

Pianificazione delle reti di distribuzione: sviluppi metodologici

Daniele Clerici, Chiara Michelangeli, Giacomo Viganò, Giorgia Lattanzio

2023

Progetto Evoluzione, pianificazione, programmazione ed esercizio delle reti elettriche

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale

Accordo di programma 2022-2024 con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

Progetto Evoluzione, pianificazione, programmazione ed esercizio delle reti elettriche
Work Package WP 2 - Nuovi metodi e strumenti per la gestione delle reti e per valutazioni di adeguatezza, sicurezza e resilienza
Linea di Attività LA 2.05 - Metodi e strumenti di pianificazione e programmazione delle reti elettriche considerando anche adeguatezza e resilienza: approfondimenti ed estensioni

Codice identificativo RT 2.03-2.05-6

Titolo: Pianificazione delle reti di distribuzione: sviluppi metodologici
Autori: Daniele Clerici, Chiara Michelangeli, Giacomo Viganò, Giorgia Lattanzio
Verificatori: Marco Rossi
Approvatori: Diana Moneta, Chiara Gandolfi

Tipologia di documento: RAPPORTO

Data di emissione: 31/12/2023

Note: prima emissione

© Copyright [copyright da ARXivar] by Ricerca sul Sistema Energetico-RSE S.p.A.
Contributo/i liberamente utilizzabile/i a condizione che venga chiaramente e visibilmente citata la società titolare.

Per la tutela dell'ambiente, prima di stampare questo documento pensa bene se è veramente necessario.

INDICE

INDICE	3
SOMMARIO	4
1. INTRODUZIONE	5
2. METODOLOGIA PER LA PIANIFICAZIONE DI RETE	8
2.1 Analisi preliminare della rete-selezione dei candidati	9
2.1.1 <i>Identificazione delle violazioni</i>	9
2.1.2 <i>Selezione dei candidati per risolvere le violazioni di corrente</i>	10
2.1.3 <i>Selezione dei candidati per risolvere le violazioni di tensione</i>	10
2.2 Algoritmo di ottimizzazione	11
2.2.1 <i>Funzione obiettivo</i>	11
2.2.2 <i>Linee e trasformatori</i>	13
2.2.3 <i>Generatori</i>	15
2.2.4 <i>Carichi flessibili</i>	16
2.2.5 <i>Sistemi di accumulo</i>	18
2.2.6 <i>Cenni sui solutori</i>	20
2.3 Considerazioni conclusive	20
3. VALIDAZIONE DELLA METODOLOGIA	22
3.1 Caso di studio: rete rurale sintetica	23
3.1.1 <i>Test 1: violazioni di tensione e corrente su rete ad alto carico</i>	24
3.1.2 <i>Test 2: violazioni di tensione e corrente a causa della generazione</i>	29
3.1.3 <i>Test 3: variante del Test 2 con riduzione del costo del curtailment</i>	31
3.2 Caso di studio: rete urbana reale	34
3.2.1 <i>Test 4: violazioni sui trasformatori MT/BT</i>	35
3.2.2 <i>Test 5: variante del Test 4 con minimizzazione delle perdite di rete</i>	38
3.3 Considerazioni conclusive	38
4. CONCLUSIONI	40
5. BIBLIOGRAFIA	41
6. ACRONIMI	42

SOMMARIO

Il processo di decarbonizzazione dei sistemi energetici, in atto sia a livello europeo sia a livello nazionale, sta interessando in maniera sostanziale il sistema elettrico. In futuro, le reti di distribuzione dovranno essere in grado di integrare una maggiore quota di generazione distribuita (GD) e di carico (es. veicoli elettrici). Dovranno inoltre garantire, da un lato, la partecipazione delle risorse connesse alla rete di distribuzione a servizi di dispacciamento (es. UVAM - Unità Virtuali Abilitate Miste) e dall'altro di sfruttare tali risorse per servizi locali di flessibilità. Lo studio di possibili scenari di sviluppo futuri e delle nuove potenzialità che il controllo delle reti dovrà acquisire sono, pertanto, propedeutici all'evoluzione degli strumenti di pianificazione e dell'esercizio delle reti di distribuzione.

L'attività ha l'obiettivo di sviluppare metodologie per condurre analisi di rete, con dettaglio locale, dello scenario di evoluzione a larga scala, tenendo conto della compresenza di diversi vettori energetici (elettricità, gas, teleriscaldamento). Lo studio di dettaglio sulla rete elettrica, condotto in collaborazione con *Unareti* (DSO di energia elettrica nell'area di Milano, Brescia e Alto Garda), ha lo scopo di individuare, nei diversi possibili scenari alternativi, le criticità e le relative conseguenze sulla pianificazione della rete elettrica, considerando anche i potenziali vantaggi da servizi locali di flessibilità.

Questo rapporto presenta lo sviluppo di una metodologia di pianificazione delle reti elettriche di distribuzione che tiene conto sia dei rinforzi di rete convenzionali (sostituzione di linee e trasformatori), sia dell'utilizzo di flessibilità negli scambi di potenza fornibili, in particolare, dalla generazione distribuita, dai sistemi di ricarica per veicoli elettrici e dagli usi finali elettrificati (impianti di riscaldamento/raffrescamento a pompa di calore). Nell'ambito della metodologia sono stati sviluppati una procedura innovativa per la selezione degli elementi di rete oggetto di intervento, e un problema di ottimizzazione lineare, adatto a trattare anche reti estese e complesse, avente come obiettivo la minimizzazione dei costi globali della rete oggetto di analisi.

La metodologia è stata validata attraverso due casi di studio selezionati per un totale di cinque test, definiti in modo da poter valutare sia gli interventi di pianificazione convenzionali che quelli basati sull'utilizzo dei servizi di flessibilità.

Keywords: elettrificazione consumi, pianificazione rete, hosting capacity, ricarica EV, simulazione reti, scenari energetici ed elettrici, servizi di flessibilità locali



1. INTRODUZIONE

La pianificazione delle reti elettriche di distribuzione, complice la crescente diffusione delle nuove tipologie di utenze (generazione distribuita, sistemi di ricarica EV e sistemi di riscaldamento/raffrescamento ad alimentazione elettrica), necessita di nuovi approcci per poter rispondere in maniera adeguata ed efficiente all'evoluzione del sistema elettrico. L'attività di studio in oggetto ha come scopo lo sviluppo di una metodologia di pianificazione che consenta di minimizzare il costo complessivo del sistema contemplando l'utilizzo di flessibilità sia da *asset* di rete che nello scambio di potenza da parte delle utenze connesse, congiuntamente o in sostituzione dei rinforzi di rete tradizionali; essa beneficia dei rapporti di collaborazione con alcuni Distributori nazionali (Unareti, IREN e DEA), essenziali per l'acquisizione di informazioni e per contestualizzare l'attività di studio con le esigenze e le necessità dei sistemi reali.

L'attività qui descritta si colloca nel contesto delineato dalla direttiva EU 944/2019 [1] sul mercato interno dell'energia elettrica, in merito all'utilizzo della flessibilità locale da parte dei Distributori come alternativa agli sviluppi tradizionali. Il processo di recepimento della Direttiva nella regolazione nazionale è iniziato di recente, con progetti pilota che intendono individuare le caratteristiche tecniche dei servizi di flessibilità e loro possibili schemi di remunerazione.

Punto cruciale, oggetto di quest'attività, è sviluppare strumenti per riportare in fase di pianificazione la flessibilità che si potrà sfruttare in fase di esercizio, e decidere per ciascuna rete il *mix* ottimo di soluzioni (tradizionali, flessibilità) nello scenario considerato per l'evoluzione dei carichi e della generazione distribuita. In ambito europeo, tali tematiche trovano spazio anche in progetti di ricerca come Be-Flexible che si propone l'obiettivo di accrescere la partecipazione dei *prosumers* per aumentare la flessibilità del sistema elettrico.

La metodologia sviluppata nel 2023 si articola su tre fasi principali: l'analisi della rete oggetto di studio, atta a determinare la presenza e le caratteristiche delle violazioni e a identificare i nodi e i rami in corrispondenza dei quali eventuali interventi di mitigazione delle violazioni dei limiti per i parametri di esercizio hanno maggior impatto (analisi di sensitività); la selezione degli elementi candidati a contribuire alla risoluzione delle violazioni e da fornire in ingresso al problema di ottimizzazione; e l'algoritmo di ottimizzazione che implementa la funzione obiettivo (costi esercizio della rete più costi di investimento per la pianificazione di nuovi interventi) e, attraverso opportuni solutori matematici, risolve il problema di ottimizzazione restituendo la soluzione ottima di pianificazione.

Lo sviluppo della prima fase ha beneficiato della maggiore consapevolezza acquisita attraverso lo studio degli scenari di evoluzione definiti e analizzati nell'attività di ricerca pregressa, in particolare nel 2022 [2]: la determinazione delle violazioni si basa, infatti, sulla metodologia di analisi già sviluppata e affinata nei precedenti anni di ricerca e lo studio di sensitività sui nodi/rami è una diretta evoluzione della procedura nodale presentata in [2]. Queste attività sono essenziali per poter definire, nella seconda fase, dei set di candidati che consentano un adeguato compromesso tra la varietà di soluzioni possibili e la complessità di calcolo; troppi candidati rendono inefficiente l'elaborazione del problema di ottimizzazione mentre un numero eccessivamente limitato può portare a soluzioni sub-ottime. Con le dovute cautele, questa prima parte della metodologia di pianificazione ricopre il ruolo fondamentale che si può definire di "pre-ottimizzazione".

L'algoritmo di ottimizzazione sul quale è strutturata la terza fase della metodologia, compilato nel linguaggio di programmazione Julia¹ [3], è stato sviluppato partendo dall'esperienza maturata nell'ambito del progetto FlexPlan [4]. La funzione obiettivo è stata definita in modo da realizzare la minimizzazione del costo complessivo per il sistema (dove per "sistema" qui e di seguito si intende la rete elettrica di distribuzione dalla cabina primaria e rete sottesa, e tutte le utenze ad essa connesse, comprese nel perimetro di analisi considerato), e include sia i costi operativi legati all'esercizio della rete che i costi di investimento. L'utilizzo di risorse di flessibilità come sistemi di accumulo o carichi flessibili è considerato come possibilità di intervento alternativo o complementare al potenziamento di elementi esistenti (linee, trasformatori); pertanto, tali risorse sono state incluse attraverso modelli più generici e versatili possibile in modo da essere neutri nei confronti delle tecnologie da considerare. Per il modello di rete si è optato per una formulazione lineare, più facile da trattare per i solutori misti-interi (MILP) anche in presenza di problemi complessi (reti estese). L'algoritmo è stato sviluppato in modo da poter essere risolto mediante diversi tipi di solutori; sono state

¹ <https://julialang.org>

svolte delle prove per testare la compatibilità di alcuni solutori *freeware* e valutarne le prestazioni nell’ambito dei problemi di pianificazione ottimizzata.

Preme sottolineare che l’algoritmo fornisce soluzioni “neutre” rispetto ai vari attori operanti sulla rete di distribuzione e rispetto a contesti regolatori specifici, le quali vanno contestualizzate in base alle norme vigenti in funzione degli obiettivi che si vogliono perseguire nello studio di pianificazione. Infatti, la funzione obiettivo del problema di pianificazione include voci di costo che non sono tutte attribuibili all’operatore di rete (ad esempio il costo dell’energia, oppure i costi degli interventi *behind the meter*) ma la cui inclusione è essenziale per la valorizzazione dei servizi forniti dalle risorse flessibili. Sebbene non sia ruolo specifico del DSO (Distribution System Operator), per questo studio si considerano ottimi anche tutti gli interventi che consentono di ridurre il prezzo dell’energia e/o di valorizzare le soluzioni in grado di fornire un servizio con la maggiore efficienza tecnico-economica e, presumibilmente, a costi più bassi. Una volta concluso il processo di ottimizzazione, è comunque possibile distillare dalla funzione obiettivo le voci di costo da allocare ai soli oneri di rete secondo i regolamenti in vigore.

L’attività svolta ha riguardato anche la validazione della metodologia sviluppata, indispensabile per valutarne l’efficacia e per acquisire evidenze pratiche propedeutiche per lo svolgimento delle attività di ricerca future. Sono stati selezionati due casi di studio, corrispondenti a due reti semplici, una rurale e una urbana ad alto carico per un totale di cinque test. Per il primo caso di studio si è valutata la capacità dell’algoritmo di risolvere violazioni di tensione e di corrente in presenza sia di alto carico che di alta generazione; mentre per il secondo caso di studio si è valutata la capacità dell’algoritmo di risolvere violazioni di corrente su trasformatori MT/BT. Nei test condotti sono stati variati opportunamente alcuni costi e alcuni vincoli tecnici per studiare la sensibilità dell’algoritmo nei confronti dei parametri di ingresso e per confrontare le differenti soluzioni elaborate. Si è analizzato come e in che percentuale le soluzioni sono composte da interventi tradizionali di potenziamento e da interventi che sfruttano le flessibilità delle utenze connesse, ponendo l’accento sull’importanza di una adeguata definizione delle voci di costo e dei vincoli di rete.

Lo schema di Figura 1.1 rappresenta l’interdipendenza tra le attività svolte nel 2023 e le attività precedenti e future ad esse correlate.

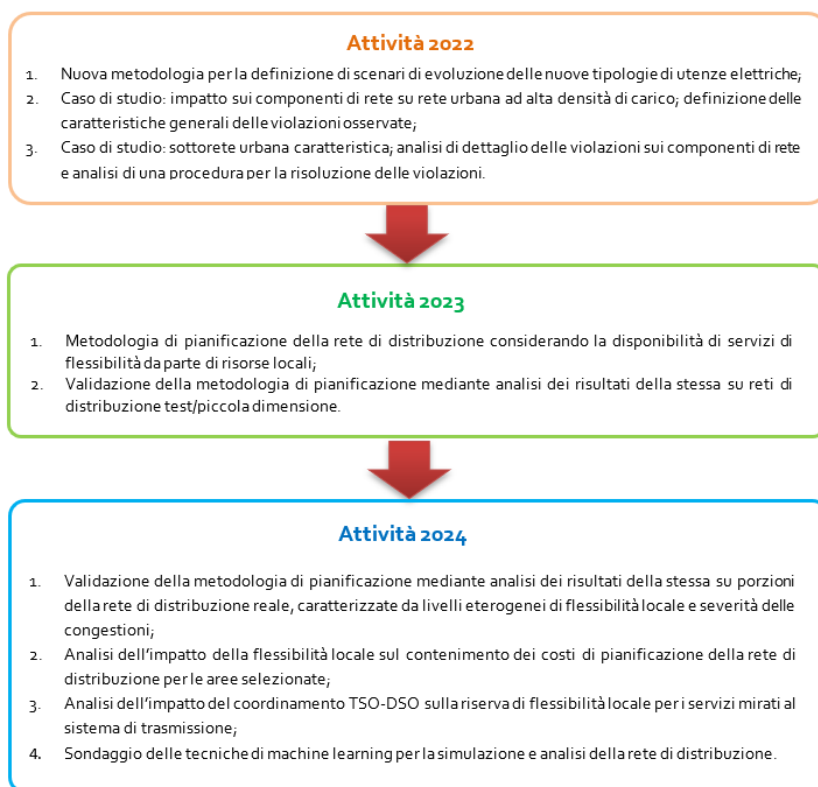


Figura 1.1 – Schema illustrativo dell’interdipendenza tra l’attività di ricerca presentata in questo rapporto e le attività di ricerca precedenti e future.



Il presente rapporto tecnico è strutturato come segue:

- nel capitolo 2 viene presentata e discussa la metodologia per la pianificazione di rete che tiene conto sia dei rinforzi di rete convenzionali che dell'utilizzo di flessibilità di sistema;
- il capitolo 3 presenta la validazione della metodologia presentata attraverso due casi di studio opportunamente selezionati, articolati su cinque test;
- il capitolo 4 conclude il documento presentando una sintesi dell'attività svolta.

2. METODOLOGIA PER LA PIANIFICAZIONE DI RETE

Lo scopo della metodologia di pianificazione della rete presentata di seguito è di identificare le violazioni dei parametri operativi della rete, selezionare i potenziali interventi risolutivi e i candidati idonei e, attraverso un algoritmo di ottimizzazione opportuno, fornire una soluzione di pianificazione ottimizzata che comporti il minor costo possibile per il sistema di distribuzione. La Figura 2.1 fornisce una rappresentazione schematica delle varie fasi della metodologia.

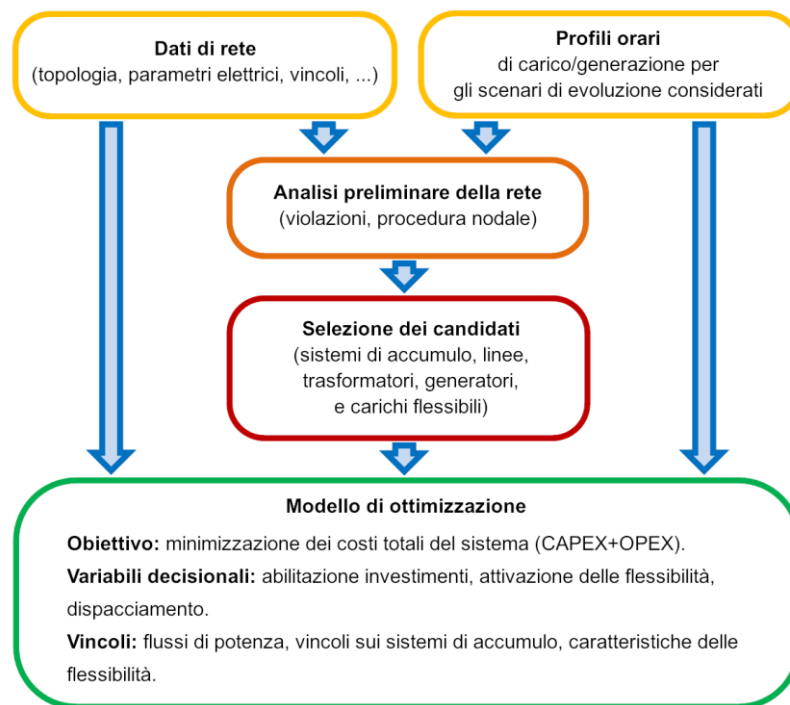


Figura 2.1 – Schema di principio della metodologia di pianificazione presentata.

