



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

**CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA**

**“Rilievo di criticità della rete in media tensione di
Verona con diversi scenari”**

Relatore: Prof. Fabio Bignucolo

Laureando: Enrico Sandri

Matricola: 1234276

ANNO ACCADEMICO 2021/2022

Riassunto

In questa tesi si andrà ad analizzare il comportamento della rete di distribuzione in media tensione della città di Verona, gestita da AGSM AIM. Essa è una rete urbana di struttura radiale, sviluppata in tempi in cui non esistevano fonti rinnovabili intermittenti ad alta penetrazione territoriale qual è la produzione fotovoltaica ed il carico elettrico era di struttura diversa rispetto ad oggi ed al futuro. Dati i recenti obiettivi di decarbonizzazione e la previsione di un forte aumento della generazione fotovoltaica, risulta necessario indagare se e dove si possono rilevare criticità nella rete di media tensione cittadina. AGSM ha fornito i dati strutturali della rete gestita ed i dati di carico e generazione di ogni utente e cabina secondaria presenti nella rete riferiti all'anno 2019, rappresentativo quindi di uno scenario pre-pandemico che si sta apprestando a ritornare in termini di consumi elettrici. Grazie al software di calcolo MATLAB ed allo strumento di calcolo di flussi di potenza MATPOWER si farà luce sullo scenario attuale e si applicheranno scenari futuri per la rete di Verona, rilevando i dati di cambiamento che possono risultare critici nella gestione della stessa. Si eseguirà poi una valutazione degli interventi possibili per la messa in sicurezza della rete.

Indice

INTRODUZIONE	1
CAPITOLO 1 – Dati e strumenti per l’analisi	5
1.1 LA RETE IN OGGETTO.....	5
1.2 TEORIA DEI FLUSSI DI POTENZA.....	8
1.3 PROGRAMMI UTILIZZATI.....	12
CAPITOLO 2 – Analisi degli scenari	17
2.1 METODO.....	17
2.2 CODICI SVILUPPATI.....	19
2.2.1 Confronti tra criticità su tutti gli scenari.....	19
2.2.2 Analisi statistica dei singoli scenari.....	21
2.2.3 Analisi delle criticità di area.....	23
2.2.4 Analisi dei nodi.....	27
2.3 GRAFICI OTTENUTI.....	29
CAPITOLO 3 – Definizione di possibili interventi sulla rete	45
3.1 RIFERIMENTI TEORICI E NORMATIVI.....	45
3.1.1 Trasformatori.....	45
3.1.2 Linee elettriche.....	49
3.2 ANALISI DEI SOVRACCARICHI.....	51
3.2.1 Borgo Trento.....	51
3.2.2 Campo Marzo.....	56
3.2.3 Chievo.....	61
3.2.4 Grezzana.....	65
3.2.5 Ricevitrice Nord.....	68
3.2.6 Ricevitrice Ovest.....	71
3.2.7 Ricevitrice Sud.....	76
3.2.8 Tombetta.....	80
3.2.9 Verona Est.....	84
3.2.10 Zai.....	86

3.2.11 Tabelle riassuntive.....	90
3.3 VIOLAZIONE DEI LIMITI DI TENSIONE.....	90
CONCLUSIONI.....	97
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	99

Indice delle figure

Figura 1.1 Ubicazione degli impianti nel territorio di competenza	7
Figura 1.2 Circuito d'esempio per il calcolo delle ammettenze nodali	9
Figura 1.3 Matrice alle ammettenze nodali relativa al circuito in figura 1.2	10
Figura 1.4 Schema generico di una rete	10
Figura 2.1 Nodi rilevati in caduta di tensione > 10% con tutti gli scenari	30
Figura 2.2 Nodi rilevati in sovratensione > 10% con tutti gli scenari	30
Figura 2.3 Linee rilevate in sovraccarico con tutti gli scenari	31
Figura 2.4 Trasformatori rilevati in sovraccarico con tutti gli scenari	31
Figura 2.5 Somma dei tempi di sovratensione > 10% dei nodi collegati alle cabine primarie, regolazione tensione di sbarra	32
Figura 2.6 Somma dei tempi di sovratensione > 10 % dei nodi collegati alle cabine primarie, regolazione tensioni ai nodi	32
Figura 2.7 Somma dei tempi di sovraccarico delle linee, regolazione tensione di sbarra	33
Figura 2.8 Somma dei tempi di sovraccarico delle linee, regolazione tensioni ai nodi	33
Figura 2.9 Somma dei tempi di sovraccarico dei trasformatori, regolazione tensione di sbarra	34
Figura 2.10 Somma dei tempi di sovraccarico dei trasformatori, regolazione tensioni ai nodi	34
Figura 2.11 Statistiche relative alle fasce giornaliere per le tensioni con lo scenario 2019, regolazione della tensione rilevata alle sbarre MT	36
Figura 2.12 Statistiche relative alle fasce giornaliere per le tensioni con lo scenario "Fotovoltaico x4.5", regolazione della tensione rilevata alle sbarre MT	37
Figura 2.13 Statistiche relative alle stagioni per le tensioni con lo scenario 2019, regolazione della tensione rilevata alle sbarre MT	38
Figura 2.13 Statistiche relative alle stagioni per le tensioni con lo scenario "Fotovoltaico x4.5", regolazione della tensione rilevata alle sbarre MT	39
Figura 2.14 Statistiche delle correnti alle linee per fasce giornaliere con lo scenario 2019	40
Figura 2.15 Statistiche delle correnti alle linee per fasce giornaliere con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	40
Figura 2.16 Statistiche delle correnti alle linee per stagioni con lo scenario 2019	41

Figura 2.17 Statistiche delle correnti alle linee per fasce giornaliere con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”	41
Figura 2.18 Statistiche delle potenze ai trasformatori per fasce giornaliere con lo scenario 2019	42
Figura 2.19 Statistiche delle potenze ai trasformatori per fasce giornaliere con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”	42
Figura 2.20 Statistiche delle potenze ai trasformatori per stagioni con lo scenario 2019	43
Figura 2.21 Statistiche delle potenze ai trasformatori per stagioni con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”	43
Figura 3.1 Profilo standardizzato per l’analisi dei sovraccarichi sui cavi nello studio citato	50
Figura 3.2 Linee risultate critiche nell’area di Borgo Trento con lo scenario 2019	52
Figura 3.3 Linee risultate critiche nell’area di Borgo Trento con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”	52
Figura 3.4 Trasformatori rilevati critici nell’area di Borgo Trento con lo scenario 2019	54
Figura 3.5 Trasformatori rilevati critici nell’area di Borgo Trento con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”	54
Figura 3.6 Andamento annuale della potenza assorbita dal trasformatore 455 nell’anno 2019	56
Figura 3.7 Linee rilevate critiche nell’area di Campo Marzo con lo scenario 2019	57
Figura 3.8 Trasformatori rilevati critici nell’area di Campo Marzo con lo scenario 2019	58
Figura 3.9 Trasformatori rilevati critici nell’area di Campo Marzo con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”	58
Figura 3.10 Profili significativi del trasformatore 609 con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”	60
Figura 3.11 Mappa calore della potenza assorbita annualmente dal trasformatore 609 con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”	60
Figura 3.12 Linee rilevate critiche nell’area di Chievo con lo scenario 2019	62
Figura 3.13 Linee rilevate critiche nell’area di Chievo con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”	62
Figura 3.14 Profilo di sovraccarico delle linee critiche nell’area di Chievo	63
Figura 3.15 Trasformatori rilevati critici nell’area di Chievo con lo scenario 2019	64
Figura 3.16 Trasformatori rilevati critici nell’area di Chievo con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”	64
Figura 3.17 Trasformatori rilevati critici nell’area di Grezzana con lo scenario 2019	66

Figura 3.18 Trasformatori rilevati critici nell'area di Grezzana con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	66
Figura 3.19 Linee rilevate critiche nell'area di Ricevitrice Nord con lo scenario 2019	68
Figura 3.20 Linee rilevate critiche nell'area di Ricevitrice Nord con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	69
Figura 3.21 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice Nord con lo scenario 2019	70
Figura 3.22 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice Nord con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	70
Figura 3.23 Linee rilevate critiche nell'area di Ricevitrice Ovest con lo scenario 2019	72
Figura 3.24 Linee rilevate critiche nell'area di Ricevitrice Ovest con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	72
Figura 3.25 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice Ovest con lo scenario 2019	74
Figura 3.26 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice Ovest con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	74
Figura 3.27 Linee rilevate critiche nell'area di Ricevitrice Sud con lo scenario 2019	76
Figura 3.28 Linee rilevate critiche nell'area di Ricevitrice Sud con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	77
Figura 3.29 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice Sud con lo scenario 2019	78
Figura 3.30 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice Sud con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	78
Figura 3.31 Linee rilevate critiche nell'area di Tombetta con lo scenario 2019	80
Figura 3.32 Linee rilevate critiche nell'area di Tombetta con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	81
Figura 3.33 Trasformatori rilevati critici nell'area di Tombetta con lo scenario 2019	82
Figura 3.34 Trasformatori rilevati critici nell'area di Tombetta con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	82
Figura 3.35 Trasformatori rilevati critici nell'area di Verona Est con lo scenario 2019	84
Figura 3.36 Trasformatori rilevati critici nell'area di Verona Est con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	85
Figura 3.37 Linee rilevate critiche nell'area di Zai con lo scenario 2019	87
Figura 3.38 Linee rilevate critiche nell'area di Zai con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	87
Figura 3.39 Trasformatori rilevati critici nell'area di Zai con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"	89

Figura 3.40 Statistiche stagionali delle tensioni con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”, regolazione delle tensioni rilevate alle sbarre MT	92
Figura 3.41 Statistiche stagionali delle tensioni con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”, regolazione delle tensioni con rilevazione ai nodi di rete	93
Figura 3.42 Nodi rilevati in sovratensione nell’area di Grezzana con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”, regolazione delle tensioni rilevate ai nodi	94

Introduzione

Dall'avvento della prima rivoluzione industriale il genere umano ha conosciuto uno sviluppo ed un miglioramento della qualità di vita che mai aveva raggiunto nella sua storia in così breve tempo. Per secoli i combustibili fossili sono stati le fonti di energia che hanno permesso l'avanzamento delle tecnologie industriali e dei processi produttivi che hanno costruito le fondamenta della società contemporanea. La loro ampia disponibilità, trasportabilità e versatilità d'uso li ha resi una fonte d'energia apparentemente insostituibile. Al giorno d'oggi, quando si parla di combustibili fossili, ci si riferisce a:

- Gas naturale (Metano)
- Petrolio
- Carbone

Il loro sfruttamento è avvenuto principalmente (ma non solo) tramite la loro combustione. I problemi da essa generati sono essenzialmente due: l'inquinamento della biosfera con sostanze nocive per gli esseri viventi e la dispersione in atmosfera di un particolare prodotto della loro combustione in enormi quantità: l'anidride carbonica. Essa ha un comportamento da 'gas serra', ovvero riflette le radiazioni nello spettro infrarosso (il calore), determinando così un maggiore riscaldamento dell'ambiente sottostante. Negli ultimi due secoli la concentrazione di anidride carbonica in atmosfera è aumentata di circa il 50% e contemporaneamente si sono notati un significativo aumento delle temperature medie in tutti gli ecosistemi del pianeta, degli eventi atmosferici pericolosi per l'uomo ed una diminuzione sostanziale delle superfici ghiacciate. Dato che questi cambiamenti risultano perlopiù dannosi per gli ecosistemi che hanno permesso al genere umano di abitare il pianeta, la nostra sopravvivenza a lungo termine risulta minacciata e la comunità scientifica che si occupa dei sistemi climatici risulta compatta nell'affermare che vi è la necessità immediata di ridurre l'emissione e/o la dispersione in atmosfera di qualsiasi gas ad effetto serra.

Ciò significa, in ambito energetico, che vi è necessità di un sostanziale cambio di fonti energetiche e l'elettricità, in qualità di vettore energetico dai molteplici vantaggi (pulizia, capillarità, istantaneità), assumerà un costante aumento del suo ruolo di rilievo. La conseguenza dell'elettrificazione di vari ambiti di utilizzo delle fonti fossili e la generazione elettrica

distribuita è la messa alla prova degli attuali sistemi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

L'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) è un'agenzia intergovernativa fondata nel 1974 e si occupa dello studio dei fenomeni legati al consumo di energia a livello globale. Essa stila rapporti in cui propone scenari futuri in base alle tendenze attuali e all'adozione, presente o futura, di varie politiche energetiche globali. Si è occupata quindi di redigere un rapporto in cui si ipotizza uno scenario di emissione netta nulla di anidride carbonica a livello globale entro l'anno 2050; il rapporto è disponibile al sito dell'agenzia ed è nominato “*Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*”.

Nel contesto dell'analisi che si andrà ad effettuare per la rete elettrica di Verona, è sicuramente interessante l'evoluzione che assumerà la generazione fotovoltaica, in quanto la più adatta ad essere ospitata in un territorio urbano-industriale. Secondo il rapporto sopra citato, la potenza fotovoltaica globale installata, rispetto al 2020, dovrebbe:

- Aumentare circa di un fattore 7 entro il 2030;
- Aumentare circa di un fattore 15 entro il 2040;
- Aumentare circa di un fattore 20 entro il 2050.

Questi valori derivano da un'analisi globale che non tiene conto delle peculiarità di vari contesti: un territorio prevalentemente urbano come quello della città di Verona, con forti vincoli paesaggistici in buona parte del suo territorio ed un elevato numero di edifici a sviluppo verticale richiede un'analisi diversa.

Il riferimento italiano per gli obiettivi energetici al 2030 è dato dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico a gennaio 2020. Esso descrive gli obiettivi energetici e non solo per il 2030 come una tappa intermedia verso una profonda decarbonizzazione del settore energetico entro il 2050, in linea quindi con gli obiettivi europei. Un'analisi effettuata appositamente per lo sviluppo fotovoltaico all'interno del comune di Verona (Costa, 2021) ha prodotto i seguenti risultati:

Potenza installata 2019 [MW]	Obiettivo di potenza installata al 2030 [MW]
53.360	227.772

Il fattore di aumento della potenza installata risulta quindi di un fattore 4.268 rispetto al valore registrato al 2019. L'entità dell'aumento porta quindi a diverse incognite sul funzionamento

futuro della rete elettrica di Verona. In particolare, ci si aspetta che sorgeranno nuove criticità e si acuiranno quelle già esistenti. Da qui l'esigenza di un'analisi che metta in rilievo quanti eventi critici avverranno e con quale gravità applicando scenari di forte aumento della produzione fotovoltaica. Per avere un'idea più chiara dell'effetto di una crescente penetrazione fotovoltaica sulla rete, per l'analisi saranno impiegati nove scenari di crescente produzione fotovoltaica, che conferiranno un aumento di fattore:

1. Invariato rispetto al 2019
2. 1.25
3. 1.5
4. 2
5. 2.5
6. 3
7. 3.5
8. 4
9. 4.5

Si è scelto, data la non conoscenza dei dati di ubicazione degli impianti, di moltiplicare la produzione esistente sia nel livello di media che di bassa tensione.

