sostegno energetico durante le ore serali che, per quanto riguarda il vincolo sulla tensione, sono le ore più critiche.

Infatti, l'assenza di generazione comporterebbe senza un accurato dimensionamento dei DES diverse violazioni del vincolo inferiore, soprattutto nei nodi più lontani (nodo 27 e soprattutto nodo 32).

Di seguito i valori di capacità e potenza dei sistemi di accumulo installati:

DES	Nodo	Potenza [MW]	Capacità [MWh]
2	14	1	1
3	18	1	1
4	32	4,5	10
5	27	3	5

*Tabella 4.3.1 parametri DES*

Inoltre, nel seguente scenario, non viene utilizzato alcun servizio DR e nessun servizio V2G, le stazioni di ricarica dei veicoli sono modellizzati come dei carichi con un loro profilo di potenza specifico già illustrato in Grafico 4.1.2.

### 4.3.2 Scenario 2

Nel secondo scenario proposto viene aggiunto agli elementi presentati nel precedente lo storage centralizzato (DES 1 figura 4.1.1), posizionato sulla sbarra di partenza del trasformatore con una potenza di 1MW e una capacità di 1MWh.

L'idea alla base di questo posizionamento è fare in modo che lo storage "tamponi" il flusso di potenza al trasformatore così da rispettare più facilmente il flusso concordato al trasformatore.

### 4.3.3 Scenario 3

Il terzo scenario presentato all'ottimizzatore prevede l'introduzione di una tecnologia importante dal punto di vista prestazionale: il V2G.

Ogni stazione di ricarica per veicoli elettrici accennata nello scenario 1 viene eliminata e convertita in stazione di ricarica abilitata V2G.

Si ricorda che in questo caso si fa un'importante semplificazione; infatti, il comportamento di ogni stazione V2G nell'arco della giornata è approssimato al comportamento di un singolo veicolo, cioè si ipotizza che tutti i veicoli vengono scollegati alla stessa ora della mattina e ricollegati alla stessa ora della sera con lo stesso  $SoC_{start}$  e  $SoC_{end}$

### 4.3.4 Scenario 4

Lo scenario quattro vede implementato l'ultimo servizio di flessibilità: il Demand Response.

Come già accennato la scelta delle finestre di attivazione è basata sulla modulazione nelle ore più critiche per la rete, in modo da avere un efficace sfruttamento del DR.

Per lo schema di regolazione proposto, i carichi che vengono interessati da tale controllo possono essere parzializzati quando necessario per il contenimento del costo della funzione obiettivo.



## 5.1 Mercato stimato DAY AHEAD

Per la creazione di un profilo concordato “il giorno prima” come già spiegato nel capitolo precedente il problema di ottimizzazione viene risolto tramite l’uso di profili stimati non affetti da perturbazioni.

### 5.1.1 Profilo Concordato

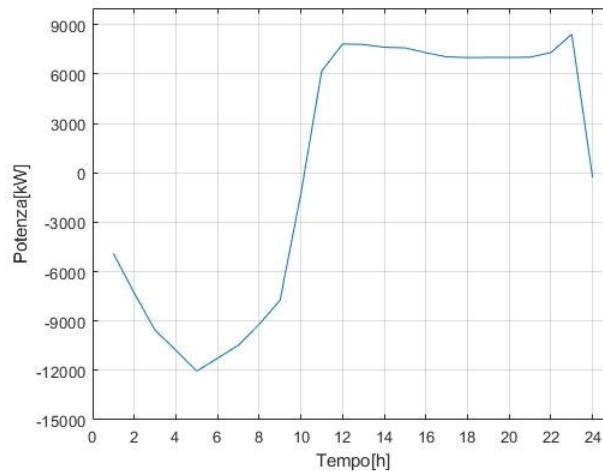


Grafico 5.1.1 Profilo di potenza concordato

Il grafico 5.1.1 mostra il profilo di potenza al trasformatore concordato per lo scenario 1, esso è ricavato da un’ottimizzazione multi-periodo che considerasse profili di potenza di carico e generazione delle varie utenze derivati da una stima statistica.

Si può osservare che nelle ore di sole della giornata (istanti di tempo 23 a 11) la potenza scambiata è negativa, segno di quanto sia impattante la produzione fotovoltaica nella rete.

La scelta di partire dallo scenario 1 per concordare il profilo, e non da un eventuale “Scenario 0” senza DES, è dovuta da un problema di gestione dei servizi ancillari, ovvero, senza le batterie a fine linea, la rete non rispetta i vincoli di tensione inferiori nelle ore serali e superiori nelle ore di sole, inoltre la corrente in alcuni tratti di linea non rispetta i limiti di ampacity.

