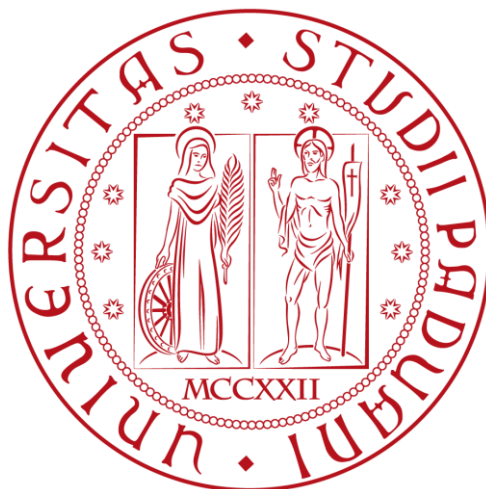


UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA



Tesi di laurea in Ingegneria dell'Energia Elettrica

**SERVIZI DI FLESSIBILITÀ PER LA GESTIONE DI RETI
ATTIVE DI DISTRIBUZIONE**

Relatore: Prof. Ing. Fabio Bignucolo

Laureando: Andrea Carniello

ANNO ACCADEMICO 2021/2022

A Consuelo,

*per avermi sempre sostenuto
nonostante il tempo che le ho tolto.*

*Determinata, Intraprendente, Impetuosa.
Punto di riferimento
in ogni momento di difficoltà
che ho vissuto in questo viaggio.*

Non ti ringrazierò mai abbastanza.

*Alla mia famiglia,
per avermi aiutato
dal primo all'ultimo giorno
di questo lungo percorso.*

Grazie.

SOMMARIO

INTRODUZIONE	3
1. Struttura tipica di una rete di media tensione italiana	5
1.1 Generalità	5
1.2 Elementi essenziali di una rete elettrica	6
1.2.1 <i>Trasformatori</i>	7
1.2.2 <i>Linee elettriche (rami)</i>	11
1.2.3 <i>Tap-changers transformers</i>	13
2. Mercati della flessibilità	15
2.1 Introduzione al concetto di flessibilità	15
2.2 Panoramica sui principali mercati per la flessibilità	16
2.2.1 <i>Mercati per la flessibilità in Europa</i>	16
2.2.2 <i>Mercati per la flessibilità in Italia</i>	20
2.3 Ruolo della flessibilità nel case study analizzato	23
2.3.1 <i>Panoramica generale: servizi a salire e servizi a scendere</i>	23
2.3.2 <i>Flessibilità tramite potenza reattiva: riferimento a normativa CEI 0-16</i>	25
3. Sviluppo dello script per lo studio della rete	27
3.1 MatPower – Power Flow & Optimal Power Flow	27
3.1.1 <i>Introduzione al software</i>	27
3.1.2 <i>Modellizzazione</i>	27
3.2 Descrizione dei principali field	29
3.2.1 <i>mpc.branch</i>	29
3.2.2 <i>mpc.bus</i>	31
3.2.3 <i>mpc.gen</i>	34

3.2.4	<i>mpc.gencost</i>	36
3.3	Realizzazione dello script	37
3.3.1	Principio di funzionamento	37
3.3.2	Costruzione della struct <i>mpc</i>	39
3.3.3	Assegnazione dei costi ai servizi di flessibilità	44
3.3.4	Ottimizzazione del TAP dell'OLTC in cabina primaria	47
3.3.5	Parametri in input	49
3.3.6	Parametri in output	53
4.	Case study – Simulazioni e risultati	57
4.1	Quadro di sintesi della rete di riferimento	57
4.2	Flessibilità su dieci nodi randomicamente dislocati nella rete	60
4.2.1	TEST 1-10	61
4.2.2	TEST 2-10	69
4.2.3	Considerazioni	75
4.3	Flessibilità su tutti i nodi associati a curve di carico	76
4.3.1	TEST 1-160	77
4.3.2	TEST 2-160	83
4.3.3	TEST 3-160	89
4.3.4	TEST 4-160	98
4.3.5	TEST 5-160	102
4.3.6	Considerazioni	107
	CONCLUSIONI	109
	Bibliografia	113

INTRODUZIONE

Il sistema elettrico nazionale sta subendo profondi cambiamenti, principalmente per via della rapida e continua diffusione di impianti di produzione basati su fonti rinnovabili non programmabili, destinati a sostituire quegli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili le risorse utili a garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica.

Questo nuovo contesto energetico, guidato dagli obiettivi europei al 2030, focalizzati sulla riduzione delle emissioni di gas serra e sul ruolo chiave che andrà a rivestire la generazione da fonti rinnovabili, rende sempre più urgente la riforma del servizio di dispacciamento e delle modalità con cui le risorse saranno rese disponibili e remunerate, affinché non vi siano barriere tali da impedire l'utilizzo di tutte le risorse accessibili, ove queste siano economicamente convenienti.

In quest'ottica, si rende necessario che gli utenti collegati alla rete, eventualmente anche in forma aggregata, assumano un ruolo centrale, partecipando attivamente ai mercati dell'energia elettrica.

I generatori distribuiti (GD), ma anche i carichi passivi, potrebbero diventare importanti fonti di flessibilità, in grado di fornire supporto agli impianti di produzione convenzionali, allo scopo di incrementare l'efficienza globale del sistema di distribuzione e di limitarne le congestioni.

Al fine di incentivare questo meccanismo, a livello europeo si sono formati, con differente grado di maturità, diverse piattaforme dedicate proprio al mercato della flessibilità. In queste piattaforme, consumatori, GD ed aggregatori instaurano delle dinamiche di mercato allo scopo di fornire servizi a DSO o TSO.

Appare quindi necessario, per il futuro, rivedere i modelli attualmente utilizzati ai fini dell'ottimizzazione del dispacciamento, affinché siano il più possibile adatti a rappresentare una situazione in cui le risorse di flessibilità saranno sempre più messe a disposizione da una pluralità di unità di consumo e/o produzione diverse, aggregate in unità virtuali.

È proprio in questo panorama che intende inserirsi la presente tesi.

Basandosi su dati reali, riferiti ad una rete di distribuzione localizzata in provincia di Foggia, e tramite l'ausilio del software Matlab-based MatPower, sono state eseguite delle simulazioni allo scopo di ottimizzare, secondo logica di flessibilità, le modalità di dispacciamento dell'energia elettrica.

Capitolo I

Struttura tipica di una rete di media tensione italiana

1.1 Generalità

La rete elettrica nazionale comprende linee di trasmissione a lunga distanza e linee di distribuzione, quest'ultime organizzate in un'infrastruttura capillare che arriva fino agli utenti finali. Generalmente, la rete di trasmissione comprende linee ad alta e altissima tensione, mentre la rete di distribuzione comprende linee elettriche a media tensione (tra i 10 e i 20 kV) e linee a bassa tensione (inferiore a 1.000 V, normalmente 400 V).

La differenza tra la rete di trasmissione (AAT e AT) e la rete di distribuzione (MT e BT) si basa essenzialmente sul diverso livello di tensione. In Italia, le reti di trasmissione ad alta tensione operano su una tensione altissima (380 kV e 220 kV, in entrambi i casi per una lunghezza totale approssimata di 11.000 km, o 22.000 km se sommate), o alta (150-132 kV, per una lunghezza totale approssimata di 46.000 km). Le reti di distribuzione, invece, operano sulla media tensione (10-20 kV, per una lunghezza totale approssimata di 350.000 km) o sulla bassa tensione (400 V o comunque inferiore a 1 kV, per una lunghezza totale di circa 780.000 km).

Il trasporto su lunga distanza è più efficiente operando ad alta tensione. Avvicinandosi all'utente finale, invece, la tensione necessita di essere progressivamente abbassata sia per motivi di sicurezza che per adeguarsi ai livelli di tensione tipici delle utenze.

Sostanzialmente, gli elettrodotti portano l'energia ad altissima tensione dalle centrali elettriche fino alle stazioni ricevitrici alle porte della città o dei distretti di distribuzione. Qui, enormi autotrasformatori riducono la tensione secondo le esigenze della distribuzione primaria, i cui livelli tipici sono 60, 132 e 150 kV.

Successivamente, tramite elettrodotti aerei o interrati in cavo, si giunge quindi alle cabine di trasformazione AT/MT, o cabine primarie, dove la tensione viene ulteriormente abbassata. A questo punto, quindi, l'energia elettrica viene immessa nella rete di media tensione. La rete, a questo punto, prosegue su elettrodotti minori, costituiti principalmente

da tralicci e pali in aree di campagna, oppure da cavi isolati nel sottosuolo urbano, fino alle sottostazioni di trasformazione MT/BT (cabine secondarie). Nelle cabine secondarie, altri trasformatori riducono la tensione al valore di 400 V trifase.

Le utenze domestiche sono collegate alle reti di distribuzione in BT, mentre l'industria, il commercio, i servizi e l'agricoltura possono essere collegati anche a livelli di tensione maggiore. Anche i centri di generazione possono essere collegati sia alla rete di trasmissione che alla rete di distribuzione. In particolare, soprattutto negli ultimi anni, il numero di impianti di generazione di piccole dimensioni collegati alla rete di distribuzione è aumentato notevolmente.

Mentre la trasmissione su lunghe distanze è gestita da un unico operatore (Terna), la distribuzione di energia elettrica fino agli utenti finali è stata invece liberalizzata a più operatori con il cosiddetto Decreto Bersani, favorendo la libera concorrenza nel mercato elettrico. In ciascuna regione la distribuzione viene data in concessione ad un unico operatore (monopolio naturale), mentre l'attività di vendita di energia è lasciata in capo a soggetti diversi che possono offrire proposte ai consumatori.

1.2 Elementi essenziali di una rete elettrica

In questa sezione vengono brevemente introdotti gli elementi essenziali che compongono una rete elettrica di media tensione. Questi elementi, ed i relativi parametri ad essi associati, costituiscono la base sulla quale è stata strutturata la topologia della rete al fine di eseguire le analisi di cui in seguito.

Gli elementi essenziali di una rete elettrica sono:

- generatori, ovvero quelle macchine in grado di trasformare energia di altra natura in energia elettrica, per poi immetterla in rete;
- carichi, ovvero quegli apparecchi utilizzatori o quelle sottoreti che assorbono energia dal sistema;
- trasformatori, ovvero quelle macchine in grado di modificare il livello di tensione adattandolo alle necessità richieste dalla rete;

- nodi, ovvero i punti di confluenza di più elementi della rete;
- linee elettriche (rami), ovvero una qualunque parte della rete compresa tra due nodi.

Nei due successivi paragrafi si vuole fornire una più specifica caratterizzazione per quanto riguarda elementi di rete quali trasformatori e linee elettriche.

Viene descritto, inoltre, un altro dispositivo fondamentale per la regolare operatività delle linee elettriche di distribuzione, il *TAP changer*.

1.2.1 Trasformatori

I trasformatori trifase sono macchine elettriche statiche, realizzate con tre avvolgimenti primari e tre secondari oppure, più di rado, con tre trasformatori monofase indipendenti. Questi apparecchi consentono di alzare o abbassare il livello di tensione – e quindi di abbassare o alzare la corrente, rispettivamente –, permettendo così di ridurre le perdite per effetto Joule nel trasporto di energia. Si ricordi, infatti, che le perdite resistive variano con il quadrato del valore efficace della corrente, per cui, abbassando le correnti sulle linee, si riducono tali perdite. Normalmente, quindi, la tensione in uscita dalle centrali di produzione viene innalzata fino a diverse centinaia di chilovolt, per poi essere abbassata in prossimità degli utilizzatori. Tutto ciò viene realizzato per mezzo di trasformatori trifase.

Gli avvolgimenti interni di un trasformatore possono essere collegati a triangolo, a stella o a zig-zag a seconda delle specificità che si intende ottenere e dello scopo che si vuole perseguire. La tipologia dei collegamenti di primario e secondario, assieme all'indice orario, va a costituire quello che viene chiamato gruppo di inserzione.

I trasformatori più idonei a sopportare un carico squilibrato fase-neutro senza che le altre fasi ne risultino particolarmente influenzate sono i Dyn11. Proprio per questo motivo, questo gruppo di inserzione è quello che viene tipicamente utilizzato nelle applicazioni standard di distribuzione dell'energia.

Il modello elettrico utilizzato per rappresentare il trasformatore è il modello a pi-greco. Si è reso quindi necessario il calcolo sia dei parametri a vuoto che dei parametri di cortocircuito. In via cautelativa, il valore di $v_{cc}\%$ per i trasformatori di distribuzione è stato imposto pari a 6% per ognuno di essi, mentre al trasformatore da 25 MVA in CP è stato imposto un valore di $v_{cc}\%$ pari a 8%.

Per il calcolo dei parametri di cortocircuito si è proceduto come di seguito riportato.

1. Partendo dai dati di targa dei trasformatori, sono state calcolate prima la tensione di cortocircuito e poi l'impedenza di cortocircuito:

$$V_{cc1} = \frac{v_{cc}\%}{V_{1n}} \cdot 100 \quad [V] \quad [1]$$

$$Z_{cc} = \frac{V_{cc}}{\sqrt{3}I_{1n}} \quad [\Omega] \quad [2]$$

2. Successivamente, sono stati estratti i valori di resistenza di cortocircuito e di reattanza di cortocircuito:

$$R_{cc} = Z_{cc} \cos \varphi_{cc} \quad [\Omega] \quad [3]$$

$$X_{cc} = Z_{cc} \sin \varphi_{cc} \quad [\Omega] \quad [4]$$

3. Infine, i parametri di cui al punto 2 sono stati riportati in per unità di sistema:

$$r_{cc} = \frac{R_{cc}}{Z_{base}} \quad [p. u.] \quad [5]$$

$$x_{cc} = \frac{X_{cc}}{Z_{base}} \quad [p. u.] \quad [6]$$

Per quanto riguarda il calcolo dei parametri a vuoto, invece, non avendo a disposizione informazioni sufficienti, i valori di potenza dissipata nel ramo derivato sono stati imposti da catalogo. Sono poi stati percorsi sostanzialmente gli stessi passaggi elencati nel calcolo dei parametri di cortocircuito, tenendo però conto del fatto che in questo caso R_0 e X_0 (G e B) sono in parallelo.

Di conseguenza, si è proceduto come segue.

1. Una volta trovata la corrente a vuoto partendo dai valori di P_0 riportati in Tabella [1], si è ricavato il modulo dell'impedenza del ramo derivato:

$$I_0 = \frac{P_0}{\sqrt{3}U_{1n} \cos \varphi_0} \quad [A] \quad [7]$$

$$Z_0 = \frac{U_{1n}}{\sqrt{3}I_0} \quad [\Omega] \quad [8]$$

2. Successivamente, sono stati estratti i valori di resistenza a vuoto e reattanza a vuoto (e quindi di conduttanza e suscettanza, rispettivamente):

$$R_0 = \frac{1}{G} = \frac{Z_0}{\cos \varphi_0} \quad [\Omega] \quad [9]$$

$$X_0 = \frac{1}{B} = \frac{Z_0}{\sin \varphi_0} \quad [\Omega] \quad [10]$$

3. Infine, i parametri di cui al punto 2. sono stati riportati in *per unità* di sistema:

$$g_0 = \frac{G}{Y_{base}} \quad [p. u.] \quad [11]$$

$$b_0 = \frac{B}{Y_{base}} \quad [p. u.] \quad [12]$$

Si vuole infine ricordare che:

$$Z_{base} = \frac{1}{Y_{base}} = \frac{U_{base}^2}{S_{base}} \quad [13]$$

Dove:

U_{base} : Tensione base di sistema;

S_{base} : Potenza base di sistema.

Lo strumento di simulazione utilizzato, MatPower, non permette l’inserimento dei valori di conduttanza delle linee elettriche. Per questo motivo, il valore di potenza a vuoto – P_0 – dissipata nel ramo derivato dei trasformatori viene inserito in una seconda fase come se fosse un carico fittizio connesso al nodo secondario del trasformatore stesso (si veda spiegazione approfondita al Capitolo III, Paragrafo 3.2.1).

Tabella [1] Valori di P_0 e P_{CC} per i trasformatori comunemente in uso per la trasformazione MT/BT nelle CS. Lo standard EU T2 è quello attualmente in vigore e per questo utilizzato nelle simulazioni riportate in nell’elaborato.

VALORI DI PERDITE	Po				Pcc				Pcc/Po			
	CEI 13-4 (anni 2000) [kW]	AEEG (2008) [kW]	EU T1 (2015) [kW]	EU T2 (lug 2021) [kW]	CEI 13-4 (anni 2000) [kW]	AEEG (2008) [kW]	EU T1 (2015) [kW]	EU T2 (lug 2021) [kW]	CEI 13-4 (anni 2000)	AEEG (2008)	EU T1 (2015)	EU T2 (lug 2021)
50	0.150	0.110	0.090	0.081	0.850	0.75	1.1	0.75	5.67	6.82	12.22	9.26
100	0.250	0.180	0.145	0.1305	1.400	1.25	2	1.25	5.60	6.94	12.07	9.58
160	0.360	0.260	0.210	0.189	1.850	1.75	2.35	1.75	5.14	6.73	11.19	9.26
250	0.520	0.360	0.300	0.270	2.600	2.35	3.25	2.35	5.00	6.53	10.83	8.70
400	0.740	0.520	0.430	0.387	3.650	3.25	4.6	3.25	4.93	6.25	10.70	8.40
630	0.900	0.680	0.600	0.540	5.600	4.60	6.75	4.6	6.22	6.76	11.25	8.52

VARIAZIONI	Po				Pcc			
	CEI 13-4 (anni 2000) [kW]	AEEG (2008)	EU T1 (2015)	EU T2 (lug 2021)	CEI 13-4 (anni 2000) [kW]	AEEG (2008)	EU T1 (2015)	EU T2 (lug 2021)
50	0.150	-26.7%	-40.0%	-46.0%	0.850	-12%	29%	-12%
100	0.250	-28.0%	-42.0%	-47.8%	1.400	-11%	25%	-11%
160	0.360	-27.8%	-41.7%	-47.5%	1.850	-5%	27%	-5%
250	0.520	-30.8%	-42.3%	-48.1%	2.600	-10%	25%	-10%
400	0.740	-29.7%	-41.9%	-47.7%	3.650	-11%	26%	-11%
630	0.900	-24.4%	-33.3%	-40.0%	5.600	-18%	21%	-18%



Figura [1] Esempio di trasformatore tipicamente utilizzato per la distribuzione dell’energia elettrica. In questo caso si tratta di un trasformatore da 400 kVA con avvolgimenti immersi in olio minerale.

1.2.2 Linee elettriche (rami)

Come è ben noto, spesso intercorre una notevole distanza tra il luogo in cui l'energia viene prodotta e il luogo in cui l'energia viene utilizzata. Queste lunghe distanze sono coperte da collegamenti realizzati per mezzo di conduttori, dette linee elettriche, che in ogni caso convertono una frazione dell'energia che trasportano in calore. Queste perdite sono proporzionali al quadrato della corrente che circola nei conduttori stessi.

Per il calcolo dei parametri delle linee elettriche si è ricorso ai valori forniti da catalogo. Le varie tipologie di conduttori sono state raccolte in due macro-gruppi: conduttori in alluminio (AL) e conduttori in rame (CU). I conduttori che derivano da questi due elementi sono quindi stati associati all'uno o all'altro gruppo.

Conoscendo la lunghezza di ciascuna linea della rete analizzata, è stato possibile calcolare il valore assoluto di r e x semplicemente moltiplicando la lunghezza stessa per il valore di resistenza/reattanza chilometrica. Successivamente, ciascun valore è stato riportato in *per unità* semplicemente dividendolo per [13].

Tabella [2] Tipologia di conduttori presenti nella rete analizzata e relativa macrocategoria alla quale sono stati associati.

Sigla	Tipologia di conduttore	Macrocategoria
AL	Alluminio	
AA	Alluminio Acciaio	AL
AW	Allumoweld	
LA	Lega di Alluminio	
CU	Rame	
CW	Copperweld	CU
RA	Rame Acciaio	

Tabella [3] e Tabella [4] Valori di resistenza chilometrica per i vari conduttori presenti nella rete analizzata, rispettivamente in alluminio e in rame.

AL – Alluminio		CU – Rame	
Diametro	r	Diametro	r
[mmq]	[Ω/km]	[mmq]	[Ω/km]
30	1.400	16	1.470
35	1.130	25	0.929
38	1.120	35	0.671
50	0.832	38	0.671
55	0.800	50	0.495
60	0.700	70	0.344
70	0.580	95	0.248
95	0.416		
120	0.333		
150	0.270		
180	0.220		
240	0.165		

Tabella [5] Valori di reattanza chilometrica e di capacità chilometrica per i vari conduttori presenti nella rete analizzata. Non è stata fatta distinzione per conduttori in alluminio e conduttori in rame.

AL – Alluminio / CU – Rame		
Diametro	x	c
[mmq]	[Ω/km]	[$\mu F/km$]
16	0.125	0.190
25	0.130	0.195
30	0.135	0.195
35	0.135	0.196
38	0.135	0.196
50	0.128	0.221
55	0.128	0.221
60	0.125	0.230
70	0.119	0.259
95	0.113	0.294
120	0.109	0.322
150	0.106	0.341
180	0.103	0.362
240	0.099	0.405

1.2.3 Tap-changing transformers

Il *tap-changer* (TC) è un dispositivo che viene tipicamente installato sia nei trasformatori in cabina primaria che in quelli in cabina secondaria. Il suo scopo è quello di regolare la tensione di uscita al livello richiesto sulla base delle diverse condizioni di carico che possono presentarsi. I TC sono elementi indispensabili nei sistemi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Il controllo della tensione tramite i TC avviene per mezzo di organi meccanici che consentono di variare il numero di spire degli avvolgimenti, permettendo così di modificare il rapporto di trasformazione. La regolazione avviene generalmente su 21 livelli discreti (-10, 0, +10), chiamati *TAP*, ciascuno di ampiezza pari al 1.5% della tensione di riferimento (primaria o secondaria). Complessivamente, quindi, possono essere effettuate regolazioni sul livello di tensione di oscillazione pari a $\pm 15\%$.

Esistono due tipologie di TC:

- NLTC – No Load Tap Changers;
- OLTC – On Load Tap Changers.

NLTC

Chiamati anche *De-Energized Tap Changers*, sono dispositivi tramite i quali è possibile modificare il livello di tensione, previa momentanea disconnessione dall'alimentazione del trasformatore. Tipicamente, quindi, questo TC viene utilizzato in situazioni di bassa potenza nelle quali non è richiesta una frequente movimentazione del meccanismo. In via generale, la variazione del *TAP* avviene manualmente.

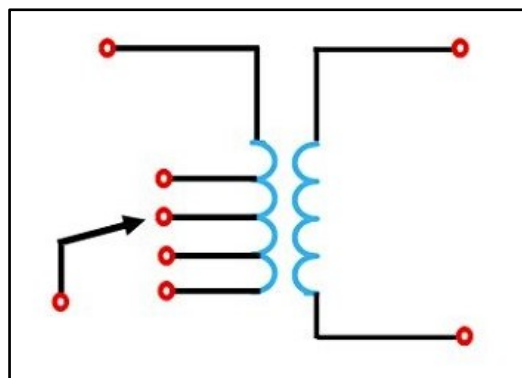


Figura [2] Schema elettrico rappresentativo di un NLTC.

OLTC

Si tratta di una tipologia di TC utilizzata laddove non possano essere accettate interruzioni della continuità del servizio elettrico. Questo dispositivo lavora secondo due principi fondamentali:

- Durante la commutazione del TAP, in nessuna circostanza devono manifestarsi interruzioni del circuito elettrico. Questo è fondamentale per prevenire la formazione di archi elettrici che potrebbero danneggiare il componente;
- Gli avvolgimenti non devono essere cortocircuitati durante la manovra.

La variazione di TAP avviene per mezzo di un meccanismo che utilizza un reattore a presa centrale come quello mostrato in *Figura [3]*. Nello schema, *S* è l'interruttore chiamato "*diverter switch*", mentre gli switch *1*, *2* e *3* rappresentano i selettori che permettono di scegliere il TAP desiderato. Con gli interruttori *1* ed *S* chiusi, il trasformatore risulta regolarmente in funzione. Per passare dal TAP *1* al TAP *2*, viene prima aperto *S* e poi chiuso *2*. A questo punto è quindi possibile aprire *1* e successivamente richiudere *S*.

Si noti che il *diverter switch* lavora sotto carico, mentre durante il processo di commutazione i selettori non sono percorsi da alcuna corrente.

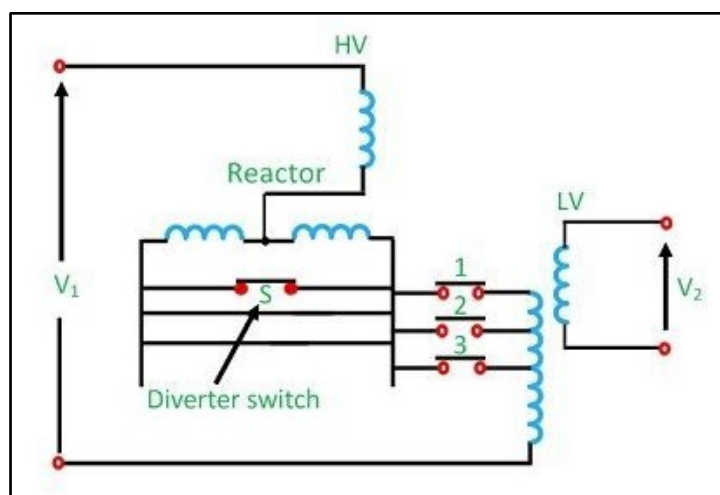


Figura [3] Schema elettrico rappresentativo di un OLTC.

Capitolo II

Mercati della flessibilità

2.1 Introduzione al concetto di flessibilità

Al fine di rispettare gli obiettivi di decarbonizzazione del processo di produzione di energia elettrica definiti nei recenti accordi europei, si rende necessario incentivare quanto più possibile la generazione da fonti rinnovabili (RES – Renewable Energy Sources) a discapito della produzione basata su combustibili fossili. A causa della non programmabilità della generazione rinnovabile, però, i mercati elettrici si trovano a dover fronteggiare una maggiore volatilità nel reperimento delle risorse, oltre che ad un crescente bisogno di disponibilità utile al bilanciamento, da reperire nel mercato dei servizi ancillari. Prima d'ora, il mercato dei servizi ancillari è stato dominato da quote capacity messe a disposizione perlopiù da impianti di generazione convenzionali, alimentati da combustibili fossili. Ora che questi ultimi stanno subendo un graduale processo di sostituzione a favore delle RES, nel mercato dei servizi ancillari si sta manifestando una crescente scarsità di risorse disponibili. Inoltre, a causa di questo trend, i costi per il reperimento delle suddette risorse stanno crescendo vertiginosamente.

La combinazione tra la diversificazione delle modalità di generazione dell'energia elettrica, guidata dalle RES, e il crescente bisogno nel mercato dei servizi ancillari, porta inevitabilmente alla ricerca di nuove fonti di flessibilità che siano in grado di garantire la corretta operatività del sistema elettrico nazionale. Se si considera, inoltre, che questa transizione non è caratterizzata solo da un cambiamento nell'approvvigionamento delle risorse ma anche da un crescente grado di digitalizzazione, il parco delle risorse di flessibilità potrebbe ampliarsi comprendendo anche fonti finora non utilizzate. Proprio in funzione di ciò, le recenti politiche energetiche tendono a favorire la flessibilità a livello distribuito, promuovendo il concetto di aggregazione degli utenti. Questi aggregati combinano una molteplicità di piccole unità di generazione/consumo in un'unica grande unità, come a formare un unico impianto virtuale. Il concetto di aggregazione virtuale sta progressivamente prendendo piede a livello europeo, diversificandosi da stato a stato a seconda della tipologia di mercato nel quale esso deve inserirsi.

Definito il quadro di cui sopra, c'è da aggiungere che affidarsi esclusivamente agli investimenti di rete, allo scopo di risolvere le criticità derivanti dal crescente aumento di carico e dalla sempre più preponderante generazione distribuita, sarebbe troppo oneroso dal punto di vista economico. A livello europeo, quindi, i mercati della flessibilità vengono sviluppati con l'obiettivo di utilizzare in maniera ottimizzata la struttura di rete attuale, così da ridurre gli investimenti necessari. I system-operator (SO) hanno il compito di attingere da questi servizi tramite un meccanismo "market-based" qualora essi siano economicamente convenienti rispetto a interventi volti al potenziamento della rete.

2.2 Panoramica sui principali mercati per la flessibilità

2.2.1 Mercati per la flessibilità in Europa

Il recente *Clean Energy Package* (CEP), proposto dal consiglio europeo nel Novembre 2018 e approvato nel Novembre 2019, contiene diversi nuovi concetti in materia di integrazione di risorse prodotte da fonti rinnovabili. In particolare, tra gli aspetti più innovativi dell'accordo, emergono il concetto di *end-user aggregation* e *flexibility provision* da fonti rinnovabili.

La nuova struttura proposta prevede che l'utente (o aggregato di utenti) finale possa:

- Comportarsi come un utente attivo o come un *self-consumer*;
- Aggregarsi;
- Vendere l'energia auto prodotta tramite dinamiche di flessibilità.

Il concetto di *aggregazione* viene definito come "una funzione eseguita da un individuo naturale o legale in grado di combinare una molteplicità di utenti al fine di acquistare o vendere all'asta energia elettrica in un qualsiasi mercato elettrico". Ciò significa che potranno essere abilitati alla partecipazione ai mercati energetici non solo i generatori aggregati, ma anche aggregati di consumatori passivi, per una potenza complessiva a livello europeo compresa tra i 50 e i 100 GW. Un altro punto cardine del Consiglio prevede che sia i TSO che i DSO considerino, qualora si renda necessario attingere a servizi di flessibilità, gli aggregati di risorse distribuite in modo non discriminatorio. Si è inoltre discusso ampiamente il ruolo che le risorse di flessibilità devono ricoprire all'interno delle reti di distribuzione. Questo perché l'approvvigionamento di servizi di

flessibilità su base locale può apportare diversi benefici in termini sia di power quality che di continuità del servizio rispetto al metodo tradizionale, che prevede che partecipino al mercato dei servizi ancillari solo quei generatori, tipicamente di grossa taglia, che presentino determinate caratteristiche. Ciò rappresenta un cambiamento non indifferente per i DSO, che erano inizialmente pensati per ricoprire un ruolo passivo e che ora si ritrovano invece ad assumere un ruolo sempre più attivo, dinamico e centrale nel mantenimento dell'operatività delle infrastrutture di rete. Sulla base di quanto definito, essi dovranno quindi occuparsi del reperimento delle risorse necessarie sia tramite mercati energetici locali (che in realtà devono ancora essere implementati) che tramite i già esistenti mercati di flessibilità centralizzati. In questo secondo caso, i mercati sono allora tenuti ad integrare le risorse preservandone le informazioni relative alla loro localizzazione, così che il distributore possa attingere ai servizi in maniera consapevole e, soprattutto, mirata.

Allo scopo di studiare i meccanismi di aggregazione degli utenti rinnovabili e della loro partecipazione attiva alla gestione delle reti, diversi progetti pilota sono stati implementati in Europa, sia a livello di trasmissione che di distribuzione. Di seguito, si elencano alcuni dei progetti che si pongono l'obiettivo di reperire risorse di flessibilità e di integrarle in logiche di mercato:

- *EU-SysFlex*: progetto il cui obiettivo è quello di creare un marketplace comune per tutti i prodotti che si occupano di regolazione della frequenza e di gestione delle congestioni, procurando risorse sia a livello di TSO che di DSO;
- *CoordiNet*: progetto il cui obiettivo è quello di creare un unico mercato in cui TSO e DSO si coordinino su base nazionale;
- *GOPACS*: progetto che permette alle risorse distribuite di partecipare al mercato dell'energia elettrica nazionale;
- *FutureFlow*: progetto il cui obiettivo è quello di sondare la possibilità di costituire un mercato *cross-border* dei servizi ancillari.








































Tra i progetti che si focalizzano maggiormente a livello locale troviamo invece:

- *Dominoes*: progetto il cui obiettivo è quello di costituire un mercato peer-to-peer su base locale;
- *Enera*: piattaforma sulla quale è possibile attingere a risorse fornite su base locale che permettano di compensare eventuali carenze di produzione eolica;
- *FEVER*: progetto che si pone, tra le altre cose, l'obiettivo di favorire lo scambio di risorse di flessibilità tra DSO e DSO;
- *GoFlex*: progetto che si pone l'obiettivo di creare una piattaforma di mercato che permetta di utilizzare efficacemente risorse di flessibilità a livello di distribuzione;
- *InterFlex*: progetto focalizzato sulla gestione delle contingenze dei DSO;
- *NODES*: progetto che si pone l'obiettivo di reperire risorse di flessibilità per i DSO;
- *Piclo Flex*: piattaforma indipendente rivolta ai DSO sulla quale si possono presentare offerte specifiche atte a soddisfare necessità di flessibilità localizzate tramite l'utilizzo di piccoli centri di generazione/consumo o tramite aggregati.

Come si è visto, quindi, i servizi di flessibilità spaziano sia a livello di trasmissione, fornendo servizi quali regolazione della frequenza o gestione delle tensioni, sia a livello di distribuzione, contribuendo in maniera considerevole al contenimento delle congestioni e fornendo nuovamente supporto alla regolazione delle tensioni. Esistono poi altre funzioni quali ad esempio *hosting capacity*^[1] o *peak shaving*^[2]. Alcuni servizi prevedono di inserirsi nel mercato elettrico attualmente esistente, mentre altri sono pensati per inserirsi in logiche di mercato innovative e non del tutto sperimentate. Questa seconda strategia potrebbe consentire di uscire completamente dai vincoli che regolano gli attuali meccanismi di mercato, permettendo di fornire servizi creati su misura al fine di soddisfare specifiche esigenze.

Lo scopo di ognuno di questi progetti è quello di creare un quadro tecnologico neutrale che possa permettere a tutti i partecipanti, siano essi prosumer, aggregati o fonti di energia distribuita, di partecipare e di sviluppare il loro business. Ad ogni modo, vista la complessità degli obiettivi prefissati e vista la molteplicità degli attori che partecipano a queste logiche innovative, in molti casi i progetti pilota vengono implementati all'interno di perimetri di modesta dimensione.

Tabella [6] Principali progetti pilota per l'integrazione di fonti di energia rinnovabile nel mercato della flessibilità a livello europeo e loro caratteristiche.

Project	Countries of Application	Scope	Participants	User Products
CoordiNet	 (GRC, ESP, SWE)	National	TSO, DSO, utility, aggregator	TSO:  DSO: 
Dominoes	 (FIN, PRT)	Local	DSO, aggregator, prosumer	DSO:  local agents: 
Enera	 (GER)	Local	TSO, DSO, aggregator, market operator	TSO:  DSO: 
EU-SysFlex	 (EST, FRA, FIN, GER, IRE, ITA, PRT)	National (+cross-border)	TSO, DSO, utility, aggregator	TSO:  DSO: 
FEVER	 (CYP, GER, ESP)	Local	DSO, utility, aggregator, prosumer, market operator	DSO:  local agents: 
FutureFlow	 (AUT, HUN, ROU, SVN)	National (+cross-border)	TSO, utility, aggregator	TSO: 
GoFlex	 (CYP, GER, CHE)	Local	DSO, utility, aggregator, prosumer	DSO:  local agents: 
GOPACS	 (NLD)	National	TSO, DSO, utility, aggregator, market operator	TSO:  DSO:  local agents: 
InterFlex	 (CZE, FRA, GER, NLD, SWE)	Local	DSO, utility, aggregator	DSO: 
NODES	 (GER, NOR, GBR, SWE)	Local	TSO, DSO, utility, aggregator, market operator	TSO:  DSO:  Local agents: 
Piclo Flex	 (GBR)	Local	DSO, aggregator	DSO: 
UVAM	 (ITA)	National	TSO, utility, aggregator	TSO: 
Legend on product categories:				
				
Frequency control	Voltage control	Congestion management	Balancing	Energy blocks

[1] L'hosting capacity è definita come la quantità di nuova produzione/consumo di energia elettrica che può essere connessa alla rete senza mettere in pericolo l'affidabilità o la qualità del servizio per gli utenti.