La rete di distribuzione oggetto di studio viene dapprima simulata, analizzando le violazioni di corrente e di tensione presenti e le loro caratteristiche. Successivamente vengono identificati i nodi e i rami sui quali gli interventi di mitigazione delle violazioni hanno maggior effetto; questo viene realizzato attraverso una procedura basata sull'analisi di *sensitivity* applicata ai nodi e ai rami della rete. Attraverso questo studio preliminare della rete è possibile identificare i set di candidati che consentono di massimizzare l'effetto degli interventi, contenendone la numerosità.

Il passo successivo è rappresentato dalla selezione di candidati, di cui se ne identificano due insiemi: uno per la risoluzione delle violazioni di corrente e l'altro per la risoluzione delle violazioni di tensione. Tali potenziali soluzioni vengono applicate agli elementi di rete identificati nell'analisi preliminare.

L'ultimo passo consiste nell'implementazione di un problema di ottimizzazione che includa i modelli di rete e dei vari elementi, i modelli dei candidati e tutti i vincoli ad essi associati. L'obiettivo è ridurre al minimo la somma degli investimenti e dei costi operativi, massimizzando al contempo i benefici ottenuti utilizzando le flessibilità e i sistemi di accumulo. Le equazioni di *power flow* e i vincoli tecnici per le risorse flessibili (sistemi di accumulo inclusi) sono formulate in forma lineare, permettendo di gestire agevolmente anche modelli di grandi dimensioni. L'ottimizzazione può essere estesa a orizzonti di pianificazione ultradecennali e il passo temporale unitario normalmente considerato è pari a un'ora. Il risultato di tale processo è una soluzione ottima sia dal punto di vista tecnico che economico. Nelle sezioni seguenti sono illustrate in dettaglio le caratteristiche principali della metodologia.

2.1 Analisi preliminare della rete-selezione dei candidati

In questa sezione viene illustrata brevemente la procedura per la selezione dei candidati da fornire in input all'algoritmo di ottimizzazione. Questa costituisce una ulteriore evoluzione della cosiddetta "procedura nodale" sviluppata nei precedenti periodi di ricerca e presentata in [2].

2.1.1 Identificazione delle violazioni

Prima di procedere alla selezione dei candidati è necessario analizzare la rete per identificare l'entità delle violazioni e gli elementi che ne sono affetti. Per fare questo, il sistema elettrico in esame viene inizialmente simulato in ciascuno scenario, in modo da identificare le violazioni di corrente. L'identificazione delle problematiche di tensione richiede un processo più articolato in virtù del fatto che le tensioni sui *feeder* connessi a una cabina primaria sono fortemente influenzate dalla gestione del variatore sotto carico (OLTC) dei trasformatori di cabina. Nel caso in cui, sotto lo stesso trasformatore di cabina, vi siano due o più *feeder* caratterizzati da comportamenti opposti (sotto-tensioni su alcuni e sovra-tensioni su altri), l'intervento dell'OLTC può non essere risolutivo e, spesso, potrebbe essere peggiorativo per alcune sezioni di rete a vantaggio di altre, non essendo possibile trovare un adeguato compromesso per la tensione di sbarra. In queste condizioni è opportuno "disaccoppiare" l'influenza dell'OLTC dalla ricerca dei nodi critici, ovvero quelli che intrinsecamente manifestano violazioni di tensione.

Alla luce di queste considerazioni, l'identificazione delle violazioni di tensione viene eseguita in due fasi:

1. Per tutti gli istanti temporali, si traslano verso l'alto le tensioni di tutti i nodi della medesima quantità, in modo che il nodo a tensione maggiore assuma il valore di tensione massimo ammissibile; in queste condizioni si identificano quali nodi risultano in violazione per sotto-tensione.
2. Per tutti gli istanti temporali, si traslano verso il basso le tensioni di tutti i nodi della medesima quantità, in modo che il nodo a tensione minore assuma il valore di tensione minimo ammissibile; in queste condizioni si identificano quali nodi risultano in violazione per sovra-tensione.

Questa procedura, seppur approssimativa dato che non tiene conto degli effetti non lineari della rete, permette di identificare sia quei nodi che presentano violazioni qualsiasi sia il comportamento dell'OLTC; tra questi, al fine di semplificare ulteriormente il problema di ottimizzazione, per ciascun *feeder* si considera solo il nodo in cui la violazione è più accentuata. Questo approccio è giustificato dal fatto che intervenendo adeguatamente sul nodo più critico si ha un impatto benefico anche sugli altri nodi dalla stessa dorsale di rete.

Una volta identificati gli elementi in violazione, attraverso la procedura nodale si identificano i nodi a valle e a monte delle violazioni rilevate e, per quanto riguarda le violazioni di tensione, si calcolano le matrici di *sensitivity* per le linee (da cui si ottengono i parametri $\frac{dV}{dR}$) e per sistemi di accumulo/generatori/carichi (da cui si ottengono i parametri $\frac{dV}{dP}$). Il parametro $\frac{dV}{dR}$ esprime la variazione di tensione (dV) su un nodo determinato dalla variazione della resistenza (dR) di una linea pari a 1 Ohm; la variazione di resistenza è idonea per rappresentare la *sensitivity* di una linea perché, a parità di percorso, è l'unico parametro su cui si può agire (la resistenza si riduce aumentando la sezione oppure il numero di conduttori); al contrario la reattanza, dipendendo prevalentemente dalla geometria della posa, varia di molto poco per le possibili alternative di collegamento.

Il parametro $\frac{dV}{dP}$, dipendendo anche dal flusso di corrente sulla linea stessa, deve essere calcolato per ogni istante temporale. Perciò, per ogni linea si ottiene una matrice $n_c \times t$ dei valori di $\frac{dV}{dP}$, dove n_c è il numero di nodi critici individuati in precedenza e t il numero di istanti temporali.

Considerazioni analoghe si applicano anche per il parametro $\frac{dV}{dP}$ in relazione ai sistemi di accumulo, generatori e carichi, dove dP indica la variazione di potenza attiva.

Nei paragrafi successivi sono illustrati i criteri per la selezione dei candidati, sulla base del tipo di violazione (tensione, corrente) e in funzione della tipologia del candidato: sostituzione di tronchi di linea, installazione di sistemi di accumulo, utilizzo di flessibilità di potenza da generatori, e utilizzo flessibilità di potenza da carichi. È opportuno evidenziare che nel caso dei sistemi di accumulo, a ciascun candidato, in realtà, si fanno corrispondere tre sistemi di



Si sottolinea che non esiste un criterio univoco per definire i valori di soglia di $\frac{dV}{dR}$ e $\frac{dV}{dP}$ attraverso i quali vengono "scremati" i possibili candidati per le linee, i generatori e i carichi. Di fatto è un vincolo che viene introdotto per poter contenere il numero dei candidati, riducendo gli oneri di calcolo. Un set di candidati troppo ridotto, però, può non essere sufficiente per far convergere il problema di ottimizzazione o, più in generale, può portare ad una soluzione non ottima. Spesso, questa soglia viene impostata arbitrariamente e poi, eventualmente, affinata in più fasi, anche in funzione della specifica rete che si sta analizzando.

2.2 Algoritmo di ottimizzazione

In questa sezione vengono presentate le caratteristiche salienti dell'algoritmo di ottimizzazione utilizzato, con particolare attenzione sull'anatomia della funzione obiettivo, sulla formulazione matematica degli elementi del modello di rete e sull'utilizzo dei solutori.

2.2.1 Funzione obiettivo

La metodologia di pianificazione presentata in questo documento ha come scopo l'individuazione di assetti di rete idonei ad esercire in modo efficiente le reti di distribuzione negli scenari definiti; l'algoritmo di ottimizzazione è sviluppato per analizzare una pianificazione a lungo periodo e consente di tener conto sia degli effetti delle nuove installazioni che dell'evoluzione dell'intero sistema. Per far questo viene definito un set di anni-obiettivo (es: $S_y = \{2030, 2040, 2050\}$), a ciascuno dei quali corrisponde una decade di anni "operativi": gli effetti di ciascun elemento della rete vengono considerati solo per gli anni in cui essi sono attivi mentre i costi di investimento sono riferiti agli anni obiettivo in cui le installazioni vengono realizzate.

Il problema di ottimizzazione è pertanto formulato come la minimizzazione dei costi totali del sistema elettrico compreso nel perimetro di analisi e modellizzato attraverso la funzione obiettivo espressa dall'equazione 2.1, composta da un termine che rappresenta i costi di investimento relativi alle nuove installazioni (CAPEX) e un termine che comprende i costi operativi, legati alla produzione e consumo di energia e, in generale, al funzionamento del sistema (OPEX):

$$\min \sum_{y \in S_y} \left\{ \underbrace{f_y^{d,o} \sum_{t \in S_t} \left[\sum_i C_{t,i} + \sum_{j \in S_j} \alpha_j C_{t,j} + \sum_{n \in S_n} K_{t,n} \right]}_{\text{OPEX}} + \underbrace{f_y^d \sum_{j \in S_j} \alpha_j I_j}_{\text{CAPEX}} \right\} \quad 2.1$$

i cui termini rappresentano, rispettivamente:

- S_y : insieme degli orizzonti di pianificazione o anni-obiettivo;
- S_t : insieme degli intervalli operativi considerati (espressi in ore), inclusi negli orizzonti di pianificazione;
- S_j : insieme dei potenziali nuovi elementi di sistema, ovvero dei candidati;
- S_n : insieme dei nodi della rete;
- $C_{t,i}$: costi operativi degli elementi di sistema esistenti (i) per gli intervalli operativi considerati (t);
- $C_{t,j}$: costi operativi dei nuovi elementi di sistema (j) per gli intervalli operativi considerati (t);
- α_j : variabile decisionale intera [0 1], con la quale si considera o meno l'inserimento di un nuovo elemento;
- $K_{t,n}$: altri costi di sistema relativi ai nodi (n) per gli intervalli operativi considerati (t);
- I_j : costi di investimento relativi ai nuovi elementi di sistema (j);
- $f_y^{d,o}$: fattore di attualizzazione dei costi operativi futuri;
- f_y^d : fattore di attualizzazione dei costi di investimento futuri.

Affinché un elemento candidato non venga disattivato dopo che l'investimento sia stato implementato per un determinato anno di pianificazione, si introduce il vincolo seguente espresso dall'equazione 2.2:

$$\alpha_{y-1} \leq \alpha_y$$

2.2

dove si impone che la variabile decisionale (α) riferita all'anno y sia maggiore o uguale alla stessa riferita all'anno precedente $y - 1$; in questo modo essendo α_y una variabile binaria, una volta che passa da nulla a unitaria rimane tale per tutti gli anni a seguire, ovvero l'elemento candidato installato in un determinato anno di pianificazione viene correttamente considerato come già esistente negli anni successivi.

Opportuni fattori moltiplicativi ($f_y^{d,o}$, f_y^d) sono stati introdotti per attualizzare i costi futuri, considerato che nella funzione obiettivo tutti i costi sono riferiti al "presente" (ovvero a un opportuno anno di riferimento). Per maggiori dettagli si rimanda a [5].

Nell'equazione 2.1 i costi sono suddivisi in due categorie, dipendenti (OPEX) e indipendenti dal tempo (CAPEX). Questi ultimi, dal momento in cui sono in funzione, contribuiranno al calcolo dei corrispondenti costi operativi analogamente agli altri elementi del sistema e vengono considerati solo per i possibili elementi candidati, ovvero: sistemi di accumulo, flessibilizzazione dei carichi connessi alla rete, tronchi di linea e trasformatori. Tali costi sono da intendersi relativi agli investimenti da parte di tutti gli attori coinvolti nell'esercizio della rete, incluse le sorgenti di flessibilità. Questo significa che essi non corrispondono unicamente ai *capital expenditure* dell'operatore di rete e, qualora si fosse interessati solo a questi ultimi, il risultato della funzione obiettivo va depurato dei costi associabili a terzi (utente finale, fornitore di flessibilità, ecc..).

Gli OPEX, invece, tengono conto anche dei costi legati al funzionamento del sistema che non vengono esplicitamente modellizzati come, ad esempio, i costi relativi alle perdite di rete. Questo è dovuto all'adozione del modello di rete approssimato in corrente continua, che consente di mantenere la linearità dei modelli indispensabile per gestire numericamente analisi su larga scala. Tali approssimazioni trovano giustificazione nel fatto che le espansioni future saranno contenute rispetto all'estensione della rete stessa e, pertanto, la variazione delle perdite avrà un impatto limitato rispetto alle condizioni attuali del sistema.

L'algoritmo adotta una risoluzione temporale oraria, ritenuta un buon compromesso per determinare in maniera sufficientemente accurata le congestioni di sistema senza incrementare eccessivamente la complessità computazionale, soprattutto nelle analisi su larga scala. È opportuno sottolineare anche che gli scenari di espansione pluridecennali sono intrinsecamente caratterizzati da ampia incertezza (taglia e posizione di nuovi carichi e nuovi generatori, aumento di potenza per quelli esistenti) e, pertanto, una risoluzione temporale più fitta non comporterebbe alcun vantaggio in termini di precisione.

La Tabella 2.1 mostra sinteticamente la tipologia di costo associata a ciascun tipo di elemento del sistema considerato, in particolare si segnala che:

- per i generatori gli unici costi considerati (OPEX) sono quelli legati alla remunerazione per i servizi di flessibilità o alla compensazione economica per il *curtailment*. L'installazione e/o la dismissione dei generatori è considerata già all'interno degli scenari simulati e non rientra quindi nel processo di pianificazione ottimizzata.
- i carichi sono inizialmente considerati tutti non flessibili e solo a seguito di investimento possono essere trasformati in flessibili. I costi operativi associati a tali elementi constano nella remunerazione per i servizi di flessibilità oltre che per la compensazione economica in caso di *curtailment*.
- per i sistemi di accumulo, delle linee e dei trasformatori, si considerano modellizzati all'interno dei relativi CAPEX. Per il modello adottato, i sistemi di accumulo sono gli unici elementi comprensivi di perdite e quindi hanno un impatto indiretto sugli OPEX totali (il costo relativo alle perdite viene considerato intrinsecamente nel costo dell'energia immessa in rete).

Le ipotesi qui descritte possono essere modificate in funzione del tipo di analisi e degli obiettivi specifici che si vogliono perseguire nello studio di pianificazione.

Tabella 2.1 – Tabella riassuntiva delle tipologie di costo considerate per ciascun elemento del sistema.

Elemento	Costi d'investimento	Costi operativi
Flessibilità da Generatori termici		X
Flessibilità da Generatori a fonte rinnovabile		X
Carichi flessibili	X	X
Sistemi di accumulo	X	(X)
Linee, trasformatori	X	

2.2.2 Linee e trasformatori

Per rappresentare linee e trasformatori si è utilizzato il modello (monofase equivalente) convenzionale di un ramo trifase, riportato in Figura 2.3.

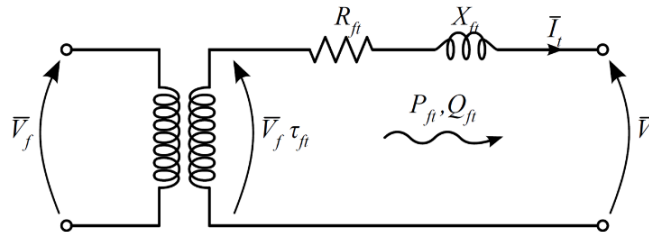


Figura 2.3 – Modello monofase equivalente di un ramo di rete generico.

Il quale è descritto dall'equazione 2.3:

$$\tau_{ft}\bar{V}_f - \bar{V}_t = (R_{ft} + X_{ft})\bar{I}_{ft} \quad 2.3$$

i cui termini rappresentano, rispettivamente:

- τ_{ft} : rapporto di trasformazione del ramo;
- \bar{V}_f : fasore tensione del nodo f ;
- \bar{V}_t : fasore tensione del nodo t ;
- R_{ft} : resistenza equivalente serie sul lato secondario (lato a "bassa tensione") del ramo;
- X_{ft} : reattanza equivalente serie sul lato secondario (lato a "bassa tensione") del ramo;
- \bar{I}_{ft} : fasore corrente sul lato secondario (lato a "bassa tensione") del ramo;
- P_{ft} : potenza attiva che transita nel ramo;
- Q_{ft} : potenza reattiva che transita nel ramo.

Scegliendo opportunamente il valore del rapporto di trasformazione τ_{ft} , si può utilizzare questo modello per rappresentare un tronco di linea ($\tau_{ft} = 1$) oppure un trasformatore ($\tau_{ft} \neq 1$).