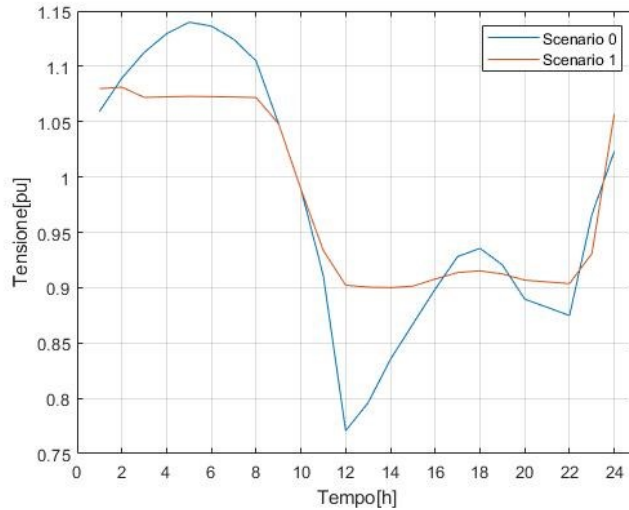


Grafico 5.1.2 Correzione della tensione entro il vincolo del 10% grazie ai DES

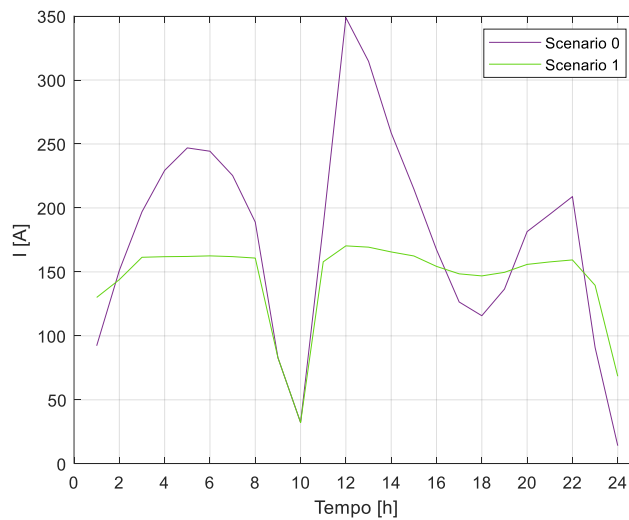


Grafico 5.1.3 Correzione della corrente della linea 18 dovuta alle unità DES



## 5.1.2 Scheduling delle batterie

Dalla simulazione descritta precedentemente oltre al profilo concordato vengono anche ricavati i profili di potenza dei sistemi di accumulo distribuiti.

La spiegazione di questa scelta è dovuta al fatto che, con un profilo di potenza delle batterie concordato, si permette all'ottimizzatore di partire da un riferimento dal quale si può scostare con costo lineare  $C_S$ , così da facilitare ed indirizzare meglio l'ottimizzazione verso l'obiettivo senza incorrere in scelte che possono risultare contro tendenza.

Grafico 5.1.4 mostra il profilo concordato delle unità DES 4 e 5, è interessante notare che il loro profilo di potenza sia compatibile a grafico 5.1.2 nel compensare la tensione entro il vincolo del 10%.

Grafico 5.1.5 mostra lo scostamento di potenza delle unità DES dal loro profilo schedulato nel contesto di uno scenario perturbato.