[2] Il peak shaving, assieme al load levelling, riferisce al processo di immagazzinamento di energia elettrica in situazioni di scarso consumo, per poterla poi rilasciare qualora si verificano invece picchi di prelievo che non sarebbero altrimenti soddisfatti dalla rete. La differenza sta nel fine che hanno i due processi: nel peak shaving l'obiettivo è solo rimuovere i picchi, mentre per il load levelling l'intento è quello di livellare ed appiattire la curva di carico.

2.2.2 Mercati per la flessibilità in Italia

Nonostante i numerosi processi di liberalizzazione, in Italia il mercato elettrico rimane regolato in maniera molto rigida sotto molteplici aspetti. La conformazione geografica ed orografica della penisola italiana rende da sempre complicato lo sviluppo dei sistemi di trasmissione e distribuzione, che ad oggi si trovano a dover fronteggiare ricorrenti congestioni, specialmente nelle zone del Sud. Queste sfide hanno da sempre influito sul processo di funzionamento del mercato dei servizi ancillari, il quale viene utilizzato esclusivamente dal TSO al fine di procurare le risorse necessarie a garantire la stabilità del sistema elettrico. Le regole di accesso alle quali i generatori si devono attenere al fine di partecipare a questo mercato sono tra le più stringenti in Europa. I generatori che desiderino partecipare sono obbligati a fornire servizi di riserva primaria^[3], secondaria^[4] e terziaria^[5]. Inoltre, uno dei requisiti per la partecipazione al suddetto mercato è quello di ottenere la qualifica di “*produttore rilevante*”. Per ottenere questa qualifica, le unità di generazione devono avere una capacità produttiva che superi i 10 MVA e non devono essere alimentate da fonti di generazione rinnovabile intermittenti. Risulta chiaro, quindi, che vengono escluse tutte quelle unità di produzione distribuite di taglia medio-piccola che sono invece fondamentali in questa fase di transizione energetica.

Di conseguenza, anche al fine di rispettare gli obiettivi posti dal CEP, si rende necessario ripensare le logiche che regolano queste dinamiche.

Ciò, nel 2017, ha spinto il regolatore italiano, ARERA^[6], ad emanare una pubblicazione nella quale invita il TSO italiano, Terna, a predisporre dei progetti pilota innovativi. Lo scopo di questa riforma è quello di consentire la partecipazione delle unità di generazione distribuite nel mercato dei servizi ancillari, oltre ad incentivare il più possibile l'integrazione delle RES senza però compromettere il principio della neutralità tecnologica.

Il primo progetto UVA (Unità Virtuale Abilitata) ad essere implementato è stato il progetto UVAC (Unità Virtuali Abilitate di Consumo), nel giugno 2017. Attraverso questo progetto, è stato consentito ad una serie di unità di consumo di aggregarsi. Per questo specifico progetto, la taglia minima virtuale è stata portata da 10 MW a 1 MW, consentendo così la partecipazione anche agli operatori di piccola taglia. I servizi contrattati riguardavano perlopiù la riserva terziaria e il bilanciamento.

Il secondo progetto, lanciato nel novembre 2017, ha preso il nome di UVAP (Unità Virtuali Abilitate di Produzione). Il suo obiettivo era quello di aggregare diversi siti di generazione al fine di erogare gli stessi servizi forniti dal progetto UVAC, oltre al servizio di gestione delle congestioni.

Nel novembre 2018, infine, il progetto UVAC e il progetto UVAP hanno trovato convergenza nel progetto UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste). Lo scopo di questo terzo ed ultimo progetto è quello consentire la partecipazione al mercato dei servizi ancillari ad unità virtualmente aggregate di consumo, di produzione distribuita ed anche di storage. Inizialmente, il perimetro delle UVAM era stato definito dal TSO su base provinciale o regionale, senza considerare le caratteristiche fisiche della rete elettrica. Si tenga inoltre in considerazione che il progetto prevede che ci sia un BSP – Balance Service Provider – che partecipi al mercato dei servizi ancillari aggregando tutte le singole unità messe a disposizione. Come detto in precedenza, la taglia minima degli aggregati che consente la partecipazione al mercato dei servizi è stata portata, per questo progetto, da 10 MW a 1 MW. Si prevede però di abbassare ulteriormente questo limite, portandolo a 0.2 MW.

Le UVAM vengono suddivise in *contracted* e *non-contracted*, a seconda del meccanismo di remunerazione previsto. I meccanismi in questione sono i seguenti:

1. Meccanismo pay-as-bid per l'attivazione, come solitamente accade per i servizi ancillari;
2. Ulteriore meccanismo di remunerazione ad asta temporanea.

Le UVAM “*contracted*” possono essere remunerate con entrambi i meccanismi, ma devono sottostare a dei vincoli molto stringenti per quanto riguarda l'impegno di energia offerta. Le UVAM “*non-contracted*”, invece, possono essere remunerate solo tramite il meccanismo di cui al punto 1 e sono libere di piazzare quante offerte desiderino nel mercato dei servizi ancillari. Per essere definita come *contracted* UVAM, ogni unità virtuale deve essere in grado di offrire almeno il 50% di capacità programmabile, sia essa generazione o consumo. La composizione effettiva di ogni unità dipende dall'aggregatore, ossia dal BSP, che allo stesso tempo è il responsabile nel garantire che la disponibilità di ogni unità corrisponda a quanto pattuito. Lo schema di asta implementato consiste in un'asta all'anno in cui possono essere piazzate offerte con

valenza annuale, tre aste in cui possono essere piazzate offerte con valenza pluri-mensile e dodici aste con valenza mensile. La quantità complessiva di energia procurata ed integrata dal TSO ammonta circa a 1000 MW, facendo del progetto UVAM uno dei più ambiziosi progetti europei in materia di servizi di bilanciamento.

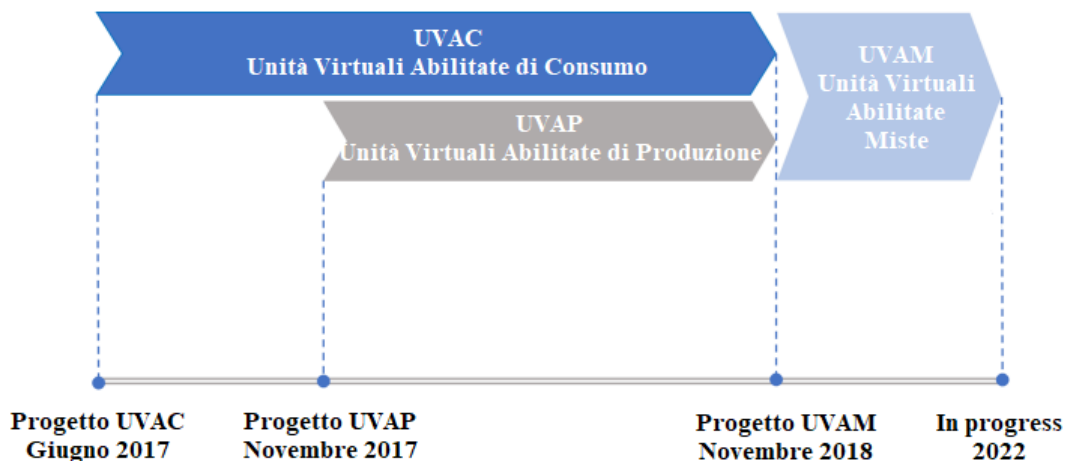


Figura [4] Timescale degli step evolutivi che hanno portato alla creazione delle

[3] *Riserva primaria: consiste nel rendere disponibile una banda di capacità asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza, sia in aumento che in diminuzione, in risposta ad una variazione di frequenza (ad esempio, in Italia, entro 15 s per metà banda ed entro 30 s per l'intera banda). Attraverso questa risorsa, è possibile correggere automaticamente in tempo reale, per qualche secondo, gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso. La riserva primaria deve essere continuamente disponibile e deve essere distribuita all'interno del sistema elettrico il più uniformemente possibile.*

[4] *Riserva secondaria: consiste nel rendere disponibile una banda di capacità asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza, sia in aumento che in diminuzione, sulla base del segnale di livello ricevuto (ad esempio, in Italia, entro 200 s). La riserva secondaria, all'occorrenza, viene attivata automaticamente su tutte le unità già precedentemente selezionate e ha una durata di pochi minuti.*

[5] *Riserva terziaria: consiste nel rendere disponibili margini rispetto alla potenza massima o minima nei programmi delle unità abilitate o nella disponibilità ad accettare modifiche ai programmi dell'unità abilitata allo scopo di costituire margini di riserva terziaria di potenza. La riserva terziaria può essere ulteriormente divisa in diverse fattispecie che si differenziano in funzione del tempo entro cui viene erogata e della durata di erogazione.*

[6] *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.*

2.3 Ruolo della flessibilità nel case study analizzato

2.3.1 *Panoramica generale: servizi a salire e servizi a scendere*

L'obiettivo del progetto svolto si è basato sui principi finora descritti. Si è quindi deciso di creare un meccanismo tramite il quale gli utenti coinvolti nel mercato della flessibilità potessero trarre beneficio nel mettere a disposizione le proprie risorse e, allo stesso tempo, il DSO potesse risolvere in maniera efficiente ed efficace la comparsa di criticità. Al fine di creare un equilibrio tra DSO e utenti flessibili, è stata effettuata un'attenta analisi del meccanismo di attribuzione dei costi (si vedano paragrafi 3.3.3 e 3.3.5). In particolare, si è deciso di focalizzarsi su un meccanismo di remunerazione definito *energy-based*, trascurando in questa fase una eventuale valorizzazione della quota *capacity*. Per *energy-based*, si intende un meccanismo di remunerazione del servizio offerto tramite il quale si punta a valorizzare l'effettiva potenza erogata o assorbita dall'utente o dall'aggregato di utenti. L'utente abilitato è quindi in grado di generare un profitto solo se chiamato ad attivare il servizio per il quale esso si è offerto.

I servizi offerti, siano essi in potenza attiva o in potenza reattiva, possono essere suddivisi in due macrocategorie:

1. Servizi a salire;
2. Servizi a scendere.

Entrambi i servizi vengono sempre intesi con la convenzione del generatore, anche per i carichi. Si ha quindi che i *servizi a salire* possono essere effettuati o tramite l'aumento di generazione o tramite il taglio di carico (*load curtailment*), mentre i servizi a scendere possono essere effettuati o tramite la riduzione di generazione (*generation curtailment*) o tramite l'aumento di carico (Figura [5]). È chiaro, quindi, come questo tipo di servizi possa essere effettuato in due direzioni, soprattutto nel caso di carichi o di generatori a fonte programmabile (es. cogeneratori o anche idroelettrico, entro certi limiti). Le fonti di produzione rinnovabile e non programmabile, invece, per loro natura, possono effettuare solo servizi di flessibilità a scendere.

Nel case study analizzato, data la tipologia di curve di carico fornite e data la metodologia implementativa utilizzata, oltre che alla tipologia di utenti connessi, si è deciso di agire come segue:

- Il *servizio a salire* può essere effettuato solo tramite *load curtailment*.
Questo deriva dal fatto che tutti i generatori distribuiti connessi alla rete in questione sono di tipo fotovoltaico. Fanno quindi parte di quella categoria di generatori alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e, di conseguenza, non sono in grado di aumentare la loro produzione oltre i limiti tecnici e fisici dell'impianto. È invece possibile agire chiamando gli utenti flessibili che stanno assorbendo energia dalla rete ad una riduzione del loro livello di loading.
- Il *servizio a scendere* può essere effettuato solo tramite *generation curtailment*.
I generatori fotovoltaici distribuiti, come detto, non sono in grado di aumentare la loro generazione. Sono però in grado di ridurla, arrivando eventualmente anche ad annullarla, se necessario. In ottica di aumento di efficienza e di risparmio energetico, si è deciso di non implementare servizi a scendere ottenuti aumentando il livello di loading.

Per approfondire la natura di queste considerazioni e per fornire spiegazione del metodo implementativo si rimanda ai paragrafi 3.3.1 e seguenti.

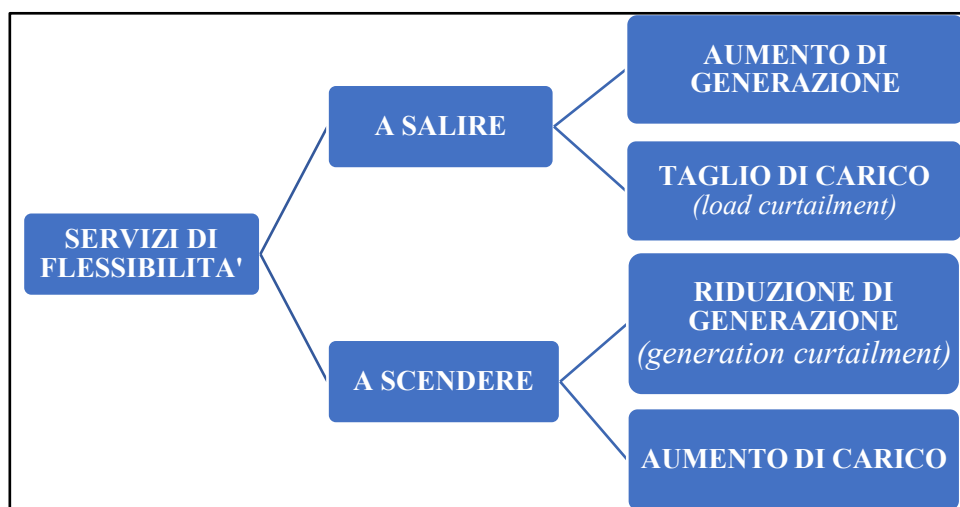


Figura [5] Diagramma gerarchico che illustra la due principali tipologie di servizi erogabili (salire e scendere) e le modalità con cui essi possono essere effettuati.

2.3.2 *Flessibilità tramite potenza reattiva: riferimento a normativa CEI 0-16*

Anche se al momento i DSO italiani intendono considerare che i prodotti in potenza reattiva siano erogabili gratuitamente dai soli generatori distribuiti entro i limiti indicati dalla norma CEI 0-16, si è voluto, in questo studio, analizzare l'andamento delle dinamiche di attivazione dei servizi stessi andando a valorizzare anche la potenza reattiva eventualmente messa a disposizione dagli utenti che partecipano al mercato della flessibilità. In particolare, la situazione analizzata prevede che qualsiasi utente (o aggregato di utenti) possa fornire servizi a salire e a scendere in potenza reattiva, a prescindere che si tratti di un carico o di un generatore. Per incentivarli a mettere a disposizione questa tipologia di servizi è necessario che anche questi servizi vengano remunerati dal DSO. In questo modo, agli utenti è permesso di rientrare degli investimenti sostenuti per dotarsi delle apparecchiature elettriche in grado di svolgere questo compito.

Per fornire servizi in potenza reattiva esistono molteplici soluzioni possibili, che variano in funzione del tipo di utente:

- nel caso di un generatore fotovoltaico, si potrebbe implementare un sistema di controllo che gestisca la generazione della potenza reattiva oltre che la massimizzazione della potenza attiva;
- nel caso in cui l'utente disponesse di un sistema di rifasamento, potrebbe essere modulata la quantità in servizio;
- nel caso in cui si avesse a che fare con azionamenti provvisti di gruppi di conversione statici (inverter), si potrebbe regolare l'assorbimento di Q oltre che quello di P ;
- ecc.

Per gestire i servizi in potenza reattiva, quindi, si è deciso di adottare una strategia unificata, che prescinde dalla tipologia di utente, e basata sulla suddetta normativa. Essendoci, nella rete analizzata, solo generatori di tipo fotovoltaico, è stata considerata la sezione dedicata alla connessione di generatori statici di potenza complessiva entro i 400 kW (si tenga presente che non tutti gli impianti di generazione FV presenti rientrano in questo limite di potenza, ma si è voluta implementare la caratteristica più stringente).

In particolare, la normativa dispone che:

“... Il funzionamento in parallelo alla rete MT è consentito agli impianti di produzione, realizzati con una o più delle seguenti tipologie di generatori in grado di assicurare ai morsetti di macchina le seguenti prestazioni minime relative alla erogazione o all'assorbimento di potenza reattiva. ... Il funzionamento a fattore di potenza diverso da 1 deve essere possibile, secondo le curve di prestazione (curve di capability) riportate nel seguito.”

E facendo riferimento alla tipologia considerata in questo elaborato si ha che:

“Per generatori in impianti di potenza complessiva inferiore a 400 kW: gli inverter devono presentare una capability di tipo 'semicircolare limitata' con $\cos \varphi$ compreso fra 0,90 in assorbimento e 0,90 in erogazione. ...”

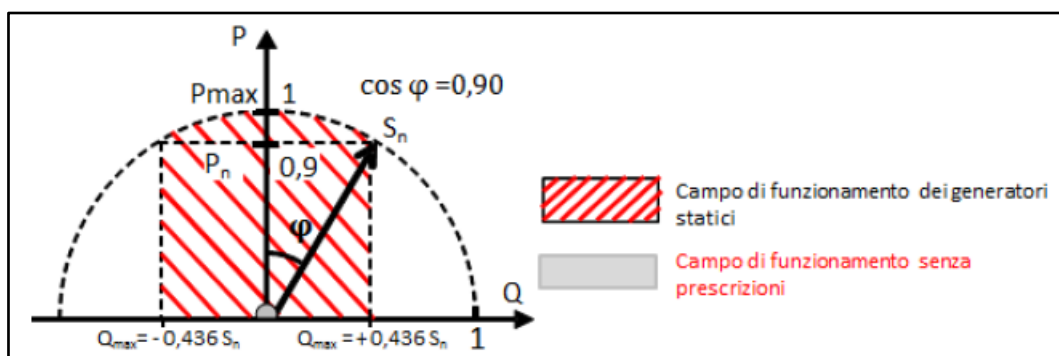


Figura [6] Area di capability per generatori connessi alla rete tramite gruppi di conversione statica di potenza complessiva inferiore a 400 kW.

Legenda:

S_n : potenza apparente nominale alla tensione nominale U_n

P_n : potenza attiva con $\cos \varphi = 0.9$ alla tensione nominale U_n

P_{max} : potenza attiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 1$)

Q_{max} : potenza reattiva massima alla tensione nominale U_n (con $\cos \varphi = 0.9$)

Per calcolare la massima potenza reattiva messa a disposizione da un qualsiasi utente flessibile, questa regola è quindi stata implementata come segue:

- nei generatori fotovoltaici MT, considerando come S_n la taglia dell'impianto;
- negli aggregati di utenti connessi ad un nodo BT, considerando come S_n la taglia del trasformatore in CS che li alimenta.

Capitolo III

Sviluppo dello script per lo studio della rete

3.1 Matpower – Power Flow & Optimal Power Flow

3.1.1 Introduzione al software

MatPower, di seguito MP, è un tool di simulazione open-source in grado di estendere le funzionalità di Matlab, al fine di eseguire analisi sui flussi di potenza AC e DC (Power Flow – PF) e sui flussi di potenza ottimizzati (Optimal Power Flow – OPF). È uno strumento dedicato principalmente a ricercatori, educatori e studenti. MP consiste in un pacchetto di M-files progettati al fine di offrire le migliori performance in termini di simulazione ed è allo stesso tempo pensato per essere estensibile e modulabile, rendendo semplice l'aggiunta di nuove variabili e la modifica dei parametri in gioco.

3.1.2 Modellizzazione

MatPower è basato sui modelli steady-state tipicamente utilizzati per l'analisi dei flussi di potenza. I parametri in input sono generalmente espressi in *per unità*, mentre gli angoli delle quantità complesse sono espresse in radianti.

L'insieme dei parametri che definiscono la rete viene raccolto in una *struct* (MatPower Case – mpc), che è suddivisa in sei sotto-strutture matriciali chiamate *field*, di seguito riportate (Tabella [7]). Alcuni *field* sono degli scalari, altri delle matrici. In quest'ultimo caso, ogni riga delle matrici corrisponde ad uno specifico ramo, nodo o generatore.

Tabella [7] Sintesi dei field presenti nella struct *mpc* e relativa descrizione. Ognuno di questi campi contiene informazioni diverse in merito alla rete analizzata.

Field	Descrizione	Tipologia
<i>mpc.version</i>	Indica il formato di acquisizione dei dati. Sempre pari a 2 nelle ultime versioni; da imporre pari a 1 se si intende lavorare con il formato precedente.	Scalare
<i>mpc.baseMVA</i>	Potenza base del sistema analizzato.	Scalare
<i>mpc.branch</i>	Contiene tutte le informazioni relative ai rami coinvolti.	Matrice
<i>mpc.bus</i>	Contiene tutte le informazioni relative ai nodi coinvolti. Devono essere riportate anche le potenze in gioco ad ogni bus. P>0: CARICO P<0: GENERAZIONE	Matrice
<i>mpc.gen</i>	Contiene tutte le informazioni relative ai generatori presenti nella rete. P>0: GENERAZIONE P<0: CARICO	Matrice
<i>mpc.gencost</i>	Contiene le informazioni relative ai costi di generazione di ogni elemento presente nel field <i>mpc.gen</i> .	Matrice

3.2 Descrizione dei principali field

Si intende, di seguito, approfondire ulteriormente alcuni dei principali field coinvolti, fornendo una breve descrizione della modellizzazione adottata e della sintassi di acquisizione dei dati.

3.2.1 *mpc.branch*

Linee, trasformatori, phase-shifters e congiuntori vengono tutti modellizzati tramite il classico modello a π . Esso è composto da una impedenza longitudinale $z_s = r_s + jx_s$ e da una suscettanza derivata b_c , in serie con un phase-shifting transformer. Il trasformatore in questione è caratterizzato da un rapporto di trasformazione di ampiezza τ e da uno shift angle pari a θ_{shift} . Il tutto è rappresentato in Figura [7].

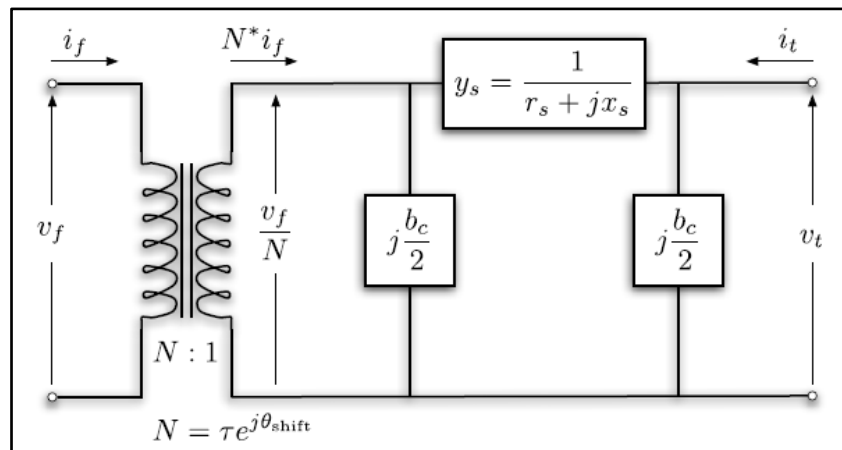


Figura [7] Modello a pi-greco tipicamente utilizzato per la rappresentazione elettrica delle linee.

Il *field* in oggetto si compone dei campi riportati in Tabella [8]. Le colonne da 1 a 13 vanno a costituire il set di input che deve essere fornito. Le successive, invece, vengono aggiunte come risultato del PF o dell'OPF.

Tabella [8] Denominazione e significato delle varie colonne che compongono il field

Colonna	Denominazione	Descrizione	Unità di misura	Commento
1	F_BUS	Nodo di partenza	–	–
2	T_BUS	Nodo di arrivo	–	–
3	BR_R	Resistenza	p.u.	–
4	BR_X	Reattanza	p.u.	–
5	BR_B	Suscettanza di linea	p.u.	–
6	RATE_A	Long term rating	MVA	–
7	RATE_B	Short term rating	MVA	–
8	RATE_C	Emergency rating	MVA	–
9	TAP	Rapporto di trasformazione (τ)	–	0: linea elett. 1: trasf.
10	SHIFT	Shift angle (θ_{shift})	gradi	–
11	BR_STATUS	Stato della linea	–	–
12	ANGMIN	Min differenza di angolo tra from e to	gradi	–
13	ANGMAX	Max differenza di angolo tra from e to	gradi	–
14	PF	Iniezione di potenza attiva al nodo <i>from</i>	MW	–
15	QF	Iniezione di potenza reattiva al nodo <i>from</i>	MVAR	–
16	PT	Iniezione di potenza attiva al nodo <i>to</i>	MW	–
17	QT	Iniezione di potenza reattiva al nodo <i>to</i>	MVAR	–
18	MU_SF	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite di potenza al nodo <i>from</i>	u/MVA	–
19	MU_ST	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite di potenza al nodo <i>to</i>	u/MVA	–
20	MU_ANGMIN	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – differenza di angolo inferiore	u/gradi	–
21	MU_ANGMAX	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – differenza di angolo superiore	u/gradi	–

Come si può notare, non è possibile inserire in input informazioni circa la conduttanza g . Questo elemento è di particolare importanza, specialmente nel caso dei trasformatori, in quanto è strettamente correlato alle perdite a vuoto che avvengono nel ramo derivato del trasformatore stesso. Per ovviare a questa cosa, le suddette perdite sono state inserite separatamente come carichi supplementari nei nodi specifici.

3.2.2 *mpc.bus*

Questo *field* contiene tutte le informazioni circa i profili di carico associati ai nodi. I carichi costanti vengono modellizzati, all'interno di questo *field*, come specifiche quantità di potenza attiva e reattiva correlate ad un preciso nodo. Per il bus i , ad esempio, si ha che il carico complessivo è dato da:

$$S_a^i = P_a^i + jQ_a^i \quad [14]$$

Le quantità P_a^i e Q_a^i , prima di essere convertite dal tool in p.u., vengono espresse all'interno delle colonne PD (2) e QD (3), in corrispondenza della i -esima riga.

In questo *field* è inoltre possibile inserire informazioni circa carichi negativi al fine di rappresentare quantità fissate di generazione distribuita.

I carichi ad impedenza costante o a corrente costante non vengono implementati direttamente, ma vengono modellizzati con l'ausilio di elementi derivati, quali GS (5) e BS (6).

Tabella [9] Denominazione e significato delle varie colonne che compongono il field.

Colonna	Denominazione	Descrizione	Unità di misura	Commento
1	BUS_I	Nodo di carico	–	–
2	BUS_TYPE	Tipologia di nodo	–	Vedi Tab. [10]
3	PD	Potenza attiva richiesta	MW	–
4	QD	Potenza reattiva richiesta	MVAR	–
5	GS	Conduttanza di shunt	p.u.	–
6	BS	Suscettanza di shunt	p.u.	–
7	BUS_AREA	Area di pertinenza	–	Intero positivo
8	VM	Tensione nodale	p.u.	–
9	VA	Sfasamento	gradi	–
10	BASE_KV	Tensione base	kV	–
11	ZONE	Zona	–	Intero positivo
12	VMAX	Tensione nodale massima	p.u.	–
13	VMIN	Tensione nodale minima	p.u.	–
14	LAM_P	Moltiplicatore di Lagrange – differenza di P	u/MW	–
15	LAM_Q	Moltiplicatore di Lagrange – differenza di Q	u/MVAR	–
16	MU_VMAX	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite superiore di tensione	u/p.u.	–
17	MU_VMIN	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite inferiore di tensione	u/p.u.	–

Tabella [10] Funge da integrazione della Tabella [9]. Sono state riportati i codici che identificano le varie tipologie di nodo da inserire nella colonna *BUS_TYPE* del field *mpc.bus*.

BUS_TYPE	Significato	Descrizione
1	Nodo PQ	P e Q sono valori fissati, θ e V sono liberi di assumere valori opportuni. Questa configurazione è generalmente utilizzata per i nodi di carico.
2	Nodo PV	P e V sono valori fissati, θ e Q sono liberi di assumere valori opportuni. Questa configurazione è generalmente utilizzata per i nodi di generazione.
3	Nodo di saldo	Chiamato anche Slack Bus, è il nodo di riferimento. V e θ sono fissati a 1 p.u. e a 0° rispettivamente, e fungono da riferimento per tutti gli altri fasori. P e Q sono libere di assumere valori opportuni e tali da bilanciare le potenze in gioco.
4	Nodo isolato	Nodo mantenuto scollegato dalla rete.

3.2.3 *mpc.gen*

Un generatore viene modellizzato come una iniezione di potenza complessa ad uno specifico nodo. Per il generatore i , la potenza iniettata è definita come:

$$S_g^i = P_g^i + jQ_g^i. \quad [15]$$

Le quantità P_g^i e Q_g^i , prima di essere convertite dal tool in p.u., vengono riportate all'interno delle colonne PG (2) e QG (3), in corrispondenza della i -esima riga. Un generatore caratterizzato da iniezione negativa può essere utilizzato per modellizzare un carico dispacciabile.

Tabella [11] Denominazione e significato delle varie colonne che compongono il field

Colonna	Denominazione	Descrizione	Unità di misura	Commento
1	GEN_BUS	Nodo di generazione	–	–
2	PG	Potenza attiva generata	MW	–
3	QG	Potenza reattiva generata	MVAR	–
4	QMAX	Max potenza reattiva	MVAR	–
5	QMIN	Min potenza reattiva	MVAR	–
6	VG	Tensione nodale	p.u.	–
7	MBASE	Potenza base dell'impianto	MVA	Se non indicata, viene imposta di default pari alla potenza base di sistema.
8	GEN_STATUS	> 0: in servizio ≤ 0: fuori servizio	–	–
9	PMAX	Max potenza attiva	MW	–
10	PMIN	Min potenza attiva	MW	–
11	PC1	Min P della curva di capability	MW	–
12	PC2	Max P della curva di capability	MW	–
13	QC1MIN	Min Q in corrispondenza di PC1	MVAR	–
14	QC1MAX	Max Q in corrispondenza di PC1	MVAR	–
15	QC2MIN	Min Q in corrispondenza di PC2	MVAR	–
16	QC2MAX	Max Q in corrispondenza di PC2	MVAR	–

17	RAMP_AGC	Ramp rate per il load following	MW/min	–
18	RAMP_10	Ramp rate per 10 minute reserves	MW	–
19	RAMP_30	Ramp rate per 30 minute reserves	MW	–
20	RAMP_Q	Ramp rate per Q	MVAR/min	–
21	APF	Area Participation Factor	–	–
22	MU_PMAX	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite superiore di PG	u/MW	–
23	MU_PMIN	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite inferiore di PG	u/MW	–
24	MU_QMAX	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite superiore di QG	u/MVAR	–
25	MU_QMIN	Moltiplicatore di Kuhn-Tucker – limite inferiore di QG	u/MVAR	–

3.2.4 *mpc.gencost*

Questo *field* si rende necessario nella simulazione di flussi di potenza ottimizzati. Può essere composto da n_g o da $2n_g$ righe (dove n_g è il numero di elementi riga presenti nella matrice dei generatori), in funzione del fatto che vengano considerati i soli costi correlati alla generazione di potenza attiva o anche quelli correlati alla generazione di potenza reattiva.

Tabella [12] Denominazione e significato delle varie colonne che compongono il field.

Colonna	Denominazione	Descrizione	Unità di misura	Commento
1	MODEL	Tipologia di modellizzazione dei costi.	–	–
2	STARTUP	Costo di accensione dell'impianto.	€/€	–
3	SHUTDOWN	Costo di spegnimento dell'impianto.	€/€	–
4	NCOST	Numero $N=n+1$ di punti per definire n segmenti nel caso di modello di costo lineare a tratti o un polinomio di ordine n nel caso di modello di costo polinomiale.	–	–
5	COST	Parametri che vanno a comporre la funzione costo $f(p)$.	–	Sintassi di inserimento diversificata a seconda che si abbia a che fare con MODEL=1 o con MODEL=2.

Tabella [13] Funge da integrazione della Tabella [12]. Sono state riportati i codici che identificano le varie tipologie di funzione costo da inserire nella colonna *COST* del field *mpc.bus*.

MODEL	Significato	Descrizione
1	PW_LINEAR	Modellizzazione dei costi di tipo lineare a tratti
2	POLYNOMYAL	Modellizzazione dei costi di tipo polinomiale

3.3 Realizzazione dello script

3.3.1 Principio di funzionamento

Partendo dai dati forniti, riguardanti la rete di media tensione di cui al Capitolo IV, paragrafo 1, questo lavoro si è posto l'obiettivo di ottimizzare la gestione dei flussi di potenza sulla base di differenti parametri forniti in input, ricorrendo da una parte a soluzioni convenzionali, quali ad esempio l'utilizzo dell'OLTC in CP, e dall'altra a soluzioni non convenzionali e ancora in fase di sperimentazione, quali sono gli strumenti di flessibilità descritti nel Capitolo II. Si è reso necessario testare diverse combinazioni, agendo sulle leve a disposizione, in maniera tale da simulare la risposta dello strumento alla variazione dei vincoli di rete o del costo dei servizi di flessibilità attivati.

Basandosi sulle curve di carico giornaliere fornite su base quartoraria (di seguito chiamate anche *profili given*, ad indicare che rimangono fissati e non subiscono modifiche), si è voluto testare la capacità dello strumento realizzato di risolvere criticità di rete tramite l'ausilio di risorse di flessibilità (di seguito anche chiamate *profili flex*) che agiscono in maniera complementare rispetto ai profili *given*, modificandoli. Supponendo, ad esempio, di voler trattare un caso di flessibilità fornita ad opera di un carico, l'approccio implementato è quello di Figura [8], il quale consiste nell'affiancare il suddetto carico con un generatore capace di muoversi in modo complementare, collegato al medesimo nodo, in grado di variare la sua generazione fino ad arrivare ad una situazione per la quale, complessivamente, al bus viene assorbita una potenza nulla. Viceversa, in Figura [9], si riporta un esempio nel quale il profilo *given* viene rappresentato da un generatore, che viene reso in un certo senso "modulabile" ad opera di un carico flessibile collegato allo stesso bus che, se richiamato all'opera, è in grado di agire in maniera complementare rispetto al generatore stesso, arrivando ad annullare la generazione complessiva al nodo in questione.

Per quanto riguarda la parte strettamente implementativa che ne consegue, si rimanda al paragrafo successivo del presente capitolo.

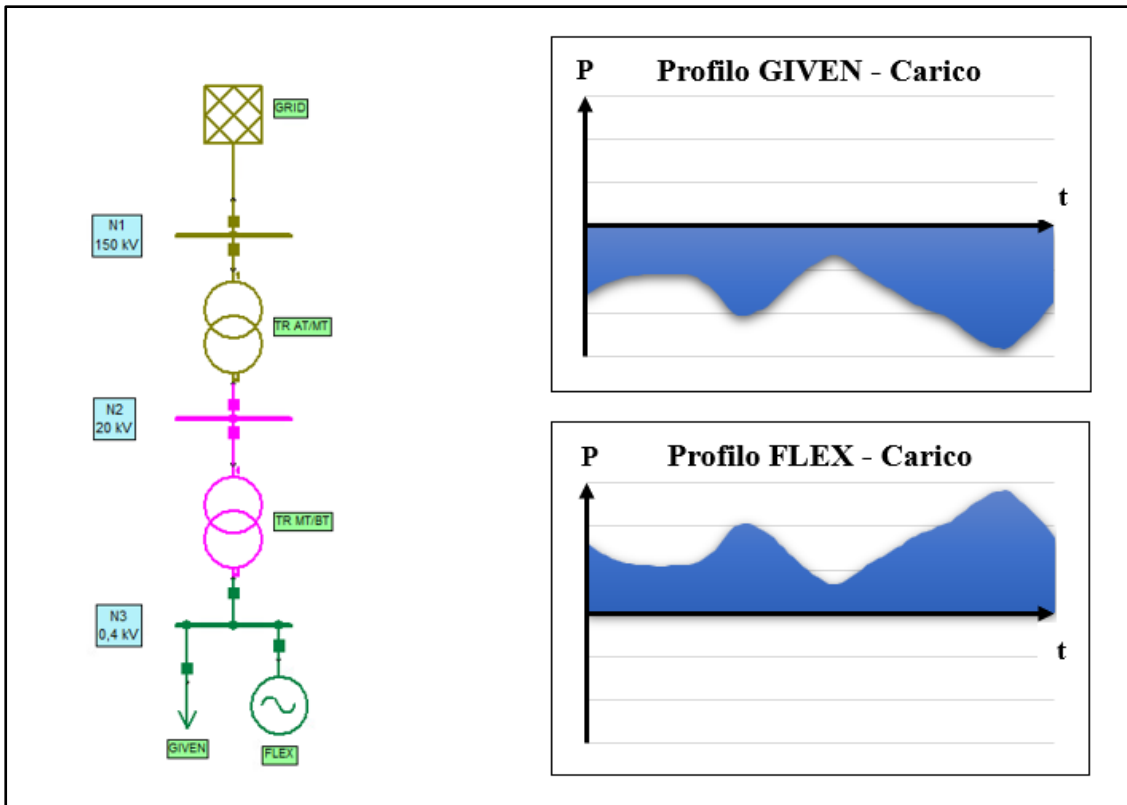


Figura [8] Strategia implementativa che ha consentito di rendere flessibili i carichi connessi ad un nodo. Situazione analoga per potenza reattiva.