Calcolando il transito di potenza attiva e reattiva a metà del ramo, la corrente è esprimibile dall'equazione 2.4:

$$\bar{I}_{ft} = 2 \frac{P_{ft} - jQ_{ft}}{\tau_{ft}\underline{V}_f + \underline{V}_t} \quad 2.4$$

Sostituendo la 2.4 nella 2.3 e riformulando matematicamente, si ottiene l'equazione 2.5 di cui sono esplicitate la parte reale e la parte immaginaria:

$$\tau_{ft}\bar{V}_f - \bar{V}_t = 2(R_{ft} + X_{ft}) \frac{P_{ft} - jQ_{ft}}{\tau_{ft}\underline{V}_f + \underline{V}_t} \rightarrow \begin{cases} \tau_{ft}^2 V_f^2 - V_t^2 = 2R_{ft}P_{ft} + 2X_{ft}Q_{ft} & \text{reale} \\ \tau_{ft} V_f V_t \sin(\delta_f - \delta_t) = X_{ft}P_{ft} - R_{ft}Q_{ft} & \text{immaginaria} \end{cases} \quad 2.5$$

dove:

- \underline{V}_f : è il complesso coniugato di \bar{V}_{f_i} ;
- \underline{V}_t : è il complesso coniugato di \bar{V}_{t_i} ;
- δ_f : è l'angolo di fase della tensione del bus f_i ;
- δ_t : è l'angolo di fase della tensione del bus t .

Considerando che questo modello viene applicato in una rete radiale, è possibile considerare solo l'equazione espressa dalla parte reale della 2.5; in una rete radiale, infatti, non è necessario conoscere gli angoli di fase per poter determinare il flusso di potenza. Questa approssimazione consente di semplificare ulteriormente il modello, la cui fisica può essere interamente descritta dall'equazione 2.6:

$$\tau_{ft}^2 W_f - W_t = 2R_{ft} P_{ft} + 2X_{ft} Q_{ft} \quad 2.6$$

dove $W_f = V_f^2$ e $W_t = V_t^2$, in modo che tutte le variabili dell'equazione abbiano rispetto ad essa una dipendenza lineare, che è lo scopo delle approssimazioni introdotte.

Nella modellizzazione delle linee e dei trasformatori è indispensabile aggiungere il vincolo sul transito di potenza, il quale può essere linearizzato attraverso l'approssimazione poligonale riportata nell'espressione 2.7:

$$P_{ft}^2 + Q_{ft}^2 \leq S_{ft(max)}^2 \xrightarrow{\text{approx poligonale}} P_{ft} \sin\left(\frac{2\pi}{N_p} k\right) + Q_{ft} \cos\left(\frac{2\pi}{N_p} k\right) \leq S_{ft(max)} \quad 2.7$$

Nei casi di studio analizzati e presentati nel seguito di questo documento è stata adottata una approssimazione con $N_p = 8$ rappresentata dalla spezzata ottagonale presentata in Figura 2.4.

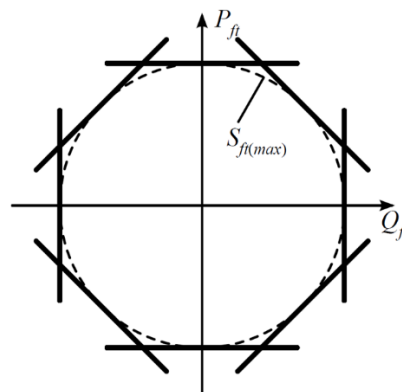


Figura 2.4 – Rappresentazione grafica dell'approssimazione poligonale ($N_p=8$) della curva del massimo transito di potenza.

L'aggiunta o la rimozione di un elemento di rete fa parte del processo di ottimizzazione e, in particolare nel caso dei tronchi di linea e dei trasformatori, è di fondamentale importanza perché è il meccanismo che permette di simulare le operazioni di rinforzo della rete. Si fa notare che l'aggiunta di un ramo nuovo comporta sempre la rimozione di un ramo esistente; ciò è indispensabile per mantenere la configurazione radiale della rete (due rami in parallelo costituiscono un anello, con tutte le implicazioni matematiche e fisiche del caso) e, più semplicemente, per non aggiungere ulteriori variabili aumentando la complessità del modello e, di conseguenza, gli oneri computazionali. Si è reso necessario, pertanto, adottare una formulazione adatta a considerare l'aggiunta o la rimozione di un ramo come un investimento che nella fattispecie viene regolata da una variabile decisionale binaria.

Di seguito, si suddividono i rami in due categorie, quelli esistenti che possono essere rimossi dalla rete e quelli non esistenti che possono essere aggiunti dalla rete, ovvero i rami candidati per il rinforzo di rete.

I vincoli per un tronco di linea ($\tau_{ft} = 1$) esistente che può essere rimosso sono espressi dalle disequazioni 2.8:

$$\begin{cases} -\alpha_y M \leq W_f - W_t - 2R_{ft}P_{ft} - 2X_{ft}Q_{ft} \leq \alpha_y M \\ P_{ft} \sin\left(\frac{2\pi}{N_p}k\right) + Q_{ft} \cos\left(\frac{2\pi}{N_p}k\right) \leq S_{ft(max)}(1 - \alpha_y) \quad \text{con } k = 1, 2, \dots, N_p \end{cases} \quad 2.8$$

dove:

- α_y : variabile decisionale che abilita l'investimento;
- M : è un opportuno coefficiente di valore sufficientemente alto ("big M method"²).

Si osservano, a seconda del valore assunto da α_y , i seguenti effetti:

- $\alpha_y = 0$: la linea esistente viene mantenuta e valgono le equazioni 2.6 e 2.7;
- $\alpha_y = 1$: la linea esistente viene rimossa: le variabili W_f e W_t possono variare liberamente e i transiti di potenza P_{ft} e Q_{ft} sono imposti nulli.

Similmente, i vincoli per un tronco di linea ($\tau_{ft} = 1$) candidato sono espressi dalle disequazioni 2.9:

$$\begin{cases} -(1 - \alpha_y)M \leq W_f - W_t - 2R_{ft}P_{ft} - 2X_{ft}Q_{ft} \leq (1 - \alpha_y)M \\ P_{ft} \sin\left(\frac{2\pi}{N_p}k\right) + Q_{ft} \cos\left(\frac{2\pi}{N_p}k\right) \leq S_{ft(max)}\alpha_y \quad \text{con } k = 1, 2, \dots, N_p \end{cases} \quad 2.9$$

Di nuovo, a seconda del valore assunto da α_y , si hanno i seguenti effetti:

- $\alpha_y = 0$: la linea candidata non viene aggiunta: le variabili W_f e W_t possono variare liberamente e i transiti di potenza P_{ft} e Q_{ft} sono imposti nulli;
- $\alpha_y = 1$: la linea candidata viene selezionata e valgono le equazioni 2.6 e 2.7.

Le formulazioni presentate sono valide anche nel caso di trasformatori, includendo il rapporto di trasformazione τ_{ft} .

2.2.3 Generatori

Come specificato nel paragrafo 2.2.1, non si considera l'installazione di nuovi generatori nel processo di ottimizzazione; eventuali sostituzioni, ampliamenti o nuove connessioni degli impianti di generazione derivano dalle ipotesi di scenario. I generatori sono tendenzialmente considerati come controllabili, ovvero in grado di variare sia la potenza attiva che la potenza reattiva; pertanto, sono introdotti i vincoli espressi dalle equazioni 2.10, che stabiliscono i limiti della *capability*:

$$\begin{aligned} P_{g(min)} &\leq P_g \leq P_{g(max)} \\ Q_{g(min)} &\leq Q_g \leq Q_{g(max)} \end{aligned} \quad 2.10$$

dove:

- P_g : potenza attiva generata;
- $P_{g(max)}$: limite massimo della potenza attiva generabile;
- $P_{g(min)}$: limite minimo della potenza attiva generabile;

² Nell'ambito della ricerca operativa, il metodo del Big M è un metodo per risolvere problemi di programmazione lineare utilizzando l'algoritmo del semplice. Il metodo del Big M estende l'algoritmo del semplice a problemi che contengono vincoli "maggiore di". Ciò avviene associando i vincoli a grandi costanti negative che non farebbero parte di alcuna soluzione ottimale, qualora esistesse.

- Q_g : potenza reattiva erogata;
- $Q_{g(max)}$: limite massimo della potenza reattiva erogabile;
- $Q_{g(min)}$: limite minimo della potenza reattiva erogabile.

Nel caso in cui si volesse modellizzare un generatore non controllabile, ma eventualmente soggetto a *curtailment* in caso di necessità, si fa riferimento alle seguenti equazioni:

$$\begin{aligned} P_g &= P_{g(ref)} - P_{g(curt)} \\ 0 &\leq P_{g(curt)} \leq P_{g(ref)} \\ Q_{g(min)} &\leq Q_g \leq Q_{g(max)} \end{aligned} \quad 2.11$$

dove:

- $P_{g(ref)}$: è la potenza attiva di riferimento del generatore non controllabile;
- $P_{g(curt)}$: è potenza attiva soggetta a *curtailment*;

2.2.4 Carichi flessibili

I carichi flessibili sono stati implementati in modo che il modello corrispondente sia il più generico possibile, indipendente dal tipo di flessibilità e dalla tecnologia utilizzata. Il modello sviluppato è, pertanto, adatto a rappresentare diverse tecnologie. La flessibilità di carico è applicabile a tutte quelle risorse che sono in grado di modificare il proprio profilo di assorbimento orario, sia in diminuzione che in aumento, al fine di soddisfare le esigenze del sistema. Per semplicità si è considerato il fattore di potenza³ costante, in modo che la potenza reattiva vari proporzionalmente alla potenza attiva.

I carichi flessibili sono considerati, nella funzione obiettivo, solo come candidati per investimenti futuri, ovvero nel caso in cui risulti ottimale rendere flessibile un carico (non flessibile) esistente.

Il modello sviluppato contempla due meccanismi di flessibilità, riduzione del carico e *load-shifting* (ossia spostamento del prelievo in altra finestra temporale); ogni risorsa è in grado, in linea di principio, di partecipare a entrambi. In aggiunta a questi due tipi di movimentazione, è stato introdotto anche il *curtailment*, ovvero una riduzione di carico, parziale o totale, operata in modo coatto dal DSO in caso di necessità solo quando tutte le flessibilità del sistema sono state sfruttate ma è ancora necessaria una riduzione del carico globale per far convergere il problema di ottimizzazione. Per questo motivo la valorizzazione economica del *curtailment* è molto elevata (sensibilmente più onerosa sia della riduzione del carico che del *load-shifting*) in modo che si attivi solo come ultima istanza. Tale misura è attivabile, indistintamente, per tutti i carichi connessi alla rete e non è associato a nessun investimento per la flessibilizzazione. L'assorbimento di potenza di un carico flessibile visto dai nodi della rete è espresso dall'equazione 2.12:

$$P_{l(flex)} = P_{l(ref)} - \Delta P_{lr} + \Delta P_{ls,up} - \Delta P_{ls,dn} - \Delta P_{lc} \quad 2.12$$

i cui termini rappresentano, rispettivamente:

- $P_{l(flex)}$: potenza assorbita dal carico flessibile;
- $P_{l(ref)}$: potenza di riferimento del carico, derivata dal profilo di assorbimento base;
- ΔP_{lr} : diminuzione di potenza associata alla riduzione del carico;
- $\Delta P_{ls,up}$: aumento di potenza associato al *load-shifting*;
- $\Delta P_{ls,dn}$: diminuzione di potenza associata al *load-shifting*;
- ΔP_{lc} : diminuzione di potenza associata al *curtailment* del carico.

³ Per fattore di potenza si intende il rapporto tra potenza attiva e potenza apparente in un sistema a corrente alternata.

Le espressioni presentate di seguito (da 2.13 a 2.19) esprimono i vari vincoli considerati per i carichi flessibili:

$$0 \leq \Delta P_{lr} \leq \alpha_y \cdot \Delta P_{lr(max)} \quad 2.13$$

$$0 \leq \sum \Delta t \cdot \Delta P_{lr} \leq \alpha_y \cdot E_{nc(max)} \quad 2.14$$

$$\sum \Delta P_{ls,up} = \sum \Delta P_{ls,dn} \quad 2.15$$

$$0 \leq \Delta P_{ls,up} \leq \alpha_y \cdot \Delta P_{ls,up(max)} \quad 2.16$$

$$0 \leq \Delta P_{ls,dn} \leq \alpha_y \cdot \Delta P_{ls,dn(max)} \quad 2.16$$

$$0 \leq \Delta P_{ls,up} \leq \Delta P_{ls,up(max)} - \sum_{\tau} \Delta P_{ls,up,\tau}, \quad t - \tau_{ls,up,rec} \leq \tau \leq t - 1 \quad 2.17$$

$$0 \leq \Delta P_{ls,dn} \leq \Delta P_{ls,dn(max)} - \sum_{\tau} \Delta P_{ls,dn,\tau}, \quad t - \tau_{ls,dn,rec} \leq \tau \leq t - 1 \quad 2.17$$

$$0 \leq \sum \Delta t \cdot \Delta P_{ls,dn} \leq \alpha_y \cdot E_{ls(max)} \quad 2.18$$

$$0 \leq \Delta P_{lc} \leq \Delta P_{lc(max)} \quad 2.19$$

i cui termini rappresentano (in aggiunta a quelli specificati in precedenza per l'equazione 2.12), rispettivamente:

- $\Delta P_{lr(max)}$: limite massimo della potenza in riduzione;
- α_y : variabile decisionale che abilita l'investimento;
- Δt : intervallo di tempo in cui avviene la riduzione di potenza;
- $E_{nc(max)}$: limite massimo dell'energia non consumata dal carico, annuale;
- $\Delta P_{ls,up(max)}$: limite massimo della potenza a salire;
- $\Delta P_{ls,dn(max)}$: limite massimo della potenza a scendere;
- t : intervallo di tempo unitario (1h);
- τ : indice temporale riferito al tempo di recupero per il *load-shifting*;
- $\tau_{ls,up,rec}$: tempo di recupero per il *load-shifting* a salire;
- $\tau_{ls,dn,rec}$: tempo di recupero per il *load-shifting* a scendere;
- $E_{ls(max)}$: limite massimo dell'energia associata al *load-shifting*, annuale;
- $\Delta P_{lc(max)}$: limite massimo della potenza tagliata.

L'equazione 2.13 impone che la riduzione del carico sia positiva e inferiore ad un valore limite, da scegliere opportunamente. Inoltre, sempre in caso di riduzione del carico, per non sovra-utilizzare la risorsa si impone un vincolo sull'energia non consumata, annuale, espresso dall'equazione 2.14.

In presenza di un meccanismo di *load-shifting* è opportuno che l'assorbimento complessivo all'interno di un intervallo temporale definito (es: 24 ore) rimanga inalterato; pertanto, è necessario imporre l'uguaglianza tra la quota di potenza a scendere e la quota di potenza a salire, modellizzata attraverso l'equazione 2.15.

Sia per il *load-shifting* a scendere che per quello a salire si impone un vincolo superiore di potenza, espresso dall'equazione 2.16. Inoltre, essendo attuabile solo per un tempo limitato (alla riduzione di potenza deve seguire, all'interno dell'intervallo temporale definito, un aumento di potenza affinché il bilancio energetico finale sia nullo), l'equazione 2.17 introduce il vincolo sulla durata massima di utilizzo del *load-shifting* in funzione di un tempo di recupero definito opportunamente. Anche in questo caso si impone un vincolo per non sovra-utilizzare la risorsa nell'arco dell'anno: l'equazione 2.18 fissa un limite massimo all'energia totale trasferita.

Infine, l'equazione 2.19 esprime il vincolo sul valore limite della riduzione di potenza associata al *curtailment*, coerentemente alle equazioni 2.13 e 2.16. Si sottolinea come, rispetto a queste due equazioni, nella 2.19 non sia presente il coefficiente α_y ; questo implica che il *curtailment* può essere applicato a tutti i carichi, a riprova del fatto che viene considerata come opzione di "emergenza" per far convergere il problema di ottimizzazione laddove lo sfruttamento completo degli altri meccanismi di flessibilità non è sufficiente.

2.2.5 Sistemi di accumulo

Coerentemente con l'approccio utilizzato per i carichi flessibili anche il modello per i sistemi di accumulo è stato definito nel modo più generale possibile, al fine di poter rappresentare diverse tecnologie di accumulo. Per semplicità verranno considerati solo i sistemi di accumulo a batteria (BESS, *Battery Energy Storage System*) che potrebbero essere, ragionevolmente, i più diffusi nelle reti di distribuzione in media tensione. Come specificato nel paragrafo introduttivo, l'algoritmo di ottimizzazione è neutro rispetto agli attori e al contesto regolatorio, pertanto, la selezione di un sistema di accumulo come intervento ottimale da parte dell'algoritmo non implica che la proprietà, come la gestione, dello stesso siano a carico del DSO (situazione in contrasto con le regole attualmente in vigore). Nello scenario in cui un attore terzo avesse la proprietà del sistema di accumulo, il costo di investimento è da intendersi come la remunerazione attesa dei servizi forniti da quest'ultimo sull'orizzonte temporale considerato. In tal caso, sebbene gli oneri economici associati ad esso sarebbero tecnicamente da considerarsi OPEX (anziché CAPEX), ciò non influisce sulla funzione obiettivo (e sull'esito dell'ottimizzazione).

Nella definizione del relativo modello sono state adottate le seguenti ipotesi:

1. l'impatto della potenza reattiva sull'efficienza energetica del sistema di accumulo è considerato trascurabile;
2. le operazioni di carica e scarica non sono soggette a vincoli temporali;
3. non si considerano vincoli di rampa.