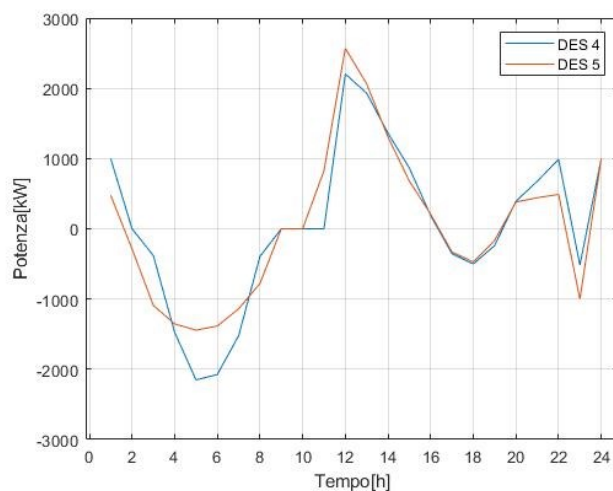


Grafico 5.1.4 profilo concordato delle unità DES 4 e 5

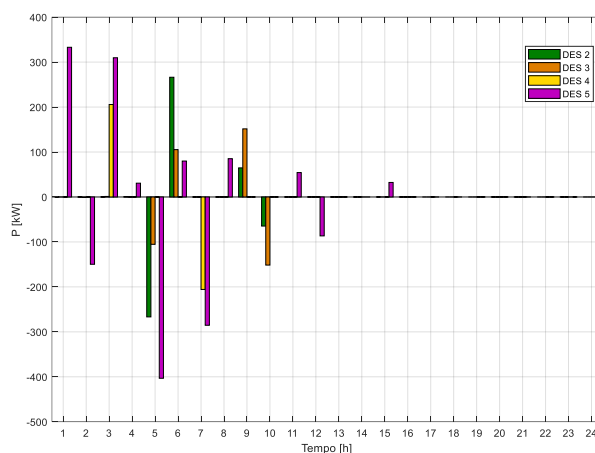


Grafico 5.1.5 Azione di correzione delle unità DES rispetto al loro profilo schedulato nel contesto di uno scenario perturbato

## 5.2 Mercato perturbato

In questa sezione vengono investigati 100 scenari generati in modo randomico, di questi 100 vengono selezionati solo quelli (C) che forniscono, sullo scenario 1, dei risultati che rispettano una certa tolleranza sul rilassamento della power definition, così da garantire un'adeguata accuratezza.

Una volta trovati i casi C in tolleranza viene, fatto eseguire l'ottimizzatore sugli scenari 2,3,4. Ovviamente per rendere significativa un'analisi parametrica le stesse matrici di perturbazione C vengono riutilizzate in tutti e quattro gli scenari.

I risultati sono riportati in termini di numero di fallimenti  $F_c$ , cioè, il numero totale di istanti di tempo in cui l'ottimizzatore fallisce nel regolare la potenza della stazione primaria per poter preservare le condizioni operative imposte nella rete di distribuzione.

Per calcolare  $F_c$  viene imposta una tolleranza K [MW] ammessa sul profilo di potenza, e successivamente per ogni set di scenari C viene calcolato il rateo di fallimenti FR come:

$$FR = \frac{\sum_{i=1}^C F_c^i}{C * 24}$$

Un ulteriore parametro che fornisce un riscontro sulle prestazioni è l'errore medio di energia giornaliero  $\Delta EPS$  [kWh] calcolato come la media dell'errore di energia giornaliero  $\Delta EPS_c$  per tutti i casi C di simulazioni.

$\Delta EPS_c$  viene ricavato come somma di ogni errore (energia fuori dalla banda di tolleranza K) in ogni istante di tempo della giornata.

### 5.2.1 Analisi parametrica

Per raccogliere e confrontare i risultati viene effettuata un'analisi parametrica, che spazia tra i quattro scenari e tra diversi valori di banda di tolleranza totale K da 1 MW a 0.2 MW con step di 0.2 MW.

Questo tipo di analisi può aiutare il DSO a valutare l'efficacia della strategia di gestione della rete e la quantificazione del potenziale squilibrio residuo all'interfaccia con la rete AT a monte.

FR

K [MW]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
1	0.0188	0.0438	0.2375	0.3479
0.8	0.0479	0.0688	0.2896	0.4375
0.6	0.1208	0.1625	0.3750	0.4500
0.4	0.2063	0.2646	0.4167	0.5167
0.2	0.3521	0.4292	0.4479	0.5542

Tabella 5.2.1 1 FR della potenza al trasformatore con variazione di scenario e banda di tolleranza

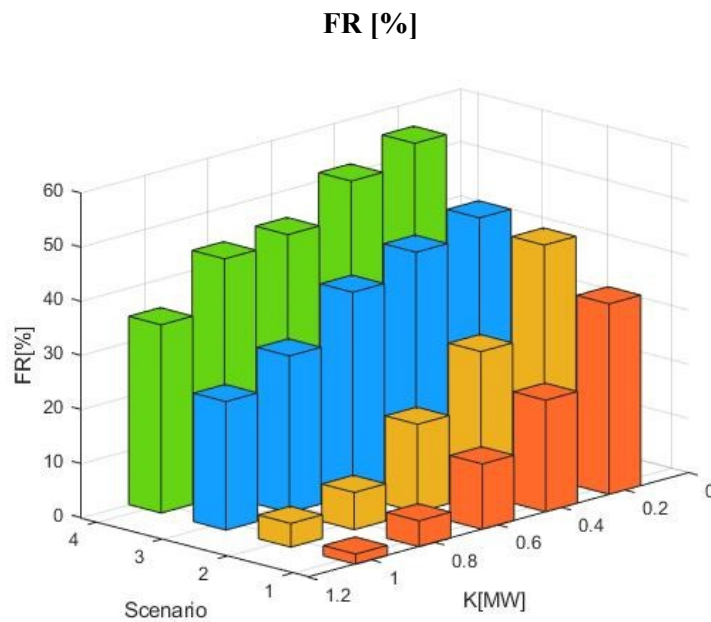


Grafico 5.2.1 FR% della potenza al trasformatore con variazione di scenario e banda di tolleranza

Tabella 5.2.1 e grafico 5.2.1 rivelano come al variare della banda di tolleranza K, come ci si potrebbe aspettare, aumenta il rateo di fallimenti e quindi di violazioni della banda; infatti, risulta più difficile per l'ottimizzatore trovare un compromesso tra numero di fallimenti (penalità in costo) e corretta gestione dei servizi ancillari, cadendo in un inevitabile aumento di numero di violazioni.