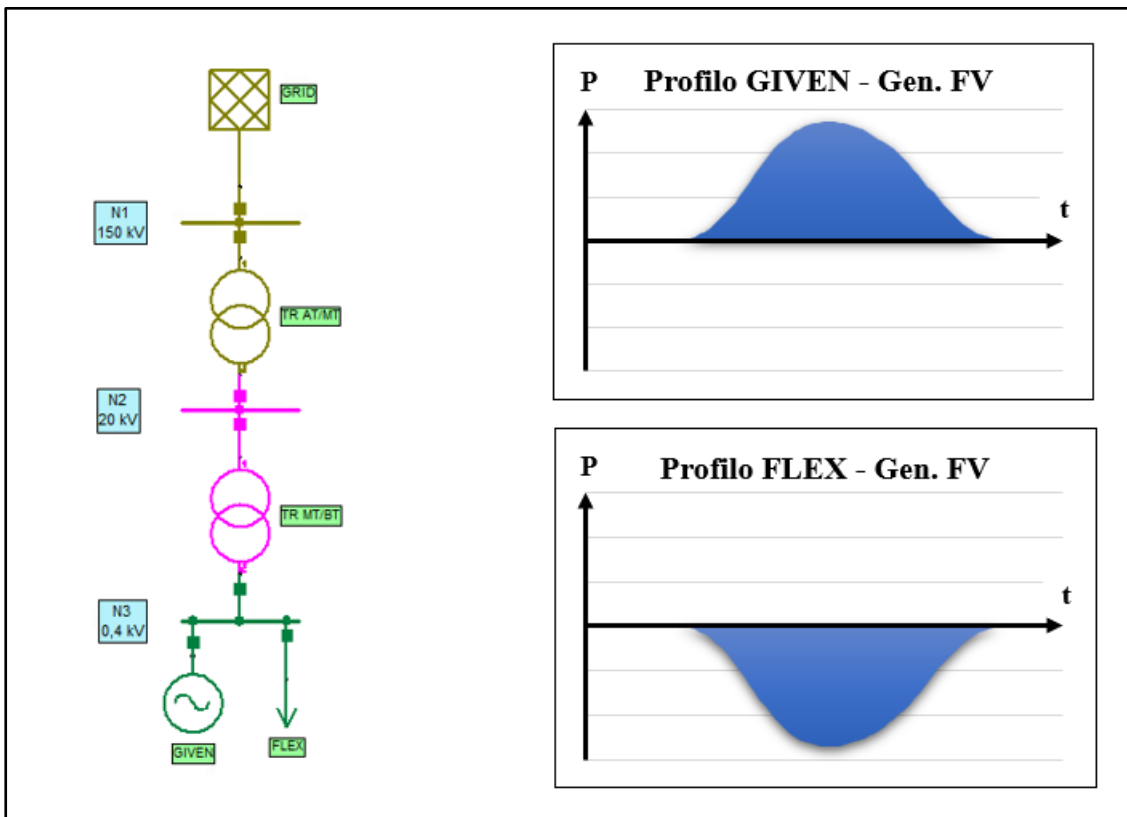


Figura [9] Esempio di strategia implementativa che ha consentito di rendere flessibili i generatori FV connessi ad un nodo. Situazione analoga per potenza reattiva.

3.3.2 Costruzione della struct *mpc*

Al fine di implementare la strategia descritta nel precedente paragrafo e allo stesso tempo fare in modo che il valore della funzione obiettivo, risultato dell'OPF, tenesse conto dei soli costi sostenuti da parte del DSO, si è reso necessaria l'adozione di un approccio diverso rispetto a quello con cui è convenzionalmente utilizzato MatPower.

In particolare, l'approccio convenzionale prevede che:

- I profili di carico in P e Q fissati vengano inseriti nelle corrispondenti colonne di *mpc.bus*;
- I nodi di generazione vengano inseriti in *mpc.gen*, fissando la curva di capability ad essi associata;
- I profili di costo correlati all'utilizzo dei suddetti generatori vengano inseriti in *mpc.gencost*.

L'approccio effettivamente implementato, invece, prevede che:

- I campi del field *mpc.bus* vengano riempiti con le corrispondenti informazioni relative ai profili given e ai nodi ad essi associati, fatta eccezione per le colonne PD e QD, le quali sono invece state imposte a zero;
- Nel field *mpc.gen* sia presente sia una sezione contenente le informazioni relative ai profili di carico given, con capability fissata e quindi impossibilitati a muoversi al di fuori di essa;
- Sempre nel field *mpc.gen*, sia presente una sezione contenente le informazioni relative ai profili flessibili, nella quale le colonne corrispondenti a PG e QG siano imposte a zero. L'area di capability, però, non è fissata e questi profili sono liberi di muoversi all'interno di essa.
- Il field *mpc.gencost* sia strutturato in modo molto particolare, in funzione di una corretta attribuzione dei costi sia alla potenza attiva che alla potenza reattiva, sia al saldo che ai profili flessibili, oltre che ai profili given.

I punti sopra descritti sono frutto delle seguenti considerazioni preliminari:

- Il saldo deve essere valorizzato solo in potenza attiva.
Il prelievo di energia al saldo deve essere associato ad un costo, mentre l'assorbimento di energia da parte del saldo deve essere associato ad una remunerazione. Questo criterio implementativo serve per limitare il prelievo di energia al saldo al solo quantitativo necessario per l'alimentazione dei carichi e, allo stesso tempo, a favorire la generazione distribuita, che avviene per mezzo di fonti rinnovabili.
- I servizi in potenza attiva devono sempre essere associati ad un costo, sia che si tratti di servizi a salire ($PG > 0$), sia che si tratti di servizi a scendere ($PG < 0$).
- I servizi in potenza reattiva devono sempre essere associati ad un costo, sia che si tratti di servizi a salire ($QG > 0$), sia che si tratti di servizi a scendere ($QG < 0$).

Per informazioni più specifiche in merito alle curve di costo implementate si rimanda al successivo paragrafo. Nella presente sezione, invece, si vuole riportare in via schematica la sintassi attribuita ai field di cui sopra.

In *mpc.gen* sono quindi presenti sei sezioni differenti, rispettivamente associate a:

1. Saldo;
2. Flessibilità in P offerta dai nodi flessibili (a prescindere dal segno che viene valutato in una seconda fase);
3. Flessibilità in $Q > 0$ offerta dai nodi flessibili;
4. Flessibilità in $Q < 0$ offerta dai nodi flessibili;
5. Profili given in P, con capability fissata;
6. Profili given in Q, con capability fissata.

Come si può vedere, alla flessibilità offerta in P è associata una sola sezione mentre alla flessibilità offerta in Q sono associate due sezioni distinte. Il motivo di ciò risiede nel fatto che, per come è stato pensato lo strumento, un nodo flessibile può offrire flessibilità in potenza attiva solamente di segno opposto rispetto al corrispondente nodo given, mentre può invece offrire flessibilità in reattiva di entrambi i segni (es. Un carico con assorbimento di 100 kW e 10 kVAR può offrire solo flessibilità a salire in P in un range compreso tra 0 e 100 kW, mentre può offrire flessibilità in Q in entrambe le direzioni).

Tabella [14] Valori attribuiti ai parametri presenti nel field *mpc.gen*.

Nodo	PG	QG	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin
Saldo	0	0	100 ^[7]	-100 ^[7]	100	-100
Nodi Flex	0	0	Dipendono dalla zona di capability ^[8]		0	0
Nodi Flex	0	0	0	0	Qmax secondo CEI 0-16 ^[9]	0
Nodi Flex	0	0	0	0	0	Qmin secondo CEI 0-16 ^[9]
Nodi Given	-PD	0	-PD	-PD	0	0
Nodi Given	0	-QD	0	0	-QD	-QD

In *mpc.gencost* è invece presente un totale di dodici sezioni, sei dedicate all'attribuzione dei costi in potenza attiva e altre sei dedicate all'attribuzione dei costi in potenza reattiva. Sostanzialmente sono presenti le valorizzazioni dei parametri presenti in *mpc.gen*, ripetuti due volte (una volta per P e una volta per Q) e impilati uno sopra l'altro. Utilizzando questo tipo di approccio si è dunque costretti ad associare delle voci di costo in potenza attiva anche ad elementi capaci di muoversi solo in potenza reattiva, o viceversa. Questo spiega il motivo dell'introduzione del parametro *CF*, ossia "costi fittizi". Il valore assunto dal parametro *CF* non ha quindi nessun impatto sul funzionamento dello strumento.

^[7] Valore grande ad oltranza per non toccare il vincolo.

^[8] Viene implementato un sistema che monitora il segno di $PG = -PD$ per ogni nodo. Data la convenzione utilizzata, se $PG > 0$ significa che il nodo flessibile è un generatore che deve compensare un carico, quindi la capability del corrispondente nodo flessibile dovrà essere compresa tra $Pmin=0$ e $Pmax=PG$, se invece $PG < 0$ significa che si tratta di un carico che deve compensare un generatore, quindi la capability del corrispondente nodo flessibile dovrà essere compresa tra $Pmin=PG$ e $Pmax=0$.

^[9] Si veda quanto riportato al paragrafo 2.3.2.

Tabella [15] Valori attribuiti ai parametri presenti nel field *mpc.gencost*.

	Nodo	Costo attribuito	Unità di misura
P	Saldo	PUN	€/MW
	Nodi Flex	2.1PUN	€/MW
	Nodi Flex	CF ^[10]	€/MW
	Nodi Flex	CF	€/MW
	Nodi Given	PUN	€/MW
	Nodi Given	CF	€/MW
	Saldo	0	€/MVAR
Q	Nodi Flex	CF	€/MVAR
	Nodi Flex	0.1PUN	€/MVAR
	Nodi Flex	0.1PUN	€/MVAR
	Nodi Given	CF	€/MVAR
	Nodi Given	0	€/MVAR
	Saldo	0	€/MVAR

^[10] Dal confronto con quanto riportato in *mpc.gen*, si può vedere che a questa riga è associata la capability in $Q > 0$ relativa ai nodi flessibili. Non sono quindi in grado di movimentare potenza attiva, la quale rimarrà costantemente a zero. È proprio questo il motivo per cui, nella corrispondente sezione correlata alla valorizzazione della potenza attiva in *mpc.gencost*, vengono inseriti dei costi fittizi, in quanto in ogni caso irrilevanti.

Tramite questo meccanismo di costruzione della struct *mpc*, ne risulta che:

- Avendo fissato la capability dei profili given, rimane fissata anche la valorizzazione ad essi associata (-PUN per assorbimento, PUN per generazione);
- In assenza di attivazione di servizi, il saldo fornisce il bilancio delle potenze ed il corrispondente bilancio economico rispetto alla suddetta valorizzazione dei profili given.
- Nell'output economico del processo di ottimizzazione (VFO) si tiene conto, quindi, della sola valorizzazione delle potenze che esulano dal bilancio sopra menzionato, ossia delle perdite di sistema.
- Qualora si avesse attivazione di servizi, che ricordiamo essere scoraggiata proprio per via della valorizzazione ad essi associata, di nuovo le potenze richiamate esulerebbero rispetto al bilancio sopra descritto ed il corrispondente costo ad essi correlato verrebbe inglobato nel VFO.

Ecco che, grazie alla strategia implementativa descritta in questo paragrafo, il valore della funzione obiettivo, risultato del processo di ottimizzazione (e quindi oggetto di minimizzazione) è proprio il costo sostenuto dal DSO per la gestione della rete di distribuzione, comprensivo di valorizzazione delle perdite e dei servizi attivati per la risoluzione delle criticità. Mancano però i costi associati alla movimentazione dell'OLTC, i quali saranno oggetto di approfondimento nei successivi paragrafi.

3.3.3 Assegnazione dei costi ai servizi di flessibilità

Questa sezione è particolarmente importante e la valutazione del costo da attribuire ai servizi di flessibilità ha richiesto un'attenta analisi delle logiche implementative e funzionali utilizzate da MP, al fine di ricreare con precisione i meccanismi desiderati.

Si è reso necessario conoscere sia i principi basilari che regolano le dinamiche del mercato elettrico attuali, che le modalità di implementazione delle logiche di flessibilità discusse nel precedente paragrafo.

Nell'analisi effettuata si è quindi tenuto in considerazione che:

- L'utente compra il suo prelievo ad un prezzo PUN + oneri di rete + componenti addizionali + accise;
- Il generatore vende la sua immissione in rete al PUN;
- Il DSO trasferisce la potenza dal TSO agli utenti attivi e passivi (cui garantisce la connessione) facendosi onere delle sole perdite che si verificano nelle proprie reti;
- Se ne ha la necessità, il DSO compra flessibilità dagli utenti per risolvere criticità interne, come regolazione di tensione o congestione sulle proprie linee/trasformatori.

Volendosi focalizzare più nello specifico sui servizi di flessibilità, si è deciso che essi dovevano tenere conto di quanto di seguito riportato:

- L'adesione degli utenti (eventualmente anche in forma aggregata) al mercato dei servizi di flessibilità deve essere in qualche modo ricompensata;
- Al fine di disincentivarne l'attivazione, a meno che non si renda necessaria, sia i servizi a salire che i servizi a scendere devono in qualche modo rappresentare un onere per il DSO;
- Gli oneri di flessibilità che il DSO deve riconoscere agli utenti "flessibili" devono consentire agli utenti stessi di recuperare le somme investite per dotarsi delle apparecchiature necessarie a fornire tali servizi;
- Il servizio a salire in P deve avere un costo maggiore rispetto al PUN al fine di "convincere" l'utente a produrre una quantità maggiore rispetto a

quella che era stata precedentemente individuata come set-point ottimale. Inoltre, considerando che il servizio a salire, in questo caso studio, può essere effettuato solamente tramite taglio di carico, si rende necessario attribuire un costo al servizio maggiore rispetto al PUN per evitare il manifestarsi di situazioni nelle quali, seppur in assenza di superamento di vincoli di rete, si prediliga il taglio del carico piuttosto che la sua alimentazione;

- Il servizio a scendere in P deve avere un costo maggiore di zero. Questa condizione è sufficiente a garantire all'utente che offre il servizio di flessibilità di avere una remunerazione supplementare rispetto alla condizione in cui non venga offerto alcun servizio.

In merito agli ultimi due punti discussi nel precedente elenco, si veda il grafico sottostante, il quale fornisce una rappresentazione grafica di quanto appena discusso.

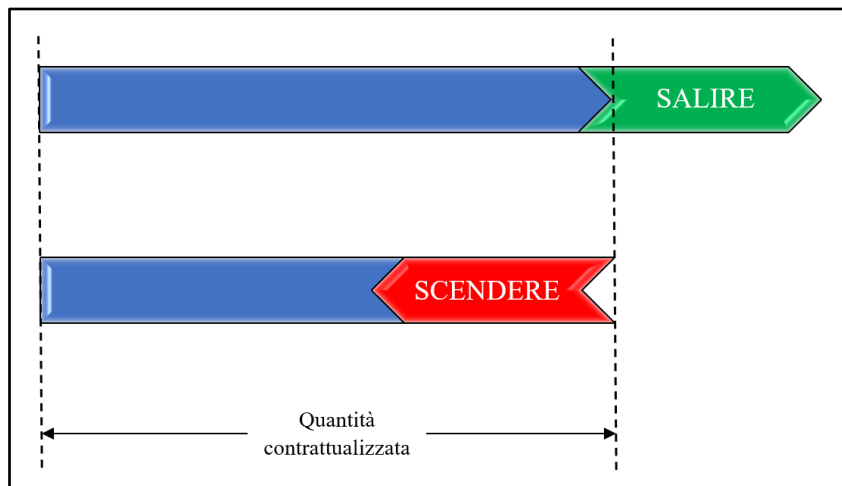


Figura [10] Scostamento di potenza rispetto alla quantità contrattualizzata dovuto all'attivazione di servizi di flessibilità in potenza attiva.

Per quanto sopra spiegato, quindi, si è deciso di attribuire ai servizi di flessibilità i valori base riportati nella seguente tabella. La remunerazione attribuita ai servizi in potenza reattiva viene valorizzata ad un prezzo particolarmente basso. Ricordiamo, infatti, per

quanto visto nel paragrafo 2.3.2, che il DSO vorrebbe utilizzarla in forma gratuita entro i limiti previsti dalla normativa.

Tabella [16] Remunerazione attribuita a saldo e servizi.

	P	Q
Saldo	PUN	0
Flessibilità a salire	1.1PUN	0.1PUN
Flessibilità a scendere	0.2PUN	0.1PUN

Di seguito, due figure che aiutano a comprendere, in via grafica, la valorizzazione attribuita ai servizi. Il coefficiente angolare delle varie semirette corrisponde proprio al valore riportato in Tabella [16].

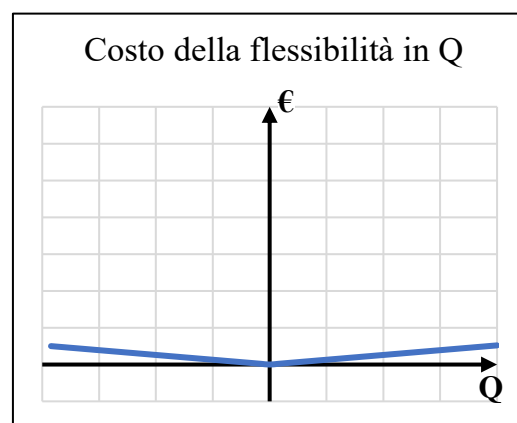
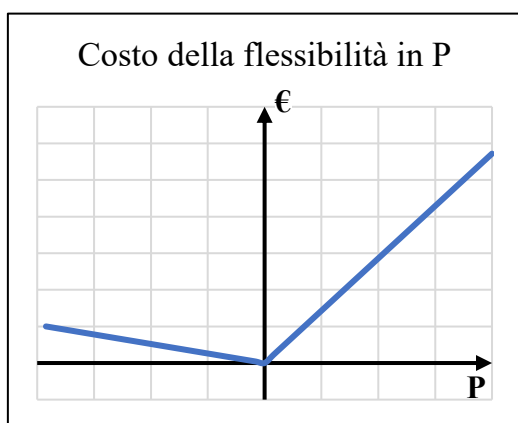


Figura [11] e Figura [12] Rappresentazione grafica della remunerazione offerta per l'attivazione di servizi di flessibilità.

Per quanto riguarda la strategia implementativa che ha portato alla corretta attribuzione dei suddetti costi ai servizi di flessibilità, si rimanda al paragrafo 3.3.5, che spiega dettagliatamente le modalità con cui sono stati inseriti i dati in input e le motivazioni che ne stanno alla base.

3.3.4 Ottimizzazione del TAP dell'OLTC in cabina primaria

Il meccanismo di ottimizzazione dei flussi di potenza implementato da MP non tiene conto della possibilità di movimentare il commutatore sotto carico tipicamente presente nelle CP delle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Si è quindi deciso di implementare un *loop* esterno al comando di ottimizzazione che andasse a confrontare risultati ottenuti con TAP diversi, opportunamente scelti, per valutarne l'eventuale beneficio economico. Alla movimentazione di una tacca dell'OLTC è stato attribuito un costo di € 0.50, che deriva dall'aver ipotizzato un costo per il dispositivo di € 50000 e 100000 commutazioni nell'arco della sua vita utile, o comunque prima di una manutenzione programmata. Al valore della funzione obiettivo, risultato economico del processo di ottimizzazione, è stato quindi aggiunto il costo per le variazioni di tacca, qualora queste fossero state apportate. Il ciclo di minimizzazione dei costi viene quindi valutato sulla base di una nuova variabile, che comprende anche i costi correlati alla movimentazione dell'OLTC. I passaggi principali possono essere riassunti dall'elenco che segue e dal flowchart riportato in Figura [13]:

1. Calcolo del VFO partendo da una situazione con TAP fissato a 0;
2. Calcolo di due nuovi VFO: il primo abbassando il TAP di una unità e il secondo alzandolo di una unità;
3. Entrambi gli output di cui al punto 2 vengono confrontati con l'output di riferimento di cui al punto 1. Viene incorporato anche il costo dovuto alle variazioni di tacca;
4. Qualora una delle due situazioni dovesse risultare conveniente rispetto a quella presa come riferimento, il sistema di ottimizzazione prosegue nella medesima direzione (diminuzione o aumento) fino a quando non si raggiunge una situazione per la quale l'ultimo costo calcolato superi quello calcolato al passo precedente;
5. A questo punto, si esce dal ciclo con il primo TAP che non verifica la condizione. È quindi necessario ripristinare il valore della tacca a quello immediatamente precedente, per poi ripetere il processo di ottimizzazione e salvare quindi i risultati;
6. All'istante quattorzo successivo, il processo di calcolo viene ripetuto con la medesima modalità, ma partendo da un valore di TAP pari a quello di uscita dal ciclo precedente.

Si vuole specificare che tutto il processo di ottimizzazione del TAP è subordinato alla convergenza di calcolo tramite una variabile chiamata *success*. Qualora, a seguito della variazione di tacca, venga raggiunto un risultato apparentemente più conveniente ma non considerabile in quanto frutto di non convergenza, il sistema lo scarta ripristinando il valore del TAP all'ultimo attendibile.

Riassumendo:

$$costo_{dopo} = VFO + costo_{TAP} \cdot \Delta TAP \quad [16]$$

Dove

$$VFO = costo_{perdite} + costo_{servizi} \quad [17]$$

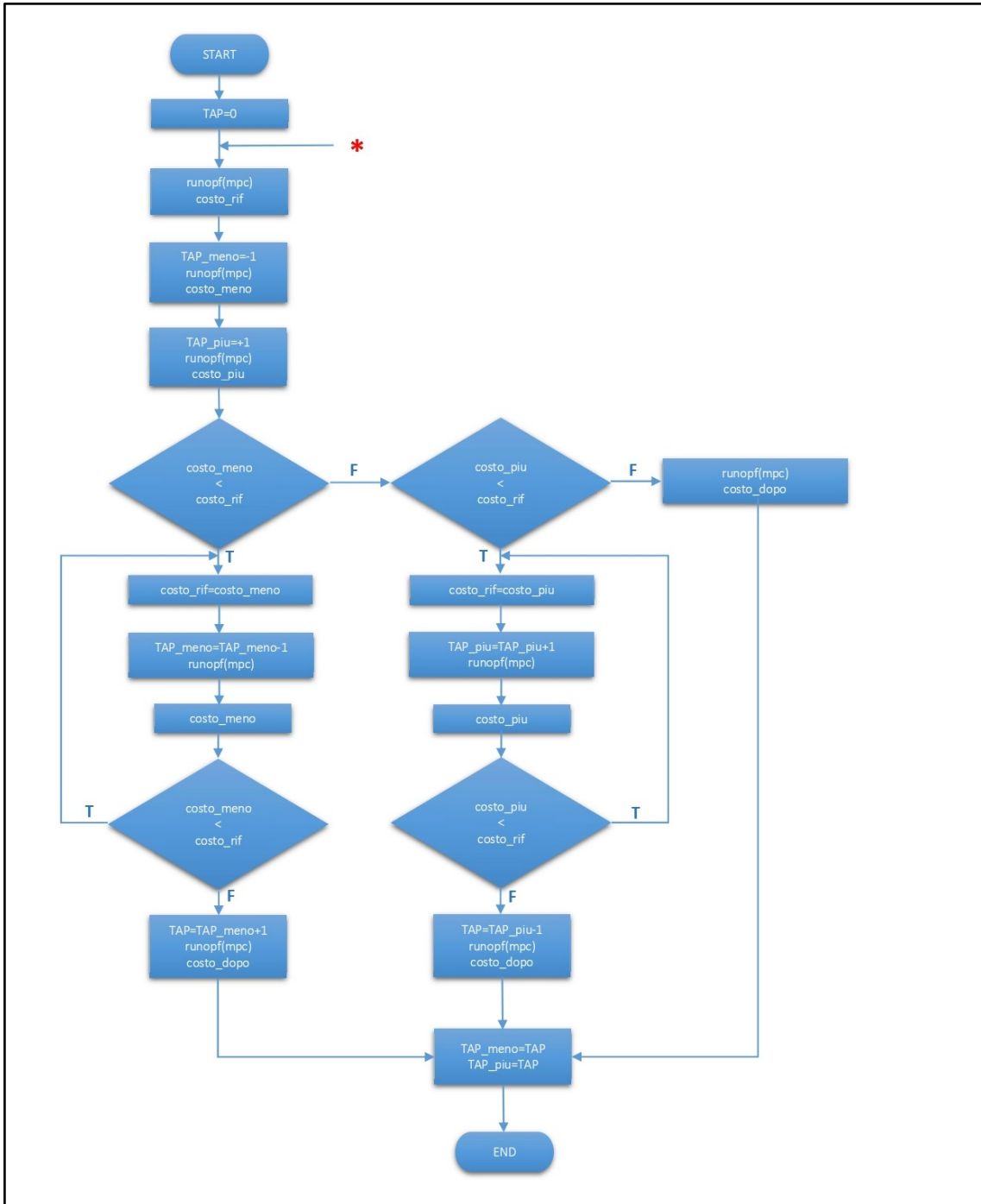


Figura [13] Flowchart riassuntivo del processo di ottimizzazione del TAP dell'OLTC in

3.3.5 Parametri in input

I principali parametri che devono essere forniti in input dall'utente vengono raccolti e brevemente descritti nella tabella di seguito riportata. Alcuni di essi vengono di seguito ulteriormente approfonditi.

Tabella [17] Principali parametri in input e breve descrizione.

Parametro in input	Significato
V Lim sup	Massima tensione ammessa a seguito del processo di ottimizzazione.
V Lim inf	Minima tensione ammessa a seguito del processo di ottimizzazione.
overGEN	Fattore moltiplicativo che permette di aumentare o diminuire i valori della curva given di generazione.
overLOAD	Fattore moltiplicativo che permette di aumentare o diminuire i valori della curva given di carico.
Costo TAP	Costo relativo alla variazione di una tacca dell'OLTC. È il risultato del rapporto tra costo del dispositivo e il numero di commutazioni nell'arco della vita utile.
Prezzo P SALDO	Costo attribuito alla potenza attiva prelevata al saldo – Remunerazione attribuita alla potenza attiva immessa al saldo.
Prezzo Q SALDO	Costo attribuito alla potenza reattiva prelevata al saldo, a prescindere dal segno.
Prezzo P FLEX SC	Costo attribuito in MP al servizio a scendere in potenza attiva.
Prezzo P FLEX SA	Costo attribuito in MP al servizio a salire in potenza attiva.
Prezzo Q FLEX SC	Costo attribuito in MP al servizio a scendere in potenza reattiva.
Prezzo Q FLEX SA	Costo attribuito in MP al servizio a salire in potenza reattiva.

Si intende specificare più accuratamente il criterio di scelta del valore delle variabili “Prezzo P FLEX SC” e “Prezzo P FLEX SA” in quanto esse in realtà non corrispondono esattamente al costo effettivamente sostenuto dal DSO per lo specifico servizio, ma tengono anche conto della valorizzazione della potenza attiva movimentata al saldo a seguito dell'attivazione degli stessi servizi. Per quanto riguarda il prezzo attribuito ai servizi in potenza reattiva, il problema non sussiste in quanto al saldo questa non viene valorizzata. Di conseguenza, il costo attribuito in MP corrisponde al costo effettivamente

sostenuto dal DSO a seguito dell'attivazione del servizio in Q, che esso sia a scendere o a salire.

Per le considerazioni che seguono si considerino le seguenti variabili, utili a rendere chiaro il concetto di valorizzazione dei servizi utilizzato:

- SA: Valore attribuito in MP al costo del servizio a salire in potenza attiva (*Prezzo P FLEX SA*);
- SC: Valore attribuito in MP al costo del servizio a scendere in potenza attiva (*Prezzo P FLEX SC*);
- SERVIZIO: Remunerazione effettivamente offerta agli utenti flessibili per il servizio offerto;
- PUN: Valorizzazione economica utilizzata come riferimento.

Prezzo del servizio a salire in P

Si consideri la situazione (adimensionale, per semplicità) riportata in Figura [14]. Le convenzioni di segno utilizzate rispecchiano quanto riportato in paragrafo 2.3.1.

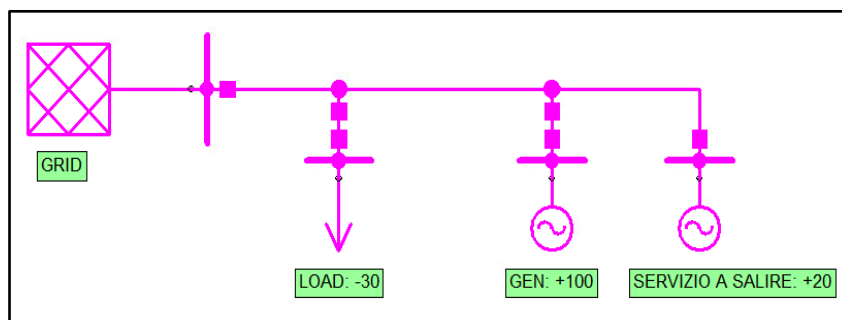


Figura [14] Schema elettrico esemplificativo utile a comprendere l'approccio utilizzato per l'attribuzione del costo al servizio a salire.

Considerando una situazione in cui non si abbia attivazione di servizi, le potenze in gioco sono le seguenti:

- Generazione: 100;
- Prelievo: 30;
- Immissione al saldo: 70, ma ridotta a 68 per effetto delle perdite.

Dal bilancio dei flussi di potenza e dalla rispettiva valorizzazione si ottiene:

$$100PUN - 30PUN - 68PUN = 2PUN$$

Ossia, a seguito del processo di ottimizzazione, il VFO tiene conto della sola valorizzazione delle perdite di rete, pari a $2PUN$.

Considerando, invece, una situazione in cui si abbia attivazione di servizio a salire per una quantità pari a 20, si ha:

- Generazione: 100;
- Servizio a salire: 20;
- Prelievo: 30;
- Immissione al saldo: 90, ridotta a 87 per effetto delle perdite.

Il bilancio diventa quindi:

$$\begin{aligned} 100PUN - 30PUN - 87PUN + 20SA \\ = -17PUN + 20SA \end{aligned}$$

Che può essere riscritto come:

$$3PUN - 20PUN + 20SA$$

La quantità $3PUN$ rappresenta la valorizzazione delle perdite per effetto Joule, la quantità $20SA$ rappresenta la valorizzazione del servizio attivato e la quantità $20PUN$ rappresenta invece la valorizzazione della quantità di potenza movimentata al saldo a seguito dell'attivazione del servizio.

Di conseguenza, si deve avere che:

$$-20PUN + 20SA = 20SERVIZIO$$

Si ha quindi che l'effettiva remunerazione che il DSO offre all'utente che mette a disposizione la suddetta quota di servizio a salire è pari a:

$$SERVIZIO = SA - PUN$$

In conclusione, ciò significa che per avere un costo effettivo per il servizio a salire in P pari a 1.1PUN, il prezzo da attribuire alla corrispondente variabile in MP è 2.1PUN.

Prezzo del servizio a scendere in P

Si consideri ora questa seconda situazione. Nuovamente, le convenzioni di segno rispecchiano quanto riportato in paragrafo 2.3.1.

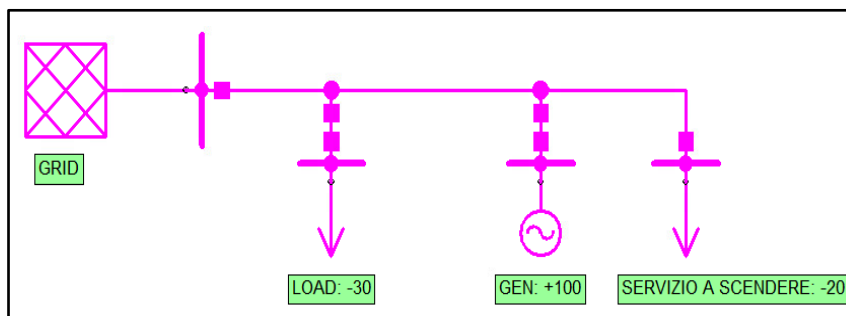


Figura [15] Schema elettrico esemplificativo utile a comprendere l'approccio utilizzato per l'attribuzione del costo al servizio a scendere.

Valutando direttamente una circostanza in cui si abbia attivazione di servizio a scendere si ha quindi:

- Generazione: 100;
- Servizio a scendere: 20;
- Prelievo: 30;
- Immissione al saldo: 50, ridotta a 49 per effetto delle perdite.

Il bilancio diventa:

$$\begin{aligned} 100PUN - 30PUN - 49PUN - 20SC \\ = 21PUN - 20SC \end{aligned}$$

Da cui, con passaggi analoghi a quelli effettuati per il servizio a salire, si ricava:

$$-20PUN - 20SC = -20SERVIZIO$$

Si ha quindi che l'effettiva remunerazione che il DSO offre all'utente che mette a disposizione la suddetta quota di servizio a scendere è pari a:

$$SERVIZIO = PUN + SC$$

In conclusione, ciò significa che per avere un costo effettivo per il servizio a scendere in P compreso tra 0 e 1PUN, il prezzo da attribuire alla corrispondente variabile in MP deve variare tra -1PUN e 0, rispettivamente.

3.3.6 Parametri in output

I principali parametri forniti in output dallo strumento di ottimizzazione vengono raccolti nella presente sezione e riassunti nella tabella che segue. Alcuni di essi sono già stati menzionati in altri paragrafi. Altri necessitano, invece, di essere maggiormente approfonditi.

Tabella [18] Principali parametri in input e breve descrizione.

Parametro in output	Significato
V max	Massima tensione di rete ottenuta a livello quartorario a seguito di PF/OPF.
V min	Minima tensione di rete ottenuta a livello quartorario a seguito di PF/OPF.
VFO	Risultato economico del processo di ottimizzazione.
Costo prima	Parametro associato ai costi sostenuti dal DSO a seguito di OPF con TAP fissato a zero. Coincide con il VFO.
Costo dopo	Parametro associato ai costi sostenuti dal DSO a seguito di OPF con possibilità di variazione del TAP. Comprende anche i costi correlati alla movimentazione dell'OLTC.
TAP prima	Parametro associato al valore che assume il TAP dell'OLTC in CP per ogni istante di valutazione. In questo caso è fissato a zero.
TAP dopo	Parametro associato al valore che assume il TAP dell'OLTC in CP per ogni istante di valutazione. In questo caso la movimentazione è libera entro i limiti imposti (± 10 tacche).
Servizi in P e Q	Variabile generica. In realtà sono presenti svariati parametri in output che forniscono una serie di informazioni circa le potenze movimentate a seguito del processo di ottimizzazione.
Perdite di rete	Perdite per effetto Joule.

V max

Parametro che, a seguito del monitoraggio delle tensioni nodali, raccoglie il massimo valore di tensione raggiunto. In caso di PF, questo valore non tiene in considerazione in alcun modo i vincoli imposti in input ed è da intendersi come mero risultato dei flussi di potenza in gioco. Nel caso di OPF, invece, qualora il parametro in questione eccedesse rispetto al limite imposto, viene prontamente corretto, laddove possibile, tramite l'intervento delle leve disponibili.

V min

Analogo a *V max*, ma in questo caso il parametro in questione raccoglie informazioni circa le tensioni nodali minime nei 96 intervalli quartorari analizzati.

VFO – Valore della Funzione Obiettivo

Risultato economico del processo di ottimizzazione che, grazie al criterio implementativo descritto nel paragrafo 3.3.5, tiene conto di tutti i costi sostenuti dal DSO, ad esclusione dei costi correlati alla movimentazione dell'OLTC. Come riportato in formula [17], esso quindi comprende sia i costi correlati alle perdite che quelli correlati all'attivazione dei servizi di flessibilità. Questo è estremamente importante perché, in questo modo, le iterazioni dell'ottimizzatore sono volte proprio alla minimizzazione dei costi sostenuti dal DSO stesso.