L'equilibrio energetico del sistema di accumulo è espresso dall'equazione 2.20:

$$E_{s(max)} \cdot \chi_t = (1 - dr)_{\Delta t} \cdot E_{s(max)} \cdot \chi_{t-\Delta t} + \Delta t \cdot \left(\eta_{abs} \cdot P_t^{abs} - \frac{P_t^{inj}}{\eta_{inj}} \right) \quad 2.20$$

i cui termini rappresentano, rispettivamente:

- $E_{s(max)}$: energia massima accumulabile (taglia del sistema di accumulo);
- χ_t : livello di carica normalizzato del sistema di accumulo all'istante t ;
- dr : coefficiente orario di auto-scarica del sistema di accumulo;
- Δt : intervallo di tempo base (compreso tra due istanti successivi);
- $\chi_{t-\Delta t}$: livello di carica normalizzato del sistema di accumulo all'istante $t - \Delta t$;
- η_{abs} : efficienza del sistema di accumulo in assorbimento;
- P_t^{abs} : potenza assorbita dal sistema di accumulo all'istante t ;
- η_{inj} : efficienza del sistema di accumulo in erogazione;
- P_t^{inj} : potenza erogata dal sistema di accumulo all'istante t .

Si tiene conto delle perdite statiche del sistema di accumulo associandole al livello di carica attraverso il coefficiente orario di auto-scarica; la proporzionalità tra le perdite statiche e il livello di carica consente di avere perdite nulle se l'energia immagazzinata è nulla senza dover aggiungere ulteriori variabili binarie.

Le relazioni presentate di seguito (da 2.21 a 2.25) esprimono i vari vincoli considerati:

$$E_{s(min)} \leq E_{s(max)} \cdot \chi_t \leq E_{s(max)} \quad 2.21$$

$$0 \leq P_t^{abs} \leq P_{abs(max)} \quad 2.22$$

$$0 \leq P_t^{inj} \leq P_{inj(max)} \quad 2.22$$

$$\sum_t \Delta t \cdot P_t^{abs} \leq E_{abs(max)} \quad 2.23$$

$$E_{s(max)} \cdot \chi_0 = E_{s(init)} \quad 2.24$$

$$E_{s(max)} \cdot \chi_T \geq E_{s(init)} \quad 2.24$$

$$Q_{s(min)} \leq Q_s \leq Q_{s(max)} \quad 2.25$$

i cui termini rappresentano (in aggiunta a quelli specificati in precedenza per l'equazione 2.20), rispettivamente:

- $E_{s(min)}$: limite minimo dell'energia accumulata nel sistema di accumulo;
- $P_{abs(max)}$: limite massimo della potenza assorbibile dal sistema di accumulo;
- $P_{inj(max)}$: limite massimo della potenza erogabile dal sistema di accumulo;
- $E_{abs(max)}$: limite massimo dell'energia in assorbimento, annuale;
- $E_{s(init)}$: valore di energia iniziale, annuale;
- χ_0 : livello di carica normalizzato a inizio anno;
- χ_T : livello di carica normalizzato a fine anno;
- $Q_{s(min)}$: limite minimo della potenza reattiva erogabile dal sistema di accumulo;
- $Q_{s(max)}$: limite massimo della potenza reattiva erogabile dal sistema di accumulo;
- Q_s : potenza reattiva erogata dal sistema di accumulo.

L'equazione 2.21 esprime i vincoli per il livello di carica normalizzato; l'energia accumulabile dal sistema di accumulo è compresa tra un valore minimo opportunamente scelto e un valore massimo (che coincide con la taglia). Le potenze di carica e scarica sono limitate da un vincolo superiore, espresso dall'equazione 2.22.

Affinché, nell'arco di un anno di pianificazione, la risorsa non venga sovra-sfruttata o sotto-sfruttata, sono stati introdotti dei limiti per l'assorbimento e l'erogazione di energia; l'equazione 2.23 introduce un valore di energia massima assorbibile annualmente mentre l'equazione 2.24 impone che il valore di energia immagazzinata nel sistema di accumulo nell'arco di un anno debba essere uguale, o al limite superiore, all'energia presente a inizio anno, imponendo quindi che non si possa scaricare oltre il livello di carica iniziale.

L'equazione 2.25 specifica i limiti di variazione della potenza reattiva erogata, definendo, di fatto, gli estremi della curva di capability.

Per i sistemi di accumulo candidati si considerano le stesse equazioni, nelle quali è stata opportunamente inserita la variabile decisionale α_y per tener conto dell'effettiva, o meno, implementazione dell'investimento. Nel seguito si riportano per completezza le espressioni da 2.20 a 2.25 adattate per tali candidati (espressioni da 2.26 a 2.31):

$$E_{s(max)} \cdot \chi_t = (1 - \alpha_y \cdot dr)_{\Delta t} \cdot E_{s(max)} \cdot \chi_{t-\Delta t} + \Delta t \cdot \left(\eta_{abs} \cdot P_t^{abs} - \frac{P_t^{inj}}{\eta_{inj}} \right) \quad 2.26$$

$$\alpha_y \cdot E_{s(min)} \leq E_{s(max)} \cdot \chi_t \leq \alpha_y \cdot E_{s(max)} \quad 2.27$$

$$0 \leq P_t^{abs} \leq \alpha_y \cdot P_{abs(max)} \quad 2.28$$

$$0 \leq P_t^{inj} \leq \alpha_y \cdot P_{inj(max)} \quad 2.28$$

$$\sum_t \Delta t \cdot P_t^{abs} \leq \alpha_y \cdot E_{abs(max)} \quad 2.29$$

$$E_{s(max)} \cdot \chi_0 = \alpha_y \cdot E_{s(init)} \quad 2.30$$

$$E_{s(max)} \cdot \chi_T \geq \alpha_y \cdot E_{s(init)}$$

$$\alpha_y \cdot Q_{s(min)} \leq Q_s \leq \alpha_y \cdot Q_{s(max)} \quad 2.31$$

2.2.6 Cenni sui solutori

Il modello matematico costruito attraverso l'algoritmo di ottimizzazione viene risolto utilizzando delle librerie di ottimizzazione esterne. Tra le varie opzioni disponibili per l'ambiente di programmazione Julia⁴ [6] non tutte sono compatibili con il problema di ottimizzazione specifico (ad esempio non implementano alcuni vincoli del modello matematico), pertanto sono state selezionate quelle compatibili e tra di esse quelle in grado di risolvere i problemi di ottimizzazione in modo più efficiente e preciso.

Alla fine, sono state individuate tre librerie gratuite che garantiscono una buona precisione nei risultati e tempi di risoluzione nell'ordine delle decine di minuti: HiGHS [7], Cbc [8] e GLPK [9]. Questi tre solutori sono stati, poi, testati per poter valutare le caratteristiche di ciascuno e metterle a confronto per determinare i vantaggi e gli svantaggi all'interno dello specifico ambito di applicazione dell'algoritmo di pianificazione; nella maggior parte dei casi essi restituiscono risultati identici o molto simili, ma in particolari situazioni essi non convergono o forniscono risultati completamente diversi tra di loro. Un'analisi approfondita non ha permesso di identificare una correlazione netta tra i parametri di input e l'insorgenza di queste problematiche, anche se la presenza di sistemi di accumulo e la contemporaneità di violazioni di tensione e corrente pare essere determinante. Di seguito si riportano brevemente le evidenze emerse nei test condotti con i tre solutori:

- **HiGHS:** è risultato essere il solutore più veloce (anche dieci volte più degli altri), ma tra tutti è il più sensibile alla presenza dei sistemi di accumulo e alla risoluzione di violazioni di tensione. Gli errori riscontrati, in particolare, riguardano una selezione errata dei sistemi di accumulo (seleziona sistemi di taglia elevata molto costosi per poi sotto-utilizzarli, nonostante la disponibilità di sistemi più piccoli e prestazionalmente identici) e, in presenza di violazioni di tensione, una modulazione di potenza inutilmente diffusa su molti generatori e carichi (ma comunque di entità contenuta e vicina alla tolleranza del solutore). Queste modulazioni non contribuiscono alla risoluzione delle violazioni, ma impattano in modo significativo sulla funzione obiettivo falsando i risultati.
- **Cbc:** è un solutore mediamente più lento di HiGHS, ma fornisce risultati in genere più corretti. Risente molto dei problemi complessi, che spesso non riesce a far convergere.
- **GLPK:** è il solutore che fornisce i risultati più corretti ma, al crescere della complessità del problema di ottimizzazione, i tempi di risoluzione crescono sensibilmente: ad esempio, in uno stesso test, HiGHS ha risolto il problema in pochi minuti, mentre GLPK non è riuscito ad arrivare a convergenza neanche dopo diverse ore. Per questo motivo si può considerare una scelta affidabile solo per i problemi più semplici.

In conclusione, HiGHS, data la sua velocità, può essere utilizzato come alternativa principale, con la cautela di verificare i risultati con Cbc laddove vi siano comportamenti anomali (presenza di movimentazioni piccole dei generatori/carichi o per selezioni dubbie dei sistemi di accumulo). Nell'analisi sui casi di studio presentati nel capitolo 3, sono stati utilizzati sia HiGHS che Cbc, che hanno fornito gli stessi risultati.

2.3 Considerazioni conclusive

In questo capitolo è stata presentata la metodologia di pianificazione della rete di distribuzione sviluppata, il cui scopo primario è di definire il possibile sviluppo della rete in presenza di scenari di evoluzione (in termini di carico e generazione) contemplando l'utilizzo congiunto di servizi di flessibilità e rinforzi di rete convenzionali.

L'approccio presentato consta di tre fasi principali: l'identificazione degli elementi in violazione; la selezione degli elementi candidati per la risoluzione delle violazioni; l'ottimizzazione della rete oggetto di studio, avente come obiettivo la selezione degli interventi atti a risolvere le violazioni al minor costo totale per il sistema.

⁴ <https://julialang.org>



L'identificazione degli elementi in violazione segue pari passo la metodologia di analisi sviluppata nell'attività di ricerca del triennio precedente (2019-2021) [10] [11] [12], così come la selezione degli elementi candidati, che rappresenta una ulteriore evoluzione della cosiddetta "procedura nodale" presentata in [2].

L'analisi preliminare della rete e l'identificazione dei nodi più "promettenti" per la connessione degli elementi candidati, attraverso il calcolo di opportune matrici di *sensitivity*, permettono di comporre un set di candidati tale da realizzare un giusto compromesso tra l'accuratezza della soluzione del problema di ottimizzazione e l'onere di calcolo (maggiore è il numero di candidati maggiori sono i gradi di libertà per l'ottimizzazione ma anche il numero di variabili da trattare).

Il problema di ottimizzazione sfrutta modelli lineari dei principali elementi di rete e categorie di utenze, permettendo di trattare anche reti estese e complesse mantenendo i tempi di calcolo e gli sforzi computazionali entro limiti ragionevoli. Tali modelli sono improntati alla generalità, per poter implementare diverse tecnologie senza aggiungere equazioni o vincoli specifici, a vantaggio della trattabilità numerica del problema. L'abilitazione degli investimenti è gestita attraverso variabili binarie che consentono l'inserimento dei candidati nel modello di rete in modo esclusivo, evitando la proliferazione di variabili o la creazione di anelli che andrebbero a influenzare il vincolo di radialità della rete. La funzione obiettivo è strutturata per considerare tutti i costi del sistema, sia quelli operativi dipendenti dal tempo che quelli fissi legati agli investimenti; il costo complessivo del sistema viene così minimizzato per tutti gli anni del periodo di pianificazione considerato.

L'algoritmo di ottimizzazione è stato strutturato in modo da poter utilizzare qualsiasi libreria di ottimizzazione disponibile, consentendo la massima libertà nella scelta dei solutori. Non tutti, però, sono adatti a questa specifica applicazione o al tipo di analisi condotte; pertanto, sono state fatte alcune valutazioni sui solutori compatibili e ne sono stati evidenziati i punti di forza e di debolezza.

Nel capitolo successivo viene illustrato il processo di validazione della metodologia su alcuni casi di studio opportunamente selezionati.

3. VALIDAZIONE DELLA METODOLOGIA

La metodologia di pianificazione presentata nel capitolo 2 è stata validata attraverso l'analisi di due casi studio: il primo ha riguardato una rete rurale sintetica (ossia generata a partire da alcuni parametri di input), per cui sono stati valutati gli effetti delle violazioni di tensione e di corrente dovute a carico e generazione sulle linee MT; il secondo ha riguardato una porzione di rete urbana reale, per cui sono stati valutati gli effetti delle violazioni dovute al carico sui trasformatori MT/BT. Per entrambi i sistemi vi sono dei sotto casi (Test 3 e Test 5) in cui sono stati modificati alcuni costi o alcuni parametri dei modelli, ma non la topologia di rete o i profili di carico e generazione, con lo scopo di valutare una molteplicità di soluzioni identificate dall'algoritmo di ottimizzazione.

Si è considerato un orizzonte temporale di pianificazione pari a dieci anni; i profili orari di carico e generazione sono stati ricavati replicando su ciascun anno i profili relativi a dodici giorni tipici, scelti in funzione della stagione e del giorno della settimana, riassunti nella Tabella 3.1.

Tabella 3.1 – Giorni tipici considerati per la validazione della metodologia.

Rif.	Stagione/giorno	Rif.	Stagione/giorno
Day1	Inverno feriale	Day7	Estate feriale
Day2	Inverno sabato	Day8	Estate sabato
Day3	Inverno domenica	Day9	Estate domenica
Day4	Primavera feriale	Day10	Autunno feriale
Day5	Primavera sabato	Day11	Autunno sabato
Day6	Primavera domenica	Day12	Autunno domenica

Per la rete rurale sintetica, per i giorni tipici si sono adottati profili convenzionali, mentre per quella urbana sono stati impiegati i profili di carico reali rilevati sulla rete; in quest'ultimo caso, per la stagione estiva è stata scelta la settimana di carico massimo, per evidenziare gli effetti sulla rete degli impianti di condizionamento nei giorni più caldi.

La Tabella 3.2 riporta i costi unitari, sia d'investimento che operativi (costo dei servizi), utilizzati per le simulazioni condotte.

Tabella 3.2 – Dettaglio dei costi unitari considerati per la validazione della metodologia.

	Costo CAPEX [€]	Costo OPEX [€/MWh]
<i>Load-shifting</i>	10.000	100
<i>Load curtailment</i>	-	5.000
<i>Generation curtailment (Test 1)</i>	-	500
<i>Generation curtailment (Test 2)</i>	-	150
<i>Generation curtailment (Test 3)</i>	-	10
Sistema di accumulo MT 0,4 [MW-MWh]	100.000	-
Sistema di accumulo MT 0,8 [MW-MWh]	400.000	-
Sistema di accumulo MT 1,6 [MW-MWh]	1.600.000	-
Sistema di accumulo BT 0,05 [MW-MWh]	12.500	-
Sistema di accumulo BT 0,1 [MW-MWh]	25.000	-
Sistema di accumulo BT 0,2 [MW-MWh]	50.000	-
Linee MT	250.000	-
Trasformatori MT/BT	75.000	-
<i>N.B. Costi di investimento riferiti a 40 anni; per i sistemi di accumulo si considera un rapporto potenza/energia unitario</i>		

Nella definizione dei costi, si sono volute creare "forzatamente" le condizioni idonee per valutare il corretto funzionamento dell'algoritmo di ottimizzazione in situazioni particolarmente critiche o in cui i costi del rinforzo di rete

sono simili a quelli della flessibilità, pertanto si è cercato di scegliere valori che fossero verosimili pur senza essere strettamente e rigorosamente realistici; la stessa filosofia è stata applicata nella scelta dei profili di generazione e carico e nella definizione dei limiti di tensione. Lo scopo di queste scelte è unicamente rivolto a investigare l'efficacia dell'algoritmo soprattutto nei casi in cui le soluzioni sono più complesse e non individuabili facilmente in maniera empirica.

I casi di studio analizzati di seguito tengono conto, per semplicità, di un orizzonte di pianificazione decennale; pertanto, assumendo una vita utile dei componenti di 40 anni, i costi di investimento relativi alle soluzioni ottimizzate dei casi di studio sono pari a un quarto di quelli riportati in Tabella 3.2.

3.1 Caso di studio: rete rurale sintetica

La rete rurale considerata per il primo caso di studio è rappresentata schematicamente nella Figura 3.1, dove sono riportate anche le lunghezze di ciascun tronco di linea (esprese in km).

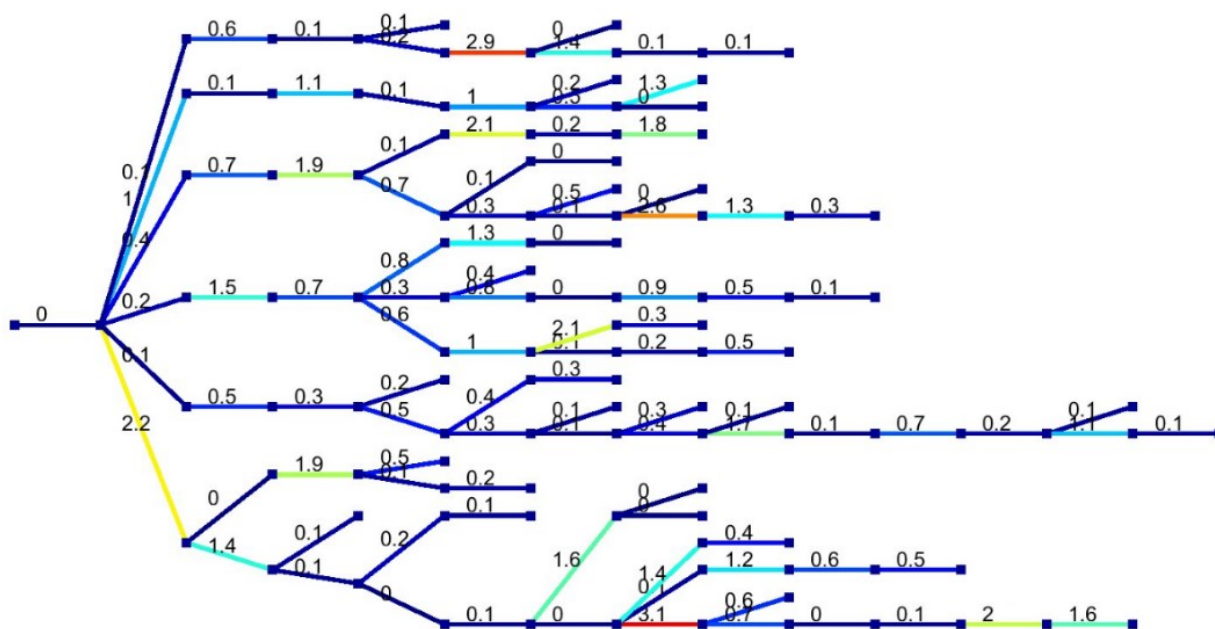


Figura 3.1 – Schema e lunghezze delle linee (in km) della rete rurale sintetica.