Cosa che invece era meno prevedibile è l'andamento del valore FR in funzione dello scenario considerato, infatti, ci si aspettava che all'aumentare della flessibilità della rete nella gestione dei servizi di regolazione diminuisse il numero di fallimenti FR.

Come Tabella 5.2.1 e Grafico 5.2.1 mostrano invece, l'andamento è discorde alle supposizioni, è necessario quindi controllare l'errore di energia medio  $\Delta EPS$ .

**$\Delta EPS$  [kWh]**

K [MW]	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
1	1.1490e-4	3.3954e-4	9.0428e-4	0.5517e-4
0.8	0.4412	3.2087e-4	24.8379	1.1683e-4
0.6	44.977	32.502	83.090	0.3121
0.4	231.42	195.37	248.30	14.185
0.2	616.69	556.73	693.89	46.634

Tabella 5.2.2 errore medio di energia  $\Delta EPS$  [kWh] con variazione di scenario e banda di tolleranza

### $\Delta EPS$ [kWh]

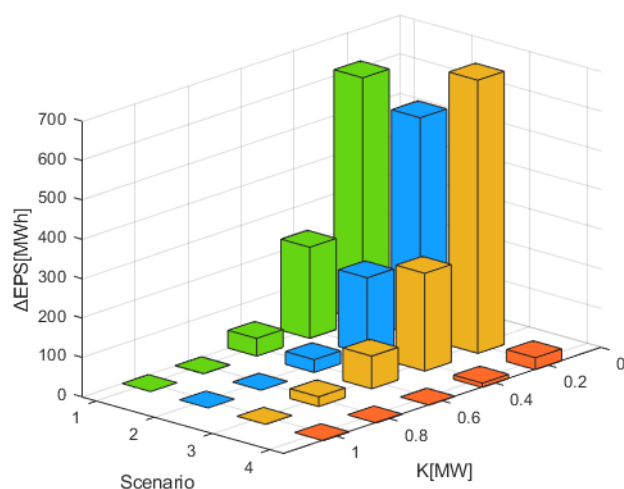


Grafico 5.2.2 errore medio di energia  $\Delta EPS$  [kWh] con variazione di scenario e banda di tolleranza

Tabella 5.2.2 e grafico 5.2.2 mostrano l'errore medio di energia  $\Delta EPS$ , si vede come all'aumentare del valore K della banda di tolleranza l'errore si riduca molto velocemente, addirittura per un  $K=1\text{MW}$  il metodo funziona bene su tutti e quattro gli scenari, con errori di energia addirittura dell'ordine  $1e-4$  kWh.

Coerentemente si verifica un miglioramento tra scenario 1 e scenario 2 infatti, nonostante il valore di FR crescente il  $\Delta EPS$  diminuisce, in modo collegiale si potrebbe dire che: "l'ottimizzatore sbaglia più volte ma in totale sbaglia meno".

Questo comportamento è giustificabile dal fatto che si sta utilizzando un codice di ottimizzazione multi-periodo, che come già spiegato, cerca di minimizzare la funzione obiettivo (il costo sociale) nell'intero arco della giornata (ventiquattro intervalli di tempo), quindi la scelta di violare più volte la banda K viene fatta in funzione del fatto che produrrà mediamente meno errore di energia, perciò si spenderà meno in termini di costo di penalità sulla potenza concordata rispetto al precedente scenario.

Prendendo in considerazione lo scenario 3 si nota una tendenza verso il peggioramento delle prestazioni sia in termini di FR che di  $\Delta EPS$ .

Su questo si può fare questo tipo di riflessione: l'aggiunta di flessibilità alla rete, data dalle stazioni di ricarica EV abilitate al V2G, fornisce all'ottimizzatore la possibilità di gestire una grande capacità totale di accumulo.