Inoltre, si proverà a capire come potrebbe agire una regolazione della tensione sul livello MT in caso siano disponibili i dati delle tensioni di tutte le cabine secondarie invece che solo quelli delle sbarre di media tensione. In questo tipo di rete, infatti, la regolazione delle tensioni si effettua tramite variatori di rapporto di trasformazione sotto carico (*On Load Tap Changer*), dispositivi installati nei trasformatori di cabina primaria in grado di cambiarne il rapporto spire mentre sono in servizio.

Dopo aver generato i dati rappresentativi dei diversi scenari tramite flussi di potenza, si procederà con la creazione di grafici che riassumeranno la vasta mole di informazioni numeriche sulle grandezze elettriche rappresentative del funzionamento della rete (tensioni nodali, correnti di linea, potenze ai trasformatori) e metteranno in luce le criticità, nel caso esse vi siano. Si procederà quindi con l'analisi puntuale delle criticità rilevate nelle diverse aree della rete e coi diversi scenari per capirne la soluzione.

Capitolo 1

Dati e strumenti per l'analisi

In questo capitolo vengono descritti i principali dati della rete di distribuzione di cui si andrà ad indagare il funzionamento, le basi teoriche ed i programmi utilizzati per svolgere l'analisi.

1.1 La struttura della rete

La rete di distribuzione dell'energia elettrica in media e bassa tensione, nei comuni di Verona e Grezzana, è gestita in concessione da V-Reti S.p.A. (ex Megareti), facente parte del gruppo AGSM AIM S.p.A., una società *multiutility* nata dalla fusione di AGSM S.p.A. ed AIM S.p.A., di proprietà rispettivamente del comune di Verona e del comune di Vicenza.

La consistenza della rete in oggetto viene mostrata nella seguente tabella.

Tabella 1.1 Consistenza al 31/12/2020 della rete gestita da V-Reti

Livello di tensione	Totale rete [km]	Di cui		
		in cavo aereo	in cavo interrato	in conduttore nudo
AT	29	-	1	28
MT	1177	2	925	250
BT	2088	749	1325	14

In questa tesi non verrà presa in considerazione la parte di rete in alta tensione che interconnette quattro stazioni alla tensione di 50 kV. Infatti, la configurazione magliata della rete AT contrasta con l'esercizio radiale tipico delle reti di distribuzione, delle quali ci si occupa nel seguente lavoro. L'esercizio radiale non impedisce comunque l'utilizzo dei congiuntori di sbarra, ovvero dispositivi che contro-alimentano tronchi di rete connessi a linee provenienti da diverse cabine primarie, previa disconnessione della linea obiettivo della contro-alimentazione dalla precedente connessione (per motivi di guasto, sovraccarico, ecc.). Una rete radiale viene tipicamente alimentata da cabine dette primarie, ove sono presenti trasformatori che interfacciano la rete di trasmissione nazionale in alta tensione alla rete di distribuzione locale

in media tensione. La cabina primaria può essere integrata in una stazione elettrica di alta tensione, ove si trasformano i diversi livelli di tensione della RTN.

Di seguito vengono elencate le cabine e stazioni che alimentano la rete MT di Verona e Grezzana:

- Stazione Ricevitrice Nord (RN)
- Stazione Ricevitrice Sud (RS)
- Stazione Ricevitrice Ovest (RO)
- Stazione Grezzana (GR)
- Stazione Tombetta (TO)
- Cabina Primaria Campo Marzo (CM)
- Cabina Primaria Chievo (CH)
- Cabina Primaria Verona Est (VE)

Vi sono inoltre due centri satelliti alimentati in media tensione a cui sono sottese aree di rete MT:

- Centro Satellite Borgo Trento (BT)
- Centro Satellite ZAI (ZA)

Ad ogni trasformatore AT/MT sono connesse un certo numero di linee alimentatrici (*feeder*) da cui si diramano porzioni indipendenti di rete.

Nella pagina successiva viene mostrata un'immagine che delinea l'ubicazione degli impianti di trasformazione AT/MT nel territorio di competenza. In seguito, a questi impianti ci si riferirà indipendentemente dalla loro natura col nome di cabina primaria. Si ricorda che in questo studio verrà presa in considerazione solamente la rete in media tensione nei due livelli presenti, 10 kV e 20 kV. Verrà quindi trascurata la rete di bassa tensione (400 V).



LEGENDA	
	STAZIONE ELETTRICA
	CABINA PRIMARIA
	CENTRO SATELLITE
	LINEA ELETTRICA 50 KV



Figura 1.1 Ubicazione degli impianti nel territorio di competenza

I dati che risulteranno utili all'analisi sono forniti in formato database, i quali contengono:

- I dati strutturali di rete, ovvero relativi alle linee elettriche, ai trasformatori, ai dispositivi di protezione e di manovra;
- I dati relativi agli assorbimenti di potenza quattrorari dell'anno 2019 di tutte le cabine secondarie (MT/BT) e degli utenti MT;
- I dati di generazione quattrorari relativi all'anno 2019 di ogni generatore connesso alla rete in analisi.

1.2 Teoria dei flussi di potenza

La base di questo lavoro è formata da dati resi disponibili da un opportuno programma, descritto nel prossimo paragrafo, in grado di elaborare flussi di potenza. L'esigenza di ottenere i flussi di potenza di una rete appare quando è richiesto conoscere, come nel nostro caso, il carico e la tensione a cui saranno sottoposti i componenti di rete (linee elettriche, trasformatori, dispositivi di protezione, ecc.) a cui sono collegati utenti e generatori.

La rete può essere rappresentata in forma matriciale conoscendo i parametri elettrici dei suoi componenti e costruendo la matrice delle ammettenze nodali. Essa è una matrice che contiene i valori delle auto e mutue ammettenze tra i nodi di una rete. Ricordando che l'ammettenza di un bipolo si calcola con la seguente formula

$$Y = \frac{I}{E} \quad (1.1)$$

dove I è la corrente che scorre nel bipolo, E è la tensione ai suoi capi e dato il seguente circuito di esempio:

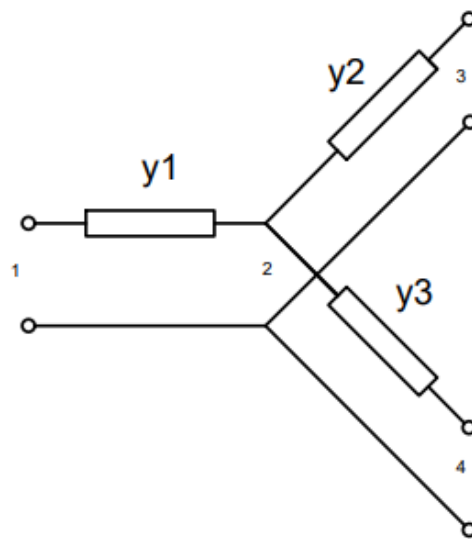


Figura 1.2 Circuito d'esempio per il calcolo delle ammettenze nodali

l'auto-ammettenza di un nodo è calcolata cortocircuitando tutti gli altri nodi, mentre le mutue ammettenze tra nodi vengono calcolate cortocircuitando i nodi non considerati.

Vengono eseguiti i seguenti calcoli come esempio:

Auto-ammettenza:
$$Y_{11} = \left(\frac{I_1}{E_1}\right)_{E_2=0, E_3=0, E_4=0} = y_1 \quad (1.2)$$

Mutua ammettenza:
$$Y_{12} = \left(\frac{I_1}{E_2}\right)_{E_1=0, E_3=0, E_4=0} = -y_1 \quad (1.3)$$

Il motivo per cui vengono considerate le ammettenze al posto delle impedenze risiede nel fatto che in caso non vi siano elementi derivati nel circuito l'auto-impedenza di un nodo, essendo definita con le correnti agli altri nodi nulle e quindi con nodi aperti, risulta infinita. Inoltre, si nota che vi è un elevato numero di elementi della matrice nulli: in questo caso la matrice viene definita sparsa e comporta un minor onere di memoria per i calcolatori. Una volta calcolate tutte le auto e mutue ammettenze nodali, si può costruire la matrice.

	1	2	3	4
1	y_1	$-y_1$	0	0
2	$-y_1$	$y_1+y_2+y_3$	$-y_2$	$-y_3$
3	0	$-y_2$	y_2	0
4	0	$-y_3$	0	y_3

Figura 1.3 Matrice alle ammettenze nodali relativa al circuito in figura 1.2

Ottenuti tutti i valori necessari delle ammettenze nodali, si cominciano a definire le equazioni per il sistema necessario al calcolo delle incognite di rete. Assumendo il seguente schema generico di una rete, consideriamo vi siano collegati h generatori ed $(n-h)$ carichi.

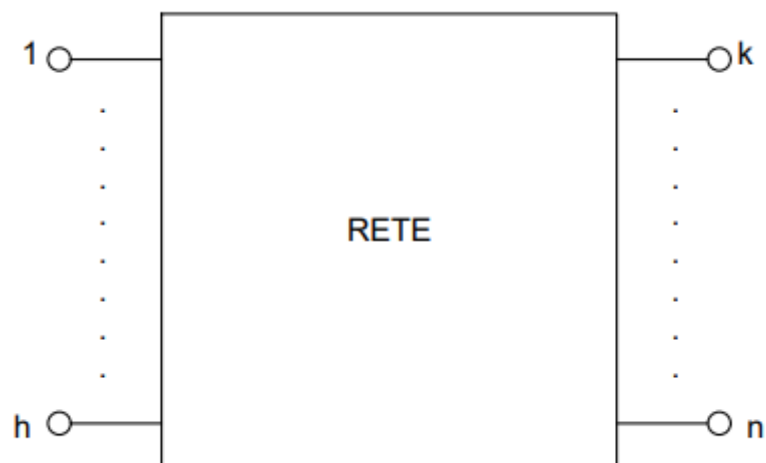


Figura 1.4 Schema generico di rete

Ora, i vincoli da imporre risultano essere:

- Modulo della tensione e potenza attiva ai nodi generatori;
- Potenza attiva e reattiva richiesta dai carichi.

Le incognite del sistema saranno:

- Modulo e angolo della tensione dei nodi di carico
- Angolo della tensione dei generatori tranne uno (nodo di saldo).

Il nodo di saldo è quello in cui sono fissati modulo e angolo della tensione come riferimento. Risultano così $2(n-1) - (h-1) = 2n - h - 1$ incognite e quindi un egual numero di equazioni da definire per il sistema da risolvere; esse risultano le equazioni che eguagliano la potenza attiva di carichi e generatori e la potenza reattiva dei carichi, senza introdurre nuove incognite.

$$\underline{I}_k = \sum_{i=1}^n \underline{Y}_{ki} \underline{E}_i \quad (1.4)$$

$$\underline{S}_k = \underline{E}_k \check{\underline{I}}_k = \underline{E}_k \sum_{i=1}^n \check{\underline{Y}}_{ki} \check{\underline{E}}_i = E_k \sum_{i=1}^n Y_{ki} E_i e^{j(\theta_k - \theta_i - \Psi_{ki})} \quad (1.5)$$

$$P_k = E_k \sum_{i=1}^n Y_{ki} E_i \cos(\theta_k - \theta_i - \Psi_{ki}) \quad (1.6)$$

$$Q_k = E_k \sum_{i=1}^n Y_{ki} E_i \sin(\theta_k - \theta_i - \Psi_{ki}) \quad (1.7)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_2 = E_2 \sum_{i=1}^n Y_{2i} E_i \cos(\theta_2 - \theta_i - \Psi_{2i}) \\ \quad \quad \quad \cdot \\ \quad \quad \quad \cdot \\ P_h = E_h \sum_{i=1}^n Y_{hi} E_i \cos(\theta_h - \theta_i - \Psi_{hi}) \\ P_k = E_k \sum_{i=1}^n Y_{ki} E_i \cos(\theta_k - \theta_i - \Psi_{ki}) \\ \quad \quad \quad \cdot \\ \quad \quad \quad \cdot \\ P_n = E_n \sum_{i=1}^n Y_{ni} E_i \cos(\theta_n - \theta_i - \Psi_{ni}) \\ Q_k = E_k \sum_{i=1}^n Y_{ki} E_i \sin(\theta_k - \theta_i - \Psi_{ki}) \\ \quad \quad \quad \cdot \\ \quad \quad \quad \cdot \\ Q_n = E_n \sum_{i=1}^n Y_{ni} E_i \cos(\theta_n - \theta_i - \Psi_{ni}) \end{array} \right. \quad (1.8)$$

Il sistema di equazioni 2.8 rappresenta l'oggetto del problema dei flussi di potenza. Esso è un sistema non lineare, quadratico nelle incognite e sono necessari metodi di calcolo numerico per la sua risoluzione. Il metodo che verrà utilizzato in seguito dall'opportuno programma sarà il metodo di Newton-Raphson, il quale è un metodo iterativo per calcolare gli zeri di una funzione, ovvero i valori che la rendono nulla. Esso è detto anche metodo delle tangenti, in quanto approssima la funzione oggetto con la retta tangente nel punto di zero stimato ad ogni iterazione. Stimando una soluzione iniziale x_0 , la sua formulazione è la seguente:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (1.9)$$

essendo x_n la soluzione stimata che annulla la funzione, x_{n+1} la soluzione del passo successivo, $f(x_n)$ il valore della funzione per la soluzione x_n ed $f'(x_n)$ il valore della derivata prima della funzione, sempre per la soluzione x_n . Nel migliore dei casi il ciclo iterativo converge e porta ad una soluzione tale che $x_{n+1} = x_n$, ma più spesso si impone che $f(x_{n+1}) = 0$ con una tolleranza prefissata (es. 10^{-5}). Secondo il teorema del metodo, la funzione oggetto deve essere derivabile due volte (e la derivata seconda continua) in un intervallo dei numeri reali che comprende la soluzione che annulla la funzione di partenza. Nel nostro caso, essendo le funzioni del sistema di tipo sinusoidale, la condizione è sicuramente verificata.

1.3 Programmi utilizzati

Per il trattamento dei dati e la successiva analisi dei flussi di potenza verrà utilizzato il software MATLAB®; esso, infatti, dispone di un ambiente di programmazione particolarmente adatto per il calcolo numerico; di qui in avanti si sottintende che l'ambiente utilizzato sia questo. Inoltre, in questo ambiente è stato sviluppato un pacchetto di codici per il calcolo dei flussi di potenza denominato MATPOWER. Esso è uno strumento gratuito a sorgente aperta (*open source*) sviluppato da un gruppo di ricerca alla Cornell University di Ithaca, stato di New York. Data la compatibilità con l'ambiente MATLAB e la relativa facilità di utilizzo sarà utilizzato per simulare i flussi di potenza con gli scenari di nostro interesse.

Questo software necessita di matrici in ingresso contenenti i dati di carico dei nodi connessi, i dati di produzione dei generatori ed una matrice indicante la struttura di connessione delle linee elettriche con relativi parametri elettrici. AGSM ha fornito al gruppo di ricerca afferente al relatore gli opportuni database contenenti i dati relativi a:

- I parametri elettrici di tutte le linee elettriche, dispositivi di protezione e trasformatori facenti parte della rete e le relative mutue connessioni tra componenti;
- I dati di carico delle cabine di trasformazione da media a bassa tensione di pertinenza di MEGARETI e di tutti i carichi connessi alla rete MT;
- I dati di generazione elettrica di tutti gli impianti connessi in rete.