Costo prima

Parametro associato ai costi sostenuti dal DSO a seguito del processo di ottimizzazione prima di aver consentito la movimentazione dell'OLTC. In questo caso, quindi, si vuole raccogliere le informazioni economiche relative al funzionamento dello strumento in una situazione nella quale il TAP venga mantenuto fisso a zero. Serve per avere una base di confronto per andare poi a valutare i benefici di rete che si possono invece trarre dalla movimentazione del commutatore in cabina primaria. Non essendoci variazioni di tacca, non ci sono nemmeno costi associati ad esse. Di conseguenza, questo parametro coincide con il VFO.

Costo dopo

Parametro associato ai costi sostenuti dal DSO a seguito del processo di ottimizzazione con possibilità di movimentazione del commutatore sotto carico. Viene calcolato come riportato in formula [16]. Stando al criterio di movimentazione dell'OLTC riportato in paragrafo 3.3.4, le variazioni di TAP vengono apportate solamente nel caso in cui se ne possa trarre un beneficio economico per il DSO. Di conseguenza, la curva associata a questa variabile è tendenzialmente inferiore o tutt'al più uguale a quella associata alla variabile "Costo prima". Possono, però, manifestarsi delle circostanze transitorie per le quali questa condizione non viene rispettata.

TAP prima

Parametro che raccoglie, a livello quartorario, i valori assunti dal TAP a seguito del processo di ottimizzazione senza movimentazione dell'OLTC. Chiaramente, in questa circostanza, l'andamento grafico è quello di una retta che giace sull'asse delle ascisse.

TAP dopo

Parametro che raccoglie, a livello quartorario, i valori assunti dal TAP a seguito del processo di ottimizzazione con possibilità di movimentazione dell'OLTC. Lo strumento è libero di variare questo parametro al fine di ottenere una minimizzazione dei costi. La variazione deve avvenire entro i limiti di costruzione del dispositivo descritti nel paragrafo 1.2.3.

Servizi in P e Q

Questa non è una vera e propria variabile in output fornita dal sistema. In realtà sono presenti svariati parametri in output che forniscono una serie di informazioni circa le potenze movimentate a seguito del processo di ottimizzazione, sia a livello quartorario che giornaliero, sia in potenza attiva che in potenza reattiva. Chiaramente, poi vengono ricavati anche i costi associati a questi servizi. Esempi di variabili che possono rientrare in questa categoria sono:

- Quantità di servizi attivati a livello quartorario;
- Costi quartorari associati all'attivazione dei servizi;
- Quantità di servizi attivati giornalmente;

- Costi giornalieri associati all'attivazione dei servizi;
- Servizi quartorari attivati da uno specifico aggregato di utenti;
- ...

Perdite di rete

Perdite per effetto Joule. Non vengono riportate nel seguito dell'elaborato per non appesantirlo ulteriormente di informazioni, ma nell'arco di una giornata tipo si attestano entro valori compresi tra i 50 e i 200 kW, che corrispondono ad un ordine compreso tra l'1 e il 3%, se rapportato al livello di loading. Le perdite variano in maniera sostanziale durante la giornata, presentando il picco massimo durante le ore centrali della giornata e un secondo picco durante le ore serali. In queste due situazioni si ha, rispettivamente, massima generazione e massimo prelievo.

Capitolo IV

Case study – Simulazioni e risultati

4.1 Quadro di sintesi della rete di riferimento

La rete oggetto di questa analisi presenta tutte le caratteristiche tipiche di una rete di distribuzione in media tensione. Nello specifico, essa presenta una topologia in assetto diramato che comprende complessivamente 10 feeder – Figura [17] – ed è alimentata da un trasformatore in cabina primaria da 25 MVA. Sono poi presenti altri 104 trasformatori le cui taglie sono diversificate come riportato in Tabella [19] e Figura [16].

Taglia	Numero
100	52
160	14
250	23
400	11
630	4

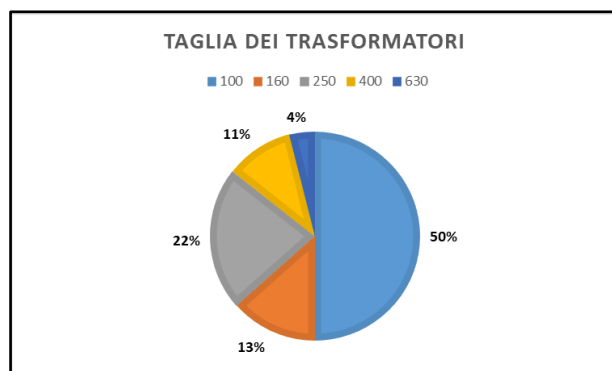


Tabella [19] e Figura [16] Sintesi dei trasformatori presenti nella rete

Sono poi presenti 466 nodi, che si uniscono per mezzo di 355 linee e 10 congiuntori, unitamente ai 104 trasformatori di cui sopra. Di questi nodi, 160 trovano associazione con una curva di carico. Le linee elettriche hanno lunghezze che variano tra i 10 m e i 5560 m, attestandosi mediamente sui 438 m. Sono composte come riportato in Tabella [20], con leggere differenze tra feeder e feeder. I conduttori sono in prevalenza in rame o in leghe di alluminio. Le linee elettriche sono composte in prevalenza da linee in cavo aereo.

Tabella [20] Sintesi dei feeder presenti nella rete

Feeder	l complessiva [km]	Nr. tronchi
F1	28.874	58
F2	7.762	11
F3	5.445	3
F4	36.055	80
F5	15.064	37
F6	2.665	6
F7	17.307	53
F8	7.660	5
F9	1.050	5
F10	31.367	93

Tra le curve di carico associate alla rete in questione, figurano sia utenti connessi in MT che aggregati di utenti connessi in BT. L'utenza connessa è particolarmente attiva su alcuni feeder e particolarmente passiva su altri. Vengono dunque a crearsi criticità differenti che hanno perciò bisogno di altrettanto differenti approcci risolutivi.

Lo scopo della simulazione è quindi di testare la risposta dello strumento a due condizioni diametralmente opposte:

1. Scarsità di partecipazione al mercato dei servizi di flessibilità;
2. Abbondanza di partecipazione al mercato dei servizi di flessibilità.

Come si potrà vedere dalle simulazioni che seguiranno, entrambe queste analisi consentiranno di mettere in evidenza sia gli aspetti funzionali dello strumento implementato, sia necessità, vantaggi, svantaggi correlati ai servizi di flessibilità.

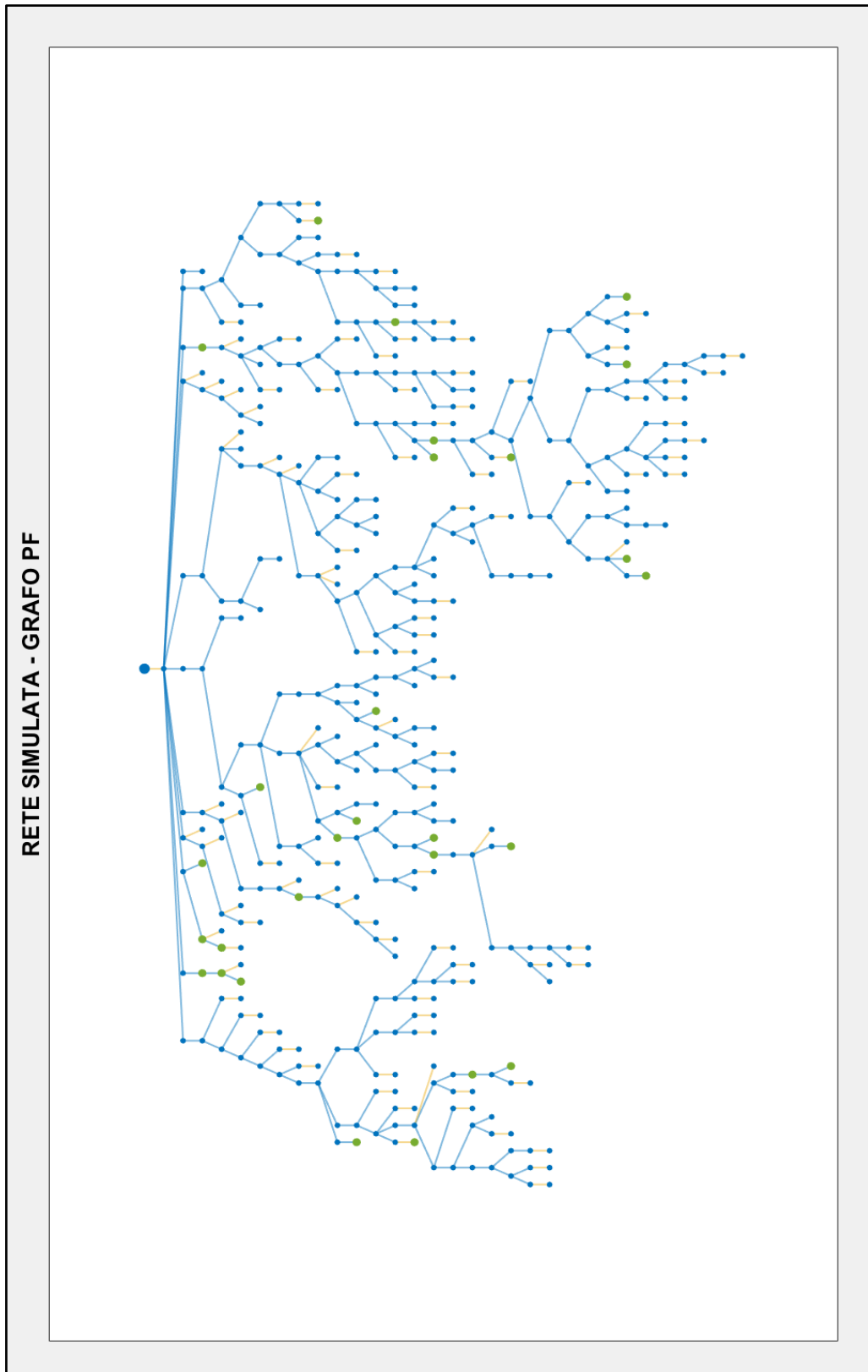


Figura [17] Grafo della rete analizzata nel quale vengono evidenziati in verde i principali nodi di generazione.

4.2 Flessibilità su 10 nodi randomicamente dislocati nella rete

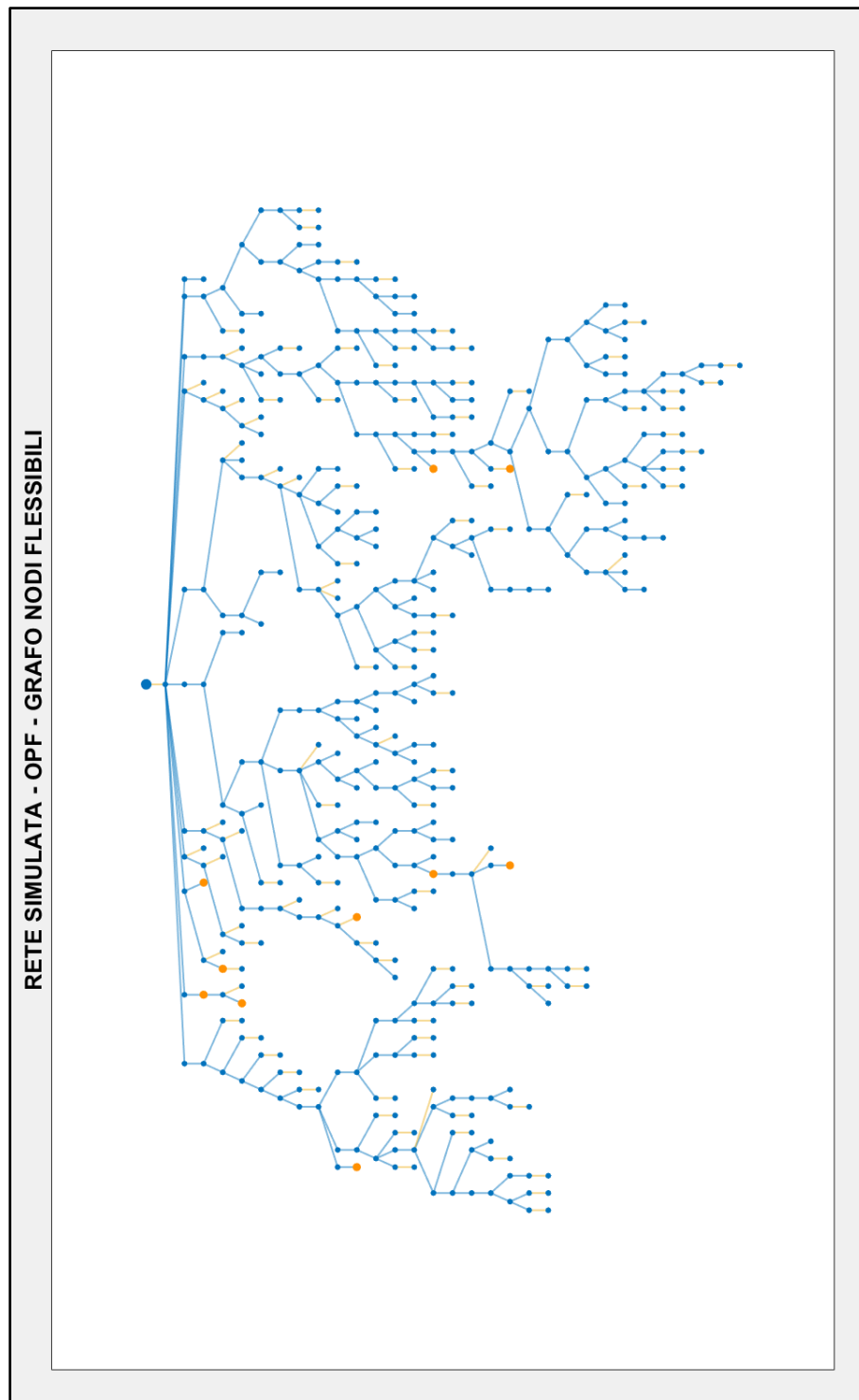


Figura [18] Grafo della rete analizzata nel quale vengono evidenziati in arancione i 10 nodi che possono partecipare al mercato della flessibilità.

4.2.1 TEST 1-10

In questo scenario si è voluto analizzare una situazione nella quale si presentassero delle leggere criticità in termini di sfornamento dei limiti di tensione ammessi. Non si presentano invece congestioni di alcuna natura. I principali dati in input vengono riportati nella tabella che segue.

Tabella [21] Sintesi dei valori forniti ai parametri in input. Tra parentesi il costo realmente sostenuto dal DSO.

Parametro in input	Valore fornito	Unità di misura
V Lim sup	1.03	p.u.
V Lim inf	0.97	p.u.
overGEN	0.8	-
overLOAD	1.4	-
Costo TAP	0.5	€
Prezzo P SALDO	PUN	€
Prezzo Q SALDO	0	€
Prezzo P FLEX SC	-0.8PUN (0.2PUN)	€
Prezzo P FLEX SA	2.1PUN (1.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SC	0.1PUN (0.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SA	0.1PUN (0.1PUN)	€

Come si potrà vedere dai grafici che seguiranno, le curve di carico e generazione imposte vanno a creare delle criticità di sovra o sotto-tensione in alcuni dei feeder della rete in questione. Le criticità di sotto-tensione si sviluppano su un feeder particolarmente passivo, mentre le criticità di sovra-tensione hanno origine in un feeder caratterizzato da una preponderanza di generazione fotovoltaica.

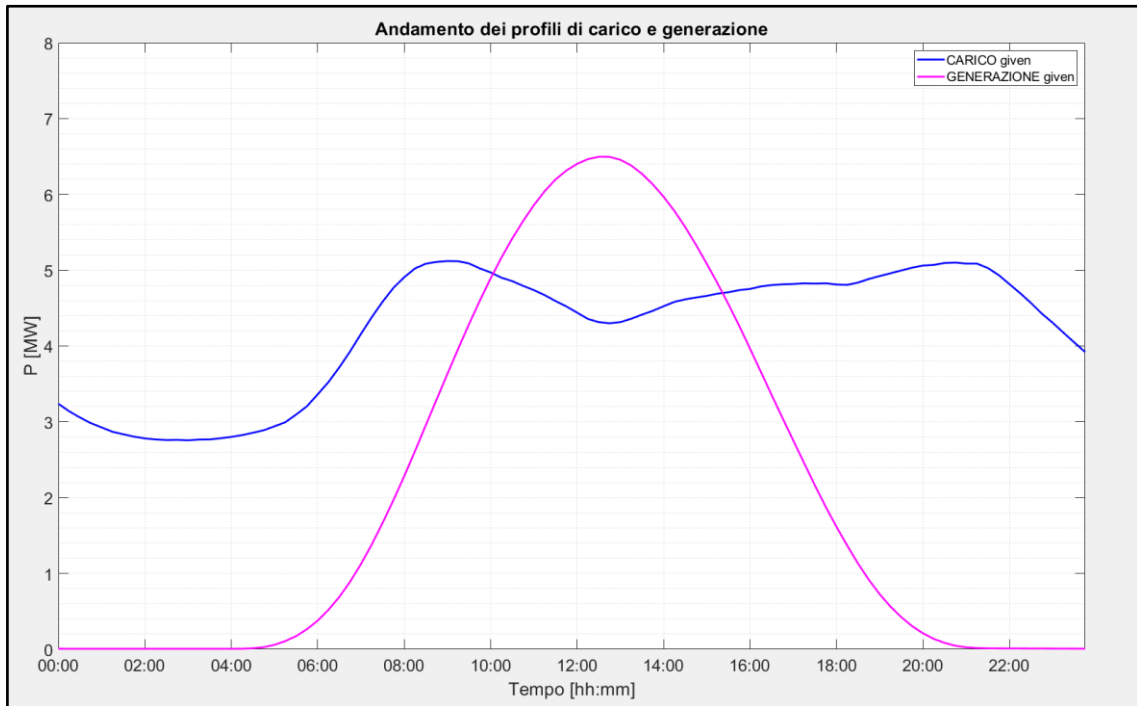


Figura [19] Andamento di carico e generazione ricavati dalle curve di carico fornite in input.

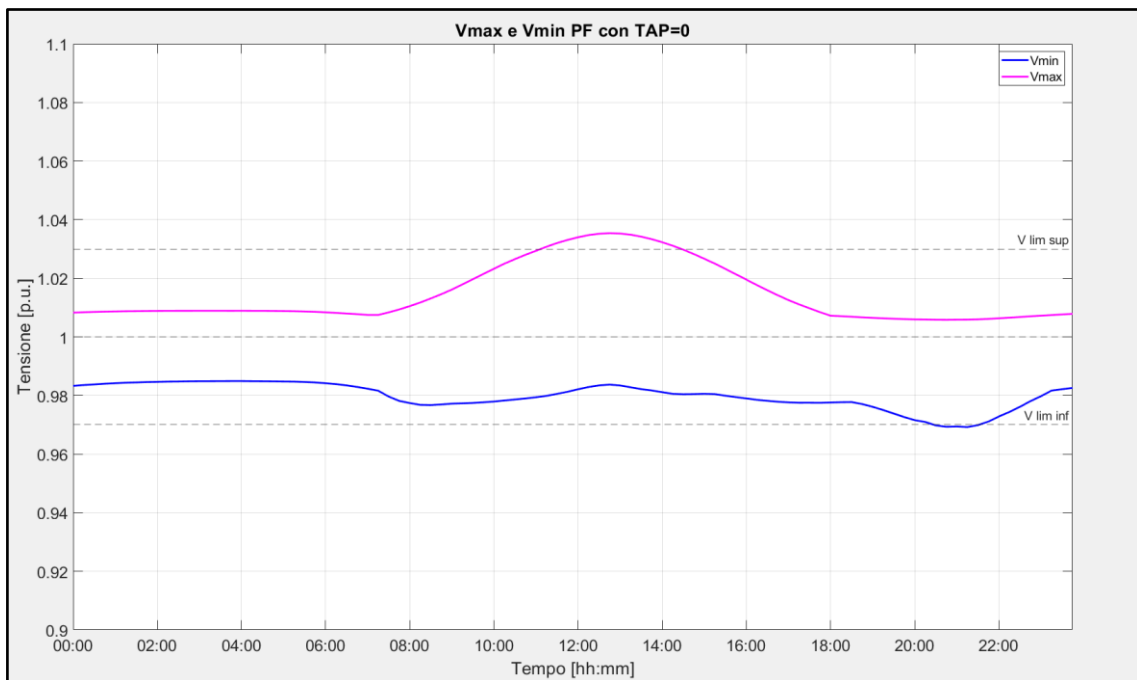


Figura [20] Andamento di tensione massima e minima rilevata tra tutti i nodi presenti in ciascun intervallo quartorario.

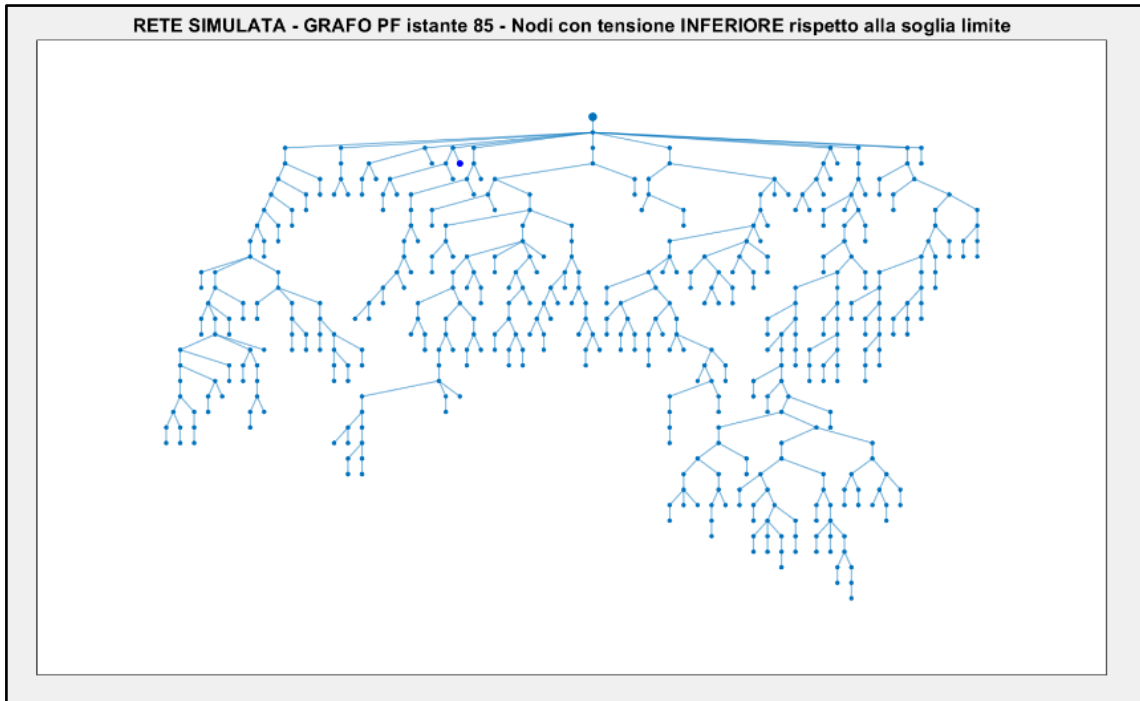


Figura [21] Grafo della rete analizzata nel quale vengono evidenziati blu i nodi caratterizzati da tensioni inferiori rispetto alla soglia limite prevista.

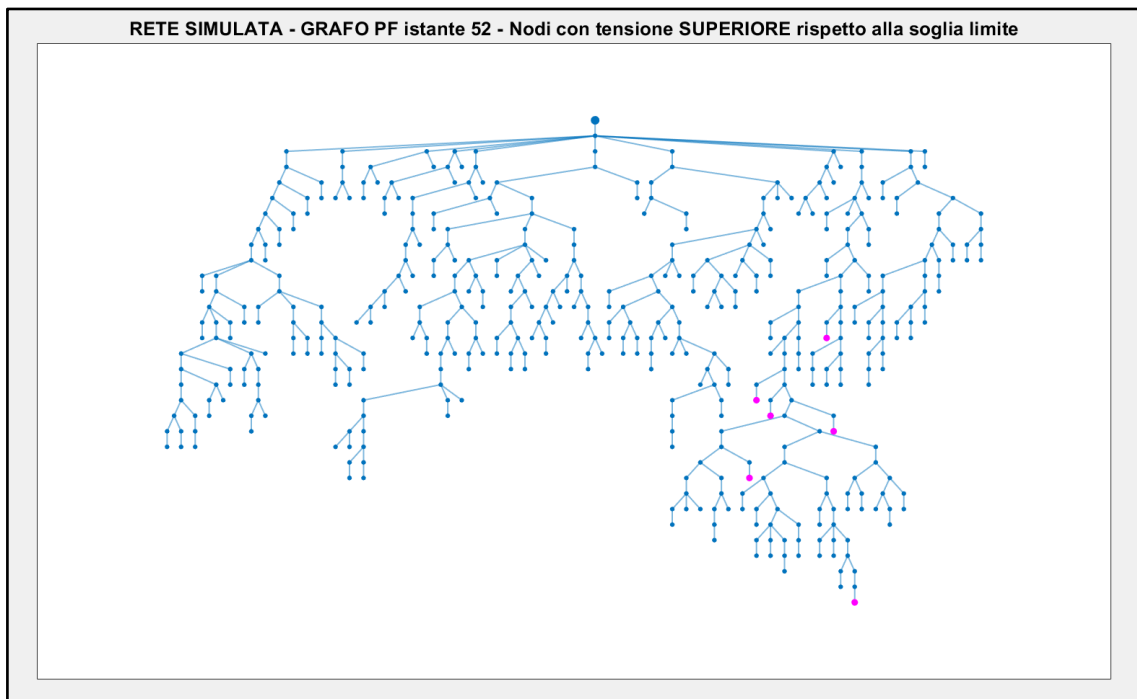


Figura [22] Grafo della rete analizzata nel quale vengono evidenziati fucsia i nodi caratterizzati da tensioni superiori rispetto alla soglia limite prevista.

Nel grafico riportato in Figura [23] viene presentato l'andamento di tensione massima e minima a seguito del processo di ottimizzazione in due diverse circostanze:

1. Situazione ottimizzata nella quale non è stata effettuata nessuna movimentazione dell'OLTC;
2. Situazione ottimizzata nella quale, se necessario, è possibile movimentare l'OLTC al fine di ridurre i costi sostenuti dal DSO.

Questo confronto tra situazione "OLTC NO" e "OLTC SI" verrà più volte presentato nel corso della descrizione dei test effettuati.

A seguito dell'attivazione di servizi, le tensioni massima e minima tornano entro i limiti imposti inizialmente. Nella simulazione di cui al punto 2, si può vedere come si faccia uso dell'OLTC al fine di ridurre la quantità di servizi attivati. Durante le ore centrali della giornata, caratterizzate da un surplus di generazione che tende ad alzare eccessivamente le tensioni, il TAP del trasformatore viene portato a +1, andando così a ridurre le tensioni dell'1.5%. Durante le ore serali, invece, le quali sono caratterizzate da una preponderanza di carico, la tensione tende a scendere eccessivamente in alcuni nodi BT, per cui si rende necessario portare il TAP a +1, alzando le tensioni dell'1.5%.

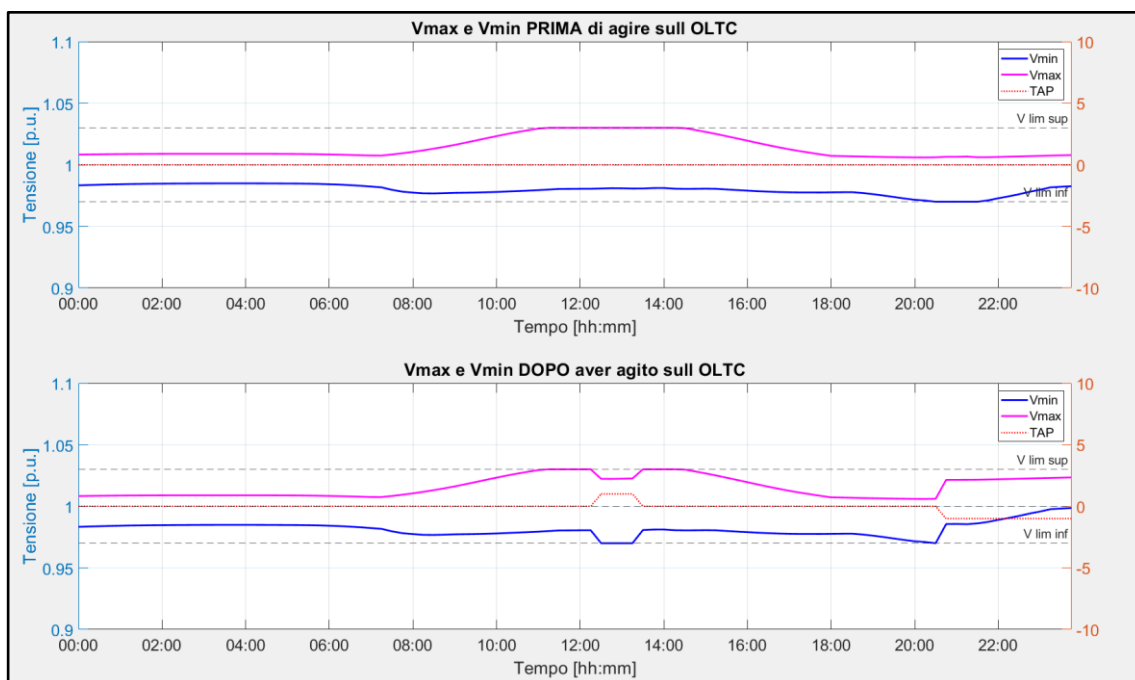


Figura [23] Andamento di tensione massima e minima a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

In Figura [24] si vuole invece riportare l'andamento di servizi attivati a livello quartorario. È evidente come il sistema di ottimizzazione prediliga l'attivazione di servizi in potenza reattiva, in quanto questi hanno un costo inferiore rispetto ai servizi in potenza attiva. Nella risoluzione di criticità di tensione, però, si possono presentare, come in questo caso, delle situazioni per le quali l'attivazione di servizi a scendere in P (il cui costo è maggiore ma comunque confrontabile con quello del servizio a scendere in Q) consenta di evitare l'attivazione di una cospicua quantità di servizi a scendere in Q. In ogni caso, analizzando le due situazioni si può assumere quanto di seguito riportato.

OLTC NO

- Durante le ore centrali della giornata, si rende necessaria l'attivazione di servizi a scendere al fine di limitare la generazione fotovoltaica.
- Durante le ore serali, si rende necessaria l'attivazione di servizi a salire al fine di limitare l'eccesso di carico che tende ad abbassare eccessivamente le tensioni in alcuni nodi. Si predilige l'utilizzo di servizi a salire in Q in quanto economicamente vantaggiosi per il DSO rispetto ai servizi a salire in P.

OLTC SI

- Durante le ore centrali della giornata, fino a quando non viene movimentato l'OLTC, la situazione rimane quella definita nella sezione precedente. Quando viene variato il TAP, invece, la tensione massima viene abbassata portandola entro il limite previsto. Così facendo, però, anche la tensione minima viene abbassata, andando ad oltrepassare la soglia inferiore. Si rende quindi necessaria l'attivazione di servizi a salire. Complessivamente, questo tipo di soluzione risulta essere meno dispendiosa per il DSO rispetto a quella che non prevede l'utilizzo del variatore sotto carico.
- Durante le ore serali, l'OLTC contribuisce ad alzare le tensioni della rete, consentendo di attivare una minor quantità di servizi a salire.

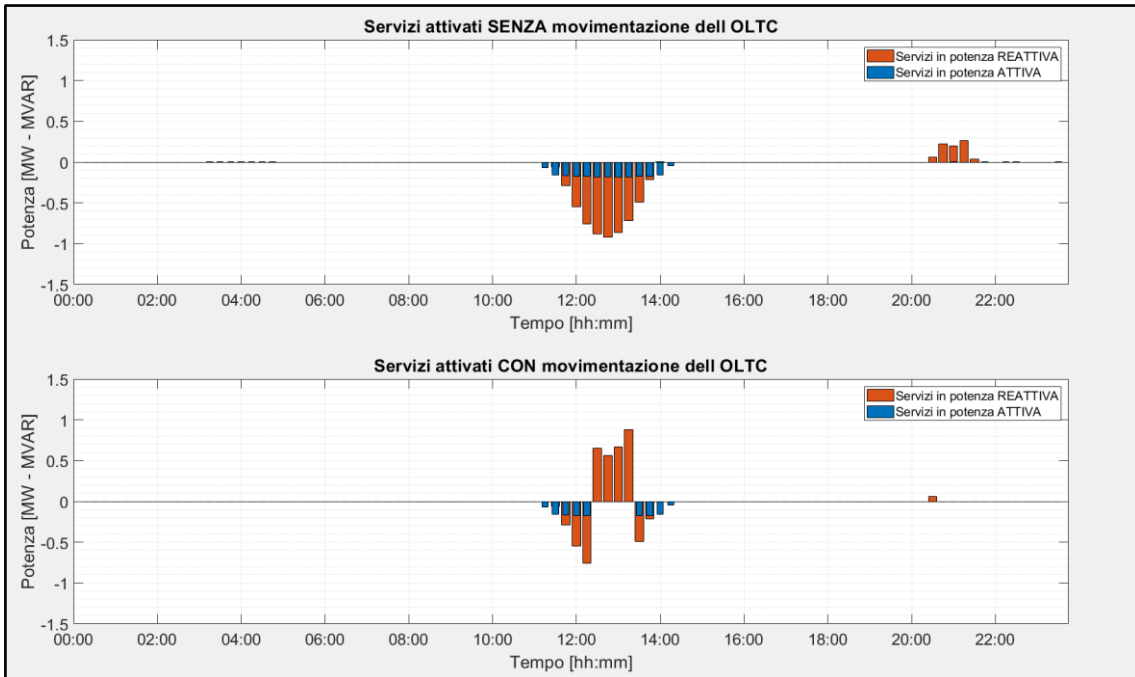


Figura [24] Andamento dei servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

Il seguente grafico, riportato in Figura [25], vuole mettere in evidenza l'azione migliorativa che apporta l'utilizzo dell'OLTC in termini di costi complessivamente sostenuti da parte del DSO al fine di risolvere le criticità di rete.

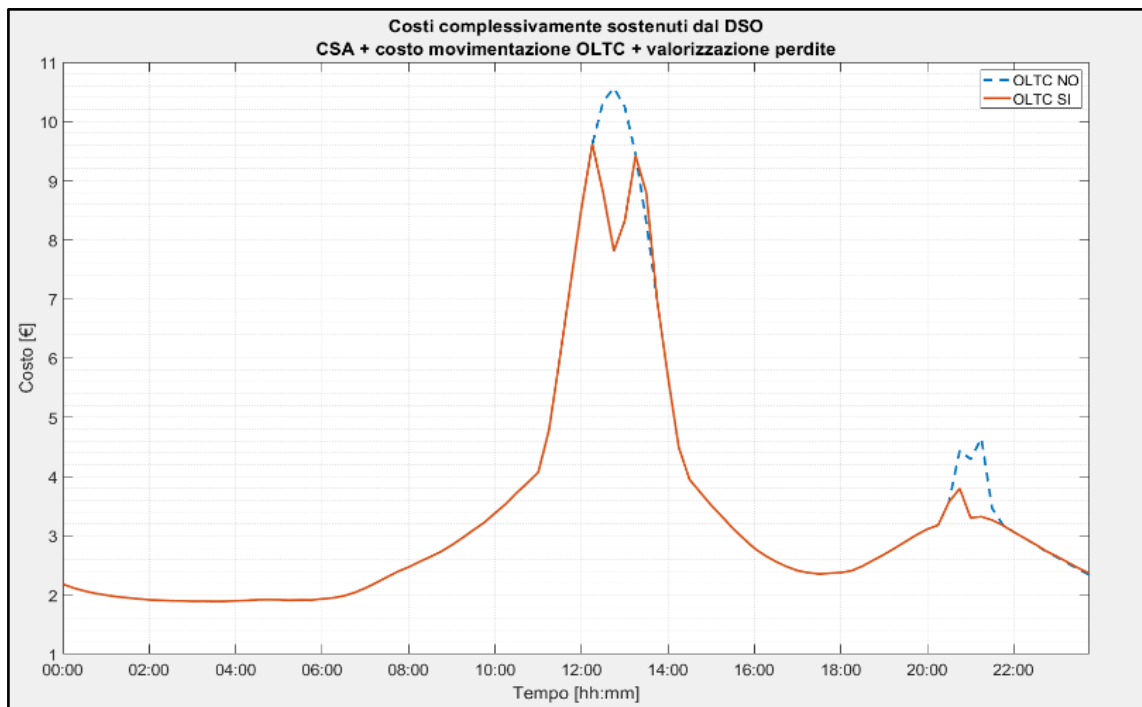


Figura [25] Andamento dei costi sostenuti dal DSO a seguito del processo di ottimizzazione.