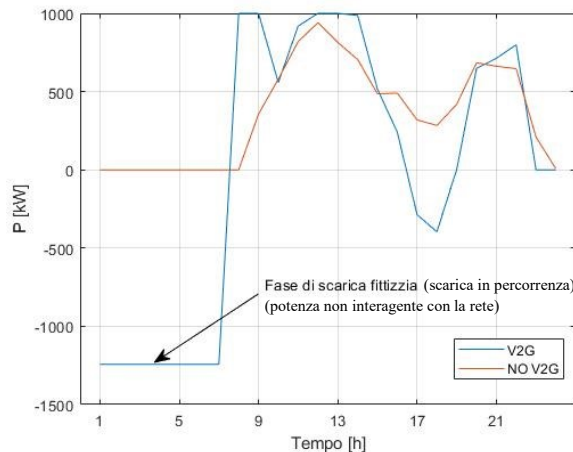


Grafico 5.2.3 Confronto profilo di potenza tra stazione di ricarica V2G e stazione di ricarica tradizionale

Grafico 5.2.3 mostra le differenze in termini di potenza tra una stazione di ricarica V2G e la stessa stazione non V2G posizionata sul nodo N32, dati ricavati rispettivamente da scenario 3 e scenario 2.

Come salta subito all'occhio in alcuni istanti di tempo la potenza scambiata è negativa, l'ottimizzatore quindi decide di scaricare le batterie delle automobili per poter attuare le sue regolazioni, in modo da minimizzare l'obiettivo.

Grazie alla capacità totale di tutti e cinque i parchi auto di 72,5 MWh è chiaro che la flessibilità messa in gioco è molto elevata e si può fare una supposizione per spiegare perché i risultati siano contraddittori:

L'ottimizzatore decide di mettere in gioco la regolazione del V2G in modo da minimizzare le perdite totali nei rami della rete nell'arco di tutta la giornata.

Minimizzare le perdite significa aumentare la disponibilità locale di potenza attiva (tramite lo storage distribuito fornito dai parcheggi V2G) limitando, di conseguenza, flussi di potenza lungo tutte le tratte di cavo e corda che partono dalla stazione primaria, in questo modo l'ottimizzatore provvede a diminuire il costo sociale, in quanto necessita di acquistare meno energia dalla rete AT a monte.

Per verificare questa supposizione bisogna verificare il valore di perdite giornaliere medie:

$$E_{lossdaily}^{avg} = \frac{\sum_{i=1}^C E_{loss}^i}{C}$$

La formula mostra che  $E_{lossdaily}^{avg}$  è calcolato come la media sui C casi delle perdite totali giornaliere.

$E_{dailyloss}^{avg}$  [MWh]

K [MW]	Scenario 2	Scenario 3
1	11.956	10.751
0.8	11.967	10.860
0.6	11.987	11.001
0.4	12.012	10.860
0.2	12.041	10.751

Tabella 5.2.3 perdite giornaliere medie  $E_{dailyloss}^{avg}$

In tabella 5.2.3 sono indicati i valori di perdite giornaliere medie per scenario 2 e scenario 3, da essa risulta che mediamente sulle 5 bande si verifica uno scarto di 1.1 MWh tra uno scenario e l'altro.

Questi risultati giustificano quindi le supposizioni fatte, infatti, 1.1MWh di energia risparmiata in termini di costo sociale significano € 330 in meno rispetto allo scenario 2 nell'arco di tutta la giornata, contro il costo di € 16 (calcolato sulla base dello scarto di  $\Delta EPS$  tra scenario 2 e 3 con  $K = 0.4$  e  $C_p = 0,3$  [€/kWh]) per la violazione del profilo di potenza oltre K.

È interessante, perciò, vedere come evolvono i risultati manipolando il costo dell'energia violata  $C_p$ .

 $\Delta EPS$  [kWh]

K [MW]	Scenario 2	Scenario 3 ( $C_p = 100$ €/kWh)
1	3.3954e-4	0.1987e-4
0.8	3.2087e-4	0.3009e-4
0.6	32.502	0.5856e-4
0.4	195.37	88.796
0.2	556.73	565.27

Tabella 5.2.4 errore medio di energia  $\Delta EPS$  [kWh]

In Tabella 5.2.4 viene mostrato l'errore medio di energia giornaliero di scenario 2 (ripreso da tabella 5.2.2) e scenario 3, questa volta, impostando come costo proporzionale all' energia fuori banda di  $C_p = 100$  €/kWh, inoltre è stato aggiunto un costo fisso che viene applicato nel momento in cui si ha la violazione.

Tutto ciò per scoraggiare l'ottimizzatore a violare la banda e mantenere una miglior precisione sul profilo di potenza.

Come è constatabile dai risultati della tabella si verifica un miglioramento per K da 1 a 0.4 MW mentre per K = 0.2 rimane un calo di prestazioni anche se in misura minore di circa 10 kWh.