Con questi dati il gruppo di ricerca ha potuto sviluppare un codice che consente di generare le opportune matrici necessarie al calcolo dei flussi di potenza con MATPOWER. Esso si occupa principalmente di acquisire i dati forniti nel file contenente i dati strutturali di rete e riorganizzarli per generare le tre matrici necessarie a MATPOWER per l'esecuzione:

- La matrice "*bus*", contenente tutti i dati dei nodi identificati come carichi connessi alla rete MT;
- La matrice "*generators*", contenente tutti i dati dei nodi identificati come generatori connessi alla rete MT;
- La matrice "*branch*", contenente tutti i parametri elettrici di linee, trasformatori, interruttori e sezionatori della rete.

La loro formazione costituisce la struttura di base per l'inserimento all'interno delle matrici dei dati quartorari di carico e generazione. Non tutti i componenti di rete presenti nel database vengono presi in considerazione: sono presenti, ad esempio, linee aperte e carichi non serviti direttamente da AGSM ma oggetto di temporanee controalimentazioni. Essi verranno esclusi dall'analisi. È stato implementato il funzionamento dei variatori di rapporto di trasformazione sotto carico per dare alla rete un assetto di funzionamento più realistico: nel caso di regolazione alle sbarre si è dato l'intervallo 0.95-1.09 p.u. da rispettare, mentre per i nodi di rete si rispetta l'intervallo 0.9 – 1.1 p.u. Le connessioni delle linee restano invariate in ogni condizione di carico: questa assunzione è dettata dai limiti dell'esecuzione dei flussi di potenza e non rappresenta gli imprevisti reali della rete e perciò i risultati dovranno ritenersi indicativi. L'esecuzione dei flussi di potenza da parte di MATPOWER richiede, dopo l'adeguata installazione nella cartella principale di MATLAB, il richiamo della funzione `runpf` al cui interno vanno inserite la potenza base della rete e le matrici sopracitate. Questa azione verrà eseguita ciclicamente dal codice apposito che estrae ed inserisce nelle strutture matriciali i dati di carico e generazione per ogni quarto d'ora dell'anno 2019 e manda in esecuzione il programma per i 35040 quarti orari presenti. Infatti, ogni flusso di potenza eseguito necessita di un set statico di carichi e generatori; da qui la necessità di aggiornare ciclicamente le matrici

con i dati quartorari, richiamare la funzione che esegue i calcoli e poi salvare ciclicamente i dati dei flussi su apposite matrici che ad ogni iterazione vengono integrate con i risultati del quarto d'ora successivo. I risultati vengono ritornati dalla funzione `runpf` in forma di struttura che comprende le tensioni nodali, le potenze in entrata ed in uscita dai rami di rete specificati nella matrice “*branches*”. Per una miglior fruizione dei risultati, sono generate:

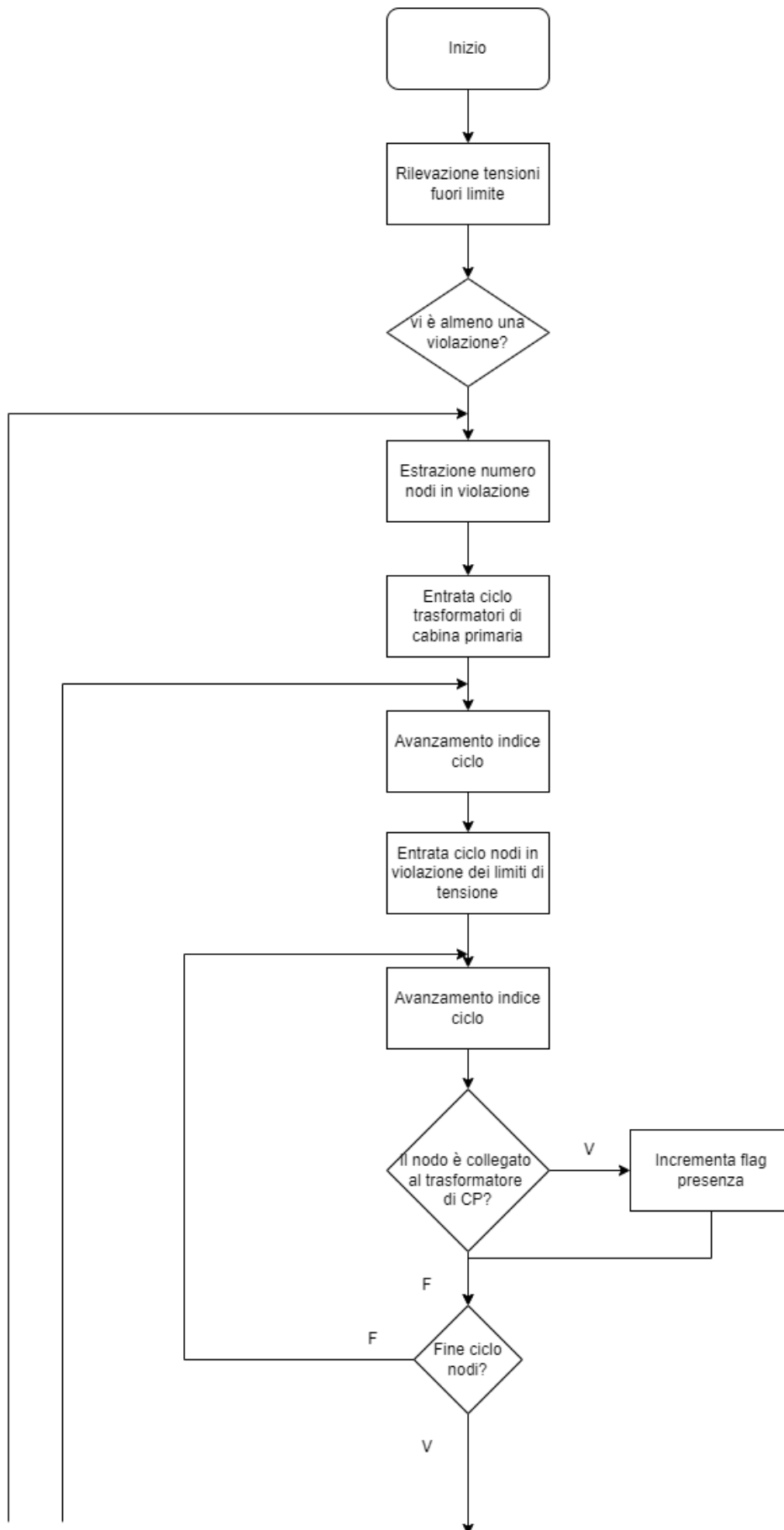
- La matrice delle tensioni nodali per unità;
- La matrice delle potenze complesse transitanti in entrata ai nodi;
- La matrice delle potenze complesse transitanti in uscita ai nodi;
- La matrice delle correnti transitanti dai rami di rete (linee, generatori, dispositivi vari).

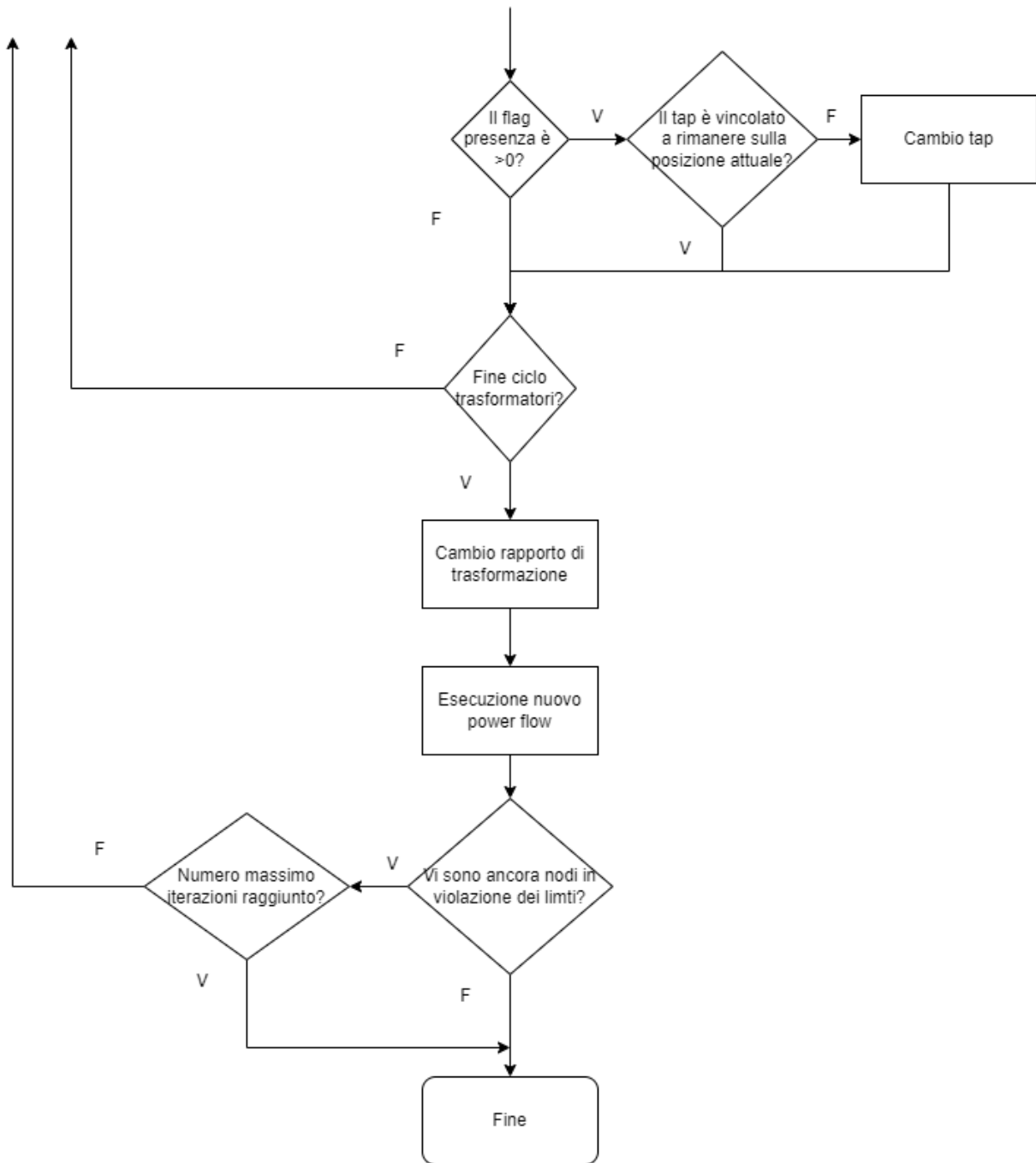
Esse sono matrici in cui le righe corrispondono al componente considerato mentre le colonne rappresentano i quarti d'ora in cui si registrano i dati contenuti. Viene mantenuta la corrispondenza di posizione tra le matrici e le tabelle ove sono presenti le descrizioni di nodi, linee, trasformatori e generatori in modo da risalire, tramite la corrispondenza del numero di riga, al componente desiderato in modo rapido.

Questo materiale è stato fornito dal relatore per generare i diversi scenari che saranno utili all'analisi sull'evoluzione della rete. Gli scenari con diversa produzione fotovoltaica prevedono il semplice aumento della produzione di impianti esistenti (quindi già presenti nei database forniti) di vari fattori mostrati nell'introduzione. Tramite il codice sviluppato “*grado_FV.m*” si va a moltiplicare di un fattore prescelto tutta la produzione identificata come fotovoltaica nei dati a disposizione. Le nuove strutture generate saranno messe a disposizione al codice che importa i dati per eseguire le iterazioni dei flussi di potenza e genererà quindi le matrici di un nuovo scenario: esse vengono poi salvate in apposite cartelle che le distinguono per il fattore di produzione fotovoltaica. In ogni cartella è presente un breve *script* che, se eseguito, carica le matrici nello spazio di memoria (*workspace*) di MATLAB in modo da essere poi utilizzate dai vari programmi sviluppati per l'estrazione dei valori significativi.

È utile ricordare che la situazione della rete risultante dai flussi di potenza è da ritenersi realistica ma con i dovuti margini di errore che possono derivare dalle condizioni climatiche, eventuali guasti o alimentazioni di diverse zone tramite linee non previste nelle matrici.

In seguito, si mostra il diagramma a blocchi della porzione di codice inserita nel ciclo di calcolo dei flussi di potenza per implementare il cambio del variatore di tensione sotto carico (*OLTC*) con rilevazione di tutti i nodi di rete violanti i limiti di tensione.





Capitolo 2

Analisi degli scenari

2.1 Metodo

Una volta resi disponibili i dati di ogni scenario è necessario darne una rappresentazione chiara ma allo stesso tempo sintetica, in quanto la mole di informazioni risulta vasta, anche solo per singolo scenario. Si parla infatti di 35040 quarti d'ora, corrispondenti a quelli presenti in un intero anno da 365 giorni, qual è il 2019, per 4393 nodi totali.

In una rete elettrica si possono misurare varie grandezze, ma le più significative rappresentanti il suo funzionamento sono:

- Tensione dei nodi;
- Correnti transitanti alle linee;
- Potenze transitanti nei componenti.

Nel nostro caso, essendo la rete esercita in regime sinusoidale, i valori di tensioni e correnti risultano come valori efficaci (nel caso delle tensioni sono valori per unità) e le potenze sono di tipo attivo e reattivo. Siccome si è interessati a capire il grado carico dei trasformatori presenti nelle cabine (primarie e secondarie) le potenze prese in considerazione saranno quelle apparenti, in quanto le potenze di riferimento dei trasformatori riportate nei dati di targa sono potenze apparenti. La rappresentazione di queste grandezze risulta ottimale se organizzata in grafici, in quanto risultano di più rapida ed agevole lettura rispetto a tabelle o altri formati numerici e riescono quindi a definire le dimensioni dei fenomeni rappresentati.

Il secondo passo è dare una suddivisione territoriale ai risultati ottenuti: la cosa risulta agevolata dalla struttura della rete, suddivisa in dieci cabine primarie, ognuna delle quali ha collegata a sé una porzione di rete che generalmente non entra in contatto con sottoreti collegate ad altre cabine, rispettando il principio di radialità delle reti di distribuzione. Ecco che si ottiene un'efficace rappresentazione del funzionamento delle aree di rete, che essendo dieci ben si prestano ad essere sintetizzate su un grafico.

A livello di esecuzione dei codici prossimamente descritti ci si concentra in prima battuta sul rilievo del valore assoluto delle criticità presenti in rete, confrontando negli stessi grafici quelle rilevate in tutti gli scenari presenti per dare una prima idea dell'impatto della crescente generazione fotovoltaica su violazione dei limiti di tensione nodali, superamento della portata nominale delle linee e delle potenze nominali dei trasformatori gestiti. Riguardo le violazioni dei limiti di tensione, facendo riferimento alla norma CEI EN 50160, si considerano critici i nodi che superano il +/- 10 % della tensione nominale.