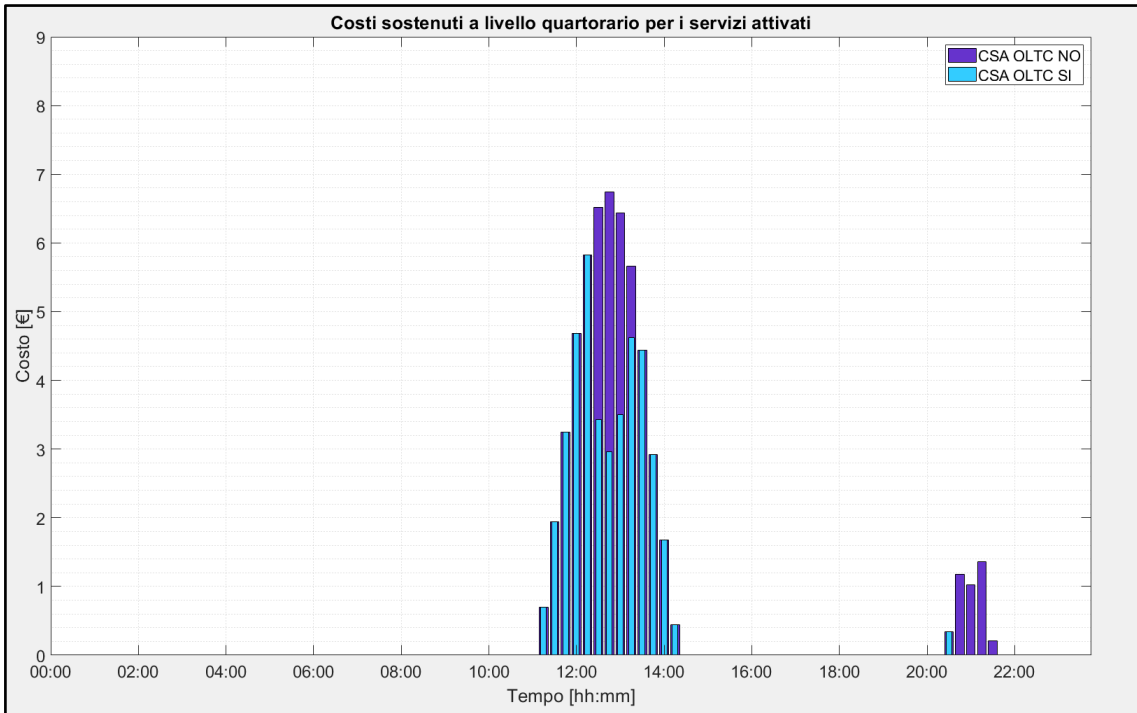


Figura [26] Andamento del costo associato ai soli servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione.

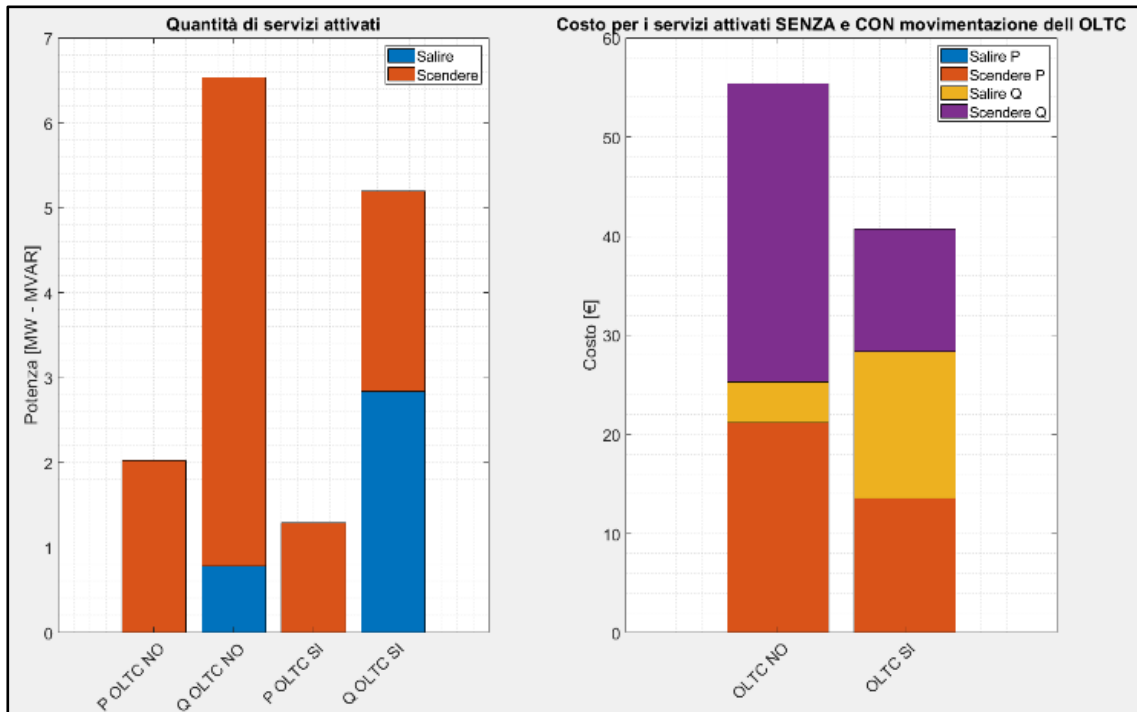


Figura [27] Grafico cumulativo dei servizi complessivamente attivati (sx) e grafico cumulativo dei costi ad essi associati (dx).

Tra i nodi presenti, il 1098 è l'unico che oltre a presentare una criticità (sovratensione) è anche flessibile. Può quindi essere opportuno andare a graficare l'andamento dei servizi mossi proprio da questo bus. Si vuole mettere in evidenza che il nodo in questione sottende un aggregato nel quale è presente una serie di generatori fotovoltaici, ed è quindi particolarmente attivo.

OTLC NO

Durante le ore centrali della giornata viene completamente tagliata la generazione, attivando tutti i servizi a scendere in P e Q disponibili. Ciò accade non perché tutti questi servizi servano esclusivamente al nodo in questione, ma perché, essendoci pochi nodi flessibili, il bus 1098 agisce cercando di apportare un beneficio globale al feeder interessato.

OTLC SI

L'azione è la stessa, ma grazie alla movimentazione dell'OLTC ci sono degli intervalli quartorari in cui viene azzerata la quantità di servizi attivati, andando così a ridurre i costi che il DSO deve sostenere.

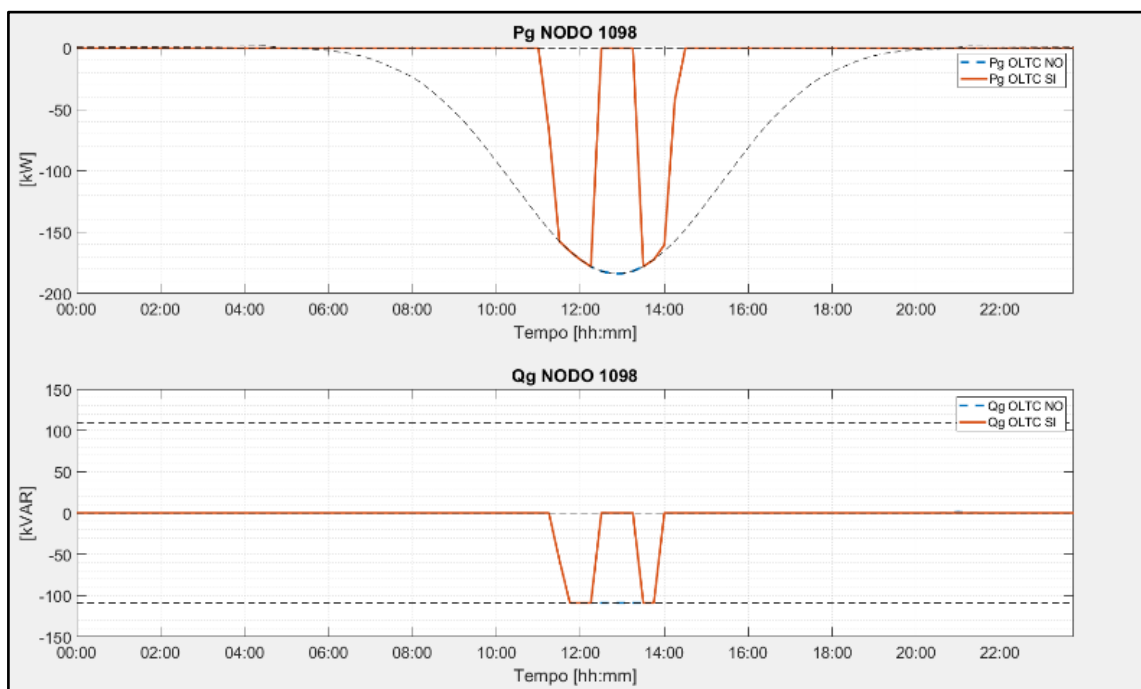


Figura [28] Andamento dei servizi attivati dal nodo 1098 a seguito del processo di ottimizzazione, senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

4.2.2 TEST 2-10

In questo scenario si è voluto analizzare una situazione nella quale si presentassero non solo delle leggere criticità in termini di sfioramento dei limiti di tensione ammessi ma anche delle congestioni su alcune linee. I principali dati in input vengono riportati nella tabella che segue.

Tabella [22] Sintesi dei valori forniti ai parametri in input. Tra parentesi il costo realmente sostenuto dal DSO.

Parametro in input	Valore fornito	Unità di misura
V Lim sup	1.03	p.u.
V Lim inf	0.97	p.u.
overGEN	0.95	-
overLOAD	1.65	-
Costo TAP	0.5	€
Prezzo P SALDO	PUN	€
Prezzo Q SALDO	0	€
Prezzo P FLEX SC	-0.8PUN (0.2PUN)	€
Prezzo P FLEX SA	2.1PUN (1.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SC	0.1PUN (0.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SA	0.1PUN (0.1PUN)	€

Come si potrà vedere dai grafici che seguiranno, rispetto al TEST 1-10, le curve di carico e generazione imposte sono state maggiorate di un fattore 1.2 circa. In questo modo, oltre alla presenza di criticità di sovra e sotto-tensione di entità maggiore rispetto al caso precedente, si è creata una congestione nella linea che unisce il nodo 1199 al nodo 1200. Il ramo in questione rappresenta un trasformatore da 250 kVA che alimenta un aggregato di utenti in BT complessivamente passivi. Si vuole mettere in evidenza che il nodo 1200, nel caso simulato, non aderisce al mercato della flessibilità e non ha quindi la capacità di modulare in alcun modo la sua curva di carico.

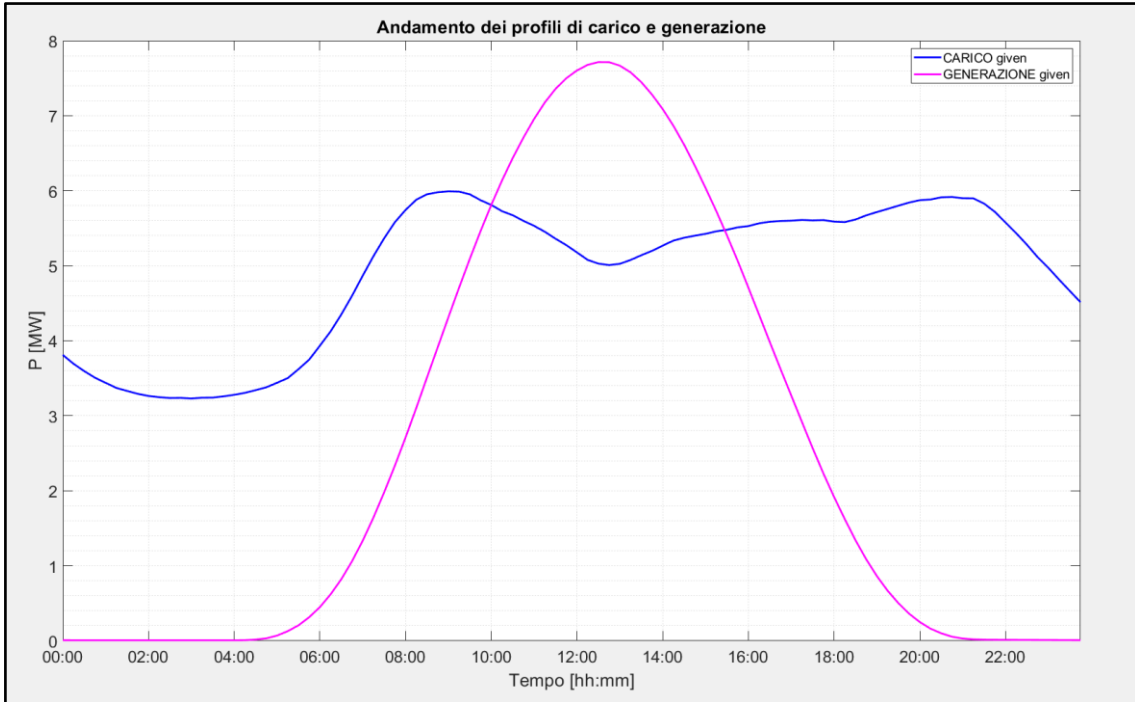


Figura [29] Andamento di carico e generazione ricavati dalle curve di carico fornite in input.

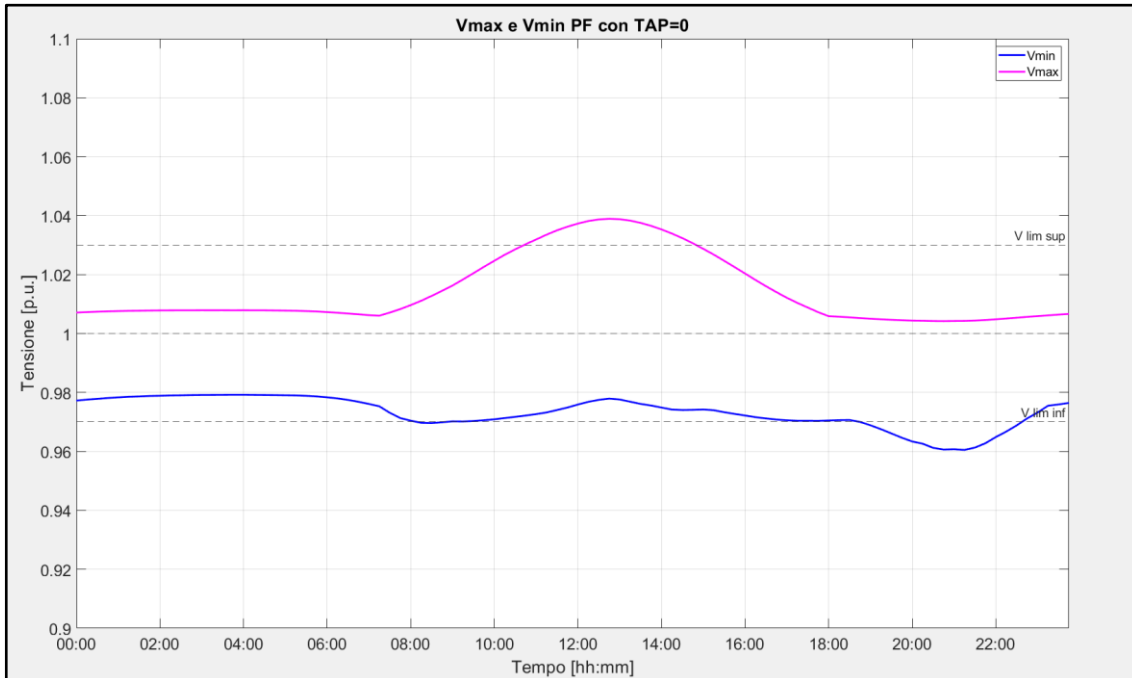


Figura [30] Andamento di tensione massima e minima rilevata tra tutti i nodi presenti in ciascun intervallo quartorario.

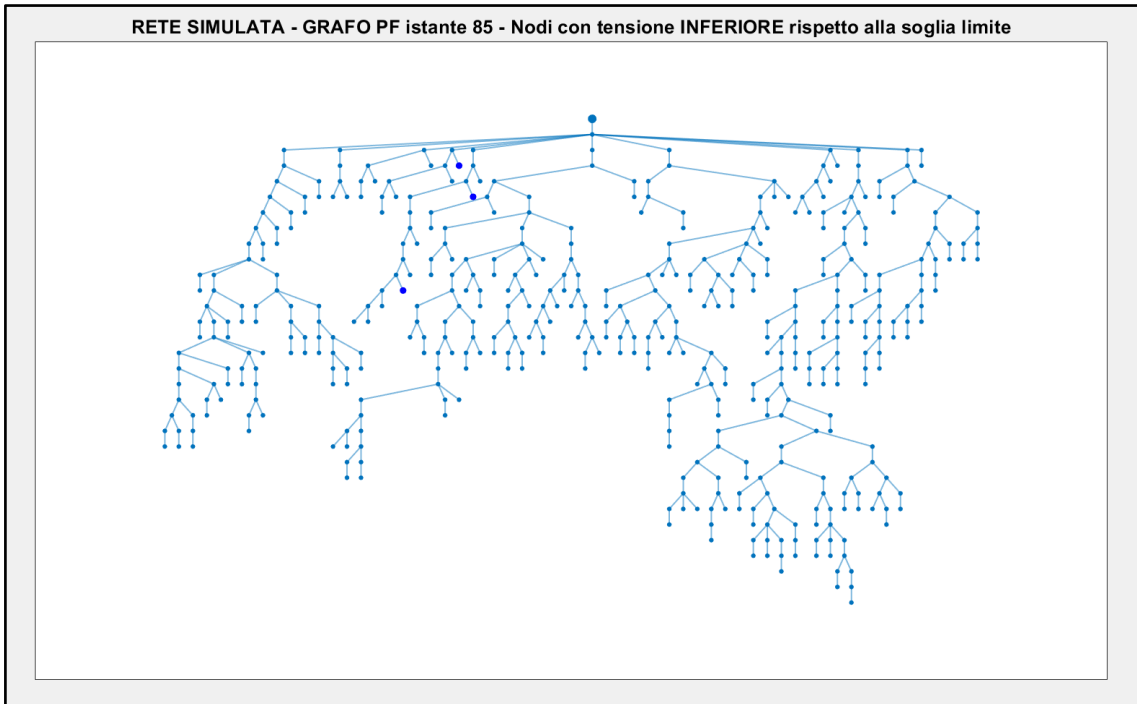


Figura [31] Grafo della rete analizzata nel quale vengono evidenziati blu i nodi caratterizzati da tensioni inferiori rispetto alla soglia limite prevista.

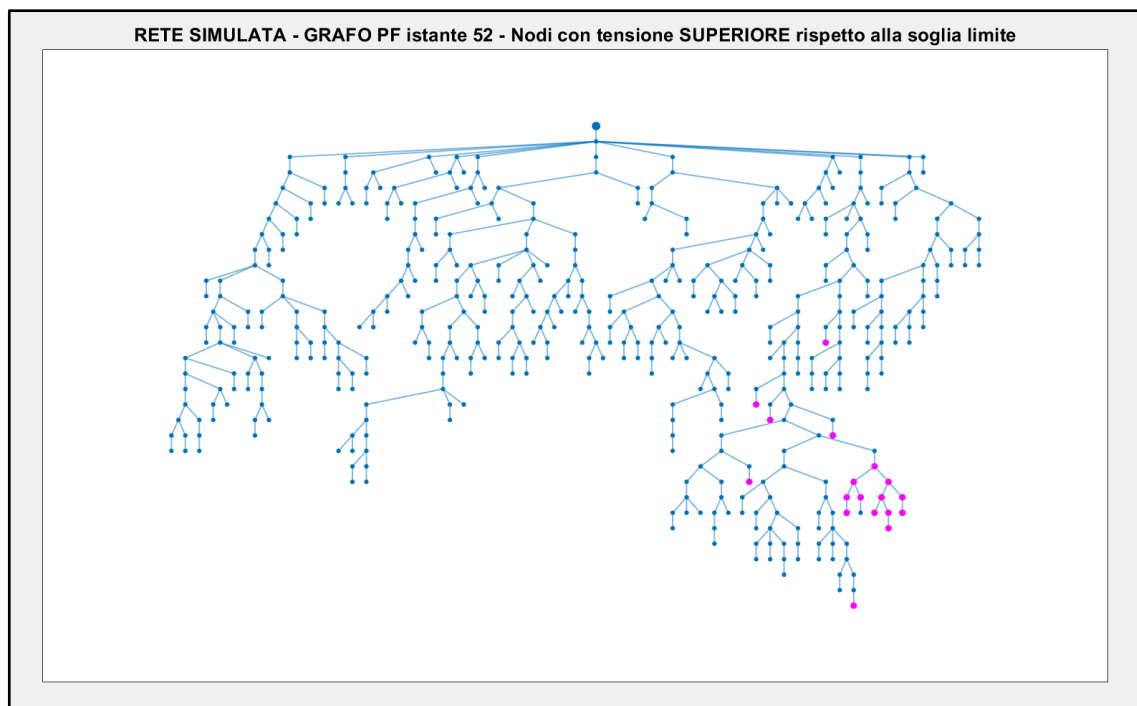


Figura [32] Grafo della rete analizzata nel quale vengono evidenziati fucsia i nodi caratterizzati da tensioni superiori rispetto alla soglia limite prevista.

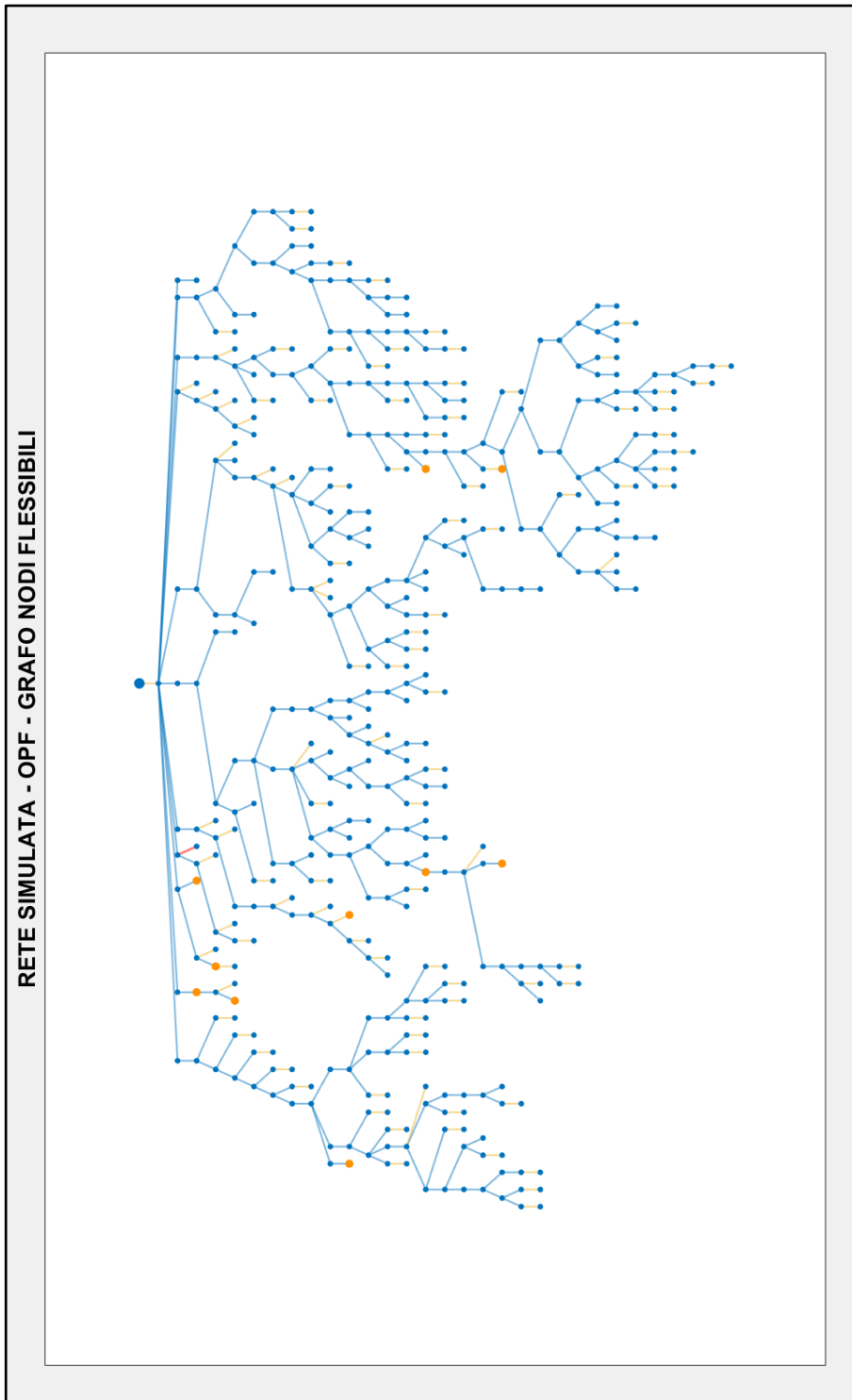


Figura [33] Grafo della rete analizzata nel quale vengono evidenziate in rosso le linee congestionate. In questo caso l'unica linea interessata da congestione è la 1199-1200.

Nel grafico riportato in Figura [34] viene nuovamente presentato l'andamento di tensione massima e minima a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con la possibilità di utilizzare l'OLTC.

In questa simulazione vengono a presentarsi tre situazioni che meritano di essere approfondite:

1. Come si può vedere dagli andamenti di tensione ottenuti tramite PF, tra le ore 8:00 e le ore 9:00, viene a presentarsi una lieve criticità di sotto-tensione. Non sussistono invece problemi di sovra-tensione in quanto le tensioni massime, negli istanti interessati, sono ampiamente entro il range ammesso. In questa circostanza le azioni correttive potrebbero essere di due tipi: attivazione di servizi a salire o abbassamento di una tacca dell'OLTC. L'ottimizzatore sceglie questa seconda soluzione, non tanto perché economicamente conveniente ma piuttosto perché non ha la possibilità di intervenire sui nodi più critici, in quanto non flessibili.
2. Durante le ore centrali della giornata, il sistema riesce ancora a garantire il soddisfacimento dei vincoli di tensione attivando servizi a scendere nei nodi flessibili localizzati nei feeder caratterizzati da preponderanza di utenti attivi.
3. Durante le ore serali, l'ingente prelievo fa sì che si creino sia criticità di sotto-tensione che congestioni del trasformatore che alimenta il nodo 1200. Ricordando che il nodo in questione non è flessibile, si può vedere come ci sia un tentativo, da parte dello strumento, di diminuire le correnti alzando le tensioni. Così facendo, si cerca di limitare le perdite che interessano il ramo in questione. Il tentativo risulta però vano e il sistema non è in grado di garantire convergenza, ossia i vincoli imposti non possono in alcun modo essere rispettati.

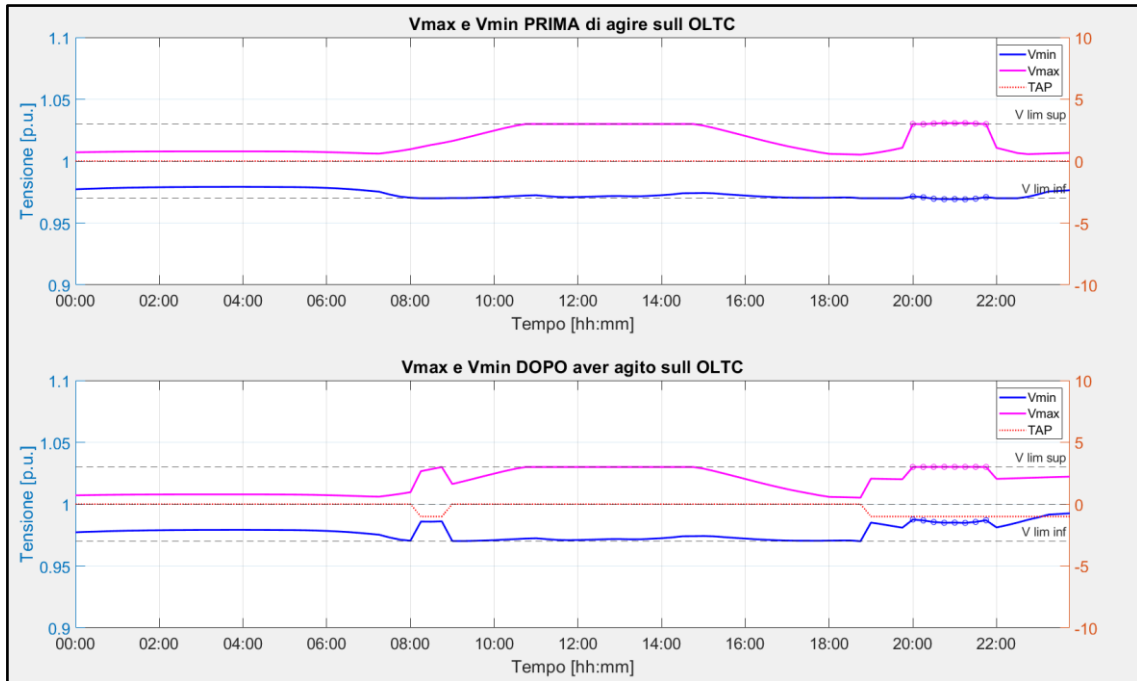


Figura [34] Andamento di tensione massima e minima a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC. In entrambi i casi, durante le ore serali della giornata, l'ottimizzatore non riesce a raggiungere convergenza, non potendo così garantire il soddisfacimento dei vincoli imposti. Gli istanti di non convergenza vengono segnalati dai pallini.

4.2.3 Considerazioni

Proprio come desiderato, l'OLTC viene attivato dall'ottimizzatore solo in quelle circostanze nelle quali il suo intervento possa garantire al DSO un risparmio sul quantitativo di risorse di flessibilità attivate.

In TEST 1-10, data la lieve entità delle criticità di tensione e la completa assenza di criticità di congestionamento delle linee, nonostante vi siano pochi nodi flessibili dislocati all'interno della rete simulata, l'ottimizzatore riesce comunque ad agire tramite l'attivazione di risorse che garantiscono il soddisfacimento dei vincoli imposti. Non essendo i nodi flessibili localizzati necessariamente in prossimità dei nodi critici, risulta spesso necessaria l'attivazione di una importante quantità di servizi.

In TEST 2-10 si presenta un chiaro esempio di mercato ad insufficiente liquidità per risolvere il problema di rete. Poiché una congestione può sostanzialmente essere risolta esclusivamente agendo sugli utenti a valle di essa, se non ci sono offerte di flessibilità in tale sub-area il problema non è risolvibile con questo approccio. La risoluzione della congestione sarebbe possibile esclusivamente potenziando la linea o, come in questo caso, il trasformatore.

4.3 Flessibilità su tutti i nodi associati a curve di carico

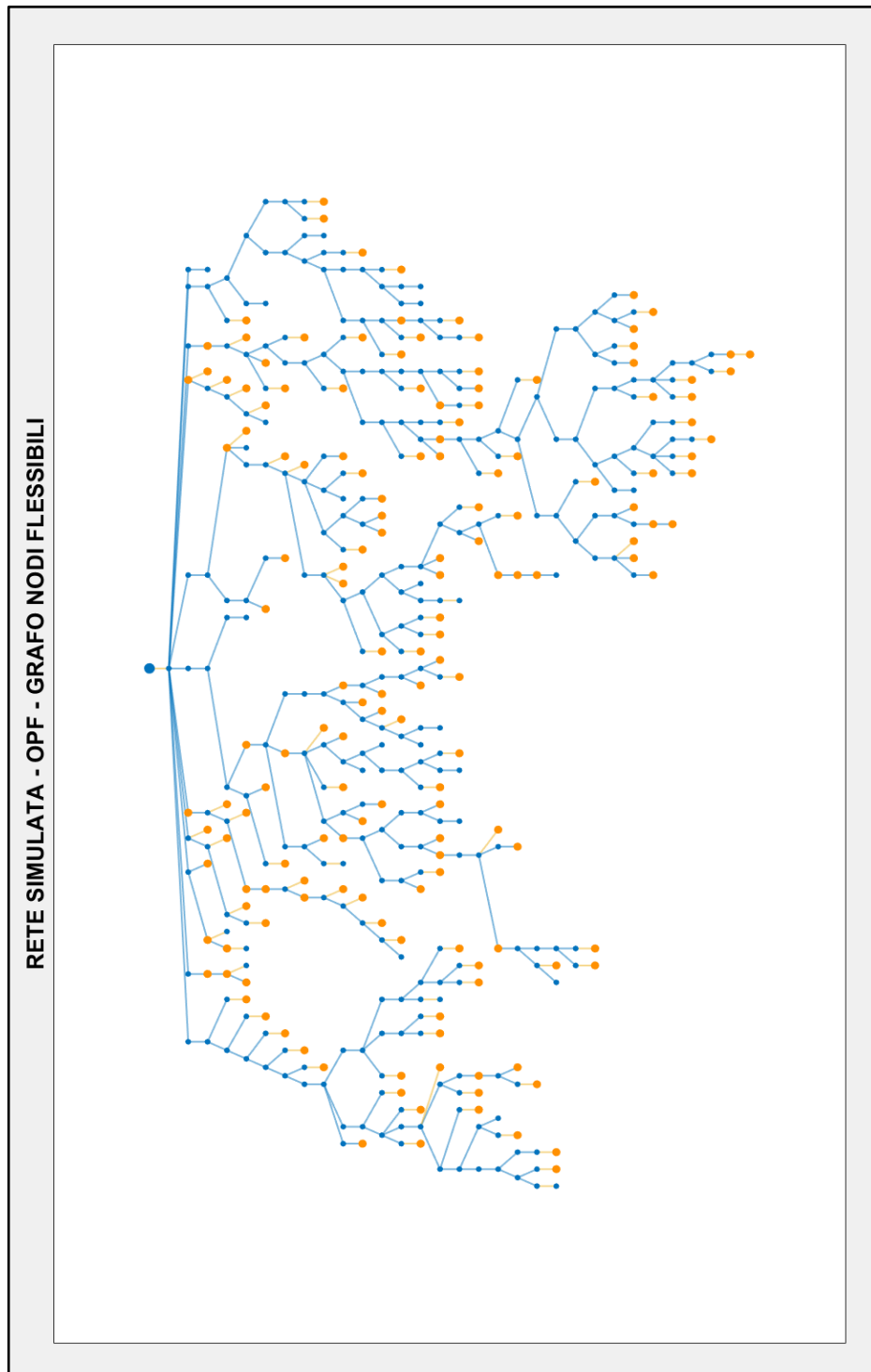


Figura [35] Grafo della rete analizzata nel quale vengono evidenziati in arancione i 160 nodi che possono partecipare al mercato della flessibilità.

4.3.1 TEST 1-160

In questa simulazione è stato replicato quanto eseguito in TEST 1-10, allo scopo di confrontare due situazioni analoghe in cui però ci sia una sostanziale differenza nel quantitativo di risorse di flessibilità rese disponibili.

Tabella [23] Sintesi dei valori forniti ai parametri in input. Tra parentesi il costo realmente sostenuto dal DSO.