Si vuole commentare questo ultimo risultato dicendo che con una imposizione di costo così elevata è chiaro che non ci si può aspettare un miglioramento modificando e aumentando ancora il coefficiente  $C_p$ , quindi si è raggiunta la migliore prestazione possibile.

Il fatto che il valore di energia violata resti elevato è probabilmente dovuto al fatto che l'imposizione di nuovi vincoli del V2G creano un limite nella logica di ottimizzazione, dovuto alle ricariche dei veicoli, che nonostante la loro flessibilità devono comunque immagazzinare energia nell' arco della giornata per trovarsi cariche e pronte entro le 8:00 del giorno successivo.

L'approccio che si potrebbe seguire per migliorarne la prestazione è quello di creare uno scheduling del profilo di potenza delle stazioni di ricarica, quindi un profilo concordato ricavato dal profilo stimato (grafico 4.1.2) e prevedere un costo proporzionale alla rimodulazione di quest'ultimo.

L'idea alla base è che l'ottimizzatore venga "guidato" verso la soluzione cercata.

Se consideriamo lo Scenario 4 (grafico 5.2.2 e tabella 5.2.2) si ottiene la prestazione migliore in termini di  $\Delta EPS$ , grazie al programma di Demand Response che cattura una platea di utenti abbastanza ampia e diffusa su tutta la rete.

La possibilità di modulazione dei carichi permette di limitare la domanda nei momenti critici della finestra di attivazione rendendo più facile per l'ottimizzatore limitare l'errore di energia medio giornaliero.

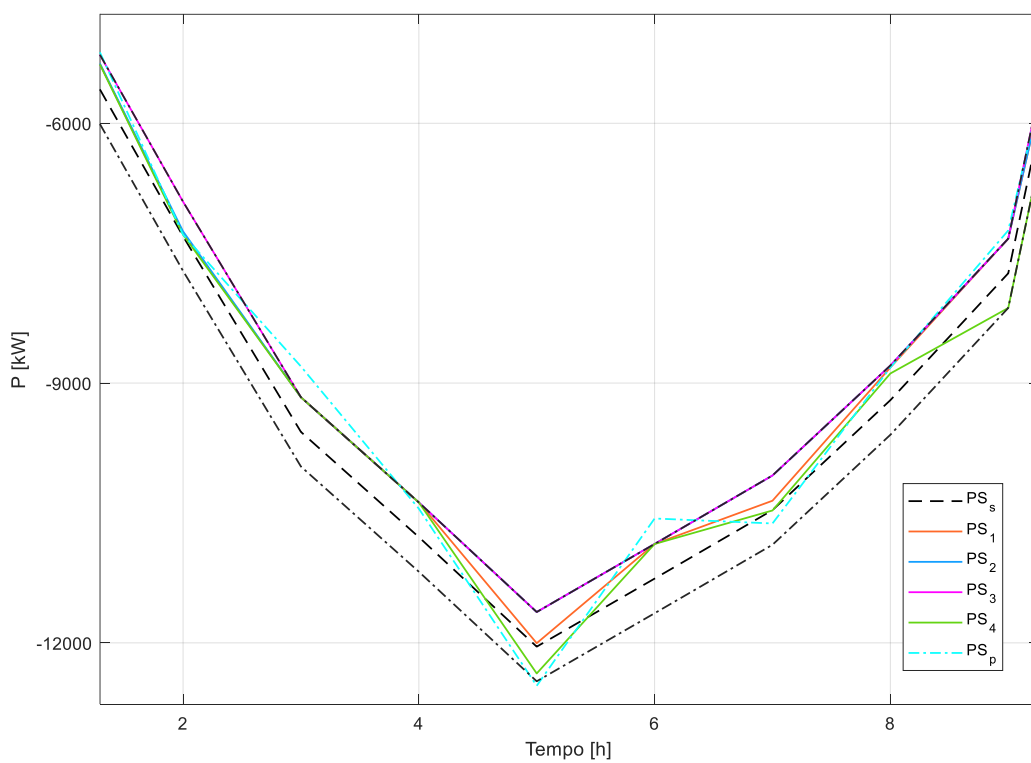
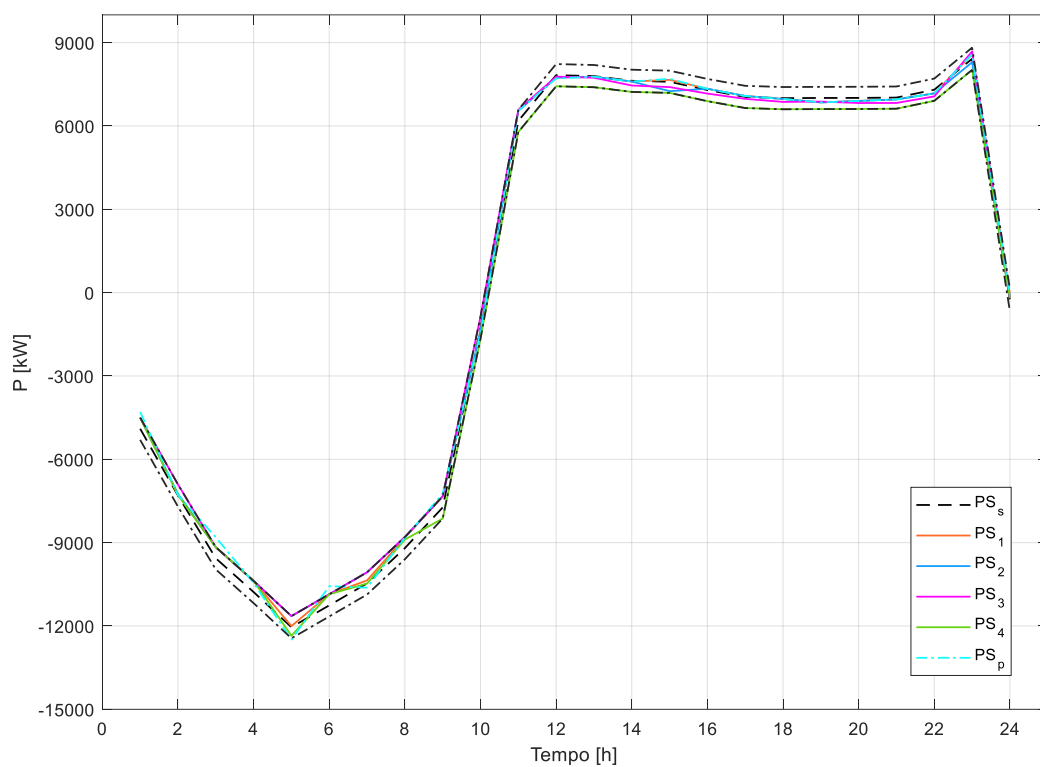