Poi, scendendo al livello di analisi del singolo scenario, si è scelto di utilizzare un classico strumento statistico, ovvero i percentili. Essi restituiscono valori tali che rappresentino la percentuale, compresa tra 1 e 100, di popolazione dei dati che è minore o uguale ai valori sopracitati. Nel nostro caso, data la necessità di rilevare valori critici, si andrà a rilevare il 95°, 99° ed il 100° percentile della popolazione dei dati ordinata in modo ascendente. Si eseguiranno queste rilevazioni per le grandezze sopracitate in modo da capire la gravità dei fenomeni.

Infine, per capire dove sorgono i problemi, si andranno a ricercare per ogni cabina primaria tutti e soli i componenti individuati come critici, in modo da capire quando, dove ed in che modo si sovraccaricano i componenti o si violano i limiti imposti di tensione.

Saranno presenti successivamente criteri di suddivisione stagionali e su base oraria dei risultati. Si specifica in anticipo che le suddivisioni stagionali sono effettuate secondo le date dei solstizi ed equinozi che segnano l'inizio e la fine delle stagioni astronomiche, ovvero:

- Inverno: dal 21 dicembre al 20 marzo;
- Primavera: dal 21 marzo al 20 giugno;
- Estate: dal 21 giugno al 21 settembre;
- Autunno: dal 22 settembre al 20 dicembre.

La suddivisione su base oraria dei dati a disposizione permette di verificare, data la ripetibilità degli andamenti su base giornaliera, il verificarsi di fenomeni previsti oppure di anomalie. Essa è così impostata:

- Notte: dalle ore 00:00 alle ore 06:00;
- Mattino: dalle ore 06:00 alle ore 12:00;
- Pomeriggio: dalle ore 12:00 alle ore 18:00;
- Sera: dalle ore 18:00 alle ore 24:00.

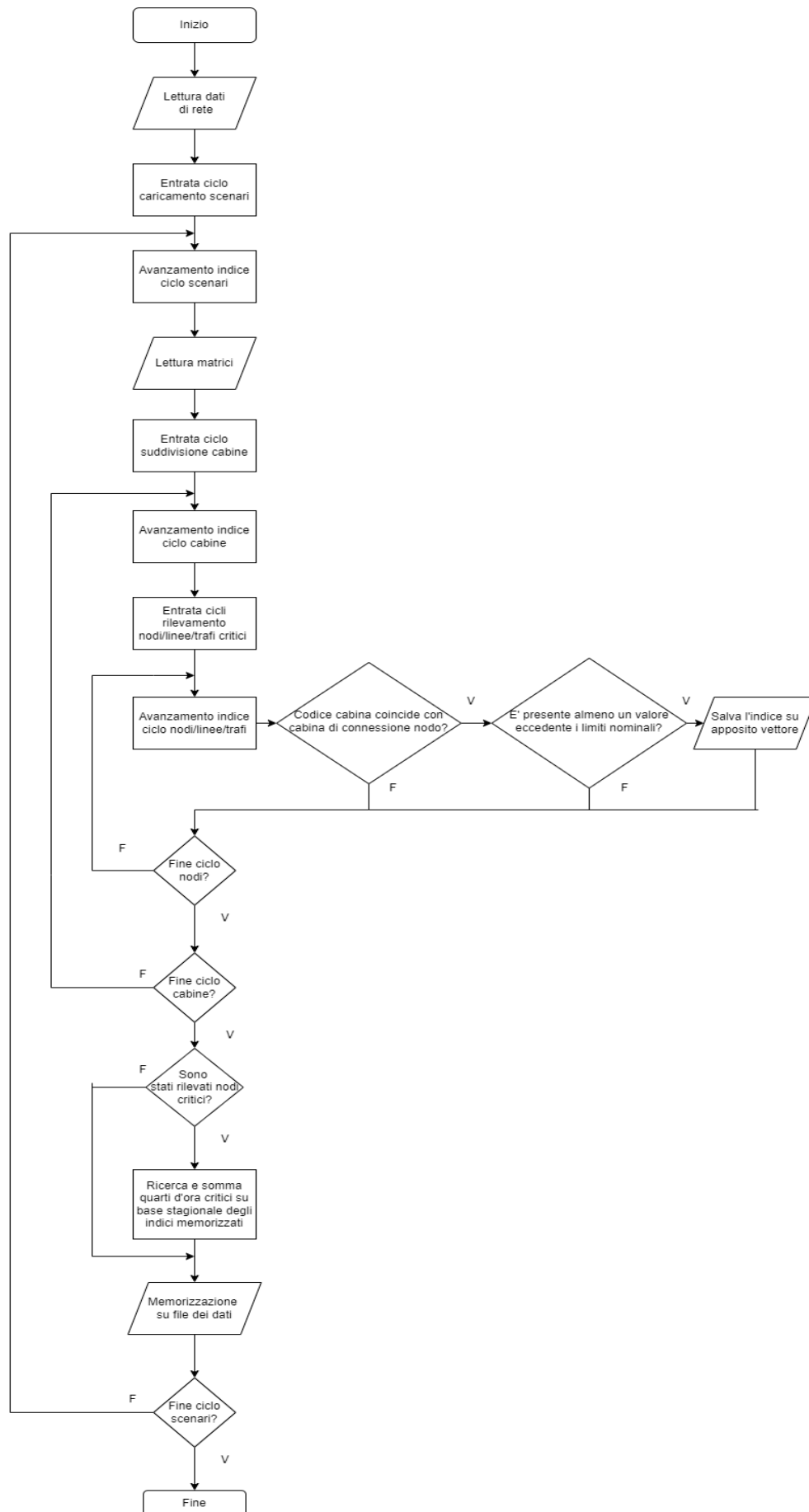
2.2 Codici sviluppati

2.2.1 Confronti tra criticità su tutti gli scenari

Gli script contenuti nelle cartelle per i confronti hanno l'obiettivo di generare i grafici contenenti il numero di nodi che hanno violato i limiti superiori e inferiori di tensione ($\pm 10\%$ del valore nominale), il numero di linee che hanno superato la portata di corrente nominale, il numero di trasformatori che hanno superato la potenza nominale di targa e la somma di tutti gli istanti in cui questi eventi avvengono. I tempi di violazione dei limiti verranno suddivisi su base stagionale, in modo da dare una prima collocazione temporale degli eventi critici. Vi saranno un totale di otto quadranti (quattro coppie): due per correnti e potenze e quattro per le tensioni; nel primo della coppia sarà presente un grafico a barre che mostra la quantità di nodi o componenti risultanti critici almeno una volta nell'arco dell'anno 2019, raggruppati rispetto le cabine primarie a cui sono connessi. Verranno poi impilate le variazioni in termini assoluti rilevate negli scenari successivi. Nel secondo quadrante saranno presenti quattro grafici a barre, uno relativo ad ogni stagione, sempre con raggruppamento in base alle CP, nei quali si indicheranno il cumulo totale del tempo di violazione dei limiti di tutti i nodi/componenti nel 2019 e poi impilate le variazioni in termini assoluti rilevate con gli scenari successivi.

Per arrivare alla generazione di questi grafici si necessita di estrarre i dati critici delle matrici di scenario e memorizzarli in opportune matrici in modo che restino disponibili per successive esecuzioni senza dover richiamare ogni volta il codice, dati i tempi lunghi di gestione della vasta mole di dati a disposizione. L'estrazione dei dati utili è affidata allo script "*Rilievo_criticita.m*" mentre la memorizzazione a "*Riempimento_matrici.m*". Quest'ultimo si occupa solamente di caricare le matrici salvate in modo permanente ed inserire, nella posizione corrispondente allo scenario caricato, i dati raccolti dal primo script per poi salvarle nuovamente nello spazio d'archiviazione. Una volta messi a disposizione i dati per i grafici, lo script "*Confronti.m*" si occupa solamente di richiamare le matrici memorizzate e di stampare i grafici di interesse.

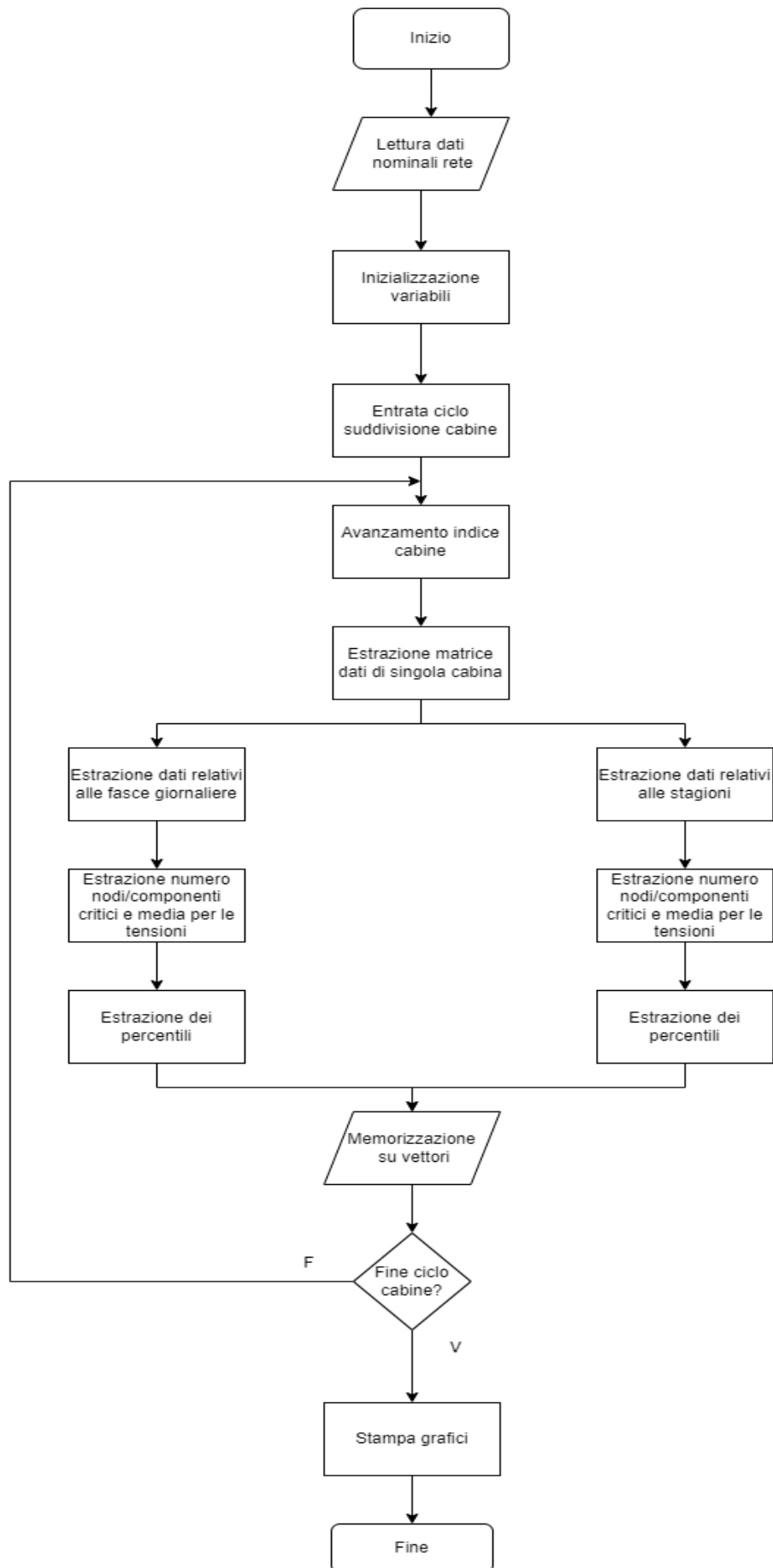
Di seguito viene inserito il diagramma di flusso di "*Rilievo_criticita.m*"; esso deve intendersi come ripetuto per le tre grandezze scansionate, ovvero tensione ai nodi, correnti di linea e potenze ai trasformatori.



2.2.2 Analisi statistica dei singoli scenari

I precedenti grafici non mostrano in che modo la rete è caricata (ed eventualmente sovraccaricata). Il prossimo passo consiste nell'analizzare, scelto uno scenario di interesse, l'intensità con cui le varie aree di rete presentano criticità utilizzando la statistica. Per tale scopo è stato sviluppato lo script "*Analisi_percentili.m*" che permette, una volta caricato lo scenario di interesse, di ottenere i valori ottenuti come 95°, 99° e 100° percentile dei dati di tensioni, correnti e potenze; inoltre vengono rilevati il numero di nodi/componenti critici presenti nell'area. La formazione dei grafici sarà diversa per le tensioni rispetto le altre due grandezze. Infatti, la popolazione dei dati delle tensioni si aggira nell'intorno del valore uno, essendo i valori espressi per unità; inoltre, vi sono due violazioni dei limiti da rilevare: la caduta di tensione e le sovratensioni. Quindi si avranno per le tensioni le barre dei grafici che si sviluppano intorno all'asse indicante il valore uno e saranno indicati i percentili sia per le tensioni maggiori dell'unità sia per le inferiori. Si è ritenuto di interesse anche il calcolo e la stampa della media delle tensioni per il periodo considerato. Invece, per correnti e potenze interessa sapere il superamento o meno dei limiti nominali.

Di seguito è inserito il diagramma di flusso del codice "*Analisi_percentili.m*"; esso deve intendersi come schema di base ripetuto per le tre grandezze considerate.