Parametro in input	Valore fornito	Unità di misura
Lim V sup	1.03	p.u.
Lim V inf	0.97	p.u.
overGEN	0.8	-
overLOAD	1.4	-
Costo TAP	0.5	€
Prezzo P SALDO	PUN	€
Prezzo Q SALDO	0	€
Prezzo P FLEX SC	-0.8PUN (0.2PUN)	€
Prezzo P FLEX SA	2.1PUN (1.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SC	0.1PUN (0.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SA	0.1PUN (0.1PUN)	€

Sarà quindi utile confrontare i risultati ottenuti in questa simulazione con quelli ottenuti in TEST 1-10. Come si vedrà di seguito, alcuni grafici sono stati volutamente creati due volte: la prima mantenendo la scala utilizzata nel precedente test e la seconda, invece, adattando la scala alla presente situazione. Questo per rendere più evidenti le differenze in merito ai risultati ottenuti.

In Figura [36] viene nuovamente riportato l'andamento delle tensioni massima e minima negli intervalli quartorari oggetto della simulazione. In questa circostanza, a differenza di quanto visto in TEST 1-10, non c'è alcuna necessità di movimentare l'OLTC, in quanto l'ingente volume di risorse di flessibilità presenti, omogeneamente dislocate all'interno della rete analizzata, fa sì che si possano attivare azioni mirate e poco dispendiose per il DSO. Rispetto ad una situazione nella quale nodo flessibile e area critica siano elettricamente distanti, l'azione localizzata permette, infatti, di ridurre fortemente il quantitativo di servizi attivati. Tra l'altro, come si vedrà da Figura [38] e Figura [39], oltre a non aver utilizzato l'OLTC, non si è nemmeno fatto uso di servizi in P. Le criticità di tensione sono state risolte esclusivamente tramite l'utilizzo di servizi di flessibilità in potenza reattiva, in quanto ugualmente risolutiva e al contempo meno costosa.

Il confronto tra Figura [24] e Figura [38] rende molto chiaro ed evidente quanto appena detto. In questa simulazione, infatti, si può vedere come i costi sostenuti da parte del DSO siano sostanzialmente dimezzati rispetto a quanto emerso in TEST 1-10. Tenendo conto del fatto che i costi associati alle perdite sono pressoché uguali, questo significa che il quantitativo di risorse di flessibilità attivate è quasi nullo.

Le successive figure vanno a confermare quanto appena riassunto. Il fatto di utilizzare la stessa scala utilizzata in TEST 1-10 rende evidente a colpo d'occhio la drastica riduzione in termini di servizi attivati.

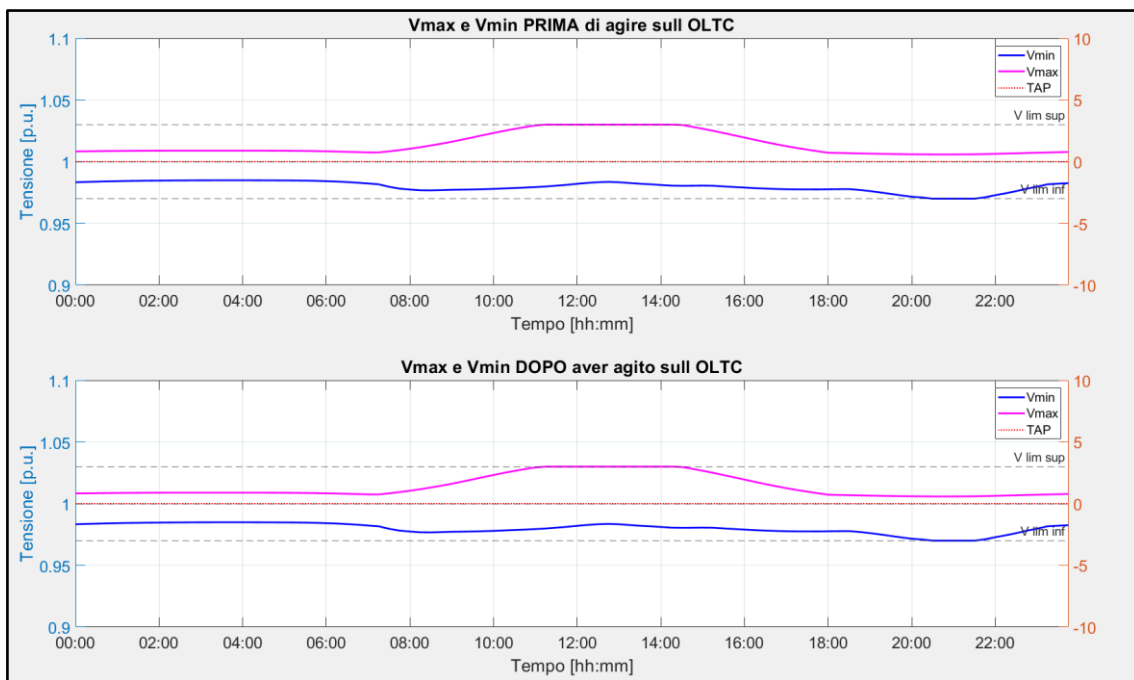


Figura [36] Andamento di tensione massima e minima a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

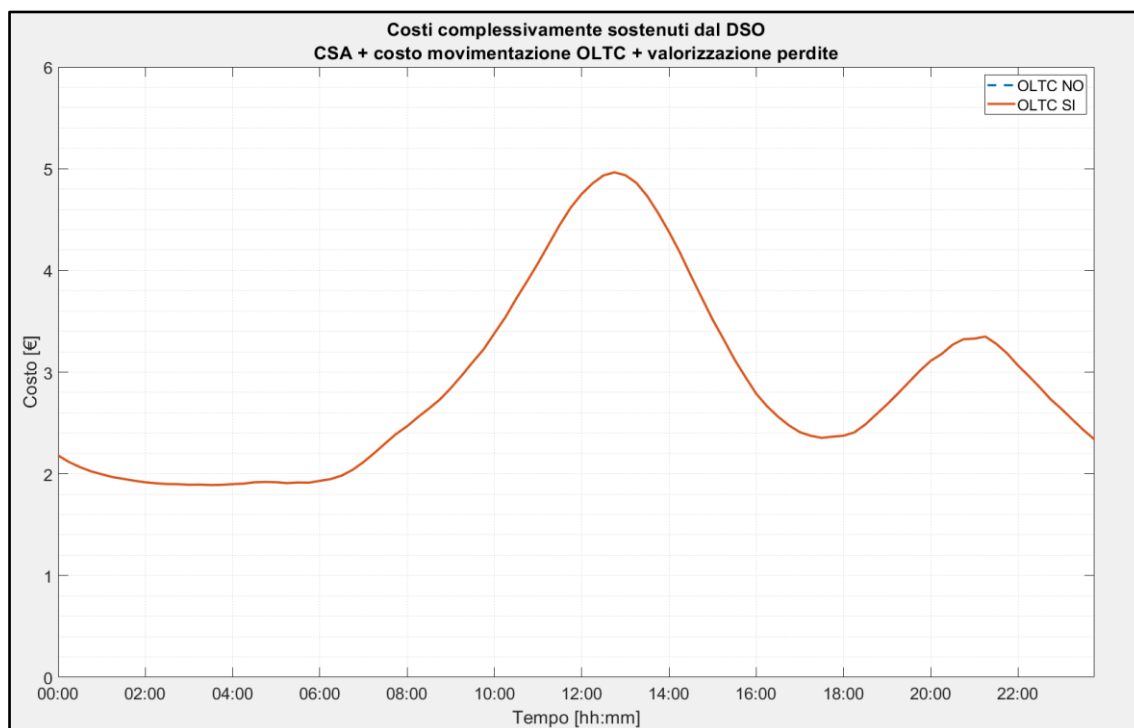


Figura [37] Andamento dei costi sostenuti dal DSO a seguito del processo di ottimizzazione.

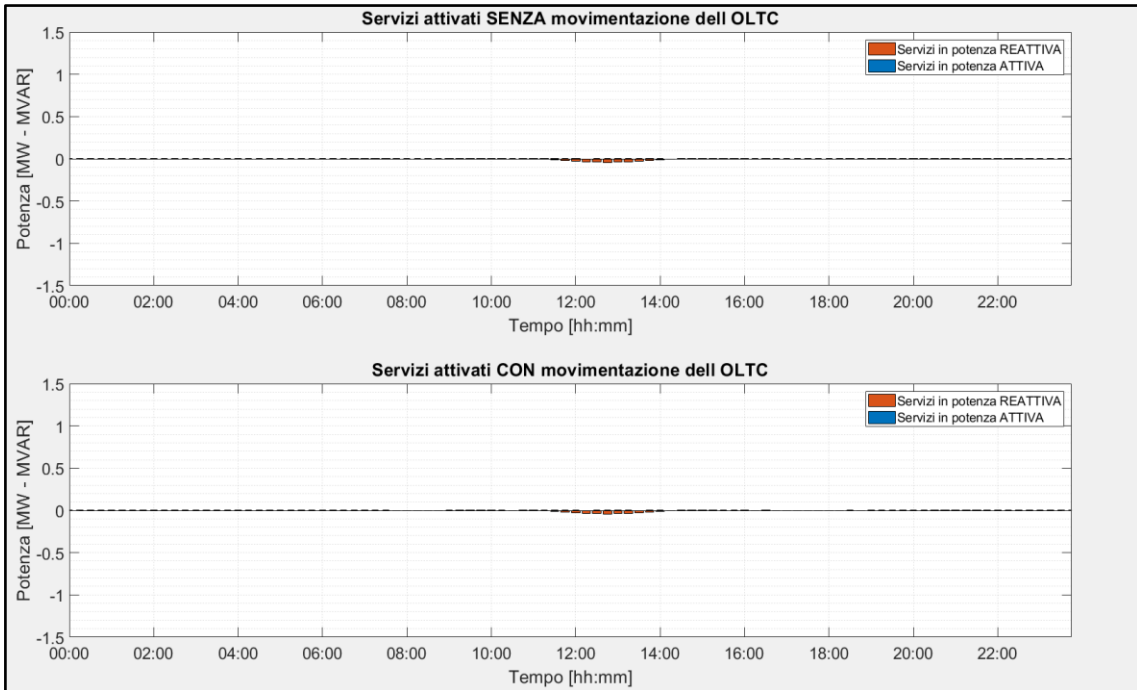


Figura [38] Andamento dei servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC. Scala come in TEST 1-10.

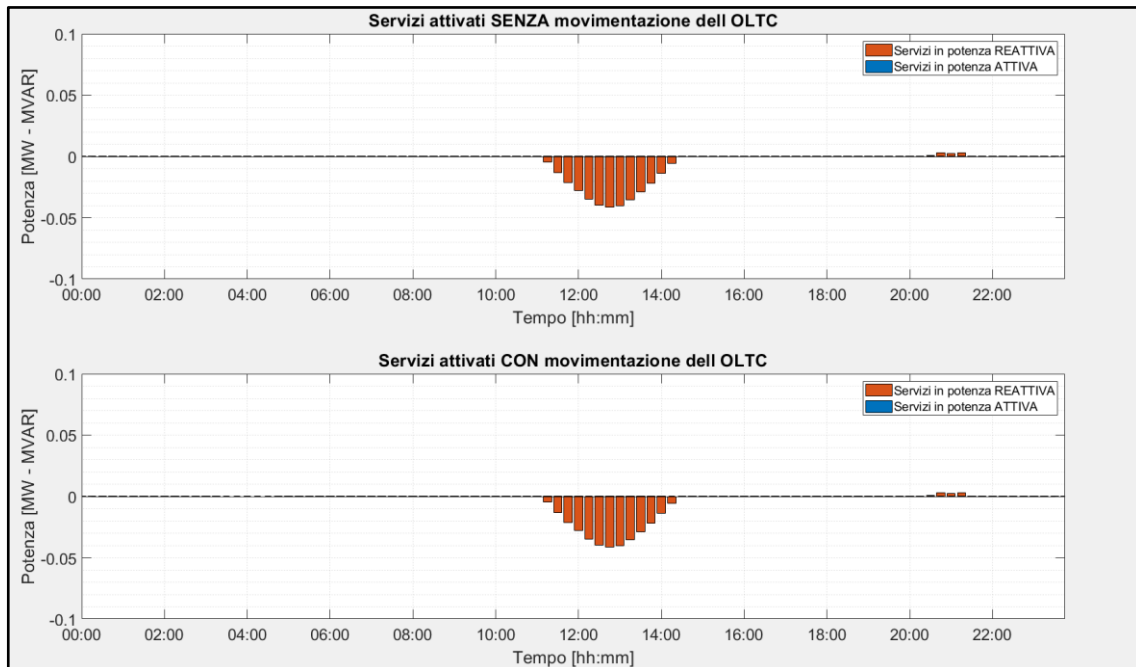


Figura [39] Andamento dei servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC. Scala adattata.

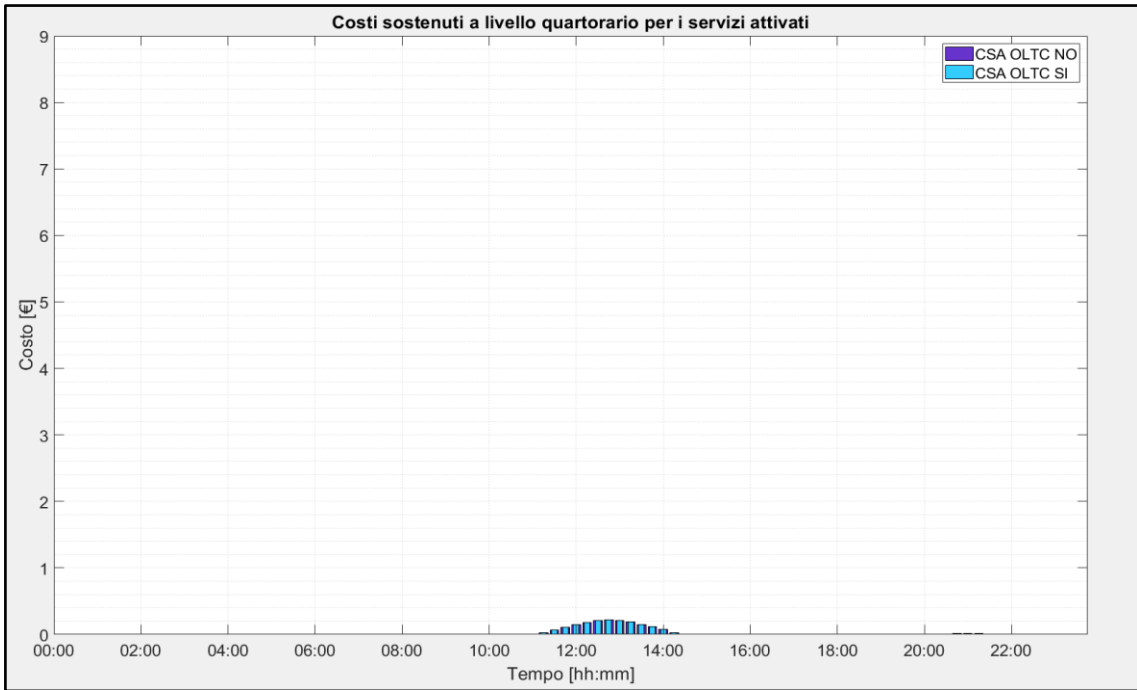


Figura [40] Andamento del costo associato ai soli servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione. Scala come in TEST 1-10.

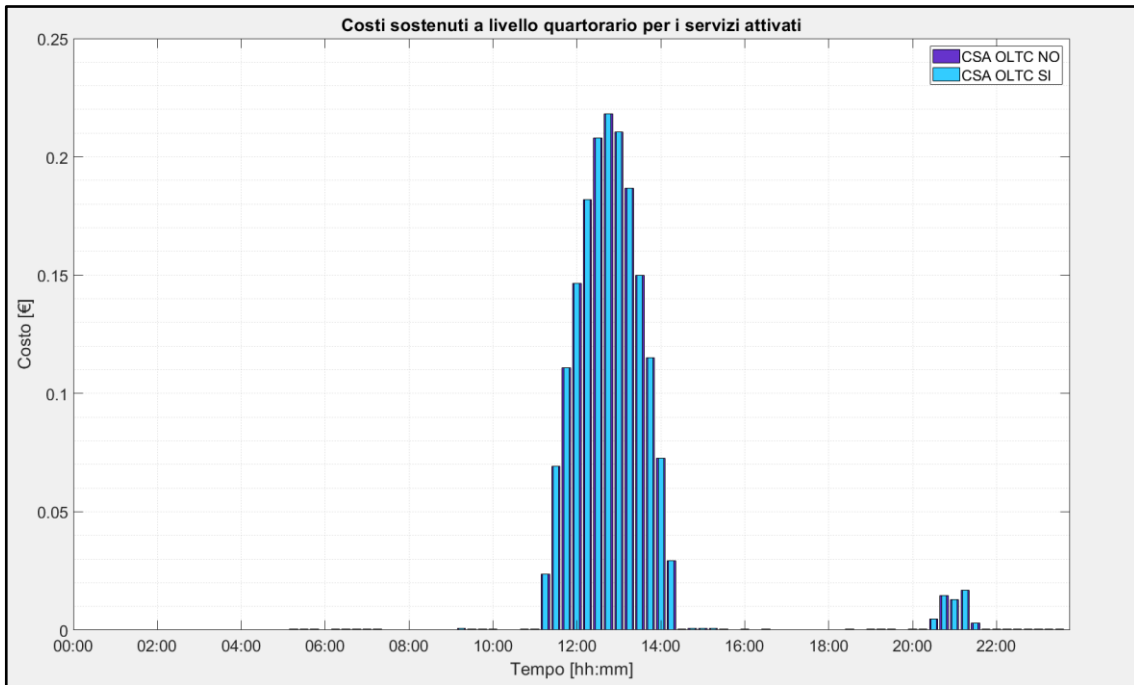


Figura [41] Andamento del costo associato ai soli servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione. Scala adattata.

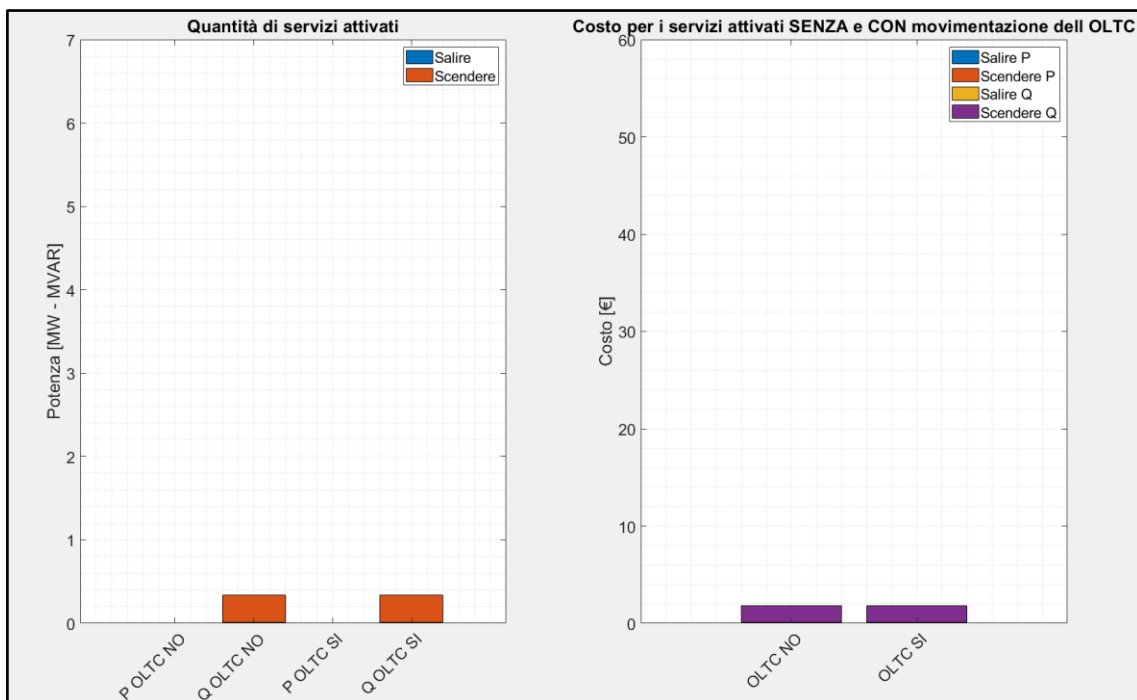


Figura [42] Grafico cumulativo dei servizi complessivamente attivati (sx) e grafico cumulativo dei costi ad essi associati (dx). Scala come in TEST 1-10.

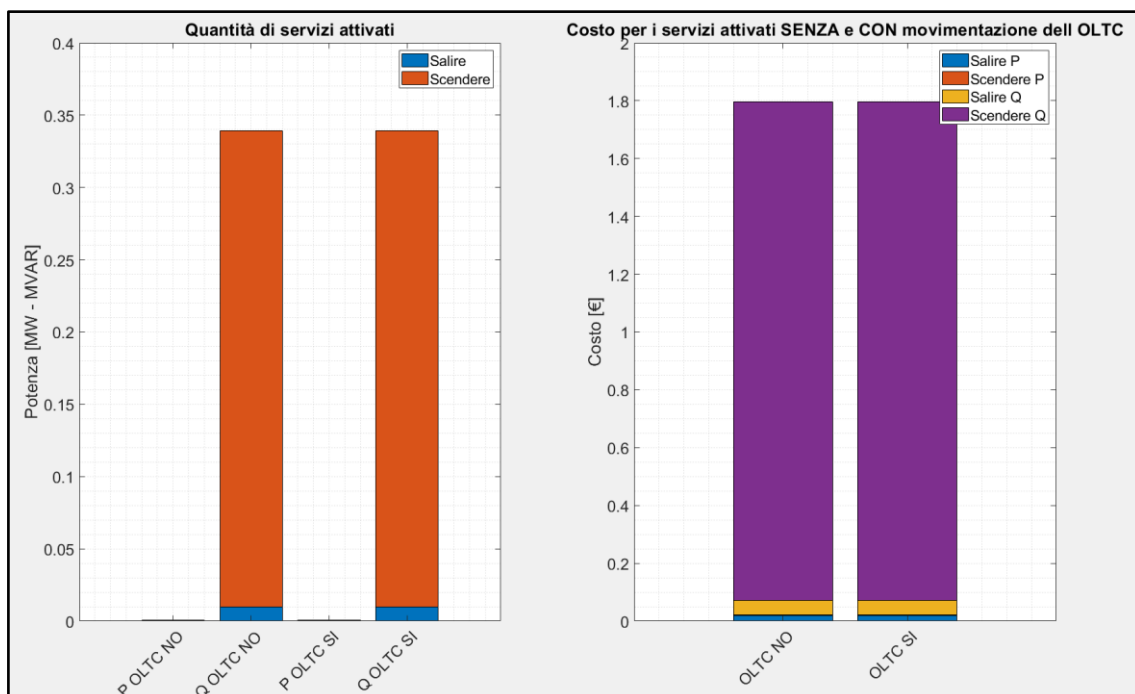


Figura [43] Grafico cumulativo dei servizi complessivamente attivati (sx) e grafico cumulativo dei costi ad essi associati (dx). Scala adattata.

4.3.2 TEST 2-160

In questa simulazione è stato replicato quanto eseguito in TEST 2-10, allo scopo di valutare se, in questa nuova situazione nella quale si dispone di molte risorse di flessibilità omogeneamente dislocate nella rete, sia possibile risolvere le criticità non risolvibili nel precedente processo di ottimizzazione.

Tabella [24] Sintesi dei valori forniti ai parametri in input. Tra parentesi il costo realmente sostenuto dal DSO.

Parametro in input	Valore fornito	Unità di misura
Lim V sup	1.03	p.u.
Lim V inf	0.97	p.u.
overGEN	0.95	-
overLOAD	1.65	-
Costo TAP	0.5	€
Prezzo P SALDO	PUN	€
Prezzo Q SALDO	0	€
Prezzo P FLEX SC	-0.8PUN (0.2PUN)	€
Prezzo P FLEX SA	2.1PUN (1.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SC	0.1PUN (0.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SA	0.1PUN (0.1PUN)	€

Come si potrà vedere nel seguito del presente paragrafo, data la partecipazione al mercato della flessibilità anche dell'aggregato di utenti connessi al nodo 1200, i quali con il loro ingente prelievo causavano il congestionamento del trasformatore che li alimentava, è ora possibile risolvere la criticità che si presentava nelle ore serali proprio richiamando all'attivazione di risorse gli utenti che sottendono al bus interessato.

In Figura [44] è stato riportato l'andamento delle tensioni massima e minima negli intervalli quortorari oggetto della simulazione. In questa circostanza, a differenza di quanto visto in TEST 2-10, non c'è alcuna necessità di movimentare l'OLTC, in quanto l'ingente volume di risorse di flessibilità presenti, omogeneamente dislocate all'interno della rete analizzata, fa sì che si possano attivare azioni mirate e poco dispendiose per il DSO. Si può inoltre apprezzare come la criticità relativa al congestionamento del trasformatore sia stata risolta, portando così a convergenza tutti i 96 intervalli quortorari che caratterizzano la giornata oggetto della simulazione. I vincoli di tensione e di ampacity imposti vengono sempre rispettati.

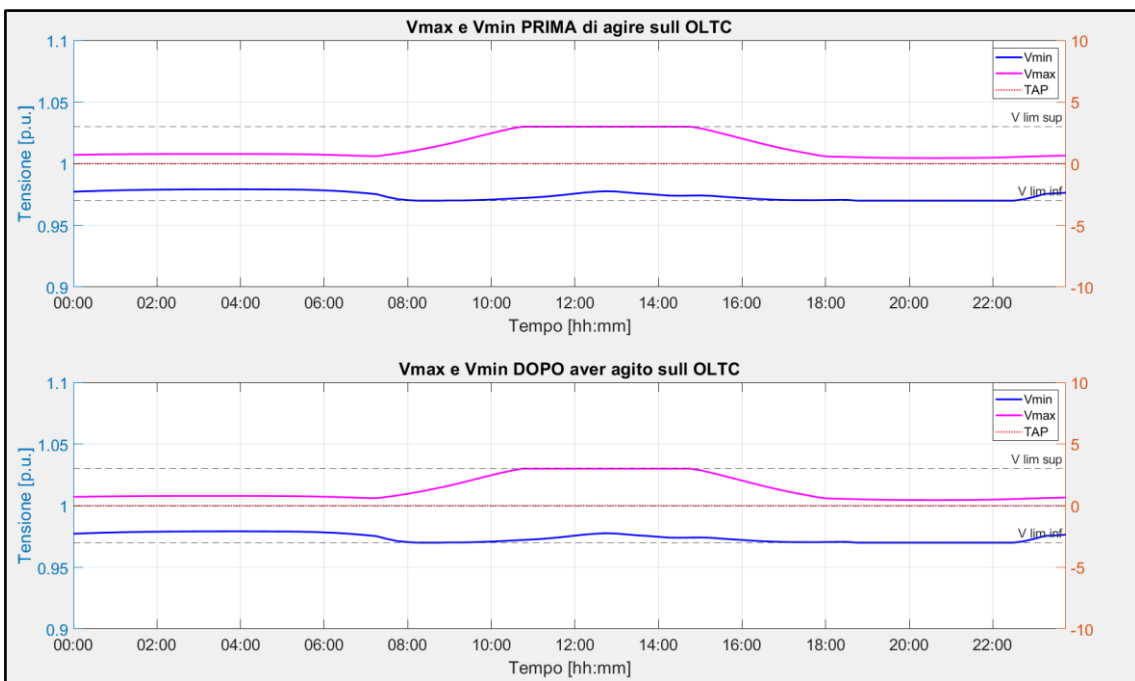


Figura [44] Andamento di tensione massima e minima a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

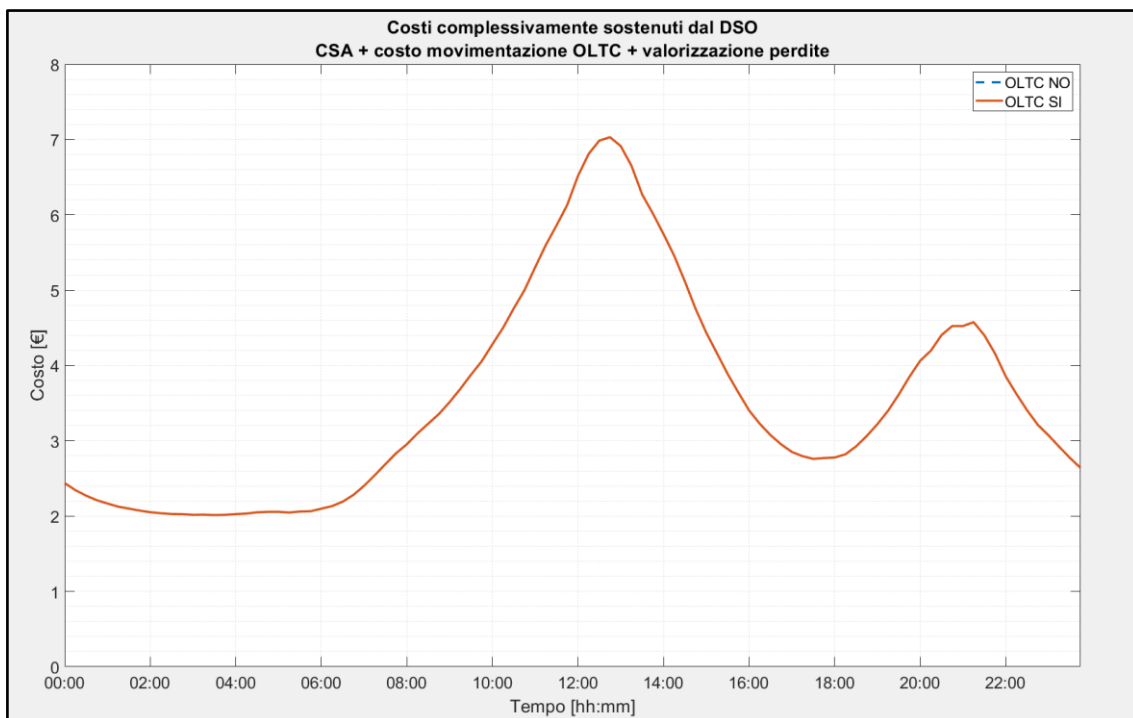


Figura [45] Andamento dei costi sostenuti dal DSO a seguito del processo di ottimizzazione.

Dall'analisi di Figura [44] si può ricavare quanto segue:

- La lieve criticità di sotto-tensione che si aveva tra le ore 8:00 e le ore 9:00 è stata risolta non più agendo sull'OLTC ma bensì attivando un quantitativo di servizi a salire talmente ridotto da non risultare visibile nel grafico.
- Le sovra-tensioni che caratterizzavano le ore centrali della giornata sono state limitate tramite l'attivazione di servizi a scendere sia in P che in Q.
- Le congestioni del trasformatore connesso al nodo 1200 e le criticità di sotto-tensione sono state risolte tramite l'attivazione di servizi a scendere in Q.

Si noti, dalle figure sotto riportate, come la quantità di risorse attivate (ed i costi ad esse associati) siano estremamente contenute se confrontate con i test effettuati con flessibilità su 10 nodi.

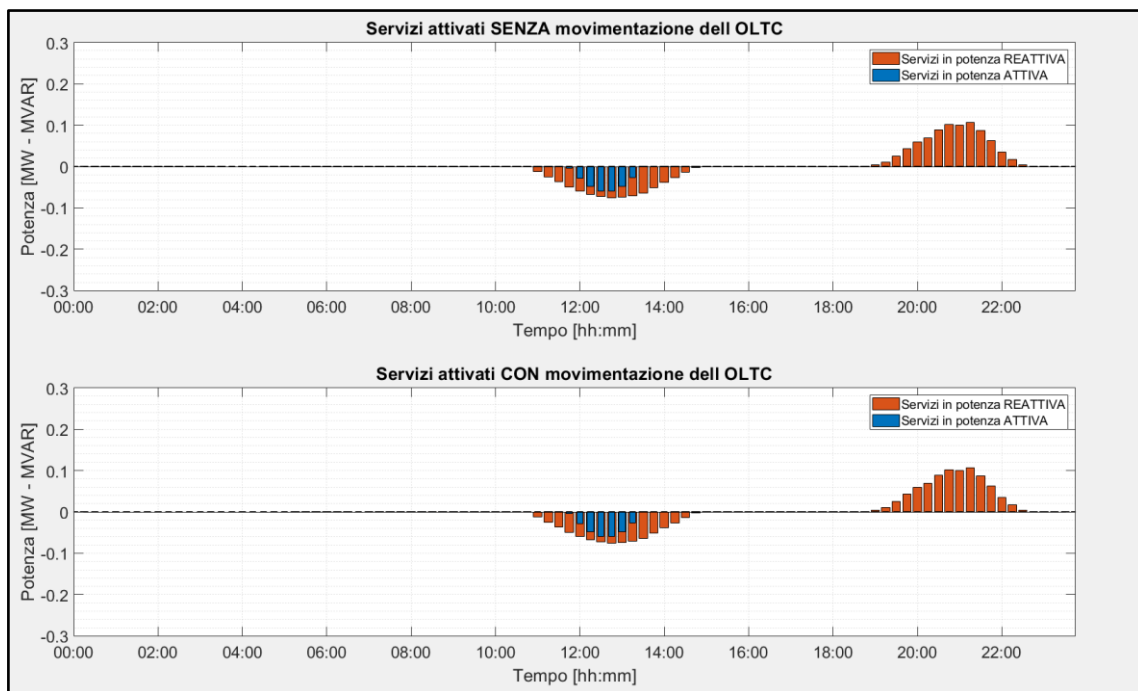


Figura [46] Andamento dei servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

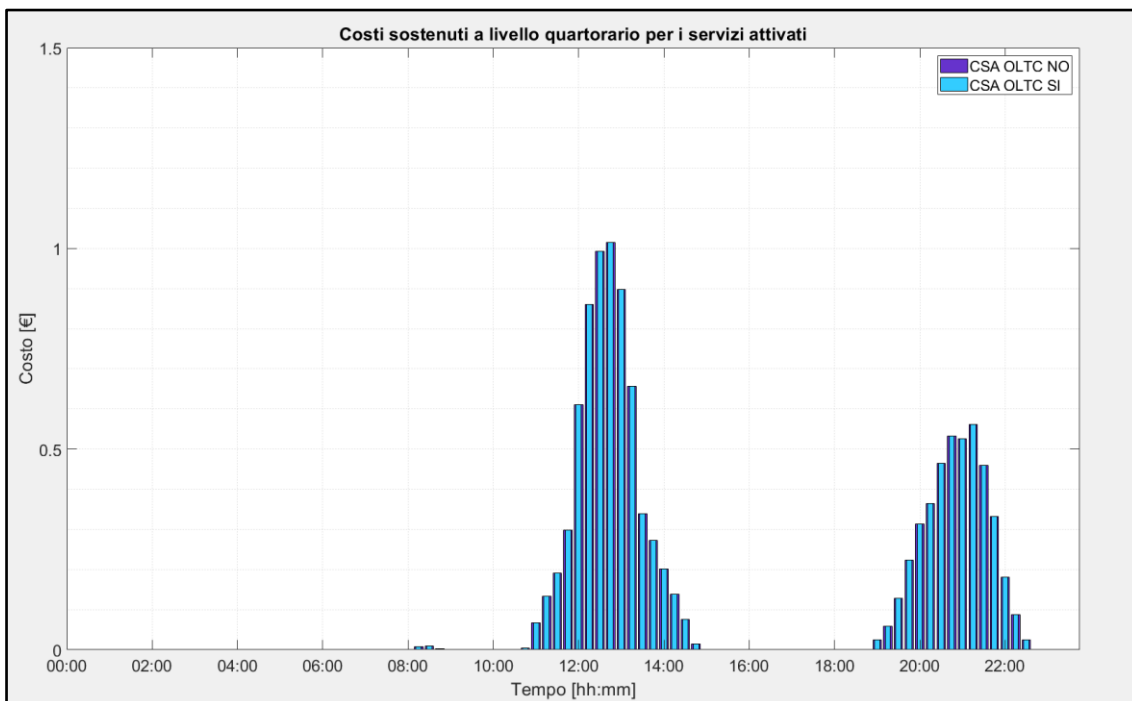


Figura [47] Andamento del costo associato ai soli servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione.