Grafico 5.2.4 potenza scambiata alla stazione primaria: concordata ( $PS_s$ ), perturbata ( $PS_p$ ) e corretta dalle varie metodologie applicate: scenario 1 ( $PS_1$ ), scenario 2 ( $PS_2$ ), scenario 3 ( $PS_3$ ), scenario 4 ( $PS_4$ ).

Le linee punteggiate simboleggiano la tolleranza ammessa ( $PS_s \pm tollP$ ) dove  $tollP = 1/2K$



In grafico 5.2.4,  $PS_s$  è il profilo di potenza concordato risultante dalla simulazione day ahead (DA) basata su profili di generatori e carichi stimati, circondata dalla tolleranza ammessa  $K$ . Il profilo perturbato  $PS_s$  viene ricavato usando solo i DES di scenario 1 con un profilo di potenza forzato sul loro profilo concordato, come è constatabile dal particolare di grafico 5.2.4 nel caso di perturbazioni di carichi e generatori l'affidabilità nel rispettare la banda di tolleranza  $K$  viene meno.

Ecco qui che l'applicazione della metodologia di tutti e quattro gli scenari permette al DSO di garantire un profilo di potenza entro la tolleranza concordata.



## **CONCLUSIONI**

Tra tutte le proposte per schemi di mercato dei servizi ancillari, il DSO è incaricato di svolgere un ruolo più attivo nei confronti della rete di distribuzione, in questo lavoro si assume che esso sia responsabile della regolazione del profilo di potenza alla stazione primaria.

Questa tesi introduce una metodologia per coordinare la gestione di servizi ancillari da parte del DSO, in particolare sfruttando tecnologie emergenti come stazioni di accumulo distribuito (DES), stazioni di ricarica di EV con funzione V2G e servizi di modulazione dei carichi (DR), con lo scopo di gestire la rete, ad esempio risolvendo contingenze di rete, come regolazione di tensione, alleviamento delle congestioni di linea; e di bilanciare le deviazioni dal profilo di potenza attivo previsto alla stazione primaria.

L'applicazione della metodologia presentata su una versione semplificata di una rete MT reale conferma l'efficacia dell'approccio, l'influenza di diversi parametri, viene discussa attraverso un'analisi parametrica sufficientemente dettagliata.

Il principale risultato di questo lavoro è una metodologia che consente al DSO di controllare lo scambio di energia con la rete di trasmissione a monte, sia gestendo le risorse di proprietà sia coordinando l'erogazione dei servizi da parte degli utenti finali come V2G E DR.