Essa è alimentata attraverso una cabina primaria in cui è presente un trasformatore AT/MT da 25 MVA che alimenta sei *feeder* con relative dorsali e derivazioni (alcune delle quali si estendono anche fino a 3 km), per una lunghezza complessiva di 65 km. I trasformatori MT/BT non sono inclusi nel modello di rete.

I carichi sono distribuiti in modo uniforme fra tutti i nodi; a questi fanno eccezione alcuni carichi di entità superiore, soprattutto nel nodo 108, posto all'estremità del primo *feeder*.

Sulla maggior parte dei nodi sono presenti generatori, prevalentemente fotovoltaici. Un generatore di taglia particolarmente elevata è connesso direttamente alle sbarre MT della cabina primaria. La configurazione di questa rete fa sì che il carico sia maggiore della generazione, per cui si può considerare come un sistema "ad alto carico".

Per semplicità si è ipotizzato che tutte le linee abbiano la stessa portata, pari a circa 4,9 MVA (140 A), e il vincolo di corrente è stato posto pari al 100% della portata (solitamente, in pianificazione, si considera per le linee MT un carico massimo pari al 60% [13]). Le caratteristiche della rete e dei profili di generazione corrispondenti non comporterebbero violazioni di tensione, pertanto, per poter fare in modo che ve ne siano, si è scelto di ridurre l'intervallo di tensione ammissibile da +/-5% a +/-2% rispetto al valore nominale.

3.1.1 Test 1: violazioni di tensione e corrente su rete ad alto carico

I profili di carico e generazione relativi ai dodici giorni tipici sono mostrati in Figura 3.2, i quali sono stati ripartiti sulle utenze associate a questa rete sintetica. Si può osservare che il carico è molto superiore alla generazione e presenta picchi particolarmente elevati nelle ore serali, soprattutto dei giorni feriali in inverno (Day1) e autunno (Day10), in cui la produzione fotovoltaica è invece abbastanza ridotta. Il giorno di massimo carico è quello feriale invernale (Day1), con il picco alle ore 19. Simulando la rete in queste condizioni si determinano i nodi e le linee in violazione, illustrate in Figura 3.3.

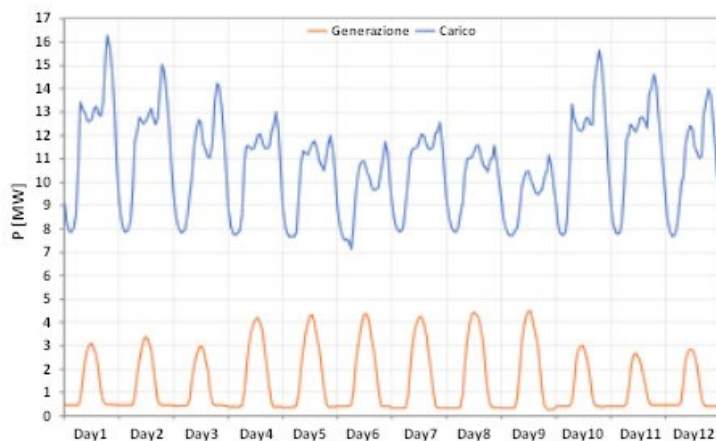


Figura 3.2 – Carico e generazione totali della rete nel Test 1.

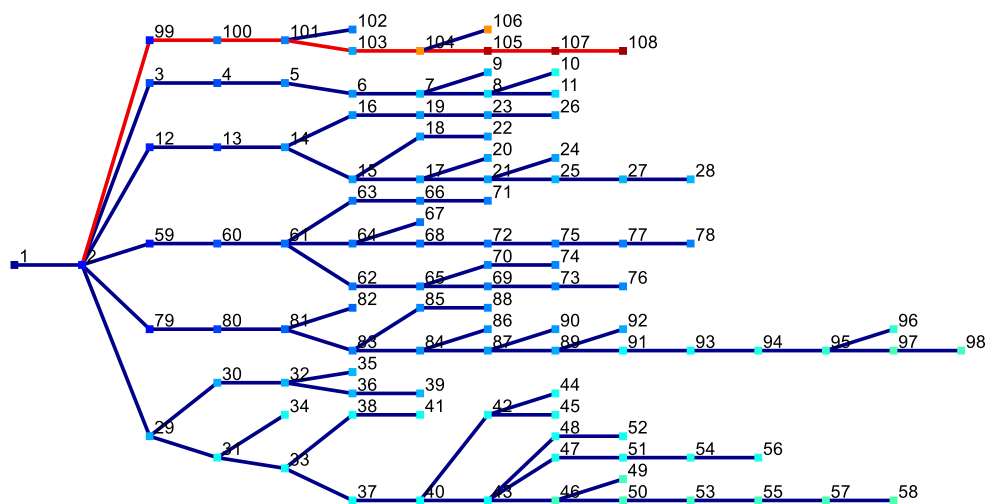


Figura 3.3 – Nodi e linee in violazione nel Test 1 (indicati in rosso).

Le violazioni di corrente sono concentrate sulle linee della sola dorsale (escluse quindi le due derivazioni) del primo feeder, che va dalla sbarra MT di cabina primaria (nodo 2) al nodo 108. Le violazioni maggiori si hanno sul primo ramo (ramo 2-99), in partenza dalla sbarra MT, in particolar modo nelle giornate invernali (Day1-Day3). Nei giorni critici identificati, il fattore di carico sulle linee in violazione raggiunge valori prossimi al 130% della portata nominale.

Le violazioni di tensione si manifestano sui nodi dal 104 al 108; in particolare per i nodi 105, 107, 108 ci sono significativi problemi di sotto-tensione, soprattutto nelle ore serali dei giorni feriali invernali e autunnali (Day1, Day10). Il nodo più sollecitato è quello terminale (nodo 108) dove, nei giorni critici identificati, la tensione assume valori prossimi a 0,97 p.u. Attraverso la procedura di selezione illustrata in 2.1, vengono scelti i candidati da fornire all’algoritmo di ottimizzazione, evidenziati in Figura 3.4.

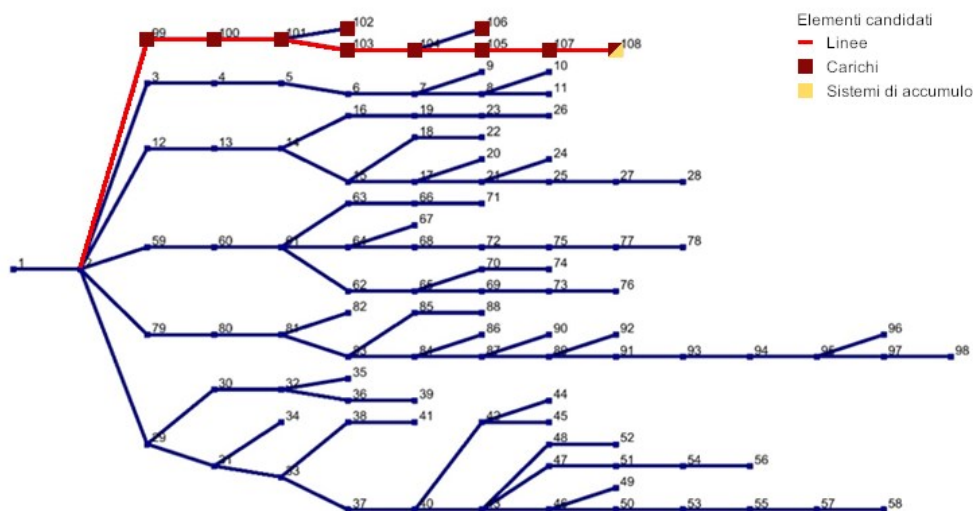


Figura 3.4 – Posizione e tipologia dei candidati nella rete nel Test 1.

Tali possibili investimenti sono stati selezionati sia in relazione alle violazioni di corrente che in relazione alle violazioni di tensione. Essendo le congestioni concentrate tutte sul medesimo *feeder*, si ottengono due set di candidati con elementi sovrapponibili tra di loro. In particolare, sul nodo 108 vi sono due gruppi speculari di sistemi di accumulo di tre taglie differenti (cfr. Tabella 3.2). Per aumentare la flessibilità della soluzione, tuttavia, non si è effettuata una riduzione degli elementi potenzialmente ridondati, ma sono stati mantenuti entrambi i set di candidati. L’algoritmo di ottimizzazione restituisce la soluzione rappresentata in Figura 3.5.

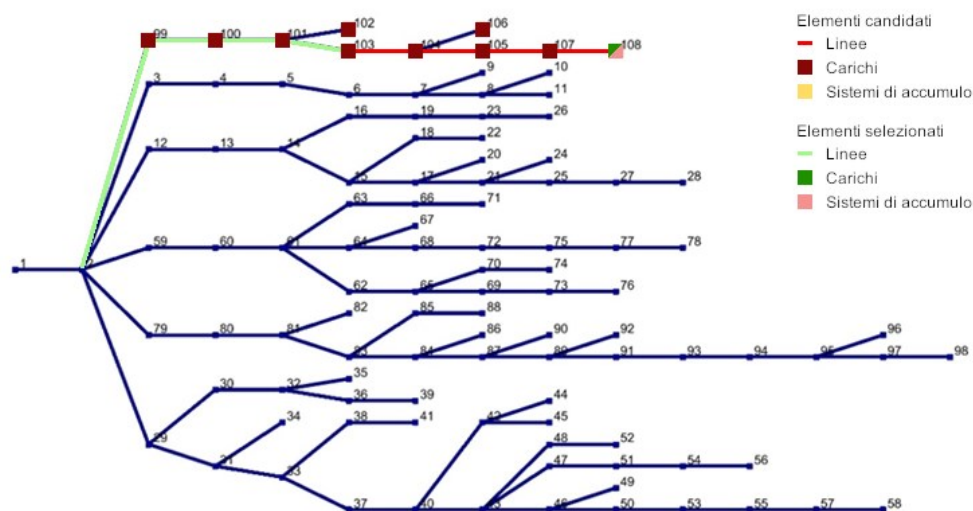


Figura 3.5 – Posizione e tipologia dei candidati scelti nella rete nel Test 1.

La soluzione identificata (Figura 3.5) consiste nel sostituire le prime quattro linee del *feeder*: esse, infatti, includono i rami con il maggiore impatto sulle tensioni dei nodi corrispondenti e, simultaneamente, sono originariamente soggette a sovraccarichi. La risoluzione delle restanti violazioni di corrente e la risoluzione completa delle violazioni di tensione viene realizzata sfruttando i carichi flessibili e installando due sistemi di accumulo sul nodo 108, risorse che hanno il maggiore impatto sulla risoluzione di entrambi i tipi di congestione.

La scelta di privilegiare gli interventi sulle prime quattro linee del *feeder* anziché le altre si può interpretare col fatto che i rami che connettono i nodi 103-104 e 104-105 sono piuttosto lunghi e si trovano nella zona più remota della rete;



pertanto, sono caratterizzate da un costo maggiore ma, al contempo, da un impatto modesto sulle tensioni (essendo percorse da correnti inferiori ed essendo limitato il numero di nodi che beneficerebbero di un loro potenziamento). Si segnala, inoltre, che, in virtù delle alternative speculari per i sistemi di accumulo candidati sul nodo 108, l'algoritmo ha selezionato quelli di taglia più piccola anziché uno singolo di taglia doppia; ciò è dovuto a questioni puramente numeriche in quanto, per i parametri di costo adottati, l'installazione di due unità da 0,4 MW risulta meno onerosa dell'installazione di una da 0,8 MW.

Gli effetti della pianificazione ottimizzata sono facilmente osservabili nella Tabella 3.3 che riporta i fattori di carico sul trasformatore di cabina primaria e sulle linee in violazione, prima e dopo gli interventi (per l'indicizzazione dei nodi fare riferimento allo schema di principio di Figura 3.3 e successivi).

Tabella 3.3 – Fattore di carico massimo sul trasformatore AT/MT e sulle linee in violazione.

	Nodo A	Nodo B	Base	Ottima
Trasformatore	1	2	74%	64%
Ramo 2-99	2	99	127%	53%
Ramo 99-100	99	100	126%	53%
Ramo 100-101	100	101	124%	52%
Ramo 101-103	101	103	121%	51%
Ramo 103-104	103	104	119%	100%
Ramo 104-105	104	105	113%	97%
Ramo 105-107	105	107	110%	96%
Ramo 107-108	107	108	109%	95%

Il fattore di carico si riduce lungo tutta la dorsale per effetto sia dell'attivazione del *load-shifting*, sia dell'installazione dei sistemi di accumulo sul nodo 108. In aggiunta, sui primi quattro rami di linea il raddoppio della portata in seguito alla sostituzione dei conduttori comporta un'ulteriore riduzione del fattore di carico, che risulta più che dimezzato. È opportuno sottolineare, però, che nonostante l'effetto benefico generalizzato su tutto il *feeder*, l'intervento di rinforzo convenzionale operato sui primi quattro rami porta ad un aumento consistente del margine operativo (inteso come capacità residua) delle linee interessate, mentre le linee rimanenti si trovano ad operare a ridosso del loro limite tecnico. È ragionevole immaginare che, se fosse stato impostato un fattore di carico massimo pari al 60%, probabilmente la soluzione ottimizzata avrebbe considerato la sostituzione di tutte, o quasi, le linee in violazione. Questi risultati evidenziano come l'impostazione dei vincoli e delle variabili dei modelli, al di là del puro fattore numerico, debbano riflettere le caratteristiche che ci si attende dalla soluzione della pianificazione ottimizzata.

Per poter visualizzare più in dettaglio gli effetti della soluzione individuata, di seguito si mettono a confronto le variazioni di potenza relative a *load-shifting* e sistemi di accumulo sul nodo 108 (Figura 3.6), la potenza assorbita complessiva sul nodo 108 (Figura 3.7) e la potenza attiva transitante sul ramo 2-99 (Figura 3.8) in corrispondenza del giorno più critico (Day1).

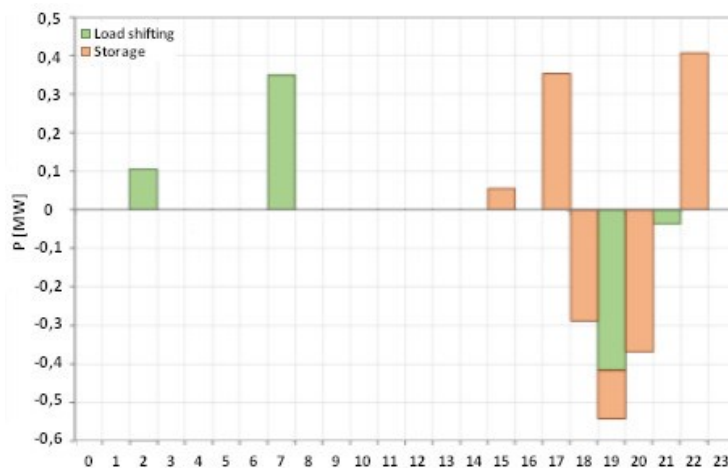


Figura 3.6 – Variazioni di potenza sul nodo 108 dovute al *load-shifting* e al sistema di accumulo.

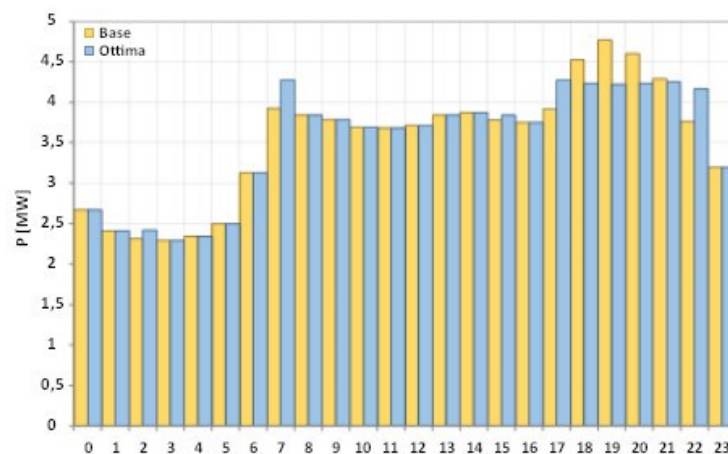


Figura 3.7 – Potenza assorbita sul nodo 108 senza e con il *load-shifting* e il sistema di accumulo.