2.2.3 Analisi delle criticità di area

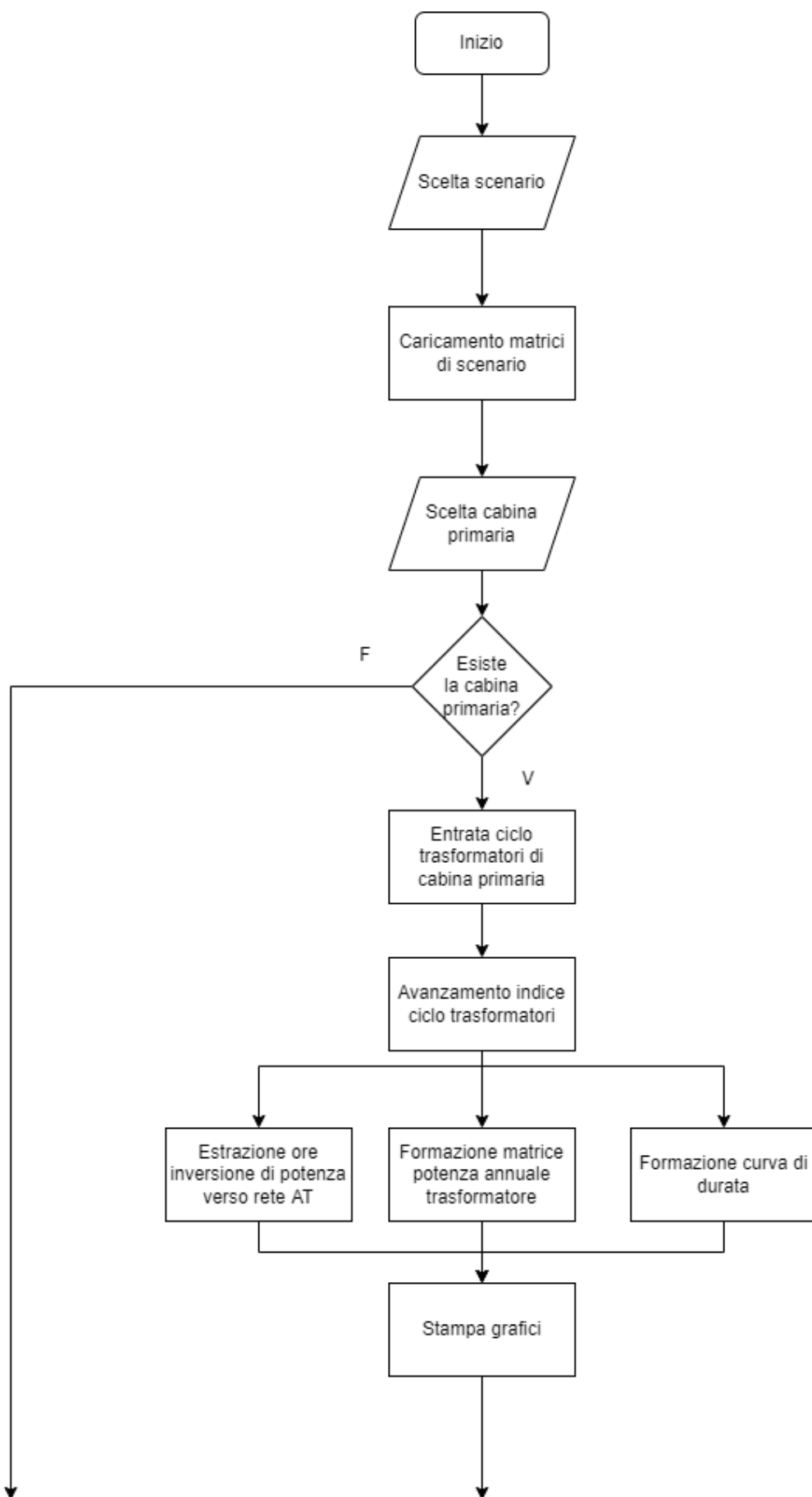
Dopo aver rilevato nelle rappresentazioni precedenti l'entità dei fenomeni dal punto di vista globale si passa ora ad un'analisi più specifica, ovvero la rilevazione dei soli elementi della rete che presentano criticità. Per fare ciò, si è sviluppato un apposito codice "*Analisi_CP.m*", il quale permette dopo aver scelto la cabina primaria di interesse di mostrare quanto e come vengono sovraccaricati i dispositivi di rete rilevati come critici.

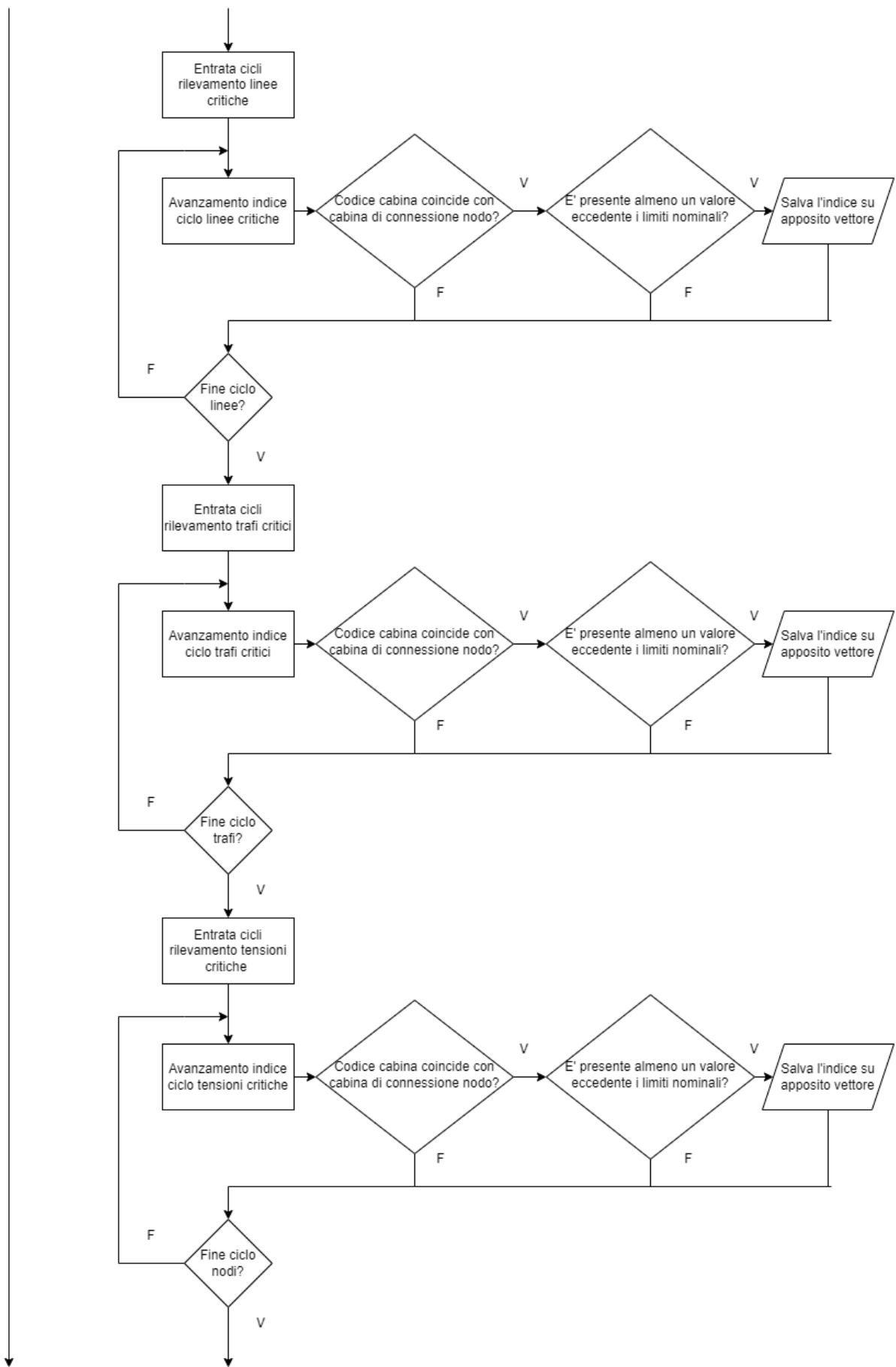
I grafici che verranno mostrati sono:

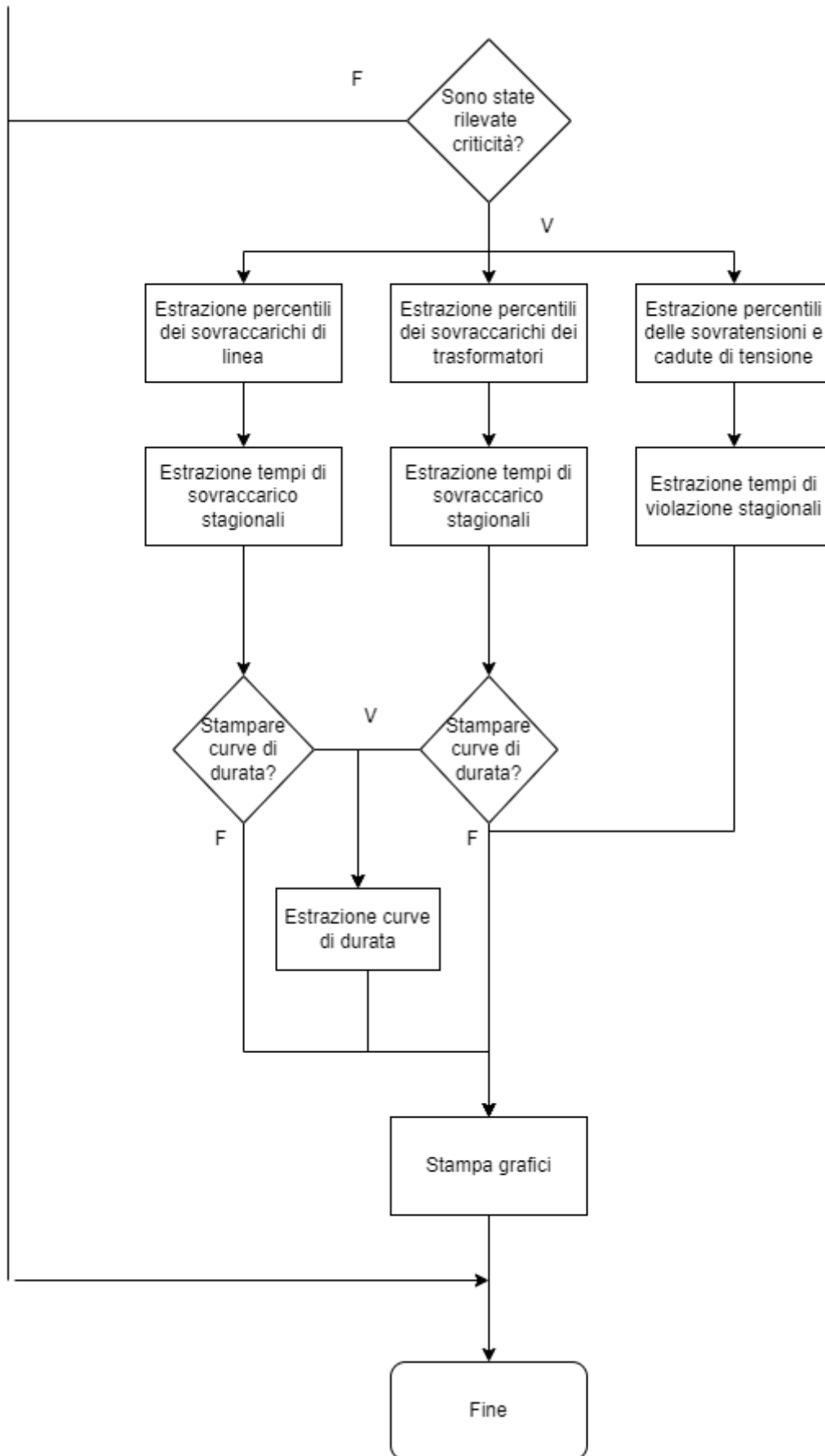
- Mappa calore della potenza transitante durante l'intero anno dai trasformatori di cabina primaria;
- Curva di durata dei trasformatori di cabina primaria;
- Eventuale grafico a barre indicante per ogni mese quante ore i trasformatori di cabina primaria subiscono l'inversione della potenza attiva, noto come fenomeno di "risalita";
- Grafico a barre indicante il 50°, 75°, 100° percentile della gravità di sovraccarico di ogni elemento in cui esso viene rilevato;
- Grafico a barre indicante la distribuzione stagionale dei tempi di sovraccarico di ogni componente.

Negli opportuni grafici, ogni componente viene identificato nell'asse delle ascisse col numero relativo all'indice con cui è presente nelle matrici che comprendono i dati di rete.

Di seguito si inserisce il diagramma di flusso del programma; esempi dei grafici prodotti verranno inseriti nel capitolo successivo descrivendo nel dettaglio le problematiche di ogni cabina primaria.