Dai risultati raccolti si può concludere inoltre che in un futuro si potrebbe arrivare a definire un vero e proprio accordo commerciale tra i due operatori di sistema (TSO e DSO), sulla base del quale il gestore della rete di distribuzione avrà più o meno interesse ad investire, in infrastrutture e acquisto di servizi di flessibilità da parte dei suoi clienti, per garantire l'osservanza del profilo di scambio concordato.

Quando viene ottimizzata la rete partendo da 100 casi nel contesto del mercato stimato del giorno prima (DA), come già accennato, un certo numero di casi non rientra nella tolleranza del rilassamento della power definition, questa problematica sembra essere dovuta ad un problema di gestione dei vincoli che riguardano la potenza reattiva.

In futuro un'analisi matematica approfondita andrebbe fatta per poter riscrivere in modo più adeguato il codice di ottimizzazione con la revisione di tutti i vincoli imposti.

Un altro lavoro migliorativo potrebbe essere una descrizione più adeguata dei parchi auto V2G ora rappresentati per semplicità come un unico "grande veicolo", il che presuppone che tutti i veicoli collegati alla stazione di ricarica si comportino allo stesso modo.

A seguito dell'introduzione di tali miglioramenti, quindi, sarebbe possibile intraprendere un'analisi di tipo economico considerando i potenziali costi di investimento da parte degli utenti o aggregatori che si volessero dotare di meccanismi di gestione delle proprie risorse. In questo modo, sarà quindi possibile analizzare le dinamiche di mercato elettrico locale che si potrebbero instaurare tra i fornitori di flessibilità e i gestori di rete.



# Fonti

- [1] Commissione europea. *Realizzare il Green Deal europeo*. Retrieved February 11, 2023, from [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_it](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_it)
- [2] European Environment agency. *EEA greenhouse gases — data viewer*. Retrieved February 11, 2023, from <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>
- [3] Relazione tecnica Terna. *Scambio dati tra Terna, DSOs e Significant Grid Users ai fini dell'esercizio in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale Relazione di accompagnamento*.
- [4] Akorede, M. F., Hizam, H., & Pouresmaeil, E. (2010). Distributed energy resources and benefits to the environment. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 14, Issue 2, pp. 724–734). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.10.025>
- [5] Konstantin Turitsyn; Petr Sulc; Scott Backhaus; Michael Chertkov. *Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators*. from <https://ieeexplore.ieee.org/document/5622021>
- [6] Italiana, N., & Pubblicazione, D. *N O R M A I T A L I A N A C E I*.
- [7] Ghosh, S., Rahman, S., & Pipattanasomporn, M. (2017). Distribution Voltage Regulation Through Active Power Curtailment With PV Inverters and Solar Generation Forecasts. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(1), 13–22. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.257755>
- [8] Jianlin Li; Yuliang Tan; Yaxin Li; Dezhi Xu; Suliang Ma. *Electrochemical Energy Storage Technology and Its Application Analysis*. from <https://ieeexplore.ieee.org/document/9713234>
- [9] *Boosting Grid Efficiency and Resiliency by Releasing V2G Potentiality Through a Novel Rolling Prediction-Decision Framework and Deep-LSTM Algorithm*. Shuangqi Li; Chenghong Gu; Jianwei Li; Hanxiao Wang; Qingqing Yang.
- [10] *Cos'è il Demand Response e perché conviene?* nelx.com/it/it/faq/cosa-e-il-demand-response-perche-conviene
- [11] Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. In *Electric Power Systems Research* (Vol. 78, Issue 11, pp. 1989–1996). <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.04.002>
- [12] *bNebule\_2019-11-25\_ModelliUtenti*
- [13] de Giovanni, L., & Brentegani, L. *Ricerca Operativa Modelli di Programmazione Lineare*.

[14] *OPTIMIZATION IN PRACTICE WITH MATLAB® FOR ENGINEERING STUDENTS AND PROFESSIONALS.*

[15] Neos Guide. Optimization Problem Types. From <https://neosguide.org/guide/types/#unconstrained>

[16] Migliavacca, G., Gerard, H., Džamarija, M., & Rossi Energyville -Belgium, M. *TSO-DSO coordination and market architectures for an integrated ancillary services acquisition: the view of the SmartNet project.* <http://smartnet-project.eu>

[17] Andrea Cervi, Massimiliano Coppo, Marco Agostini, & Roberto Turri. *Optimal management of Islanded Distribution Networks including Multi-Energy Storage Units.*

[18] Farivar, M., & Low, S. H. (2012). *Branch Flow Model: Relaxations and Convexification (Parts I, II).* <http://arxiv.org/abs/1204.4865>

[19] Coppo, M., Bignucolo, F., & Turri, R. (2021). Sliding time windows assessment of storage systems capability for providing ancillary services to transmission and distribution grids. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 26.