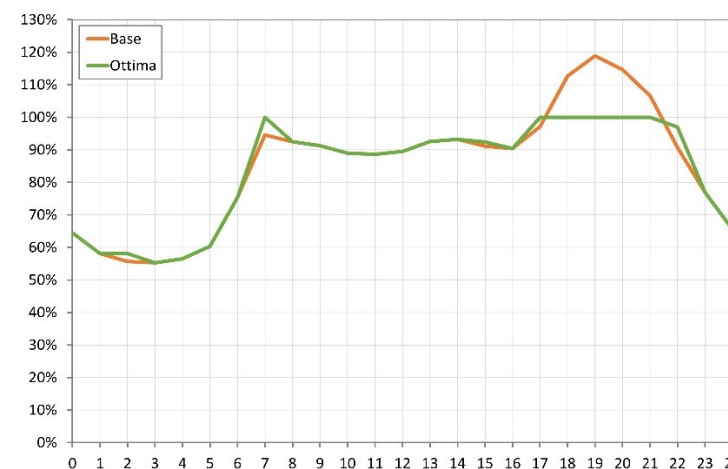


Figura 3.8 – Fattore di carico sul ramo 103-104 prima e dopo l'ottimizzazione.

La Figura 3.6 mostra come viene incrementato l'assorbimento del carico sul nodo 108 nelle prime ore del mattino in modo da poterlo, poi, ridurre nella fascia serale (ore 18-21) quando si presentano le condizioni di congestione per il *feeder* in esame; similmente il sistema di accumulo assorbe potenza a metà pomeriggio per poi restituirla nella fascia serale, compensando ulteriormente il picco di carico.

L'effetto delle flessibilità si nota chiaramente nella Figura 3.7, dove la potenza assorbita complessiva del nodo 108 viene rappresentata prima e dopo la pianificazione ottimizzata. La suddivisione in intervalli orari mostra chiaramente dove l'assorbimento originario viene modificato per soddisfare i vincoli di rete; in particolare, nella fascia oraria 18-21, l'azione congiunta di sistemi di accumulo e *load-shifting* "trasformano" il picco di carico in un "plateau".

Un profilo molto simile si ritrova in Figura 3.8 che riporta gli andamenti del fattore di carico sul primo ramo a valle delle linee sostituite (ramo 103-104) prima e dopo la pianificazione ottimizzata: questo mostra come gli interventi effettuati sul nodo più a valle del *feeder* consentano di eliminare i sovraccarichi sulle linee non sostituite.

Il dettaglio dei costi dei vari interventi e il costo totale per il sistema relativi al Test 1, espressi in euro, sono riportati in Tabella 3.4.

Tabella 3.4 – Costi della soluzione ottima nel Test 1.

[€]	CAPEX	Load-shifting	Curtaiment	Totale
Linee	61.449	0	0	61.449
Carichi	2.500	29.699	0	32.199
Sistemi di accumulo	50.000	0	0	50.000
Generatori	0	0	0	0
Totale	113.949	29.699	0	143.648

Si nota facilmente che le tre tipologie di candidati contribuiscono al costo finale in proporzioni diverse: per circa il 43% le nuove linee, per circa il 22% i sistemi di accumulo e per il restante 35% la flessibilità dai carichi. Suddividendo gli interventi in opere tradizionali (rinforzo di rete) e utilizzo di flessibilità di potenza, queste ultime costituiscono la parte maggioritaria (57% contro 43%).

È interessante anche confrontare questa soluzione con quella in cui si sarebbero risolte le violazioni attraverso solo interventi di rinforzo convenzionali, ovvero sostituendo tutti e otto i rami di linea in violazione (per un totale di 5,48 km di conduttori anziché 0,98 km): il costo totale di questa soluzione sarebbe di 351.698 €, circa il 150% in più rispetto alla soluzione ottima (143.648 €).

Appare chiaro che, seppur lasciando con margini operativi ristretti alcuni elementi di rete, l'uso della flessibilità permette di risolvere le congestioni con costi ridotti, consentendo di posticipare alcuni interventi di potenziamento della rete.



3.1.2 Test 2: violazioni di tensione e corrente a causa della generazione

Questo secondo test ha come scopo l'analisi delle problematiche connesse alla presenza in rete della generazione distribuita. La rete utilizzata è la stessa del Test 1 mentre i profili di carico sono stati ridotti rispetto a quelli precedenti ed è stata incrementata in modo significativo (di circa tre volte) la generazione distribuita presente sull'ultimo feeder. In Figura 3.9 sono riportati i profili di carico e generazione complessivi per i dodici giorni tipici considerati.

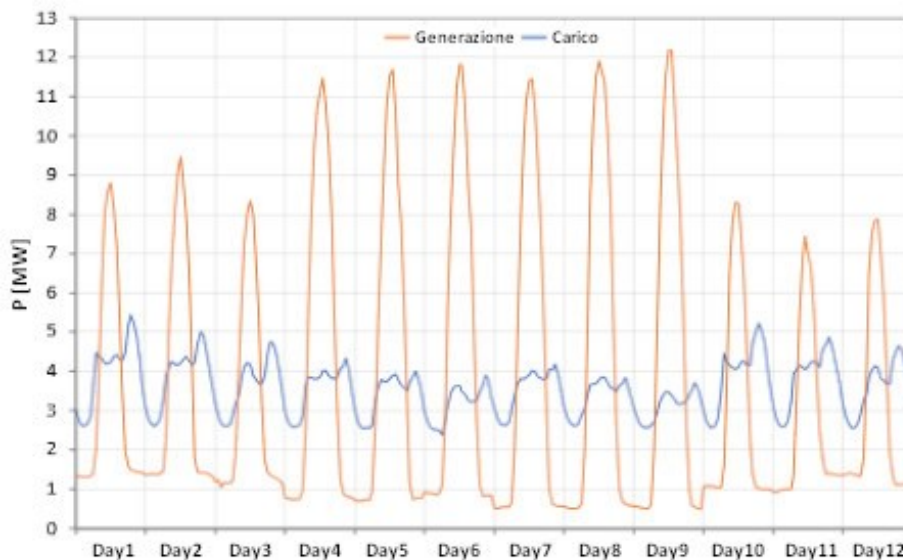


Figura 3.9 – Carico e generazione totali della rete nel Test 2.

I giorni più critici sono quelli primaverili ed estivi (Day4-Day9), in cui si ha la massima generazione, e in modo particolare in quelli festivi (Day6 e Day9) e prefestivi (Day5 e Day8), nei quali avviene anche il minimo carico. In queste condizioni si manifestano sovraccarichi nelle prime sei linee dell'ultimo feeder e sovratensioni nella maggior parte dei nodi sottesi a quest'ultime. Nel giorno più critico (Day9) il picco di tensione sui nodi supera di poco 1,04 p.u., mentre il fattore di carico massimo per le linee MT è leggermente superiore al 150%. Gli elementi di rete in violazione sono rappresentati in Figura 3.10.

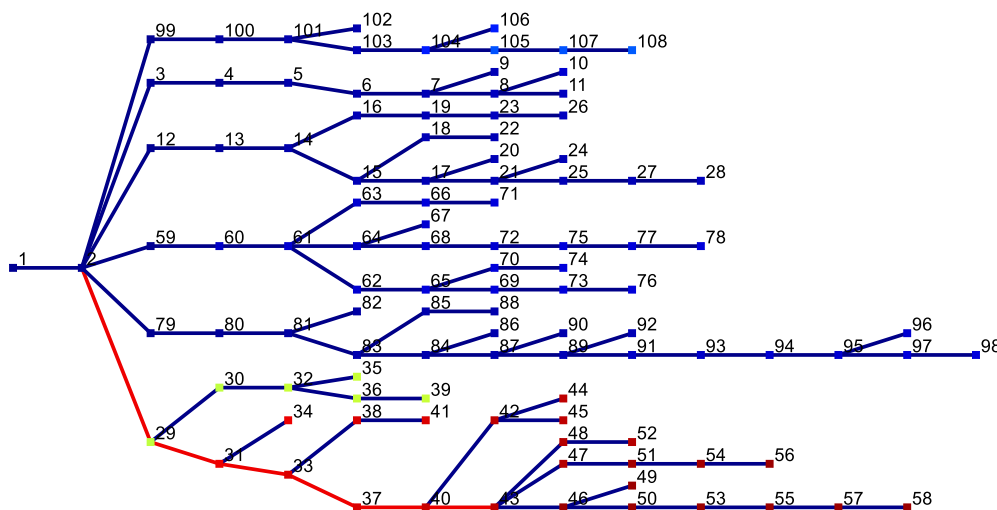


Figura 3.10 – Nodi e linee in violazione nel Test 2 (indicati in rosso).



Attraverso la procedura di selezione illustrata in 2.1, vengono scelti i candidati da fornire all’algoritmo di ottimizzazione, riportati in Figura 3.11. Sono stati selezionati, oltre alle linee e ai nodi dell’ultimo *feeder*, anche alcune linee del primo e i nodi terminali di altri, in quanto la riduzione delle cadute di tensione in questi punti della rete potrebbe contribuire alla risoluzione delle violazioni nella porzione di rete maggiormente sollecitata.

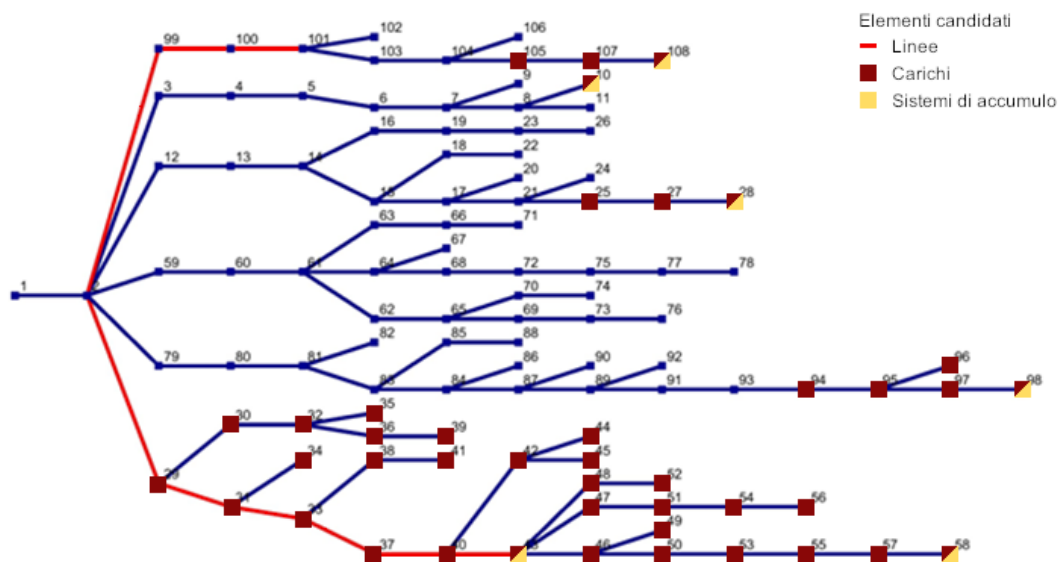


Figura 3.11 – Posizione e tipologia dei candidati sulla rete nel Test 2.

La soluzione individuata è rappresentata in Figura 3.12 e consiste nel sostituire le sei linee in violazione evidenziate in verde chiaro.

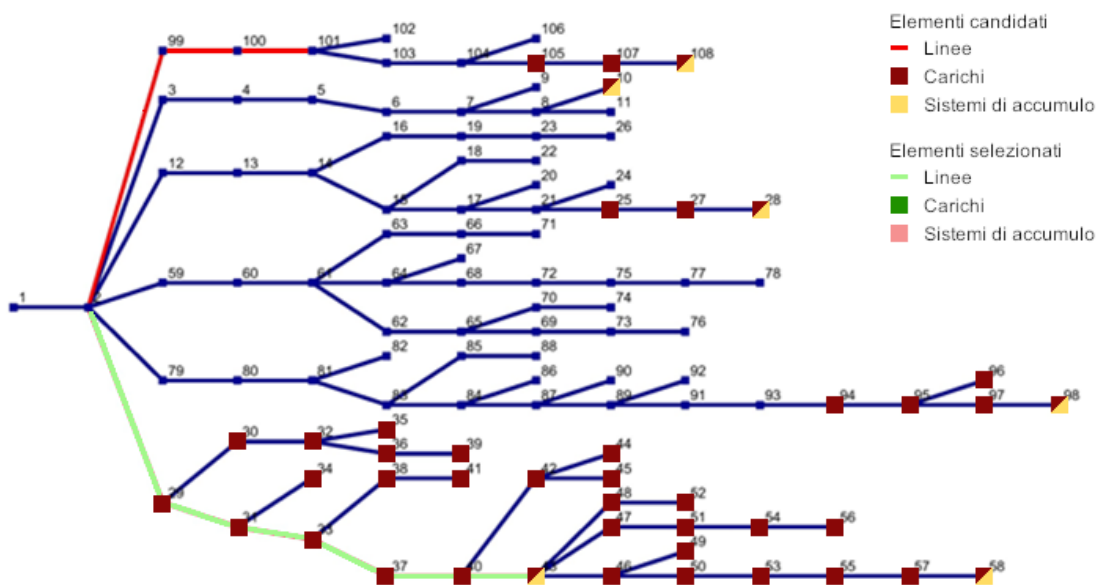


Figura 3.12 – Posizione e tipologia dei candidati scelti nella rete nel Test 2.

Il dettaglio dei costi dei vari interventi e il costo totale relativi al Test 2, espressi in euro, sono riportati in Tabella 3.5.



Tabella 3.5 – Costi della soluzione ottima nel Test 2.

[€]	Investimento	Load-shifting	Curtaiment	Totale
Linee	344.717	0	0	344.717
Carichi	0	0	0	0
Sistemi di accumulo	0	0	0	0
Generatori	0	0	0	0
Totale	344.717	0	0	344.717

La soluzione della pianificazione ottimizzata è influenzata in modo significativo dal costo assunto per la modulazione della potenza fotovoltaica (cfr. Tabella 3.2), che ha reso il taglio della generazione più oneroso rispetto alla sostituzione delle linee. Normalmente, in un’ottica di massimizzazione della produzione di energia da risorse rinnovabili non programmabili, il *curtailment* viene contemplato solo per situazioni estreme o emergenziali, per cui è verosimile che abbia un costo elevato. In uno scenario di elevata penetrazione fotovoltaica, però, considerando che il taglio di generazione avverrebbe nei momenti di massima produzione, gli esiti di un ipotetico mercato locale delle flessibilità potrebbero portare a dei prezzi più bassi, rendendo il *curtailment* della generazione economicamente vantaggioso (per il produttore) nell’ottica in cui questo viene valorizzato in funzione del prezzo dell’energia (si tratterebbe di una situazione in cui il servizio di flessibilità del *curtailment* risulta più redditizio della vendita dell’energia tagliata). Per poter osservare meglio come cambierebbe la pianificazione ottimizzata con queste premesse, il Test 2 è stato ripetuto senza modifiche ad eccezione del costo del *curtailment* che è stato sensibilmente ridotto (da 150 a 10 €/MWh; cfr. Tabella 3.2). I risultati ottenuti sono illustrati in dettaglio nel paragrafo successivo.

3.1.3 Test 3: variante del Test 2 con riduzione del costo del *curtailment*

Questo test si può considerare, a tutti gli effetti, un sotto caso del test precedente. L’implementazione del problema di ottimizzazione, in cui è stato introdotto il nuovo costo del *curtailment*, ha restituito la soluzione rappresentata in Figura 3.13.

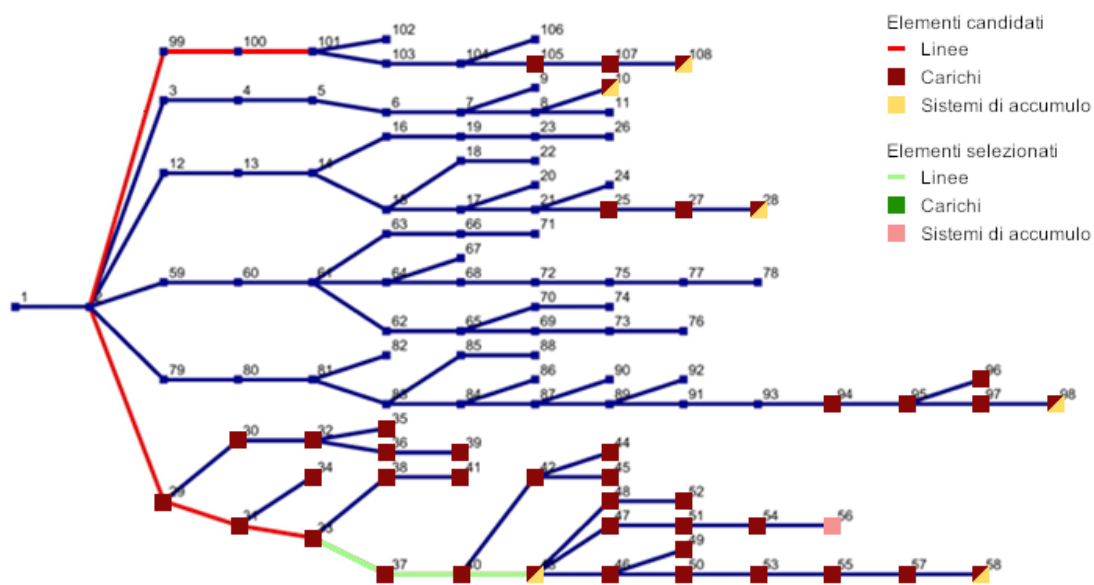


Figura 3.13 – Posizione e tipologia dei candidati scelti nella rete nel Test 3.

Il dettaglio dei costi dei vari interventi e il costo totale per il sistema relativi al Test 3, espressi in euro, sono riportati in Tabella 3.6.



Tabella 3.6 – Costi della soluzione ottima nel Test 3.