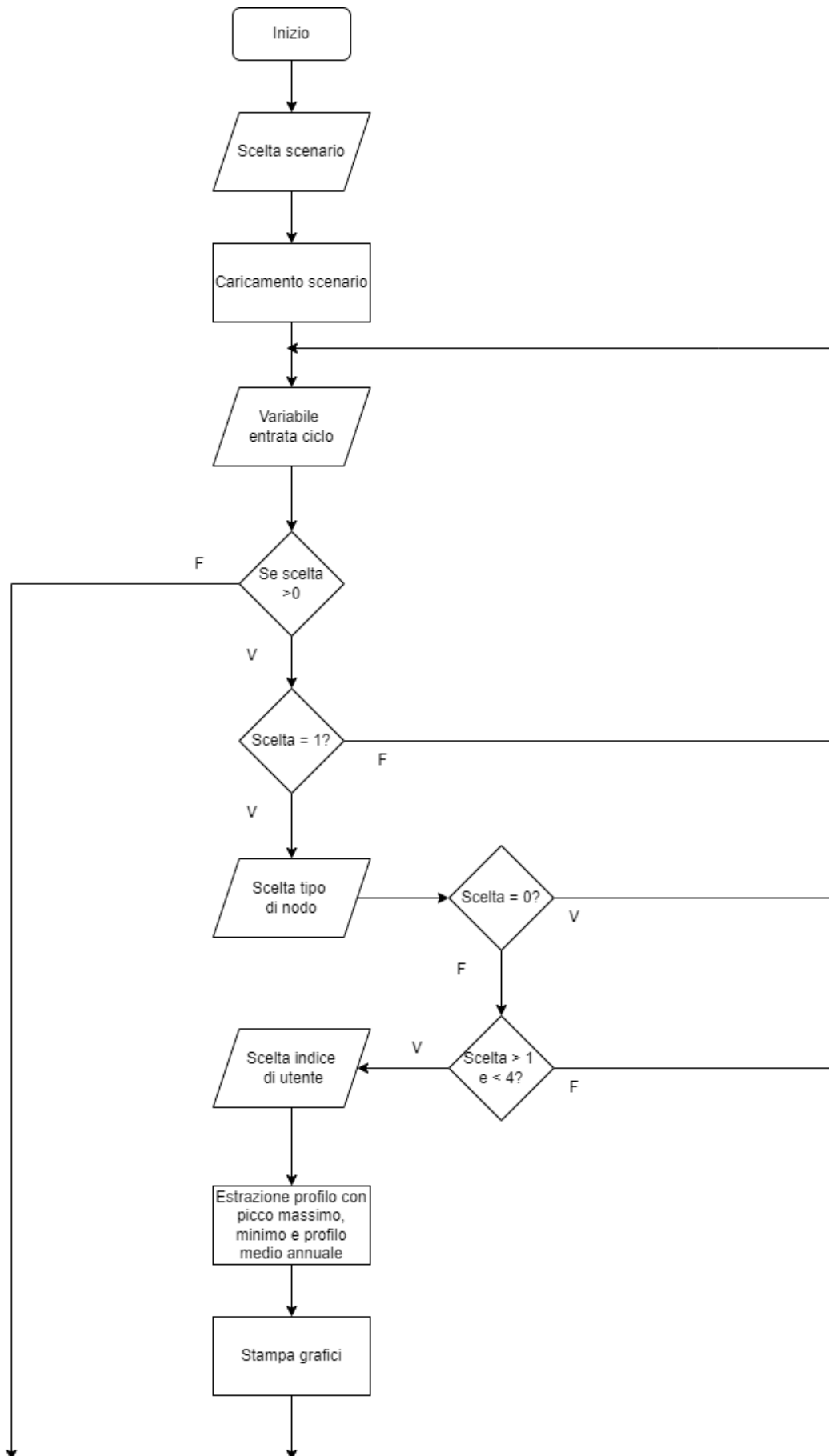
2.2.4 Analisi dei singoli nodi

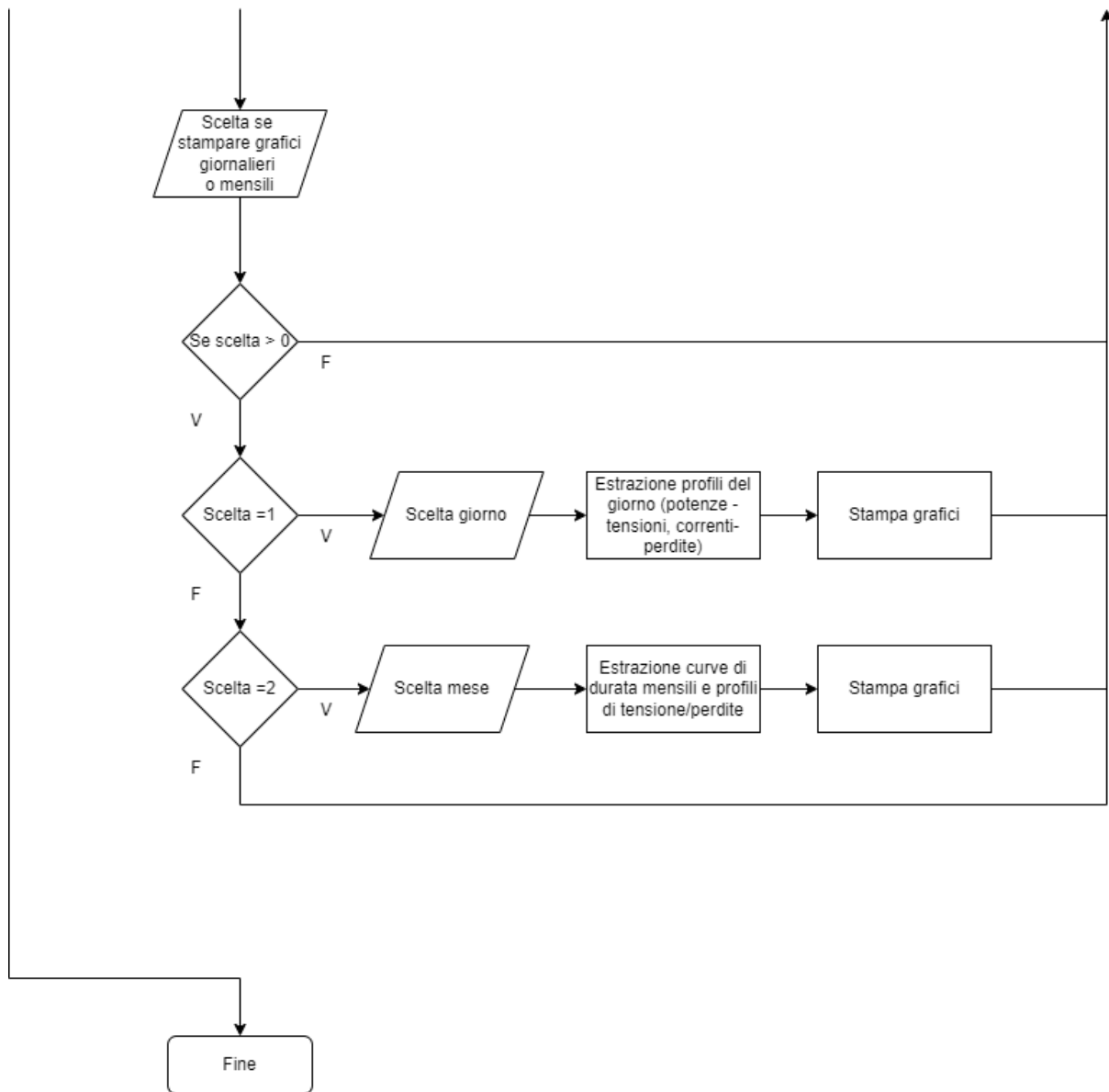
Una volta individuati gli elementi critici, può essere necessaria una loro analisi approfondita per capire la misura del sovraccarico a cui sono sottoposti. Per fare ciò si è sviluppato un apposito script che permette di estrarre le curve giornaliere di carico e le curve di durata mensili di un nodo scelto, sia esso un utente allacciato alla rete, un trasformatore di cabina primaria o secondaria, un generatore o una linea.

Lo script prevede la possibilità di produrre i seguenti grafici:

- Curve di carico dei giorni di picco massimo, minimo e curva media annuale di cabine primarie e secondarie, utenti e generatori connessi in rete;
- Diagrammi annuali di intensità delle grandezze transanti da un trasformatore, linea o generatore;
- Curve di carico giornaliere di cabine primarie e secondarie, utenti e generatori connessi in rete;
- Curve di durata mensili di cabine primarie e secondarie, utenti e generatori connessi in rete;
- Profili di tensione giornalieri e mensili ai trasformatori e generatori;
- Curva giornaliera delle potenze dissipate alle linee;
- Perdite mensili alle linee.

Di seguito si inserisce il diagramma a blocchi dello script. Si specifica che i tipi di nodo possibili sono quelli sopracitati (utenti, cabine, linee, generatori).





2.3 Grafici ottenuti

Di seguito si mostreranno i grafici ottenuti utilizzando i programmi precedentemente descritti. I diversi colori delle barre indicano le variazioni rilevate per ogni scenario: se indicano un aumento delle criticità saranno impilate verso l'alto, se indicano una diminuzione rispetto lo scenario precedente saranno impilate verso il basso, lungo l'asse delle ordinate negativo.

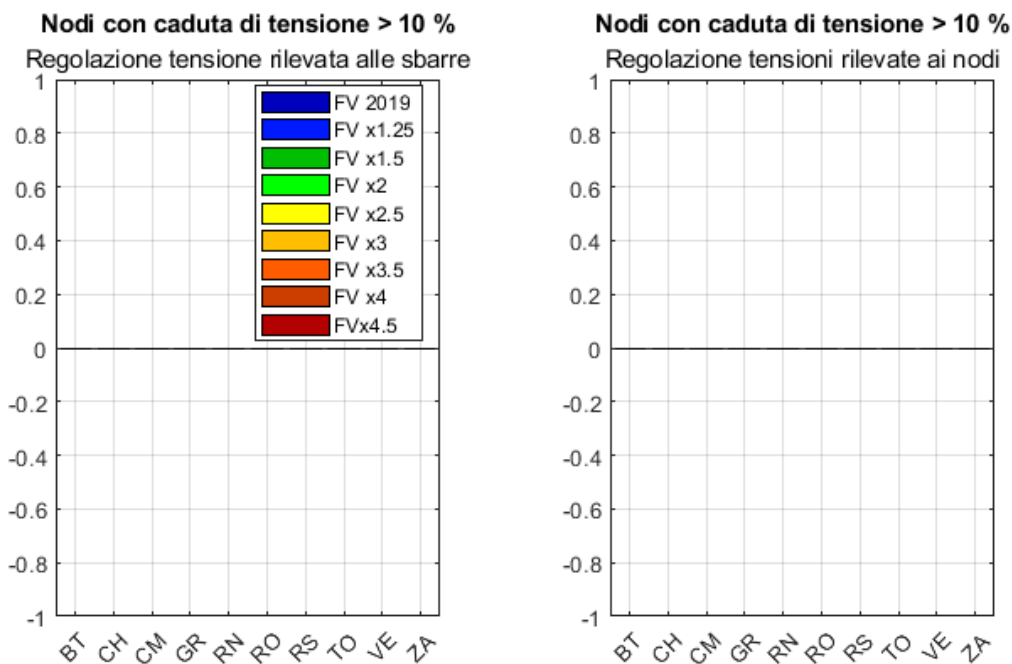


Figura 2.1 Nodi rilevati in caduta di tensione con tutti gli scenari

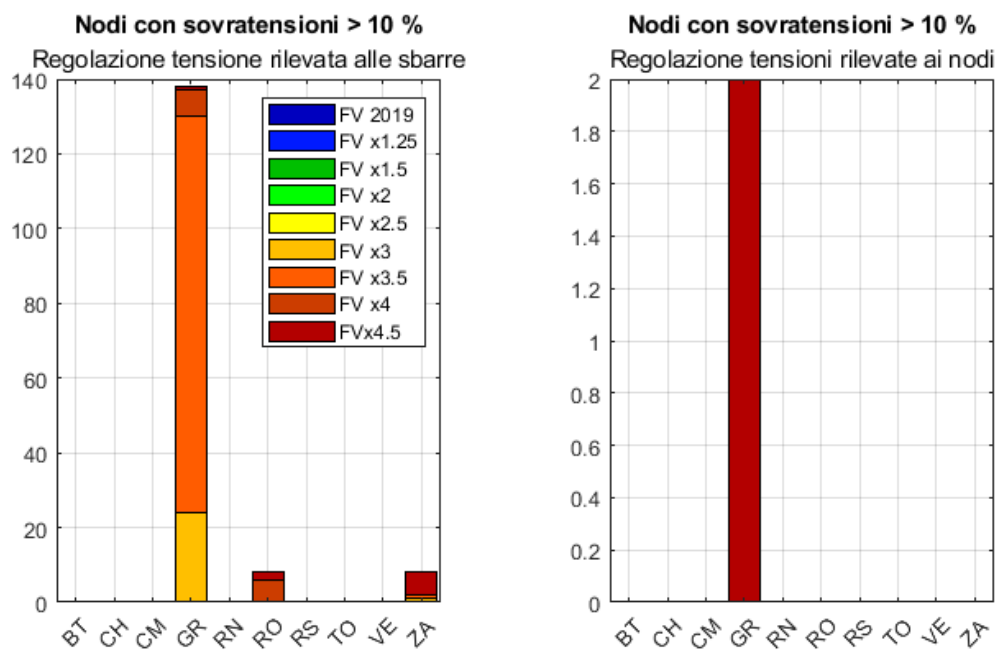


Figura 2.2 Nodi rilevati in sovratensione con tutti gli scenari

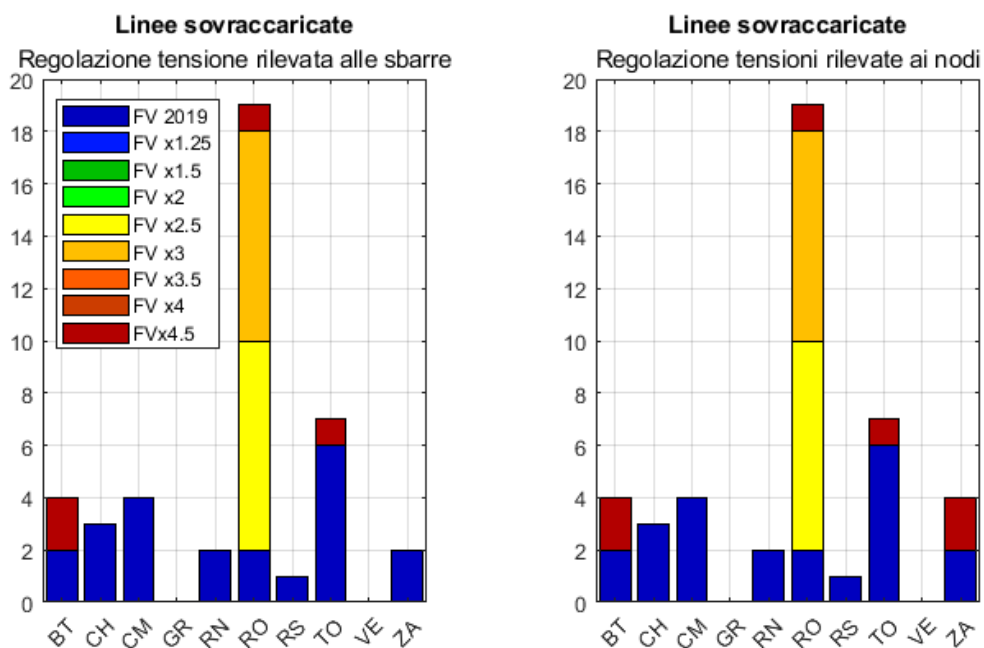


Figura 2.3 Linee rilevate in sovraccarico con tutti gli scenari

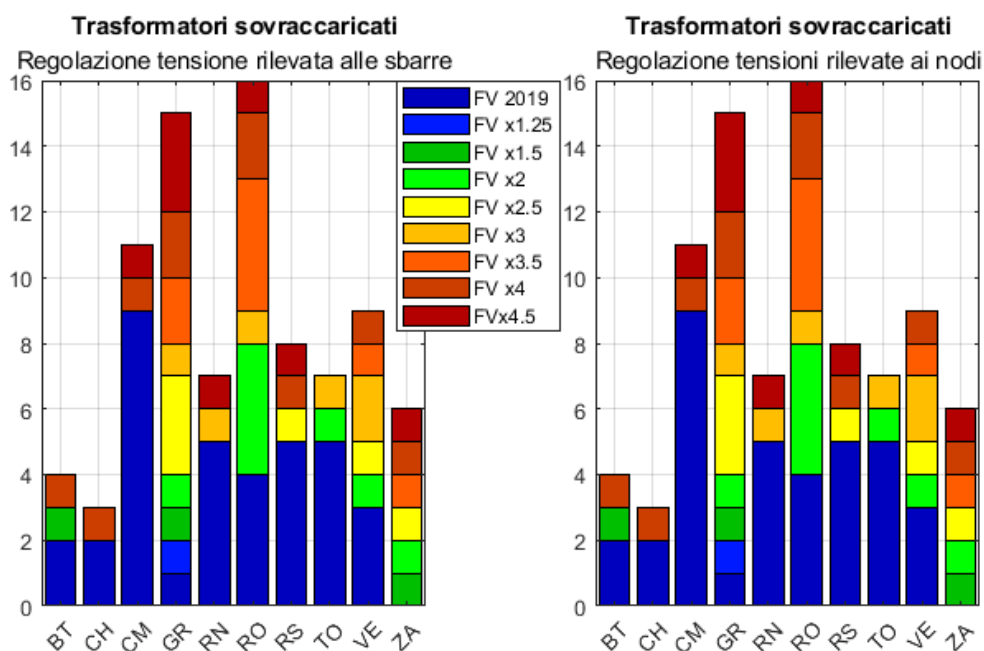


Figura 2.4 Trasformatori rilevati in sovraccarico con tutti gli scenari

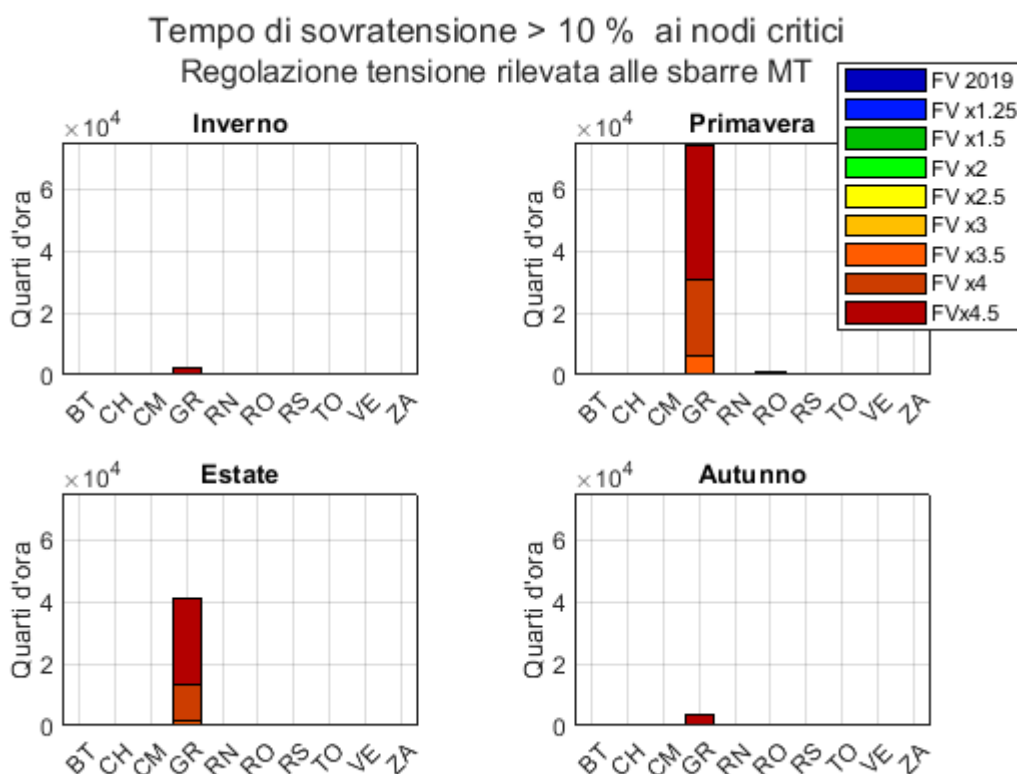


Figura 2.5 Somma dei tempi di sovratensione dei nodi collegati alle cabine primarie, reg. tensione di sbarra