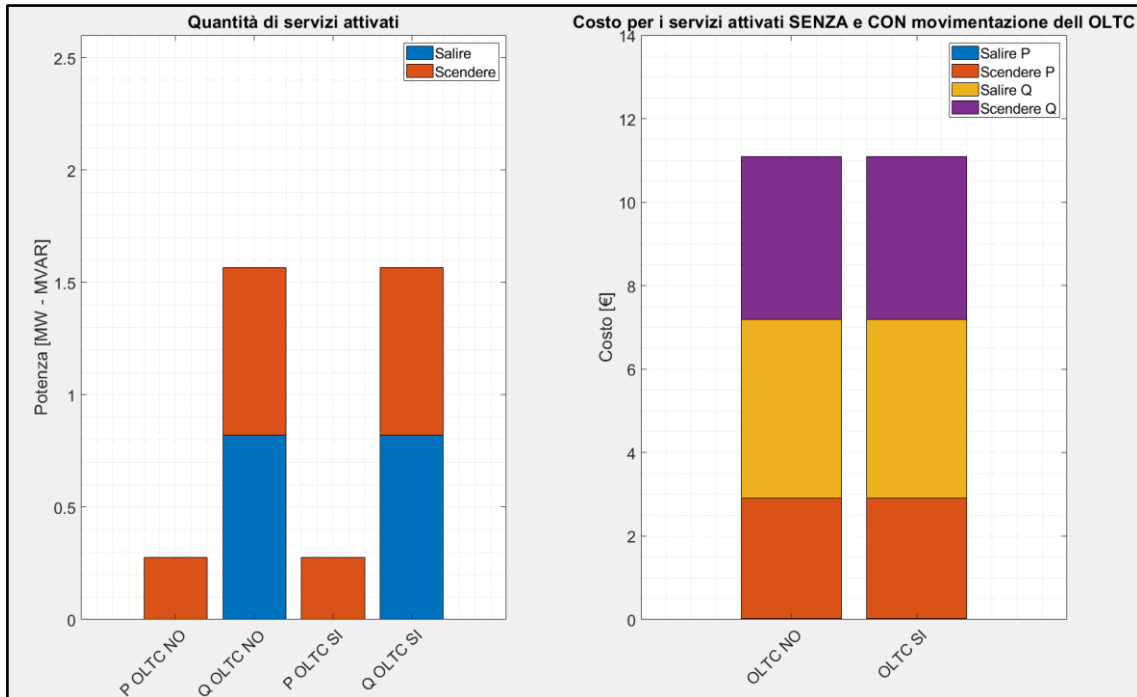


Figura [48] Grafico cumulativo dei servizi complessivamente attivati (sx) e grafico cumulativo dei costi ad essi associati (dx).

Può sicuramente essere interessante andare a valutare cosa succede al nodo 1200 e come si comporta l'aggregato di utenti connessi ad esso. Da Figura [49] si può vedere come, nel PF, la potenza apparente che interessava il trasformatore era superiore alla sua taglia nominale. L'ottimizzatore, dunque, è intervenuto cercando di limitare l'assorbimento di potenza a valle del trasformatore, attivando servizi a scendere in potenza reattiva (meno onerosi per il DSO). Così facendo, si è potuto riportare il livello di loading entro il limite ammesso, evitando il congestionamento del tratto interessato.

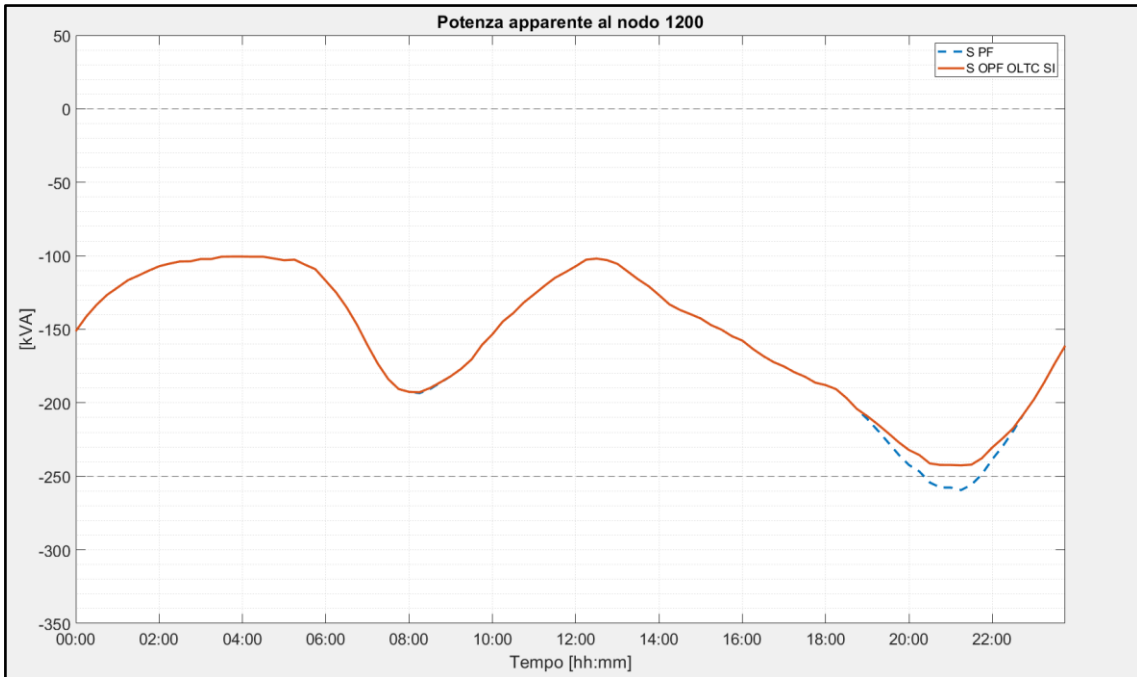


Figura [49] Andamento dalla potenza apparente prima e dopo il processo di ottimizzatore nel trasformatore connesso al nodo 1200.

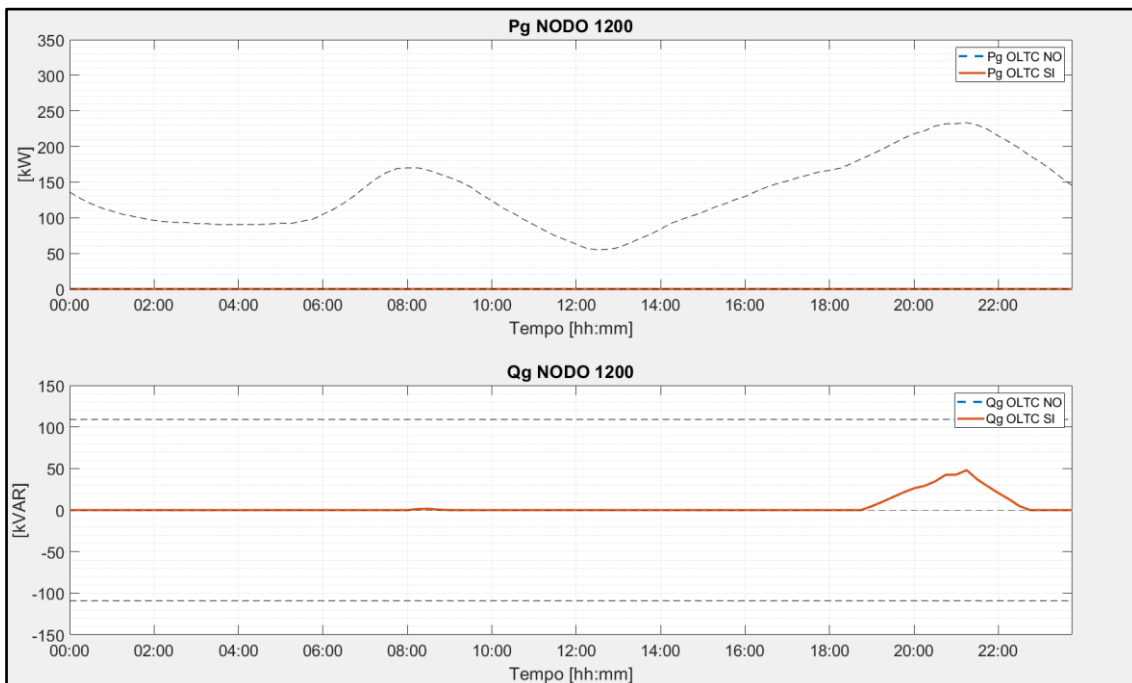


Figura [50] Servizi attivati da parte dell'aggregato di utenti connessi al suddetto trasformatore.

4.3.3 TEST 3-160

In questa simulazione si è voluto analizzare una situazione nella quale il livello di loading fosse notevolmente maggiore rispetto ai casi trattati in precedenza. Lo scopo è quello di stressare il meccanismo di ottimizzazione creato per valutarne la capacità di risolvere situazioni anche molto critiche. Nei successivi paragrafi si andrà a studiare la risposta dello strumento sulla base delle variazioni attribuite al costo dei servizi.

Tabella [25] Sintesi dei valori forniti ai parametri in input. Tra parentesi il costo realmente sostenuto dal DSO.

Parametro in input	Valore fornito	Unità di misura
Lim V sup	1.03	p.u.
Lim V inf	0.97	p.u.
overGEN	1.2	-
overLOAD	2.1	-
Costo TAP	0.5	€
Prezzo P SALDO	PUN	€
Prezzo Q SALDO	0	€
Prezzo P FLEX SC	-0.8PUN (0.2PUN)	€
Prezzo P FLEX SA	2.1PUN (1.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SC	0.1PUN (0.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SA	0.1PUN (0.1PUN)	€

Da Figura [51] e Figura [52] si può notare come i profili di carico e generazione siano particolarmente elevati e tali da generare situazioni di sotto-tensione pressoché costanti, unitamente ad una importante sovra-tensione nelle ore centrali della giornata, dovuta al surplus di generazione.

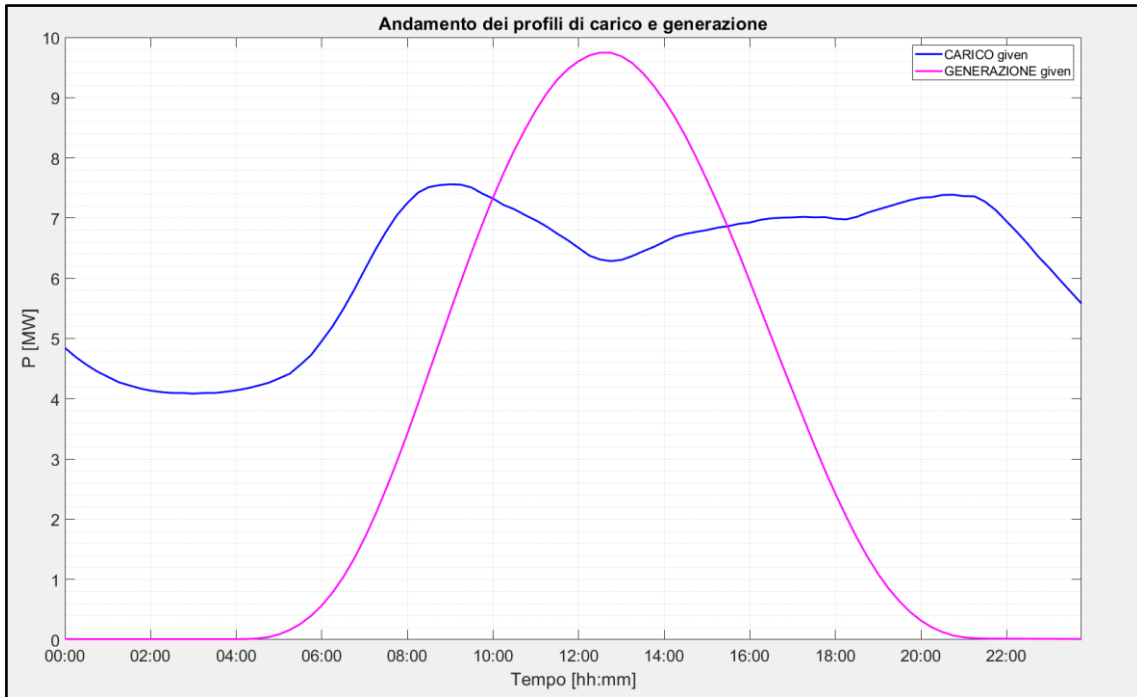


Figura [51] Andamento di carico e generazione ricavati dalle curve di carico fornite in input.

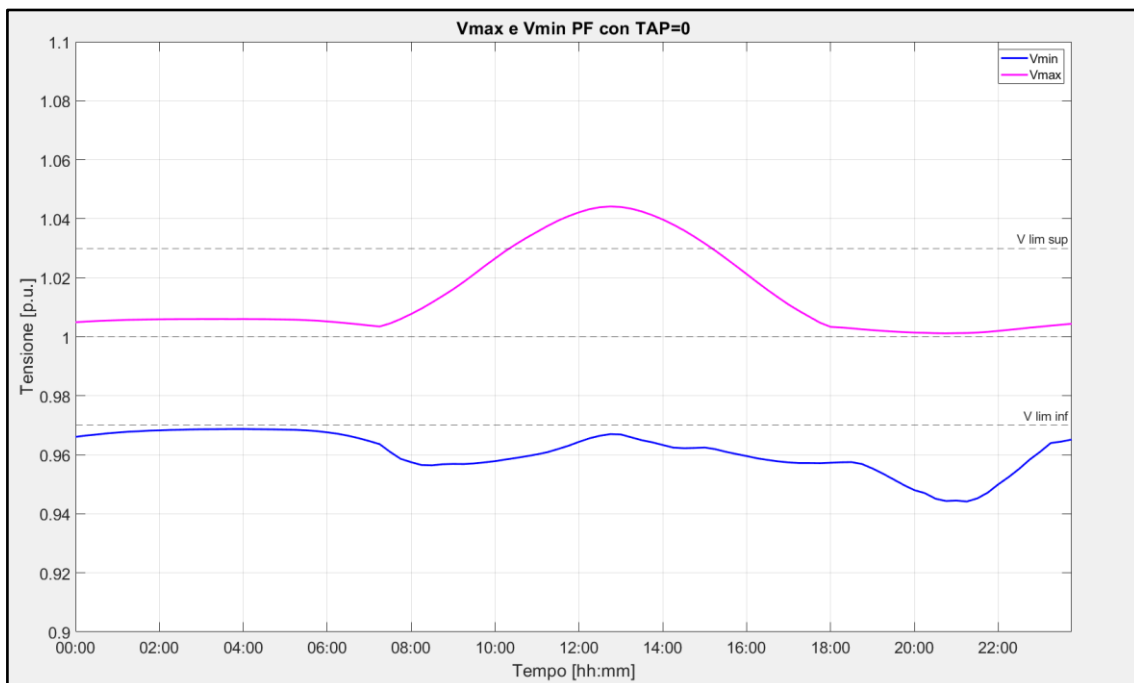


Figura [52] Andamento di tensione massima e minima rilevata tra tutti i nodi presenti in ciascun intervallo quartorario.

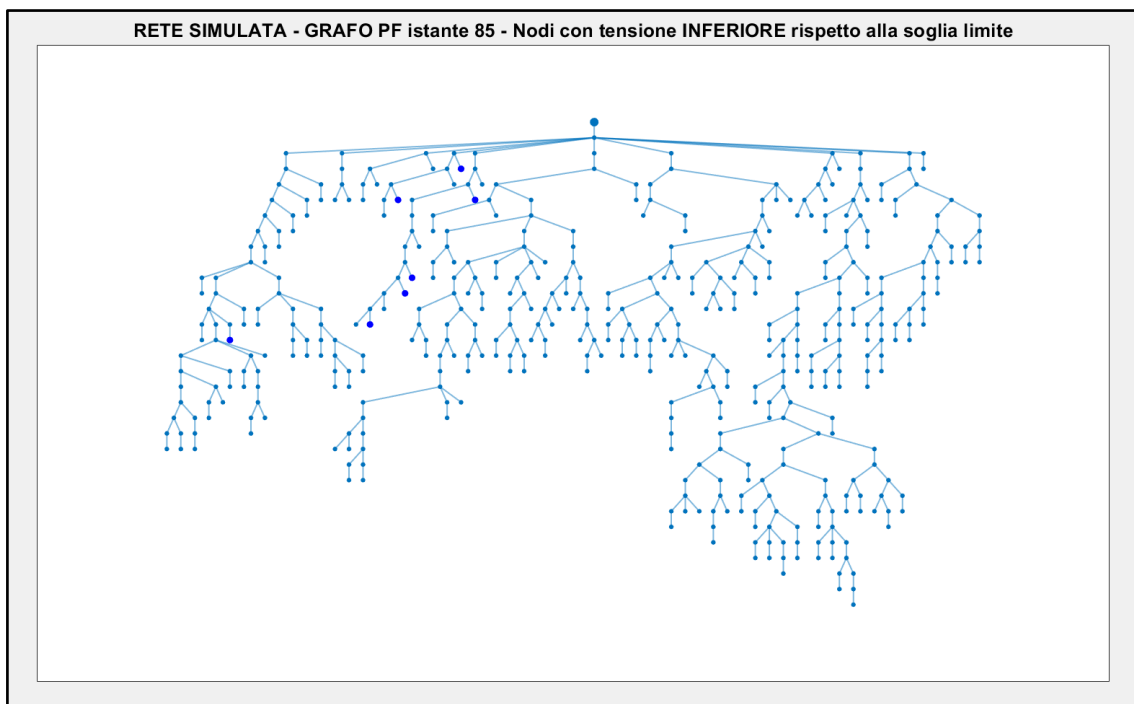


Figura [53] Grafo della rete analizzata nel quale vengono evidenziati blu i nodi caratterizzati da tensioni inferiori rispetto alla soglia limite prevista.

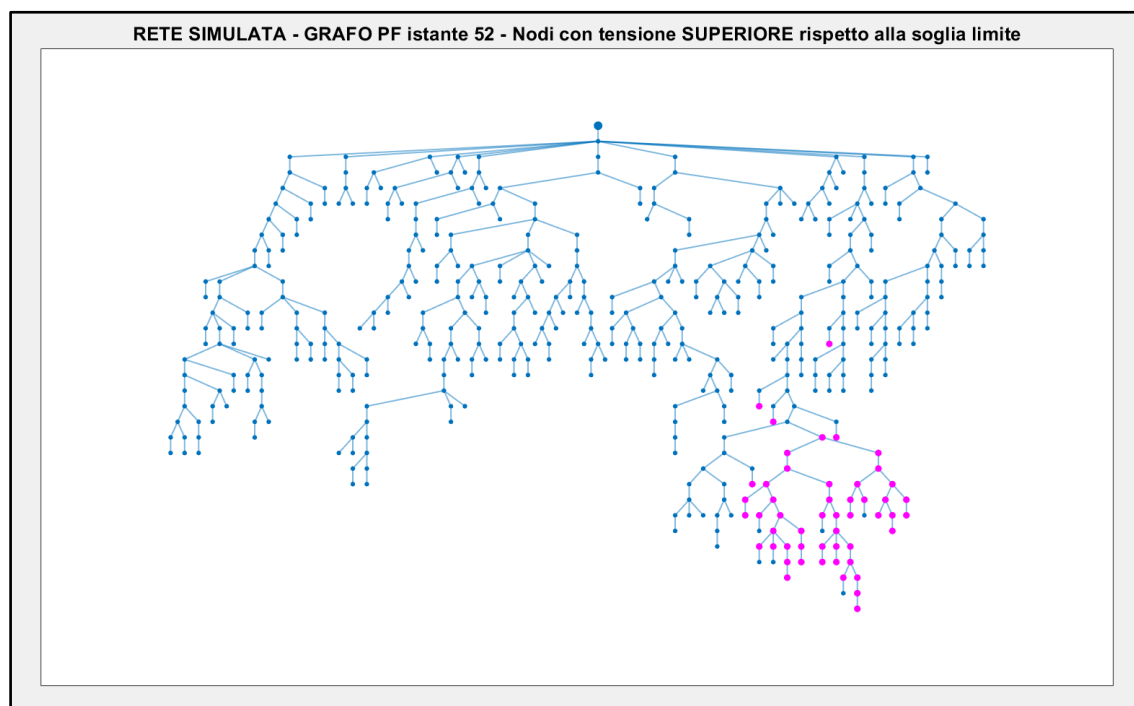


Figura [54] Grafo della rete analizzata nel quale vengono evidenziati fucsia i nodi caratterizzati da tensioni superiori rispetto alla soglia limite prevista.

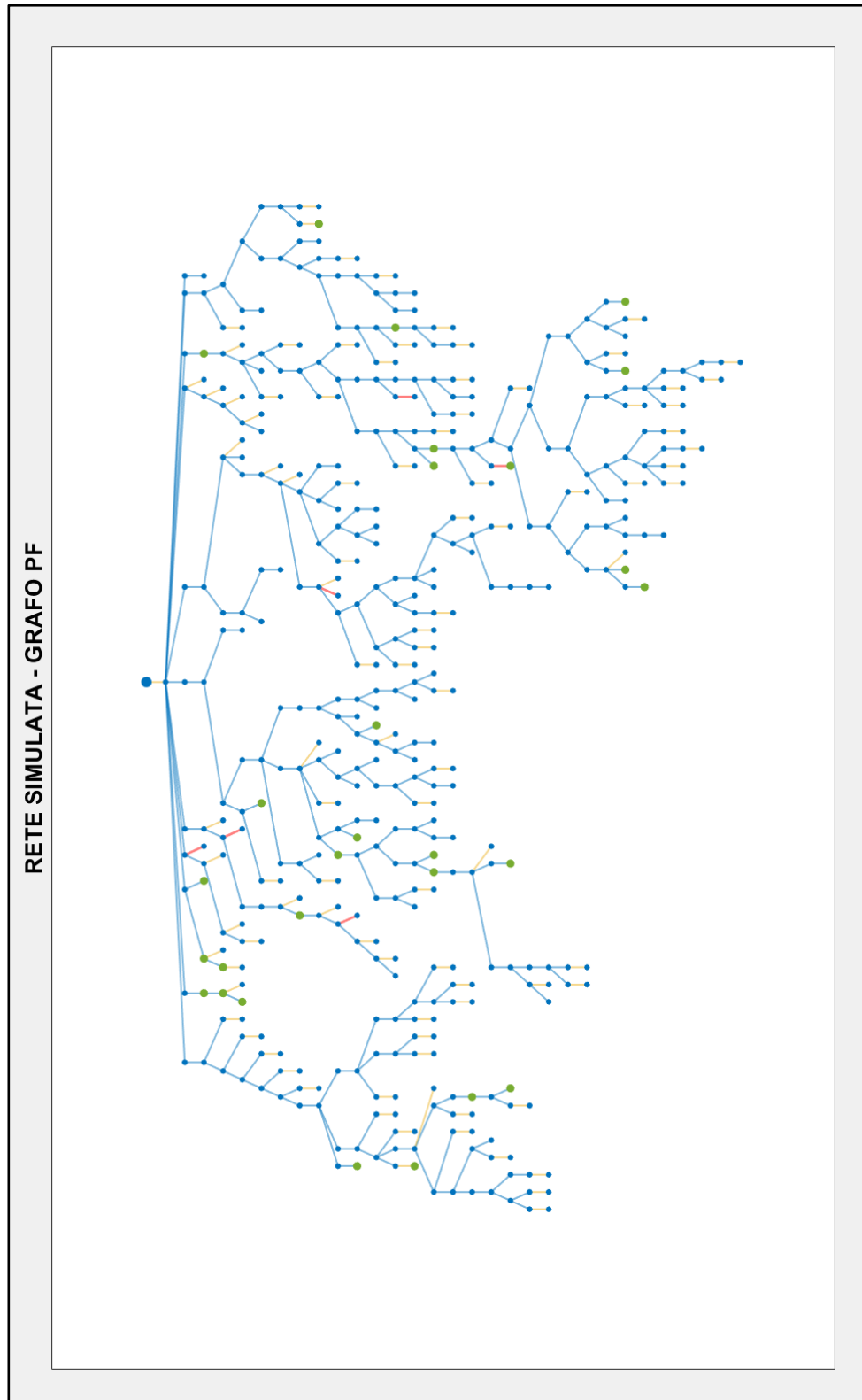


Figura [55] Grafo della rete analizzata ottenuto a seguito del Power Flow in cui si evidenzia la presenza di congestioni diffuse, segnate in rosso.

Come si potrà vedere nel seguito del presente paragrafo, data la numerosa partecipazione di utenti flessibili, anche situazioni pesantemente critiche come quella analizzata risultano risolvibili.

Nel grafico riportato in Figura [56] viene nuovamente presentato l'andamento di tensione massima e minima a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con la possibilità di utilizzare l'OLTC.

In questa simulazione vengono a presentarsi quattro situazioni che meritano di essere approfondite:

1. Come si può vedere dagli andamenti di tensione ottenuti tramite PF e riportati in Figura [52], tra le ore 00:00 e le ore 7:30, viene a presentarsi una lieve criticità di sotto-tensione che viene risolta attivando una piccola quantità di servizi a salire. Si sarebbe potuto ottenere un risultato analogo abbassando di una tacca l'OLTC ma sarebbe stato sconveniente dal punto di vista economico.
2. La fascia oraria che si estende dalle ore 7:30 alle ore 9:00 è caratterizzata da sotto-tensioni particolarmente critiche. Non sussistono invece problemi di sovra-tensioni. In questa circostanza risulta quindi conveniente per il DSO alzare le tensioni combinando OLTC e servizi a salire. Viene inoltre risolta una congestione sistematica causata da un eccessivo livello di loading che caratterizza gli intervalli quartorari nel range orario analizzato.
3. Dalle ore 9:00 alle ore 16:30 si ha la coesistenza di criticità di sotto-tensione e di sovra-tensione, unitamente a problemi relativi al congestionamento di alcune linee. In questa circostanza, l'OLTC non viene azionato e tutti i vincoli vengono rispettati grazie all'utilizzo di servizi, sia a salire che a scendere. I servizi a salire, prevalentemente in potenza reattiva, servono a risolvere i problemi di sotto-tensione, mentre i servizi a scendere in potenza attiva servono principalmente a risolvere le criticità di sovratensione causate dall'ingente generazione e ad evitare il congestionamento dei trasformatori connessi a questi aggregati di utenti particolarmente attivi.
4. Dalle ore 16:30 in poi, si ripresenta una situazione simile a quella descritta al punto 2, con la differenza, però, che le sotto-tensioni sono ancora più critiche. È di nuovo conveniente per il DSO alzare le tensioni tramite un connubio tra OLTC

e servizi. Oltre ai servizi a salire in Q si rende necessaria anche l'attivazione di servizi a salire in P, utili sia a limitare le sotto-tensioni che a risolvere le congestioni che si hanno in alcuni trasformatori.

Analizzando Figura [58] si può vedere come l'utilizzo dell'OLTC aiuti a limitare notevolmente la quantità di risorse di flessibilità attivate.

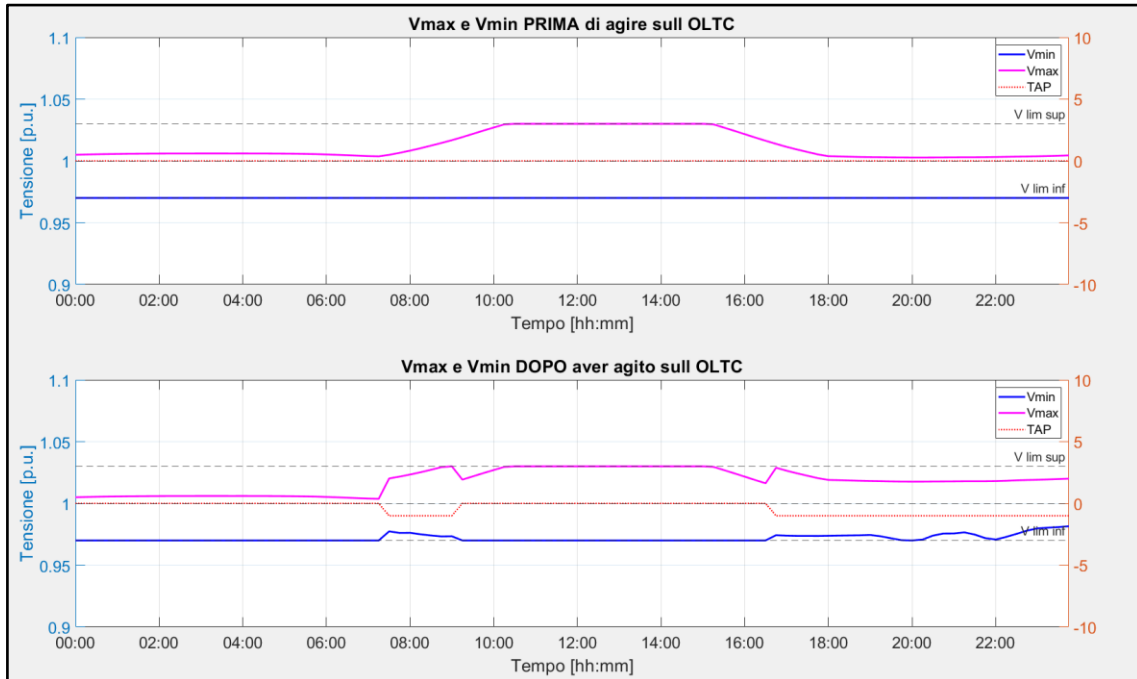


Figura [56] Andamento di tensione massima e minima a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

Come si evince da Figura [59], nonostante la movimentazione dell'OLTC sia gravosa per il DSO da un punto di vista economico, possono presentarsi delle circostanze per le quali in realtà il suo utilizzo permetta di evitare l'attivazione di una quantità di servizi tale da rendere la sua movimentazione conveniente. Si veda come, in particolare nelle ore serali, il fatto di avere alzato di una tacca il variatore sotto carico contribuisca a garantire un risparmio sistematico per il DSO.

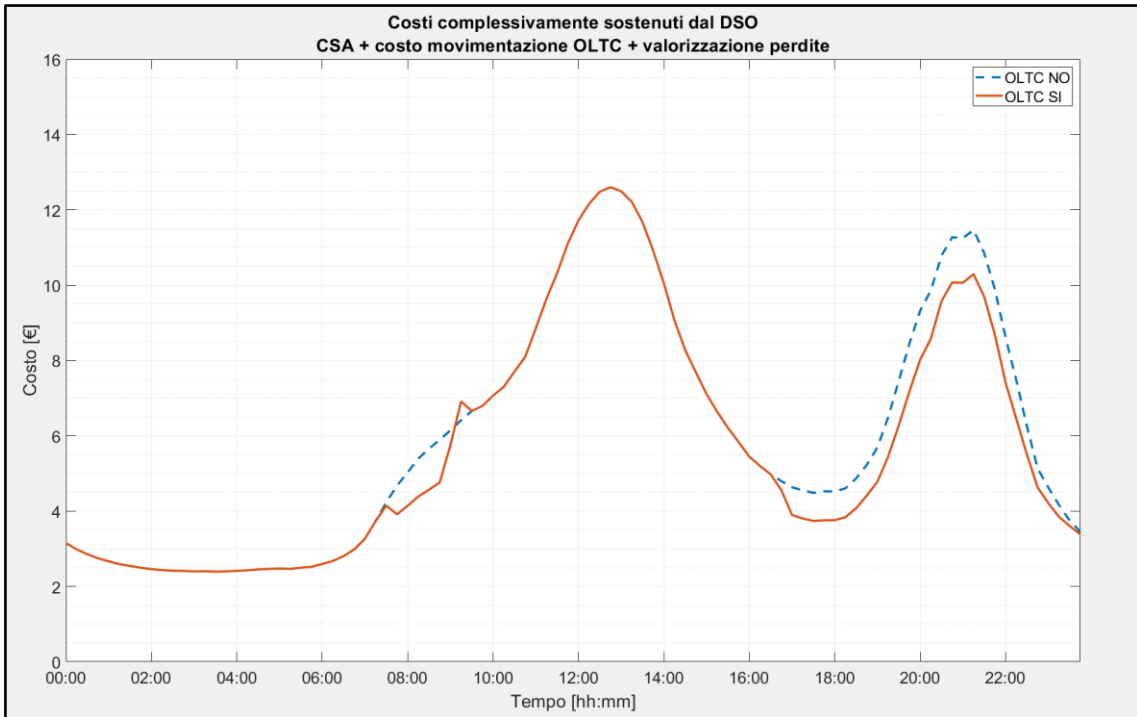


Figura [57] Andamento dei costi sostenuti dal DSO a seguito del processo di ottimizzazione.

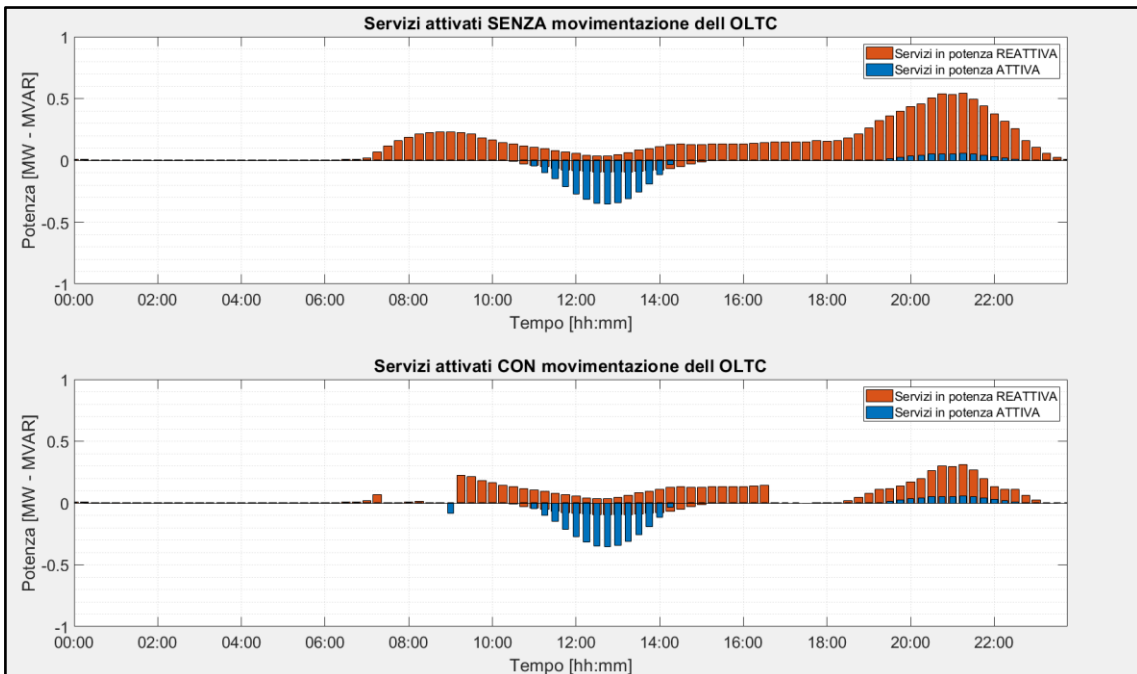


Figura [58] Andamento dei servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

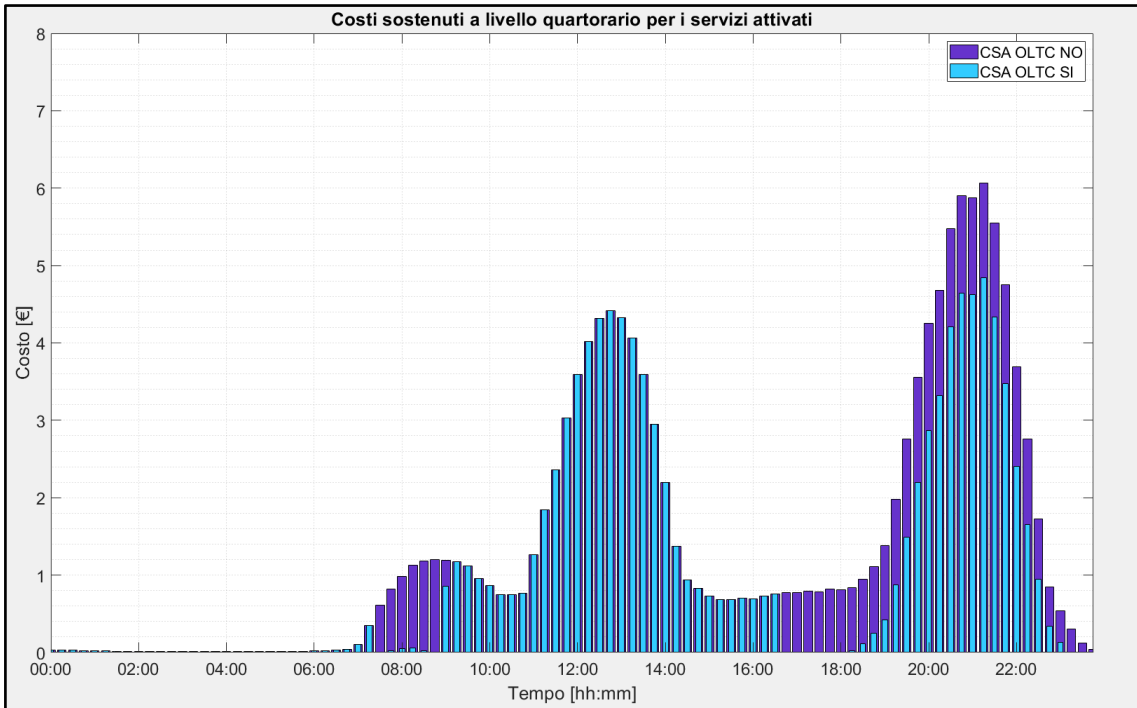


Figura [59] Andamento del costo associato ai soli servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione.