[€]	CAPEX	Load-shifting	Curtaiment	Totale
Linee	45.476	0	0	45.476
Carichi	0	0	0	0
Sistemi di accumulo	25.000	0	0	25.000
Generatori	0	0	51.788	51.788
Totale	70.476	0	51.788	122.264

Confrontando la Tabella 3.6 con la Tabella 3.5 si osserva chiaramente che il costo totale della soluzione del Test 3 è pari a circa il 36% rispetto ai risultati del Test 2 (122.264 € contro 344.717 €); nel Test 2 era prevista solo la sostituzione delle sei linee in violazione, mentre in questo caso la soluzione prevede il rinforzo di sole tre linee, l'installazione di un sistema di accumulo e l'utilizzo diffuso del *curtailment* sui generatori connessi al *feeder* critico, risolvendo tutte le violazioni di corrente rimanenti e le violazioni di tensione.

A prescindere dal valore assoluto del costo delle due soluzioni, che evidentemente dipende dalla scelta dei costi specifici delle varie opzioni di pianificazione, si osserva che nel Test 2 l'investimento è costituito interamente da un potenziamento di tutte le linee in violazione, mentre nel Test 3 è costituito dal potenziamento di alcune linee (circa il 38% del costo totale), dall'installazione di un sistema di accumulo (20%) e dal *curtailment* dei generatori (42%).

L'effetto del *curtailment* della generazione è evidente osservando Figura 3.14, dove i profili di potenza generata complessiva relativi al Test 3 prima e dopo la pianificazione ottimizzata sono messi a confronto.

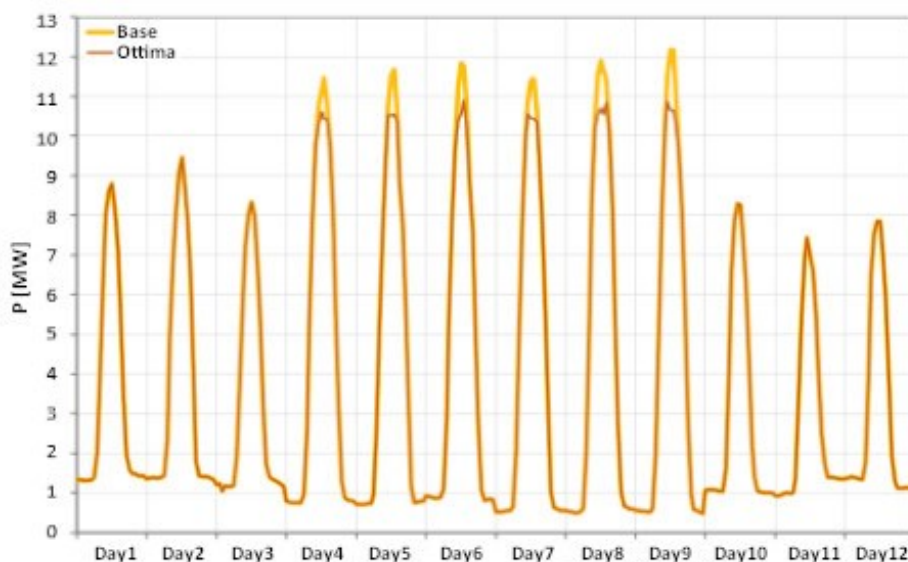


Figura 3.14 – Generation curtailment operato dall'ottimizzatore nel Test 3.

In Figura 3.15 sono riportati, per i dodici giorni tipici considerati, gli andamenti del fattore di carico delle linee post-ottimizzazione relativi al Test 2 e al Test 3.

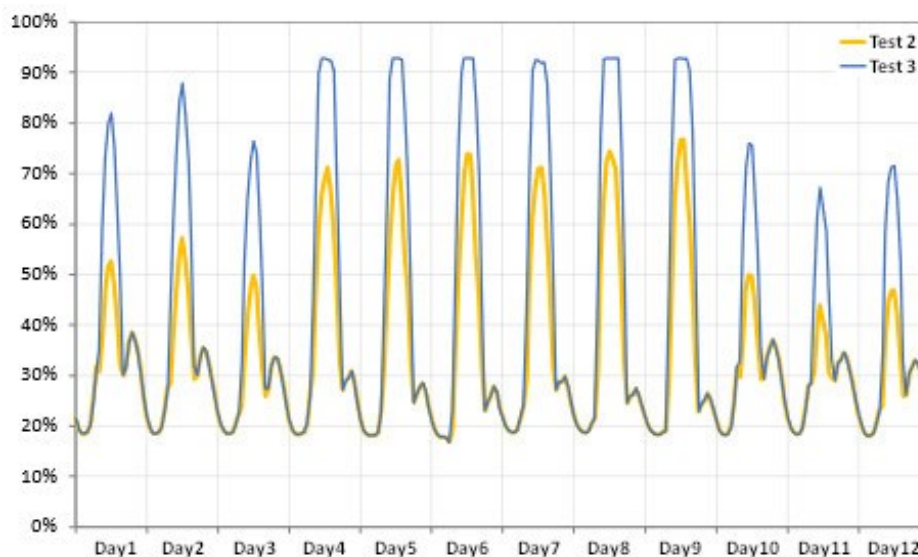


Figura 3.15 – Fattore di carico massimo delle linee post-ottimizzazione nei Test 2 e 3.

Appare evidente ciò che è emerso già nel Test 1 (cfr. 3.1.1), ovvero che, laddove avviene un potenziamento dell'infrastruttura attraverso il rinforzo di rete tradizionale, si ottiene, oltre alla risoluzione delle violazioni, anche un incremento del margine operativo degli elementi sostituiti (potenziati), mentre in presenza di soluzioni che prevedono l'utilizzo di flessibilità (anche parziale) il fattore di carico degli elementi in violazione che non vengono potenziati viene semplicemente riportato entro i limiti tecnici, spesso con un margine operativo esiguo.

In generale, la maggiore o minore convenienza di una o l'altra soluzione va contestualizzata in funzione dell'evoluzione del carico e della generazione: la soluzione proposta nel Test 2, infatti, pur a fronte di un maggior costo di investimento iniziale, consente di realizzare un margine operativo delle linee (il cui sfruttamento dipende dall'evoluzione futura delle utenze,) superiore a quello della soluzione del Test 3, mentre quest'ultima rappresenta un compromesso fra opzioni con orizzonti temporali differenti. Margini operativi superiori garantiscono anche di esercire la rete nel caso in cui gli scenari che si realizzano siano più critici rispetto a quelli ipotizzati. Comunque, la soluzione che utilizza la flessibilità non deve essere vista per forza come soluzione definitiva, ma in molti casi può avere lo scopo di ritardare gli investimenti in infrastruttura. Questo permette al DSO di gestire meglio i picchi delle richieste di connessione e ottimizzare la pianificazione e la gestione degli interventi di rete.

3.2 Caso di studio: rete urbana reale

Questo secondo caso di studio è stato selezionato appositamente per validare la metodologia di pianificazione nel contesto urbano in presenza di trasformatori MT/BT in violazione. Lo schema unifilare semplificato della rete, estratto da un sistema di distribuzione reale, è riportato in Figura 3.16.

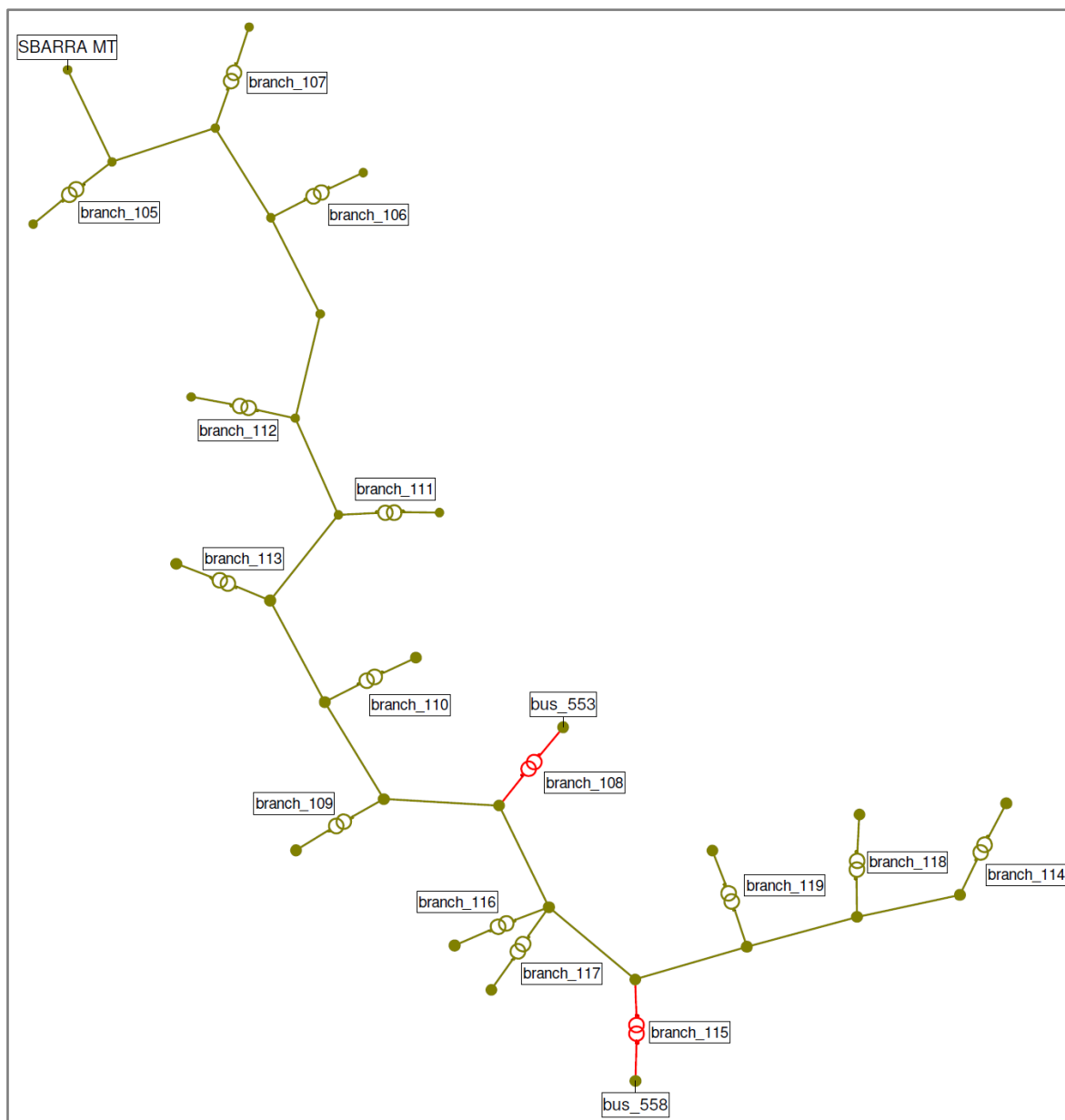


Figura 3.16 – Schema semplificato della rete urbana.

La rete è costituita da un'unica dorsale della lunghezza di circa 10 km con elevate sezioni dei conduttori (la portata media è di circa 315 A), che alimenta 15 trasformatori MT/BT da 400 e 630 kVA, con i relativi carichi BT sottesi, e alcuni carichi MT. Sulla rete, ad alta densità di carico, non è presente generazione distribuita. In questo caso di studio sono stati considerati i limiti convenzionali delle tensioni ai nodi, pari a +/-5% del valore nominale.

3.2.1 Test 4: violazioni sui trasformatori MT/BT

La curva di carico totale nei giorni caratteristici considerati è riportata in Figura 3.17; appare evidente il picco di carico del giorno feriale estivo (Day7), scelto appositamente per valutare l'effetto degli impianti di condizionamento nei giorni più caldi.

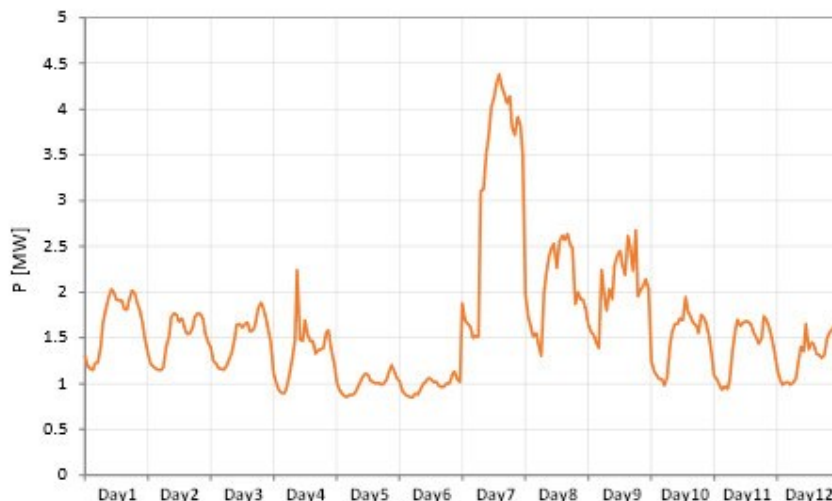


Figura 3.17 – Carico totale della rete urbana nei giorni caratteristici.

Nonostante la particolarità del profilo di carico selezionato, non si osservano né violazioni di tensione sui nodi, né violazioni di corrente sulle linee MT; nel giorno più critico (Day7) la tensione minima sui nodi è di poco superiore a 0,97 p.u., mentre il fattore di carico delle linee MT supera di poco il 45%.

Risultano invece in violazione due trasformatori MT/BT, che corrispondono ai rami (*branch*) 108 e 115 e le cui sbarre BT sono rappresentate dai nodi 553 e 558 (raffigurati in rosso nello schema semplificato di Figura 3.16). In Figura 3.18 sono riportati gli andamenti, nei giorni caratteristici, del fattore di carico dei due trasformatori in violazione.

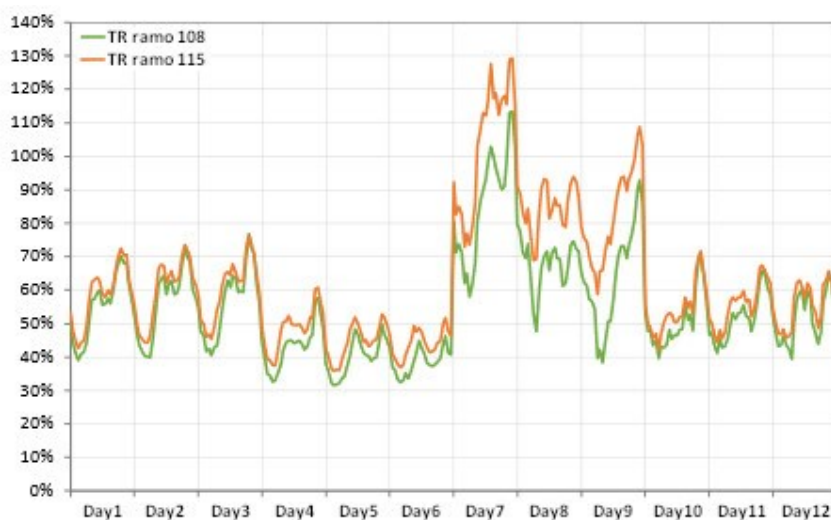


Figura 3.18 – Fattore di carico sui trasformatori MT/BT in violazione.



Attraverso la procedura di selezione illustrata in 2.1, vengono scelti i candidati da fornire all’algoritmo di ottimizzazione:

- sostituzione trasformatori ramo 108 e ramo 115;
- installazione di un sistema di accumulo BT su nodo 553 (secondario trasformatore del ramo 108) e nodo 558 (secondario trasformatore del ramo 115);
- implementazione carico flessibile su nodo 553 (secondario trasformatore del ramo 108) e nodo 558 (secondario trasformatore del ramo 115).

La soluzione ottenuta con la pianificazione ottimizzata prevede i seguenti interventi:

- sostituzione trasformatore ramo 115;
- installazione di un sistema di accumulo BT da 0,05 MW su nodo 553 (secondario trasformatore del ramo 108);
- implementazione carico flessibile su nodo 553 (secondario trasformatore del ramo 108).

Il dettaglio dei costi dei vari interventi e il costo totale per il sistema relativi al Test 3, espressi in euro, sono riportati in Tabella 3.7.

Tabella 3.7 – Costi della soluzione ottima nel Test 4.

[€]	CAPEX	Load-shifting	Curtailement	Totale
Trasformatori	18.750	0	0	18.750
Carichi	2.500	8.986	0	11.486
Sistemi di accumulo	3.125	0	0	3.125
Generatori	0	0	0	0
Totale	24.375	8.986	0	33.361

Come si può osservare, il costo della sostituzione del trasformatore del ramo 115 corrisponde a più del 50% del costo totale della soluzione. Inoltre, si nota come il costo per l’installazione del sistema di accumulo sia pari a meno del 20% del costo di un trasformatore potenziato (3.125 € contro 18.750 €).

In Figura 3.19 sono riportati gli andamenti del fattore di carico del trasformatore del ramo 115, prima e dopo il potenziamento.

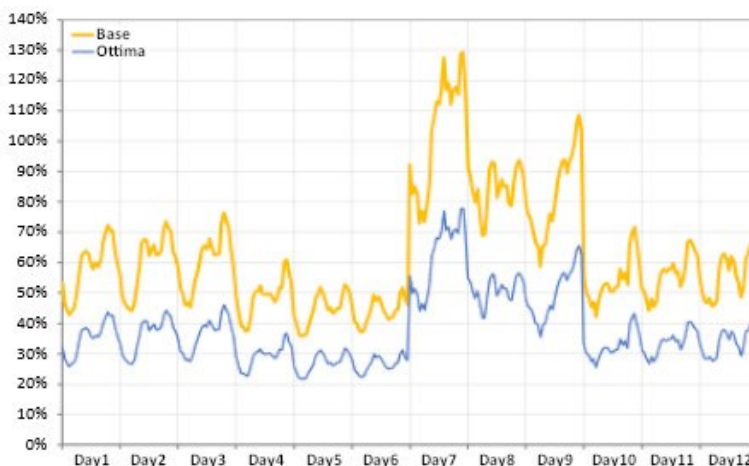


Figura 3.19 – Fattore di carico del trasformatore ramo 115.