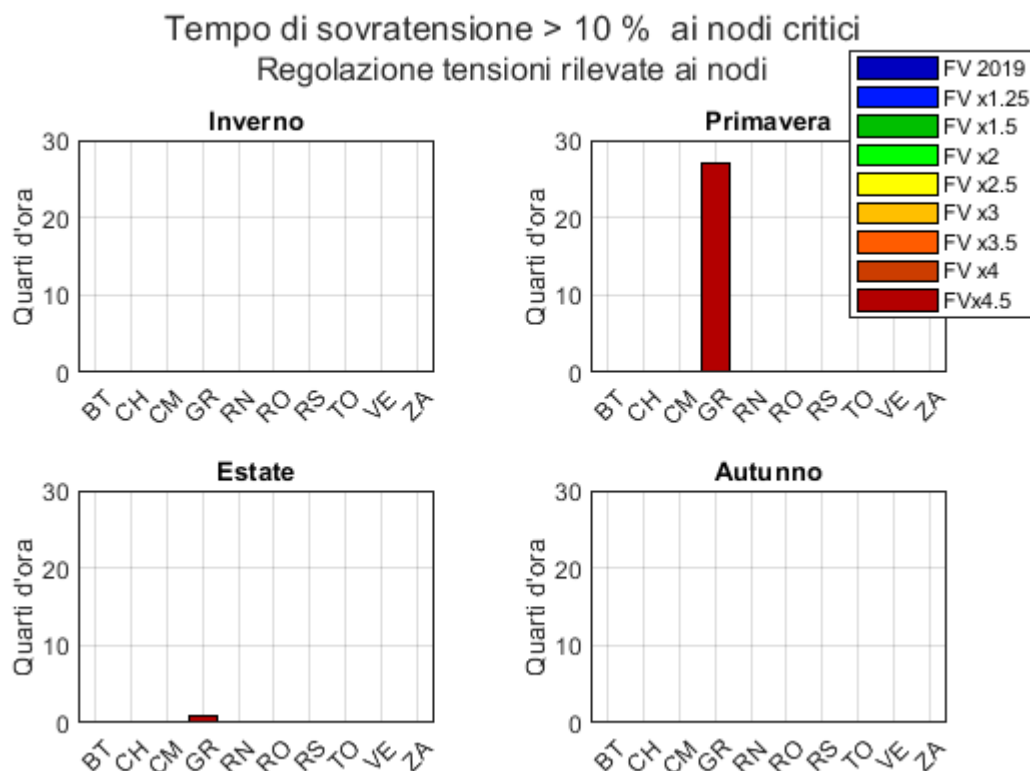


Figura 2.6 Somma dei tempi di sovratensione dei nodi collegati alle cabine primarie, reg. tensioni ai nodi

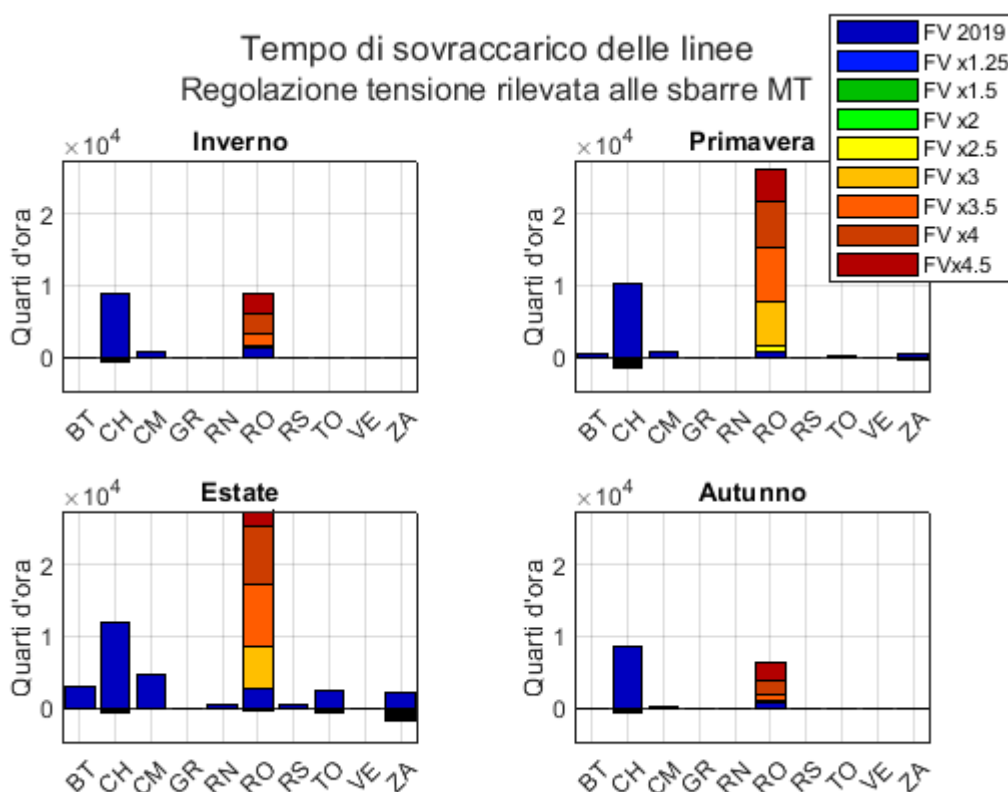


Figura 2.7 Somma dei tempi di sovraccarico delle linee, regolazione tensione di sbarra

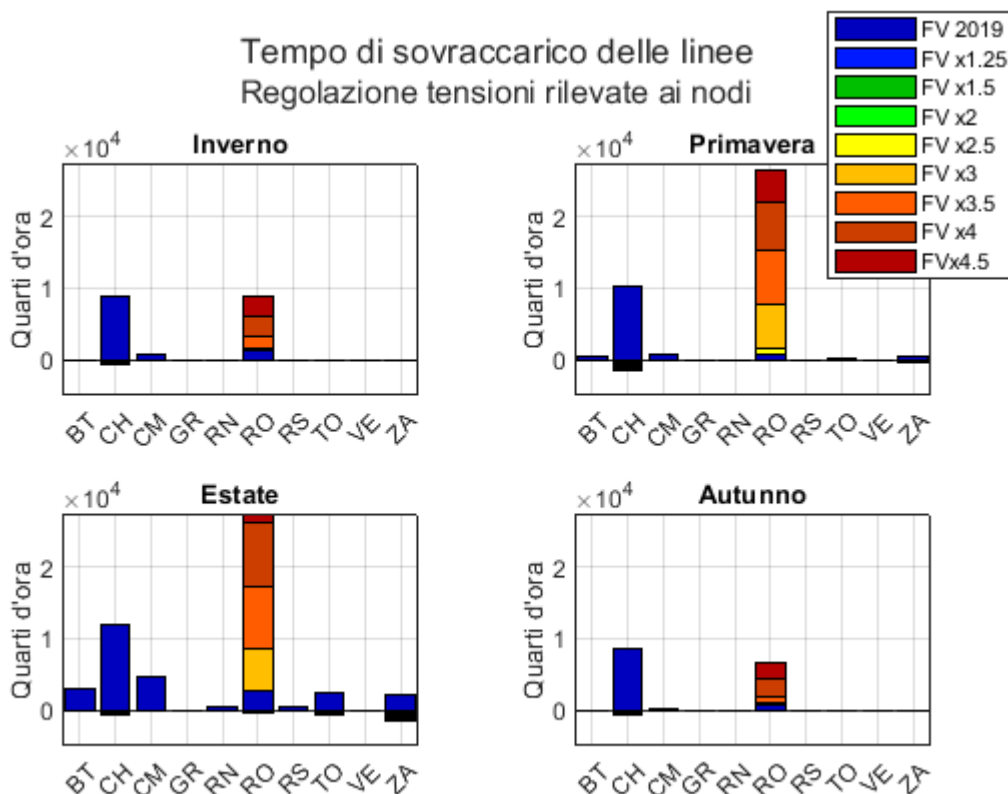


Figura 2.8 Somma dei tempi di sovraccarico delle linee, regolazione tensioni ai nodi

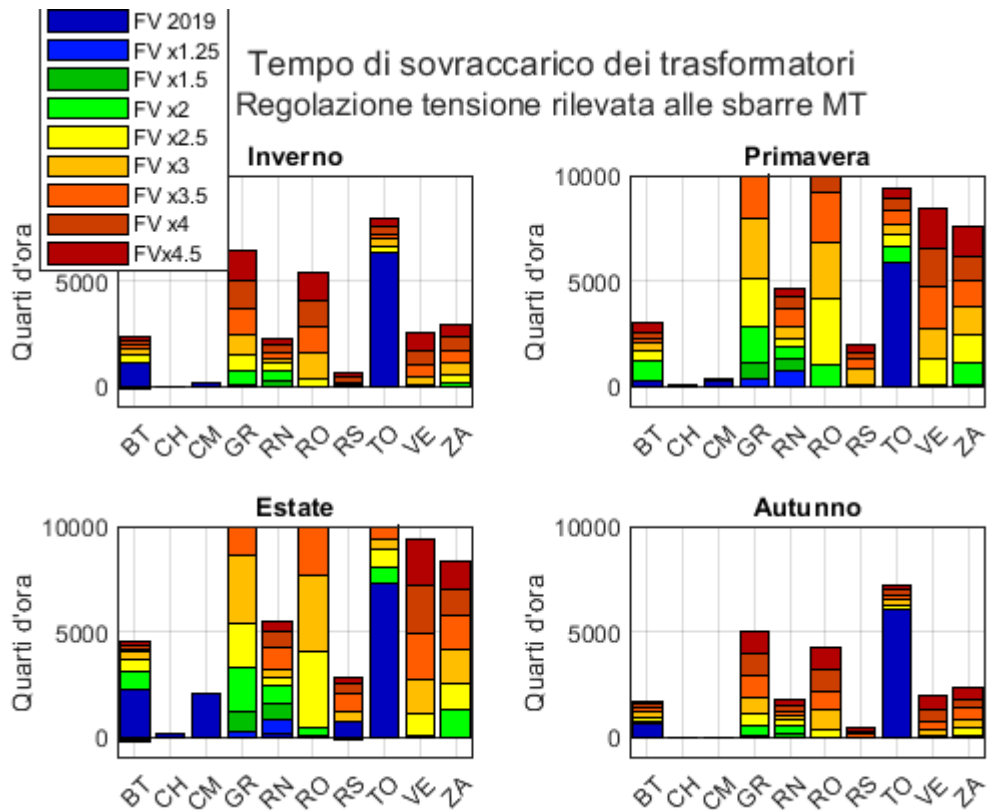


Figura 2.9 Somma dei tempi di sovraccarico dei trasformatori, regolazione tensione di sbarra

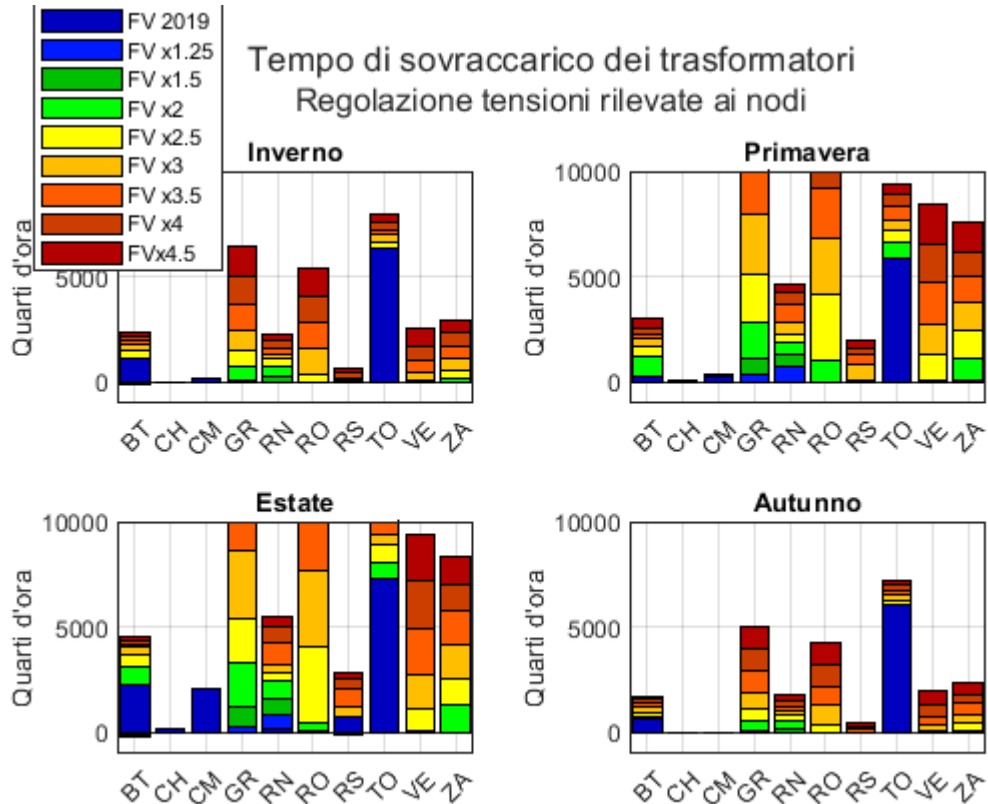


Figura 2.10 Somma dei tempi di sovraccarico dei trasformatori, regolazione tensioni ai nodi

Le osservazioni che si possono trarre, visti i grafici precedenti, sono che:

- Le sovratensioni sono un problema che sorgono con l'aumentare della potenza fotovoltaica solo nelle zone ove sono già installati impianti di taglia considerevole e che le attuali tecniche di regolazione della tensione in cabina primaria non sarebbero efficaci di sopperire;
- Le linee elettriche, nonostante alcune criticità già presenti al 2019, non risentono in maniera molto grave l'aumento di produzione fotovoltaica eccezion fatta per la zona di competenza della cabina Ricevitrice Ovest, ovvero la zona con maggior potenza fotovoltaica installata;
- I trasformatori di cabina secondaria sono invece i componenti che più risentono dell'aumento di generazione fotovoltaica, non vi è infatti alcuna zona della rete esente dal problema.