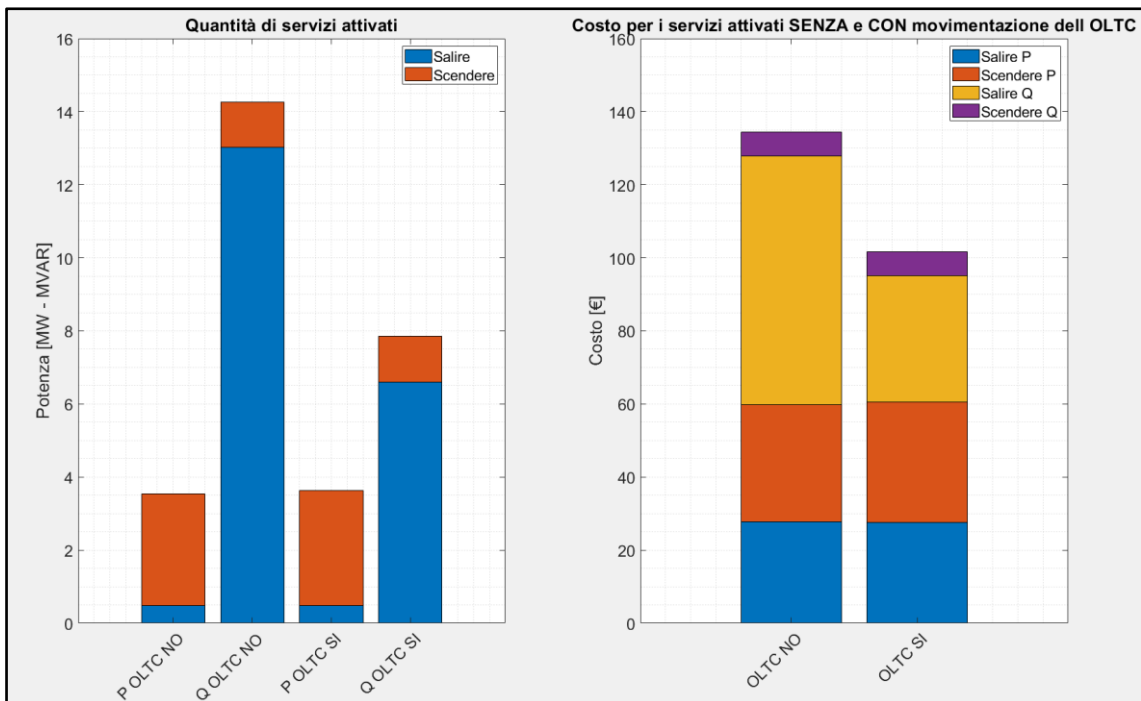


Figura [60] Grafico cumulativo dei servizi complessivamente attivati (sx) e grafico cumulativo dei costi ad essi associati (dx).

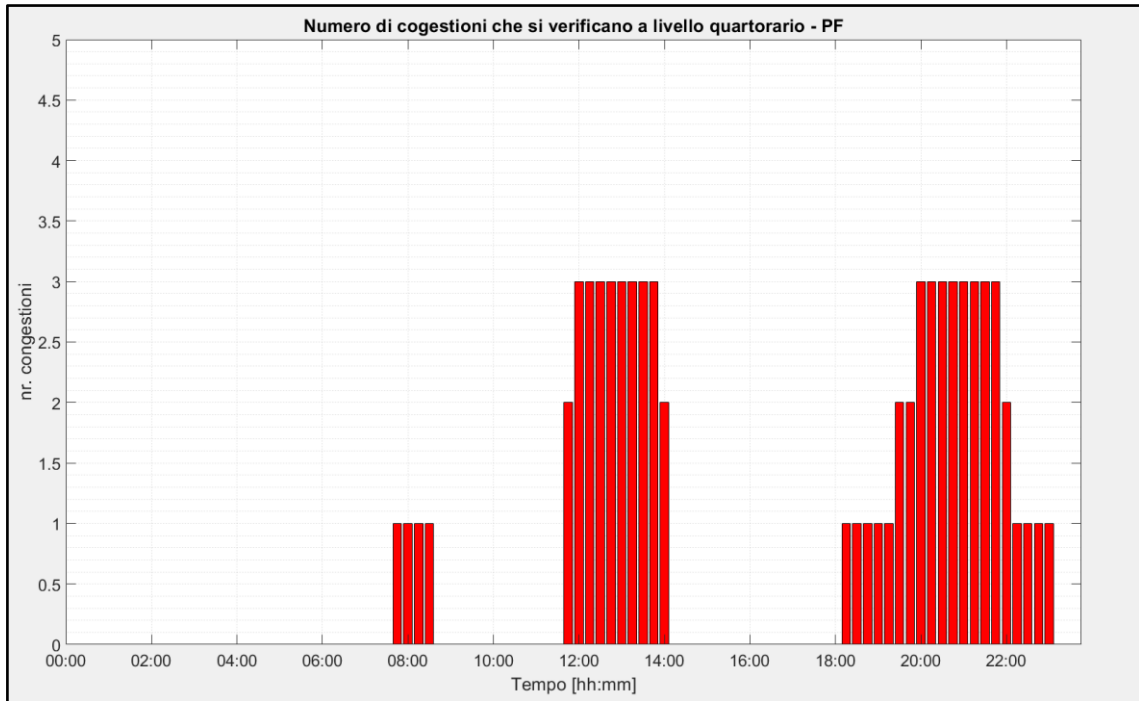


Figura [61] Grafico che rappresenta il numero di linee congestionate a livello quartorario.

4.3.4 TEST 4-160

In questa simulazione si è voluto verificare il comportamento dello strumento in una situazione analoga a quella vista in TEST 3-160, andando però ad aumentare leggermente il costo della flessibilità a scendere. Lo scopo del test è quello di valutare la sensibilità dello strumento alle variazioni di prezzo al fine di poter trarre delle considerazioni in merito al processo di ottimizzazione.

Tabella [26] Sintesi dei valori forniti ai parametri in input. Tra parentesi il costo realmente sostenuto dal DSO.

Parametro in input	Valore fornito	Unità di misura
Lim V sup	1.03	p.u.
Lim V inf	0.97	p.u.
overGEN	1.2	-
overLOAD	2.1	-
Costo TAP	0.5	€
Prezzo P SALDO	PUN	€
Prezzo Q SALDO	0	€
Prezzo P FLEX SC	-0.7PUN (0.3PUN)	€
Prezzo P FLEX SA	2.1PUN (1.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SC	0.1PUN (0.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SA	0.1PUN (0.1PUN)	€

Le criticità da risolvere sono dunque le stesse, cambia però il meccanismo di ottimizzazione, come si può vedere da Figura [62]. Il comportamento dello strumento rimane quello visto nel precedente paragrafo, eccetto per la fascia oraria che si estende dalle ore 12:15 alle ore 13:30. Questo intervallo è proprio quello in cui il surplus di generazione raggiunge il suo massimo. Di conseguenza, dato il maggior costo attribuito ai servizi di flessibilità a scendere, in questa circostanza l'ottimizzatore ritiene opportuno agire sull'OLTC andando ad alzare una tacca, al fine di abbassare la tensione di 1.5 punti percentuali. Chiaramente, così facendo, si vanno però ad accentuare le criticità di sotto-

tensione che sono comunque presenti in questa fascia oraria. Queste vengono però risolte tramite l'attivazione di servizi a salire. Nel complesso, quindi, la variazione di tacca effettuata consente di ridurre il costo associato ai servizi a salire di una quantità maggiore rispetto al costo correlato ai servizi a salire che servono per riportare le tensioni minime entro il range ammesso. Questo spiega, implicitamente, il motivo per il quale questo approccio non venga applicato in tutto l'intervallo nel quale si manifestano sovratensioni, ossia dalle 10:15 alle 15:00. In questo range temporale, infatti, si hanno delle situazioni per le quali le criticità di sovra-tensioni non sono così accentuate, mentre si hanno importanti problemi di sotto-tensioni. Uno spostamento di tacca non comporterebbe quindi un risparmio, in quanto il DSO dovrebbe sostenere dei costi sicuramente maggiori per attivare un quantitativo di servizi a salire tali da riportare le tensioni minime entro il range imposto.

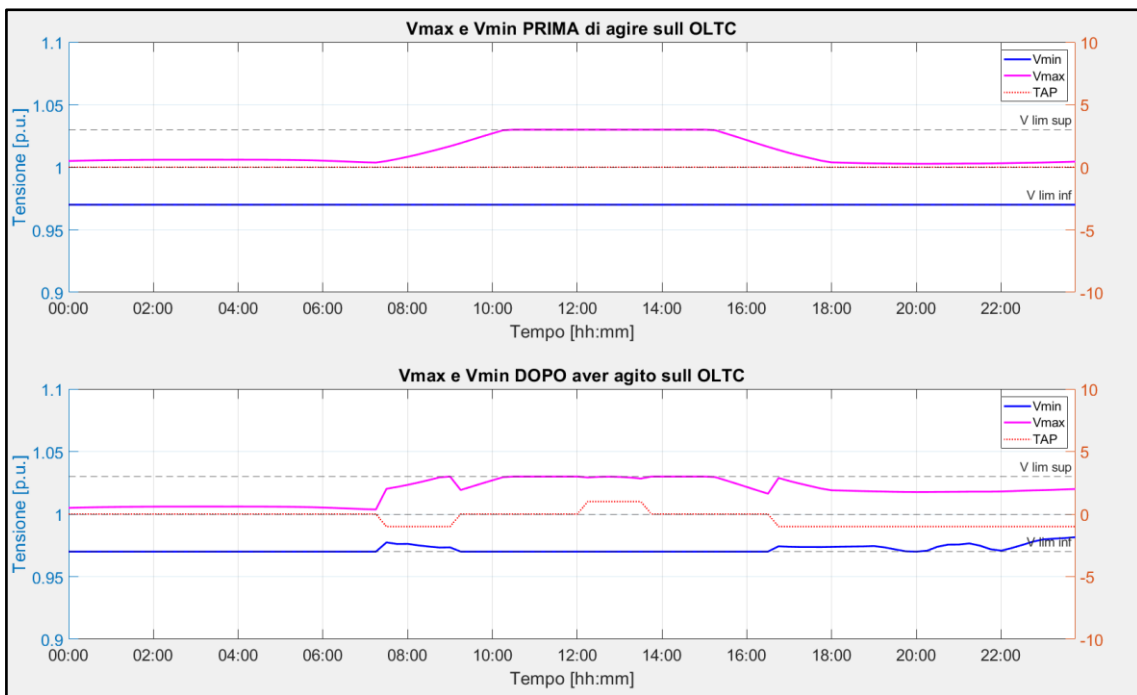


Figura [62] Andamento di tensione massima e minima a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

Da Figura [63] si può notare come l'andamento dei costi sostenuti dal DSO sia analogo a quello visto nel TEST 3-160, eccetto per la fascia oraria nella quale vengono attivati servizi a scendere, che ora sono più costosi. Si può anche apprezzare l'azione benefica, in termini economici, apportata dall'OLTC.

Da Figura [64], invece, si può vedere come, nell'intervallo orario d'interesse, si vada a compensare l'azione correttiva dell'OLTC con una importante quantità di servizi a salire in potenza reattiva.

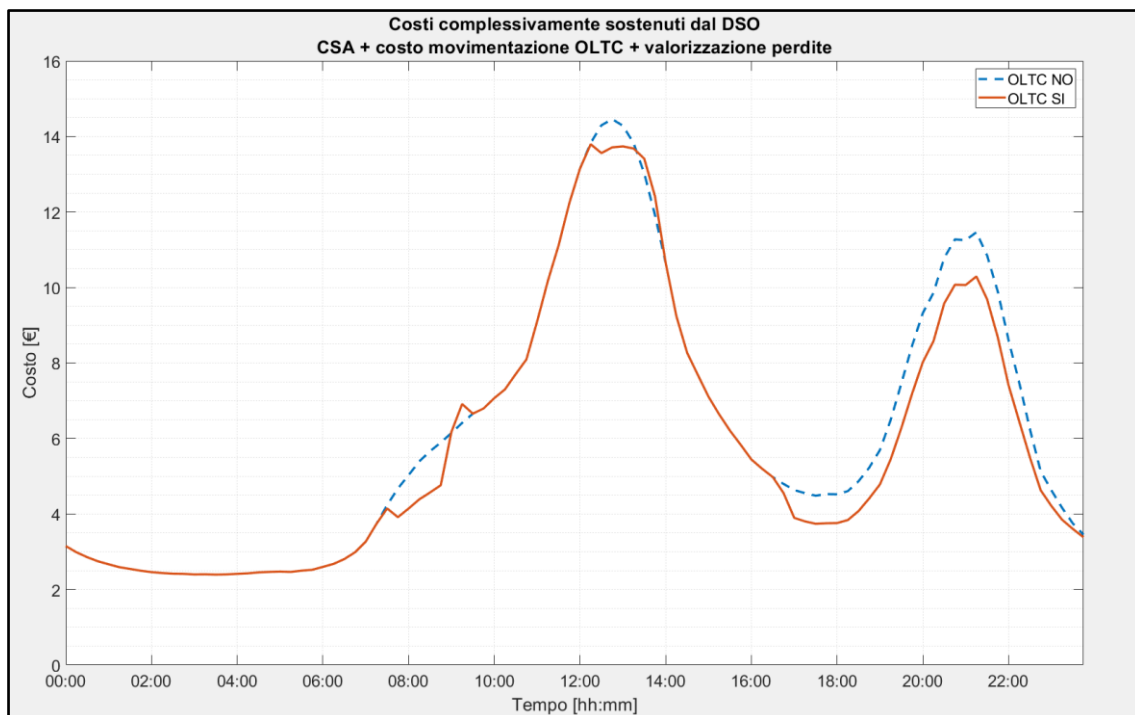


Figura [63] Andamento dei costi sostenuti dal DSO a seguito del processo di ottimizzazione.

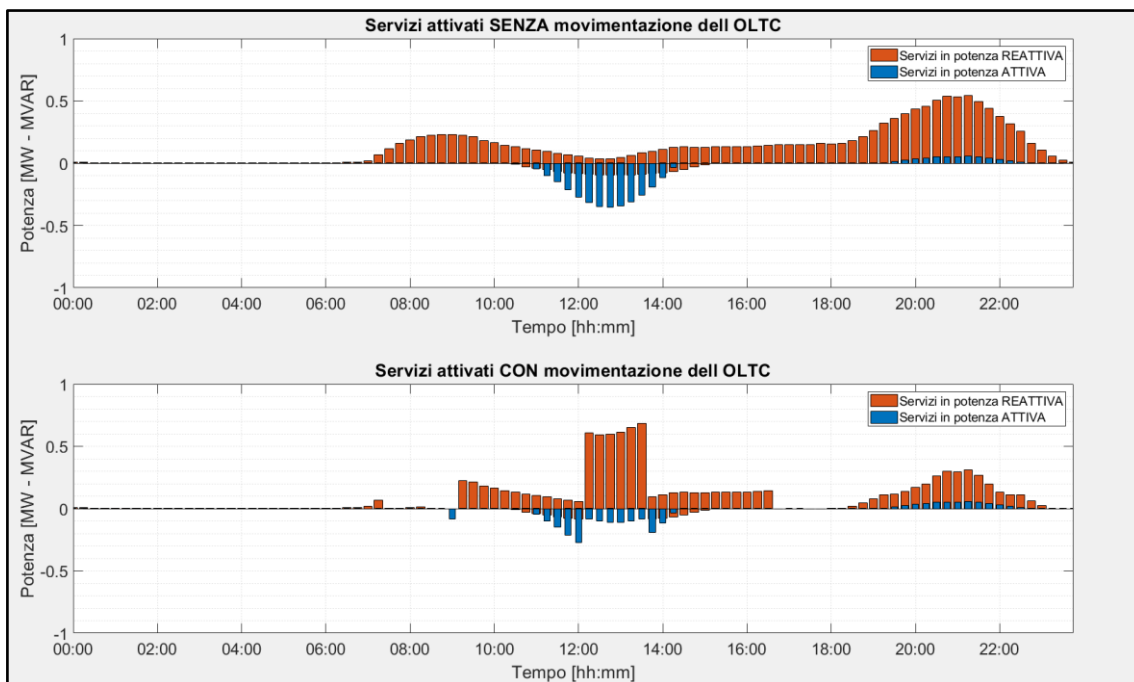


Figura [64] Andamento dei servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

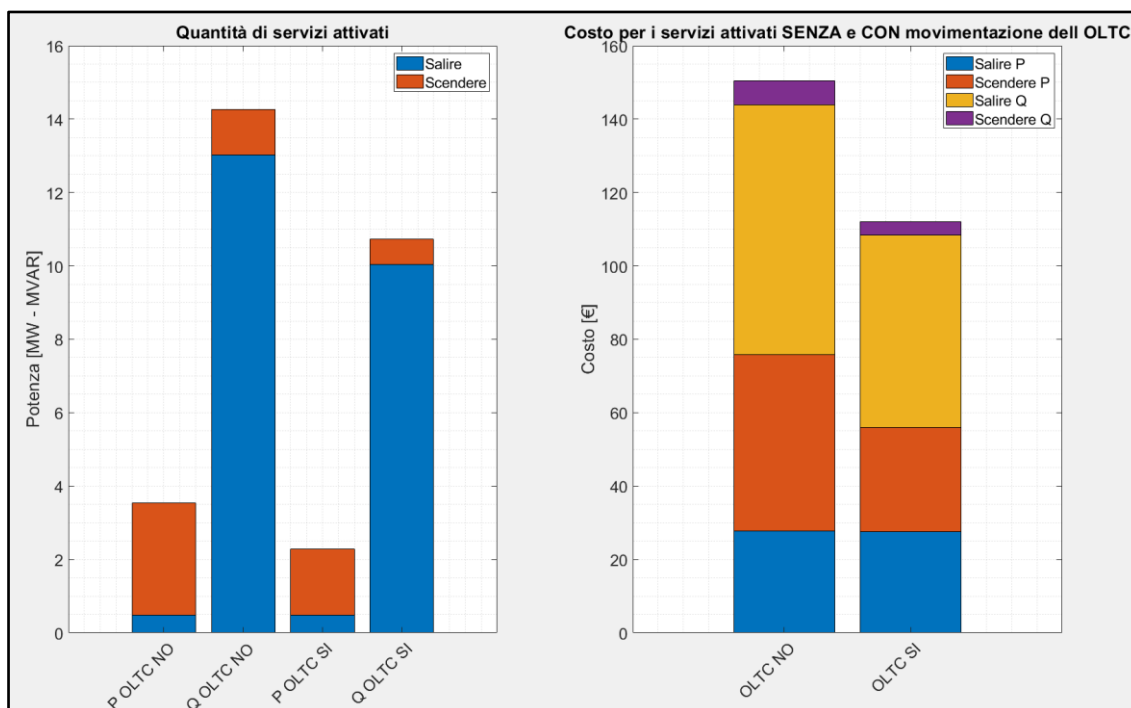


Figura [65] Grafico cumulativo dei servizi complessivamente attivati (sx) e grafico cumulativo dei costi ad essi associati (dx).

4.3.5 TEST 5-160

In questa simulazione si è voluto verificare il comportamento dello strumento in una situazione analoga a quella vista in TEST 3-160, andando però ad ridurre leggermente il costo della flessibilità a scendere. Lo scopo del test è quello di valutare la sensibilità dello strumento alle variazioni di prezzo al fine di poter trarre delle considerazioni in merito al processo di ottimizzazione.

Tabella [27] Sintesi dei valori forniti ai parametri in input. Tra parentesi il costo realmente sostenuto dal DSO.

Parametro in input	Valore fornito	Unità di misura
Lim V sup	1.03	
Lim V inf	0.97	
overGEN	1.2	-
overLOAD	2.1	-
Costo TAP	0.5	€
Prezzo P SALDO	PUN	€
Prezzo Q SALDO	0	€
Prezzo P FLEX SC	-0.9PUN (0.1PUN)	€
Prezzo P FLEX SA	2.1PUN (1.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SC	0.1PUN (0.1PUN)	€
Prezzo Q FLEX SA	0.1PUN (0.1PUN)	€

Le criticità da risolvere sono nuovamente le stesse. Come si può vedere da Figura [66], anche in questa circostanza non si ha movimentazione dell'OLTC nelle ore centrali della giornata. Questo era prevedibile dato che già in TEST 3-160 il costo attribuito al servizio a scendere non giustificava la variazione del TAP. A maggior ragione, ora che il costo per il servizio è ancora minore, risulta conveniente l'utilizzo del servizio stesso piuttosto che del commutatore sotto carico. La curva dei costi sostenuti dal DSO, riportata in Figura [67], rende evidente l'impatto della diminuzione del costo del servizio.

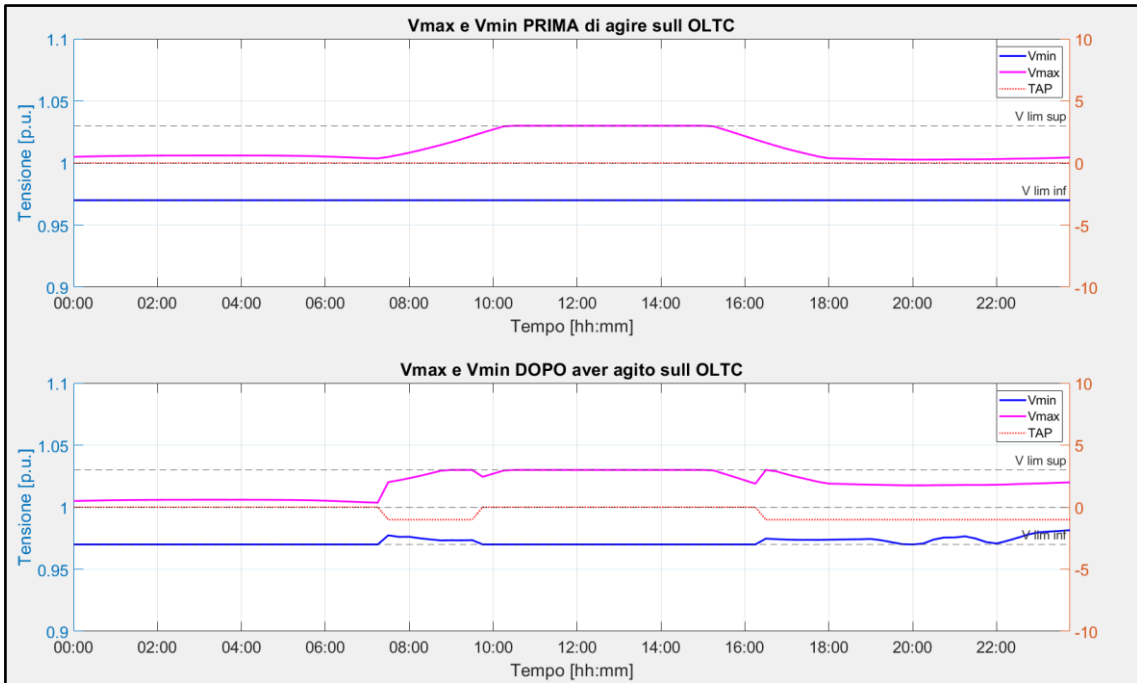


Figura [66] Andamento di tensione massima e minima a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

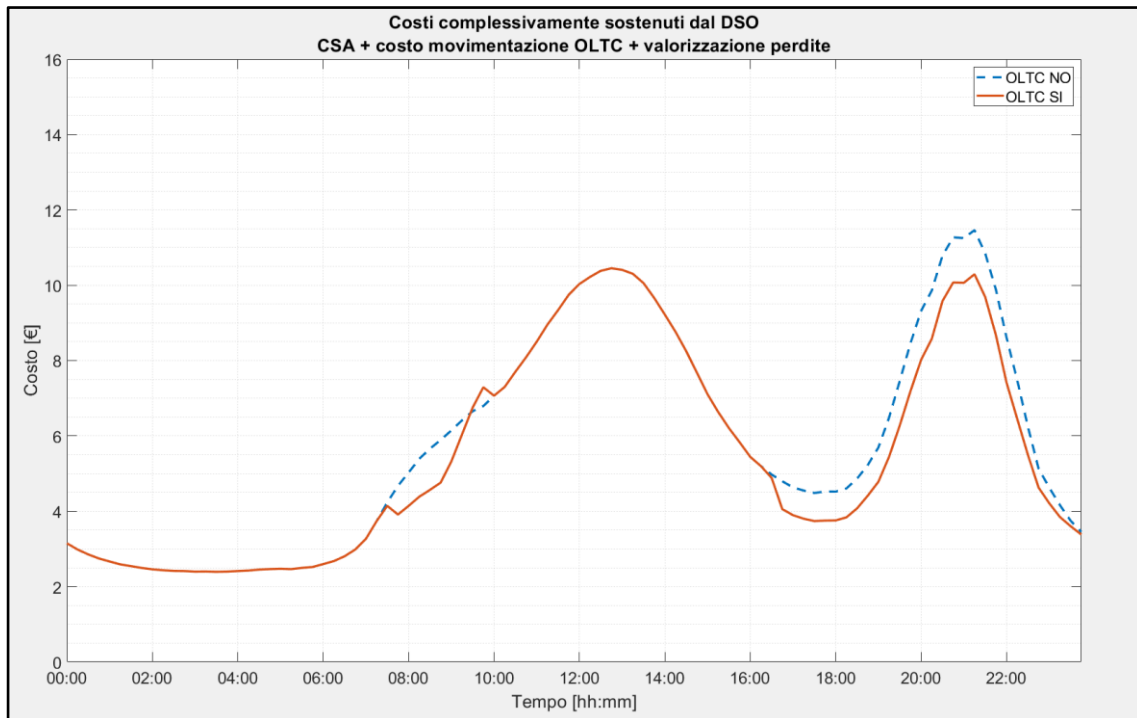


Figura [67] Andamento dei costi sostenuti dal DSO a seguito del processo di ottimizzazione.



Figura [68] Andamento dei servizi attivati a seguito del processo di ottimizzazione, rispettivamente senza e con possibilità di movimentazione dell'OLTC.

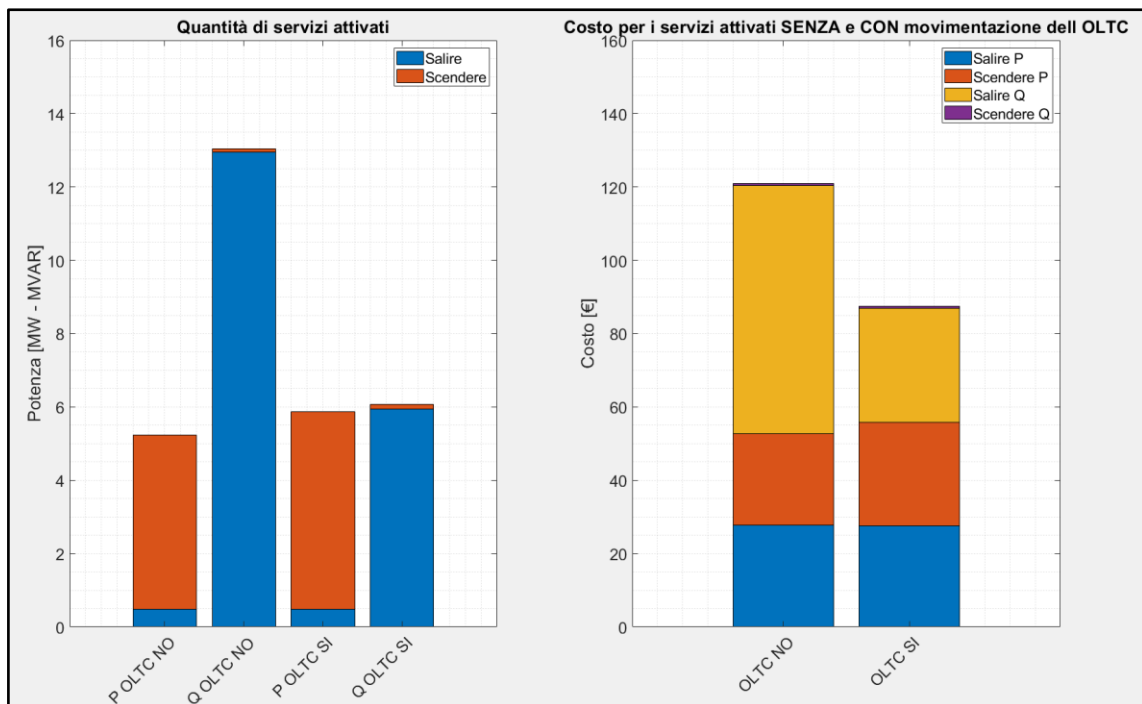


Figura [69] Grafico cumulativo dei servizi complessivamente attivati (sx) e grafico cumulativo dei costi ad essi associati (dx).

Si noti come, in questa circostanza, l'ottimizzatore predilige l'utilizzo di servizi a scendere in potenza attiva piuttosto che servizi a scendere in potenza reattiva, visto che ora hanno lo stesso costo.

4.3.6 Considerazioni

Una rete nella quale tutti gli aggregati di utenti mettono a disposizione risorse di flessibilità rappresenta sicuramente una situazione ad ora utopistica ma è sicuramente utile per comprendere le potenzialità che questo tipo di approccio può offrire.

Come emerso dal TEST 1-160 e dal suo confronto con il TEST 1-10, l'attivazione di risorse localizzate in sub-aree elettricamente vicine alle criticità consente di intervenire in maniera mirata, andando a risolvere il problema in modo sicuramente più efficiente.

Il confronto tra TEST 2-160 e TEST 2-10 vuole invece mettere in evidenza i benefici che il sistema può trarre dal disporre di risorse flessibili omogeneamente dislocate nella rete. In questa circostanza, l'ottimizzatore è in grado di risolvere qualsiasi tipo di criticità, avendo la possibilità di richiedere l'attivazione di servizi in ogni area che si trovi a valle di una linea congestionata.

I TEST 3-160, 4-160 e 5-160 sono risultati utili per mettere in evidenza il comportamento dell'ottimizzatore in funzione delle variazioni di prezzo che possono essere attribuite al servizio a scendere in P. Come si è potuto vedere, l'aspetto più impattante è quello correlato all'utilizzo dell'OLTC. Come era atteso, maggiore è il costo per il servizio e maggiore è l'utilizzo del commutatore. Qualora, invece, i servizi siano competitivi a livello di costo, risulta spesso conveniente per il DSO non apportare variazioni di TAP.

Si vuole inoltre precisare che gli effetti migliorativi non sono necessariamente imputabili per intero alla flessibilità messa in gioco dal nodo che presenta la criticità, ma possono contribuire anche nodi flessibili limitrofi o collocati in posizioni strategiche (es un nodo flessibile in MT ad inizio feeder sarebbe in grado di apportare miglioramenti di tensione in tutti i nodi a valle rispetto ad esso).

Risoluzioni di congestioni sono invece onere dei soli elementi a valle della congestione stessa.

CONCLUSIONI

Nel corso dell'elaborato si è voluto discutere della necessità di adeguamento del sistema distribuzione europeo, con particolare focus al contesto italiano, che segue alla rapida e crescente diffusione di generazione distribuita, costituita principalmente da impianti di taglia medio-piccola, alimentati da fonti rinnovabili e connessi alle reti MT o BT. Partendo, quindi, da una descrizione dei principali elementi elettrici che costituiscono le reti di distribuzione, si è arrivati ad esporre il concetto di flessibilità, vista come una delle possibili chiavi di risoluzione che potrebbero consentire ai DSO di risolvere le criticità ad oggi già presenti nelle reti di distribuzione, e che sono destinate ad accentuarsi sempre più, anche per via degli obiettivi europei fissati al 2030.

Con lo scopo di studiare le dinamiche risolutive che potrebbero caratterizzare la gestione ottimizzata dei flussi di potenza di un futuro ormai prossimo, è stato presentato lo strumento sviluppato. Questo, avvalendosi delle potenzialità del software open source MatPower, tramite la particolare gestione dei dati forniti in input, basati su una logica di flessibilità, è stato in grado di simulare differenti soluzioni problematiche che possono riguardare i sistemi di distribuzione dell'energia elettrica in media tensione, portando in evidenza i risultati che conseguono al processo di minimizzazione dei costi sostenuti da parte del DSO.

Come atteso, si è dimostrato che solo la forte diffusione di risorse di flessibilità, unitamente ad un processo di potenziamento delle linee elettriche, potranno rendere sostenibili le crescenti necessità energetiche degli utenti connessi.

Bibliografia

- [1] J. M. Schwidtal, M. Agostini, F. Bignucolo, M. Coppo, P. Garengo, A. Lorenzoni: “Integration of Flexibility from Distributed Energy Resources: Mapping the Innovative Italian Pilot Project UVAM”, 2021, Energies.
- [2] T. Schittekatte, L. Meeus,: “Flexibility Markets: Q&A with project pioneers”, 2020, Elsevier.
- [3] O. Valerezo, T. Gomez, J. P. Chaves-Avila, L. Lind, M. Correa, D. Ulrich Ziegler, R. Escobar: “Analysis of New Flexibility Market Models in Europe”, 2021, Energies.
- [4] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, R. J. Thomas: “MATPOWER’s Extensible Optimal Power Flow Architecture”, 2009, IEEE Power & Energy Society General Meeting.
- [5] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, R. J. Thomas: “MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education”, IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 26, Issue: 1, Feb. 2011).
- [6] “Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) – Orientamenti Complessivi”, 2019, Documento per la consultazione 322/2019/R/EEL, ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- [7] “Progetti Pilota per l’Approvvigionamento di Servizi Ancillari Locali”, Deliberazione 3 Agosto 2021, Deliberazione 3 Agosto 2021, 352/2021/R/EEL, ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
- [8] Norma Italiana CEI 0-16 – Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”, 2019-04, CEI – Comitato Elettrotecnico Italiano.
- [9] R. Benato, L. Fellin: “Impianti Elettrici”, 2011 Prima Edizione, Wolters Kluwer Italia.
- [10] M. Andriollo, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella: “I Trasformatori – Teoria ed Esercizi per corsi di Laurea in Ingegneria”, 2016 Prima Edizione, Società Editrice Esculapio.
- [11] <https://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/smart-grids/flexibility-lab/servizidi-flessibilita--il-nuovo-ruolo-del-distributore.html>
- [12] <https://www.e-distribuzione.it/Azienda/Rete/il-sistema-elettrico.html>
- [13] <https://www.enelxstore.com/it/it/news-blog/vantaggi-unita-virtuali-abilitate-miste>

- [14] <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/ruolo-terna/come-funziona-sistema-elettrico>
- [15] <https://www.terna.it/it/chi-siamo/attivita/rete-elettrica-italiana>
- [16] <https://www.energia-lowcost.com/le-reti-ad-alta-media-e-bassa-tensione-in-italia-differenze-e-tensioni-voltaggi-tipici-in-kv/>
- [17] <https://www.electroyou.it/admin/wiki/trasformatori1>
- [18] https://it.wikipedia.org/wiki/Distribuzione_di_energia_elettrica
- [19] <https://www.patrasformatori.com/trasformatori-prodotti/trasformatori-trifase/>
- [20] <https://www.unae.it/wp-content/uploads/2018/01/ArticoloTRAFO-FV-GN-LG.pdf>
- [21] <http://www.elettrotecnica.unina.it/files/petrarca/upload/Appunti/Trasformatore.pdf>