Si osserva che il trasformatore di taglia superiore è interessato da un profilo di carico identico a prima ma scalato verso una soluzione priva di congestioni, a vantaggio di un maggiore margine operativo; nel giorno più critico (Day7) il fattore di carico del nuovo trasformatore è in linea con i vincoli di pianificazione tradizionalmente adottati [13], che considerano un fattore di carico massimo dell'80%.

Di seguito si mettono a confronto le variazioni di potenza relative a *load-shifting* e al sistema di accumulo sul nodo 553 (Figura 3.20) e il fattore di carico del ramo 108 (Figura 3.21) in corrispondenza del giorno più critico (Day7).

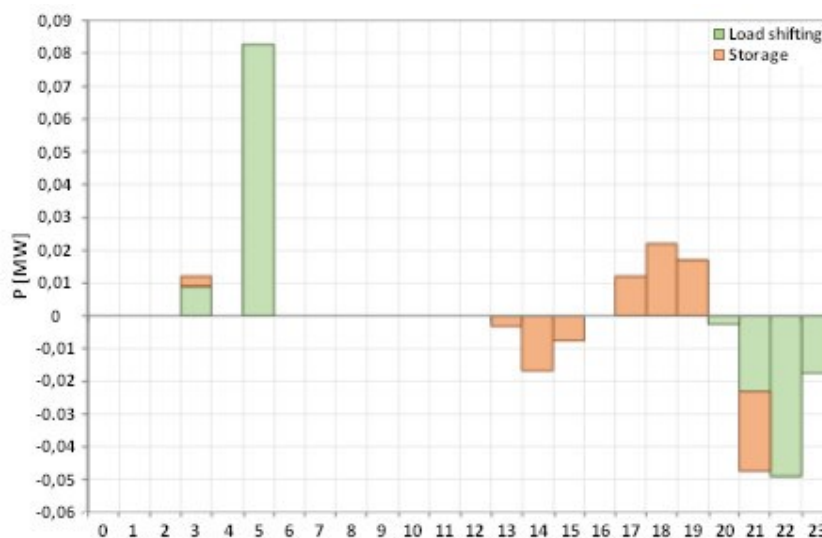


Figura 3.20 – Potenza del *load-shifting* e del sistema di accumulo sul nodo 553.

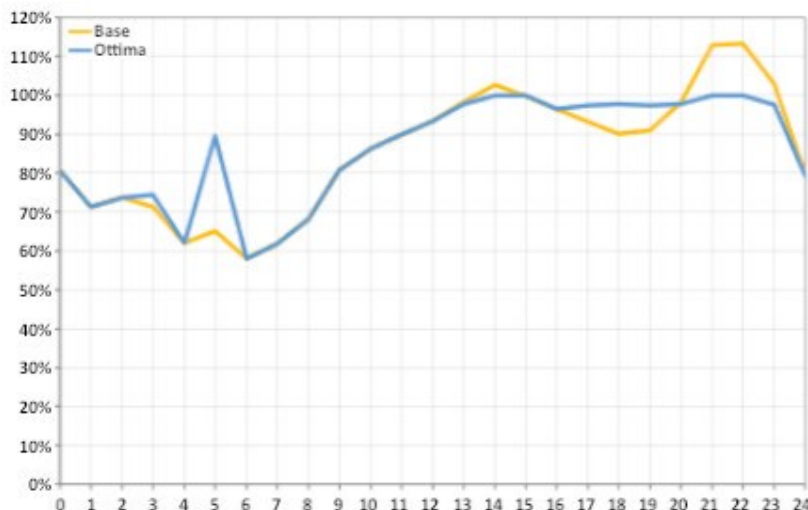


Figura 3.21 – Variazione del fattore di carico sul trasformatore ramo 108 con l'ottimizzazione.

La Figura 3.20 mostra come viene incrementato l'assorbimento del carico sul nodo 553 nelle prime ore del mattino in modo da poterlo, successivamente, ridurre nella fascia notturna (ore 21-24) quando il carico complessivo a valle del trasformatore MT/BT è al suo massimo. Il sistema di accumulo, invece, assorbe ed eroga energia tra il primo pomeriggio e la sera inoltrata, in modo da livellare il fattore di carico del trasformatore, il cui picco serale è anticipato da una modulazione del carico concentrata soprattutto nel primo pomeriggio, come si può osservare in Figura 3.21.



3.2.2 Test 5: variante del Test 4 con minimizzazione delle perdite di rete

Nell’algoritmo di ottimizzazione presentato in 2.2 non sono modellizzate le perdite, ad eccezione dei sistemi di accumulo le cui inefficienze di conversione e i costi corrispondenti sono intrinsecamente considerati nella quota extra di energia assorbita dalla rete AT o prodotta dalla generazione distribuita. Osservando questo aspetto dal punto di vista dei candidati, la sostituzione di linee e trasformatori con elementi omologhi di portata superiore non può contribuire a ridurre le perdite, mentre l’installazione di un sistema di accumulo ne determina un aumento. Pertanto, l’attivazione di un candidato deve tenere in considerazione anche tale aspetto.

Per valutare meglio questi fenomeni è stato specificatamente selezionato questo sotto caso del Test 4, in cui sono state apportate le seguenti variazioni alle ipotesi adottate:

1. costo dell’energia (assorbita dalla rete AT) aumentato da 10 a 200 €/MWh;
2. efficienza di *roundtrip* (efficienza di un ciclo di carica e scarica) dei sistemi di accumulo diminuita da 0,96 a 0,81.

Introdotte queste modifiche, l’implementazione del problema di ottimizzazione ha dato come soluzione la sostituzione di entrambi i trasformatori in violazione (ramo 108 e ramo 115), il cui dettaglio dei costi, espressi in euro, è riportato in Tabella 3.8.

Tabella 3.8 – Costi della soluzione ottima del Test 5.

[€]	CAPEX	Load-shifting	Curtaiment	Totale
Trasformatori	37.500	0	0	37.500
Carichi	0	0	0	0
Sistemi di accumulo	0	0	0	0
Generatori	0	0	0	0
Totale	37.500	0	0	37.500

Si osserva facilmente che la soluzione del Test 5 risulta solo leggermente più costosa della soluzione del Test 4 (circa il 12% in più, da 33.361 € a 37.500 €) ma, secondo il modello adottato, quest’ultima non incrementa le perdite energetiche in quanto non contempla l’installazione di sistemi di accumulo. La funzione obiettivo del problema di pianificazione considera tra le soluzioni anche l’impatto di quest’ultime in termini di costo dell’energia. L’installazione di un dispositivo d’accumulo, ad esempio, comporterà la possibilità di fare arbitraggio e quindi di livellare i costi di generazione. Allo stesso tempo, l’inclusione dei costi dell’energia consente di valorizzare le perdite dal punto di vista economico e di tenerne conto in funzione obiettivo (sia che il dispositivo d’accumulo sia esercito dal DSO, sia da un terzo che riceverà una remunerazione tale da coprire anche i costi associati al rendimento energetico). Si ritiene, pertanto, che la pianificazione possa soppesare all’interno del problema di ottimizzazione anche tutte quelle voci che consentono di ridurre localmente il prezzo dell’energia, il che porta a vantaggi anche in termini di oneri di rete (sia che siano differenziati su base geografica sia se ridistribuiti sul territorio nazionale).

Questo caso mostra anche la complessità della soluzione di ottimo, che può variare sensibilmente cambiando alcuni parametri di ottimizzazione, che devono essere valorizzati con particolare attenzione. Inoltre, l’esempio mostra come sia utile condurre analisi di sensitività per poter esplorare le soluzioni al variare delle ipotesi in ingresso.

3.3 Considerazioni conclusive

In questa sezione è stato illustrato in dettaglio il processo seguito per la validazione della metodologia di pianificazione presentata nel capitolo 2. Sono stati selezionati due casi di studio: una rete rurale per analizzare l’applicazione della metodologia a scenari di alto carico e alta generazione, e una rete urbana ad alto carico per analizzare l’applicazione della metodologia alle violazioni sui trasformatori MT/BT di cabina secondaria, non presenti nel primo caso di studio. Sono stati effettuati cinque test in totale, tre per il primo caso di studio e due per il secondo; due di questi ripetono le analisi dei casi precedenti cambiando alcune variabili di costo o alcune ipotesi al contorno per valutare come si comporta l’algoritmo di ottimizzazione.



In tutti i test sono stati ottenuti risultati soddisfacenti e verosimili, nonostante, per necessità di analisi, si siano adottati profili di carico/generazione e voci di costo semplificati; le "forzature" adottate hanno il solo scopo di rendere più evidenti alcune condizioni di esercizio significative, in modo da poter meglio apprezzare la capacità dell'algoritmo di ottimizzazione di gestirle.

Dai test condotti è anche emersa l'importanza di selezionare e implementare opportunamente i set di candidati, i costi degli interventi e i vincoli di rete, in modo da ottenere soluzioni che non siano solo numericamente valide ma che riflettano la filosofia di pianificazione che meglio rispecchia le esigenze degli operatori, i quali devono scegliere un compromesso tra l'esigenza di avere margini operativi sufficientemente ampi e la necessità di ritardare i rinforzi di rete in modo da ridurre il numero di cantieri contemporanei e ottimizzare i processi di potenziamento.



4. CONCLUSIONI

L'attività di ricerca relativa al triennio 2022-2024, volta ad esaminare il contributo che le risorse flessibili possono dare ai sistemi di distribuzione negli scenari di evoluzione delle nuove utenze elettriche, mediante gli studi presentati in questo documento, mostra un approccio metodologico che include strutturalmente le flessibilità di potenza all'interno della pianificazione di rete.

In questo secondo anno di attività è stata sviluppata una metodologia in grado di analizzare le condizioni di esercizio delle reti di distribuzione, a cui sono applicati gli scenari di evoluzione delle nuove utenze elettriche, al fine di determinare le violazioni di tensione e corrente presenti, e di fornire una soluzione ottima che contempla l'utilizzo delle risorse flessibili accanto agli interventi di rinforzo tradizionali. Attraverso la sua implementazione si persegue un duplice risultato, ovvero trarre vantaggio dagli scenari di evoluzione (che contemplano una consistente diffusione di risorse flessibili) e attuare una pianificazione meno onerosa di quella tradizionale.

La procedura sviluppata si articola su tre fasi principali: l'analisi preliminare della rete, la selezione degli elementi candidati a contribuire alla risoluzione delle violazioni e l'implementazione del problema di ottimizzazione con conseguente risoluzione.

L'analisi preliminare della rete, che ha beneficiato dell'esperienza maturata dall'attività di ricerca svolta durante l'anno passato (2022), si è focalizzata sull'identificazione delle violazioni e degli elementi di rete in cui gli interventi di mitigazione hanno maggior effetto: ciò permette di definire in modo efficiente i nodi/rami ai quali associare i candidati, contenendone la numerosità e massimizzandone l'efficacia. Successivamente, la selezione di candidati associa le soluzioni considerate (sostituzione linee, installazione sistemi di accumulo, ecc..) al set di elementi di rete identificati in funzione del tipo di violazione. Infine, l'algoritmo di ottimizzazione identifica gli investimenti che risolvono le violazioni con il minor costo complessivo per la rete, restituendo una soluzione ottima. Nel problema di ottimizzazione vengono implementati i modelli di rete, i costi di investimento e di esercizio. La formulazione del problema considerata è approssimata in modo da risultare lineare, al fine di ridurre gli oneri computazionali in presenza di problemi estesi, facilitandone la convergenza e contenendo i tempi di elaborazione. L'algoritmo è stato costruito in modo da essere neutro alla tipologia di solutore matematico utilizzato, per cui si è effettuata un'analisi mirata a identificare le prestazioni di più strumenti, evidenziandone i punti di forza e debolezza in funzione della complessità del problema. Queste prove non si ritengono esaurite in questa fase dell'attività di ricerca ma verranno ripetute anche in futuro, con l'obiettivo di identificare il o i solutori che consentano di ottenere la maggiore efficienza e accuratezza possibili.

La validazione della metodologia è stata realizzata simulando due casi di studio, per cinque test totali, scelti in modo da valutare le prestazioni e l'efficacia dell'algoritmo nelle condizioni operative più comuni. Il primo caso di studio considera una rete rurale, per cui sono state valutate due condizioni di esercizio opposte ovvero alto carico/bassa generazione e basso carico/alta generazione; da questo secondo test è stato derivato un caso analogo in cui è stato ridotto sensibilmente il costo del *curtailment* dei generatori, al fine di analizzare come la scelta dei parametri di costo è in grado di influenzare la soluzione del problema di ottimizzazione. Il secondo caso di studio tratta una rete urbana ad alto carico, su cui sono stati effettuati due test, uno per valutare la risoluzione delle violazioni sui trasformatori MT/BT di cabina secondaria e l'altro, derivato dal primo, per analizzare come la valorizzazione delle perdite introdotte dall'accumulo di energia (inefficienze di conversione) può impattare sulla soluzione del problema di ottimizzazione.

Analizzando i risultati dei test svolti si osserva che, in generale, le soluzioni ottime che contemplano un mix di interventi convenzionali e di utilizzo di flessibilità di potenza possono essere anche molto meno onerose delle soluzioni in cui si sfruttano esclusivamente gli interventi convenzionali. D'altra parte, con le ipotesi considerate, laddove si opera un intervento di potenziamento (es: sostituzione di un tronco di linea) non si contribuisce solo a risolvere le violazioni presenti, ma si aumenta il margine operativo degli elementi di rete interessati, permettendo alla rete di operare anche in uno scenario più critico di quello ipotizzato. Si è osservato, inoltre, che la scelta dei costi o di altri parametri può influenzare sensibilmente la soluzione finale.

Le evidenze osservate suggeriscono di approfondire la definizione delle voci di costo, dei vincoli e dei parametri caratteristici degli elementi di rete, in modo che le soluzioni, oltre che numericamente corrette, siano in linea con la filosofia di pianificazione perseguita dagli operatori, i quali devono operare un compromesso tra l'esigenza di avere margini operativi sufficientemente ampi, attraverso il potenziamento degli elementi di rete, e la necessità di ritardare i rinforzi di rete il più possibile. Questo aspetto è essenziale per la fase successiva dell'attività di ricerca, che avrà come oggetto l'analisi di reti reali, in collaborazione con alcuni Distributori nazionali (Unareti, IREN e DEA).

5. BIBLIOGRAFIA

- [1] EU, «Direttiva 2019/944,» 5 Giugno 2019. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>. [Consultato il giorno 17 Novembre 2021].
- [2] D. Clerici, G. Viganò, C. Michelangeli, «Pianificazione delle reti di distribuzione: analisi delle reti urbane e potenziale contributo dalle flessibilità locali,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 22013920, Milano, 2022.
- [3] J. Bezanson, A. Edelman, S. Karpinski e V. B. Shah, «Julia: A fresh approach to numerical computing,» *SIAM Review*, vol. 59, n. 1, p. 65–98, 2017.
- [4] «Flexplan H2020 Project,» [Online]. Available: <https://flexplan-project.eu/>. [Consultato il giorno 19 5 2023].
- [5] «D1.2 - Probabilistic optimization of T&D systems planning with high grid flexibility and its scalability,» [Online]. Available: https://flexplan-project.eu/wp-content/uploads/2022/08/D1.2_20220801_V2.o.pdf.
- [6] «JuMP,» NumFOCUS, [Online]. Available: <https://jump.dev/JuMP.jl/stable/>. [Consultato il giorno 14 6 2023].
- [7] Q. Huangfu e J. Hall, «Parallelizing the dual revised simplex method,» *Mathematical Programming Computation*, vol. 10, n. 1, pp. 119-142, 2018.
- [8] «www.coin-or.org,» [Online]. Available: <https://www.coin-or.org/>. [Consultato il giorno 14 6 2023].
- [9] «www.gnu.org,» [Online]. Available: <https://www.gnu.org/software/glpk/>. [Consultato il giorno 14 6 2023].
- [10] G. Viganò, C. Michelangeli, D. Clerici, C. Carlini, D. Moneta, «Evoluzione del sistema energetico urbano e impatti attesi sulle infrastrutture: Definizione dei casi studio per lo sviluppo delle reti di distribuzione in accordo con il PNIEC,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 20000293, Milano, 2019.
- [11] D. Clerici, G. Viganò, C. Michelangeli, D. Moneta, C. Carlini, «Evoluzione del sistema energetico urbano e impatti attesi sulle infrastrutture: scenari e metodologie di valutazione,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 20009888, Milano, 2020.
- [12] D. Clerici, G. Viganò, C. Michelangeli, D. Moneta, «Evoluzione del sistema energetico urbano e impatti attesi sulle infrastrutture: risultati e raccomandazioni,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 21008886, Milano, 2021.
- [13] G. Viganò et. al., «Future evolution of distribution networks due to the italian decarbonization scenarios,» *CIREN*, 2023.

6. ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
AT	Alta Tensione
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BT	Bassa Tensione
CAPEX	<i>CAPital EXpenditure</i>
DG	<i>Distributed Generation</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EV	<i>Electric Vehicle</i>
FER	Fonti di Energia Rinnovabile
FV	Foto-Voltaico
GD	Generazione Distribuita
LA	Linea di Attività
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MT	Media Tensione
OLTC	<i>On-Load Tap Changer</i>
OPEX	<i>OPerational EXpenditure</i>
RES	<i>Renewable Energy Sources</i>
RSE	Ricerca Sistema Energetico
TR	Trasformatore
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UVAM	Unità Virtuali Abilitate Miste
WP	<i>Work Package</i>