Si può notare come tra i due tipi di regolazione delle tensioni la differenza ricada solamente nei valori di violazione delle tensioni e non influisca sui sovraccarichi registrati in rete. Con entrambi i tipi di regolazione si evitano sempre le cadute di tensione maggiori del 10%, mentre con scenari fotovoltaici più spinti la regolazione più primitiva (alle sbarre) non riesce a tenere valori accettabili di sovratensione nei momenti di maggior produzione fotovoltaica in alcune aree.

A seguire vi sono i grafici ottenuti per le analisi di singolo scenario; verranno mostrati i grafici di confronto tra lo scenario attuale e lo scenario obiettivo per il futuro, ovvero "Fotovoltaico x4.5". I grafici riguardanti le differenze tra i vari tipi di regolazione saranno affrontati nel prossimo capitolo.

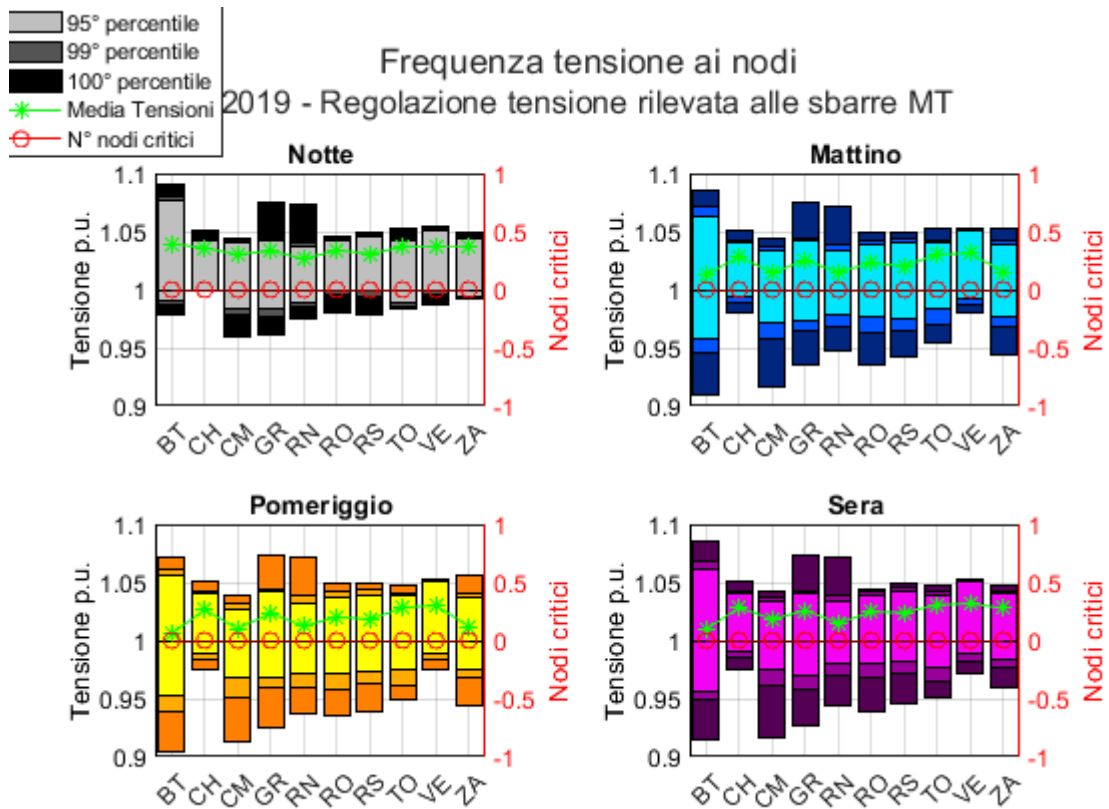


Figura 2.11 Statistiche relative alle fasce giornaliere per le tensioni con lo scenario 2019, regolazione della tensione rilevata alle sbarre MT

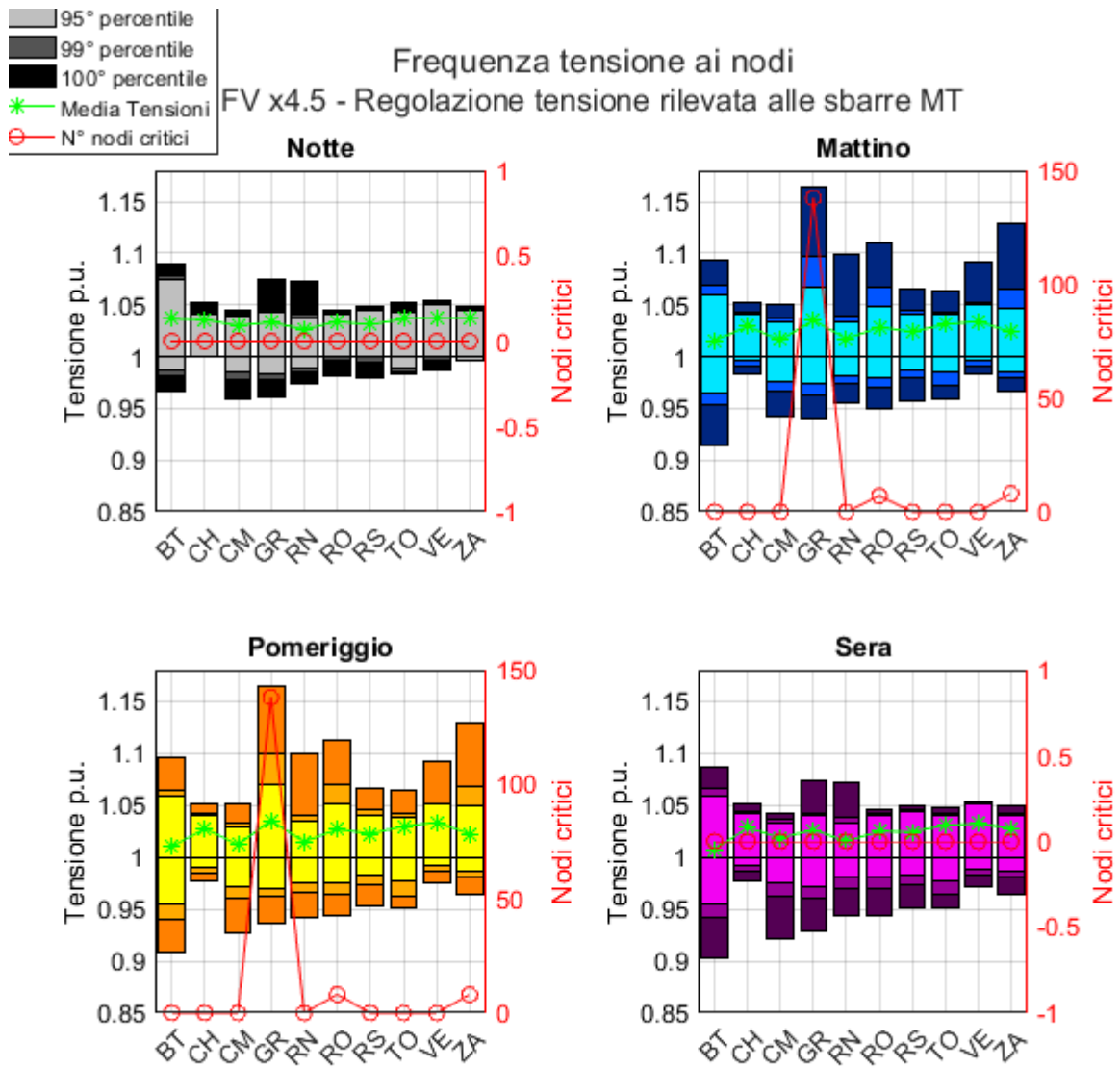


Figura 2.12 Statistiche relative alle fasce giornaliere per le tensioni con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”, regolazione della tensione rilevata alle sbarre MT

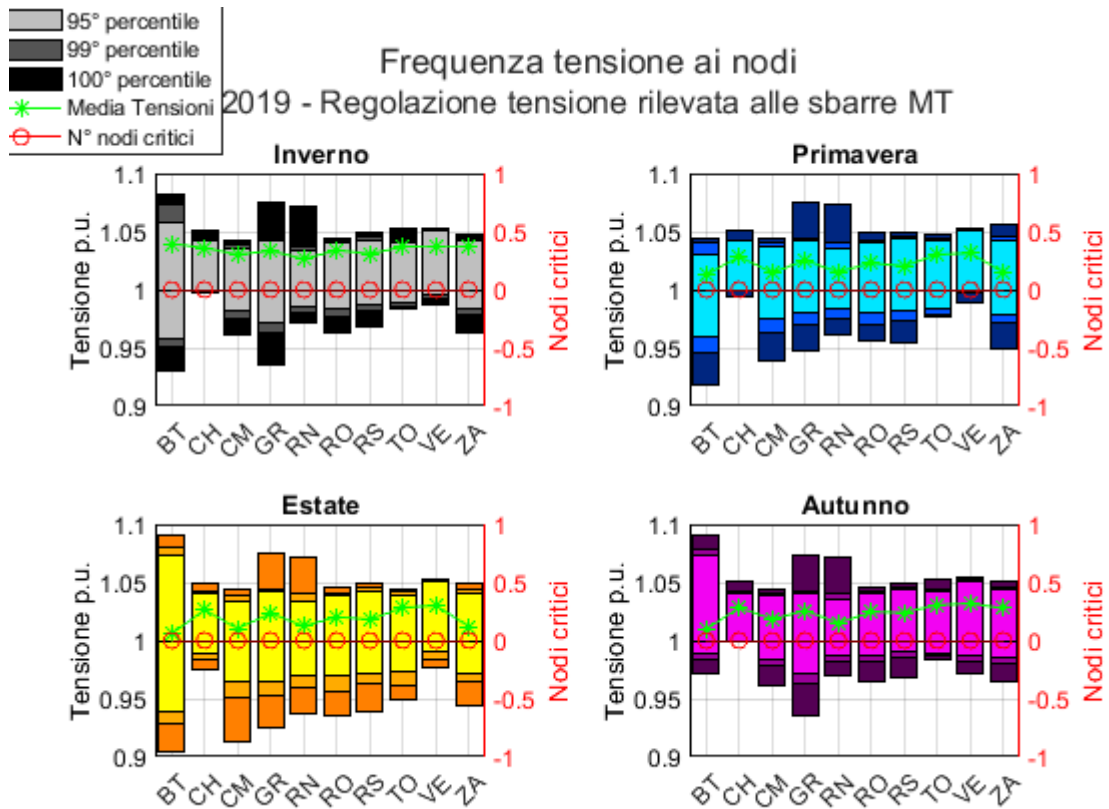


Figura 2.13 Statistiche relative alle stagioni per le tensioni con lo scenario 2019, regolazione della tensione rilevata alle sbarre MT

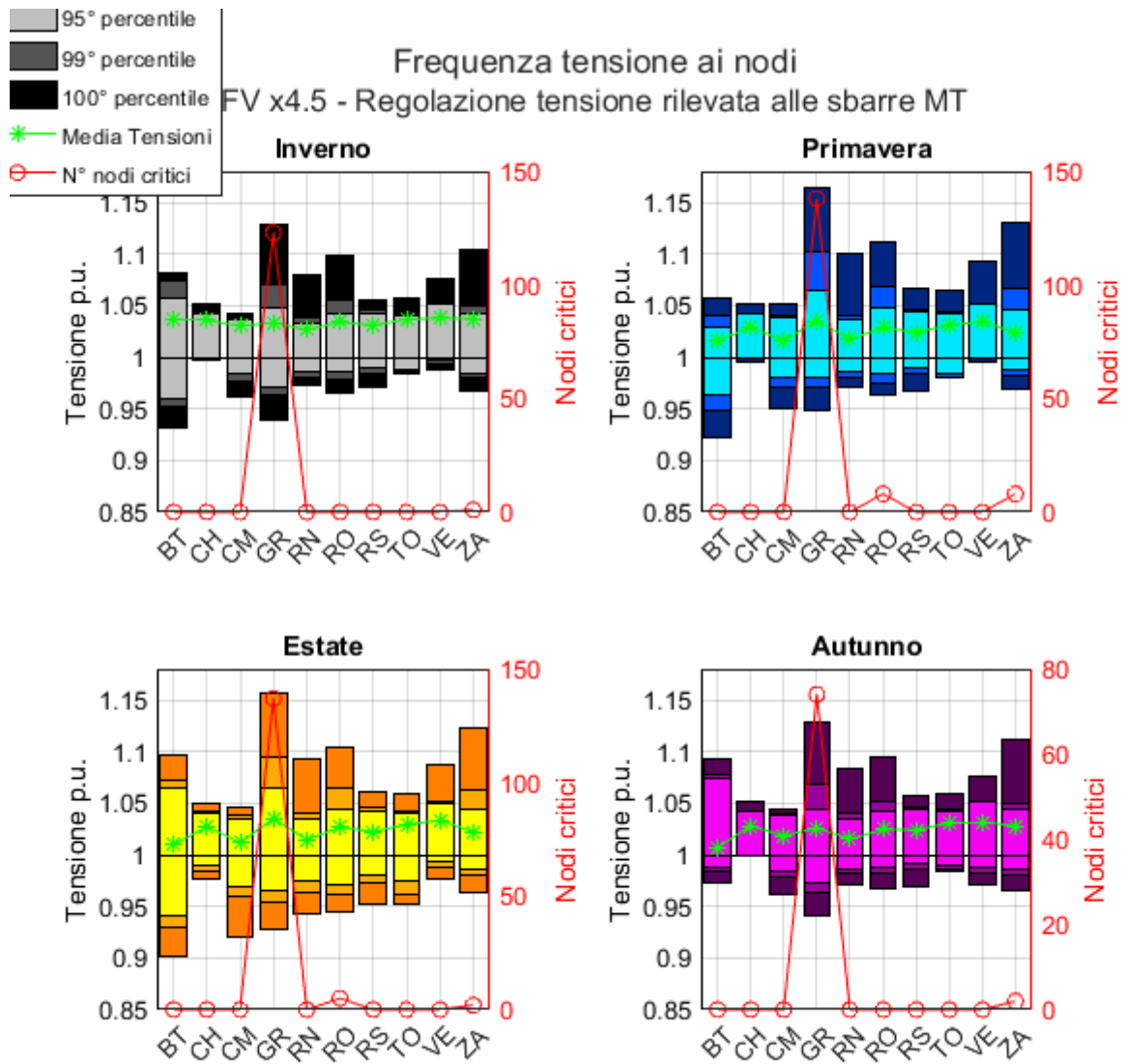


Figura 2.13 Statistiche relative alle stagioni per le tensioni con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”, regolazione della tensione rilevata alle sbarre MT

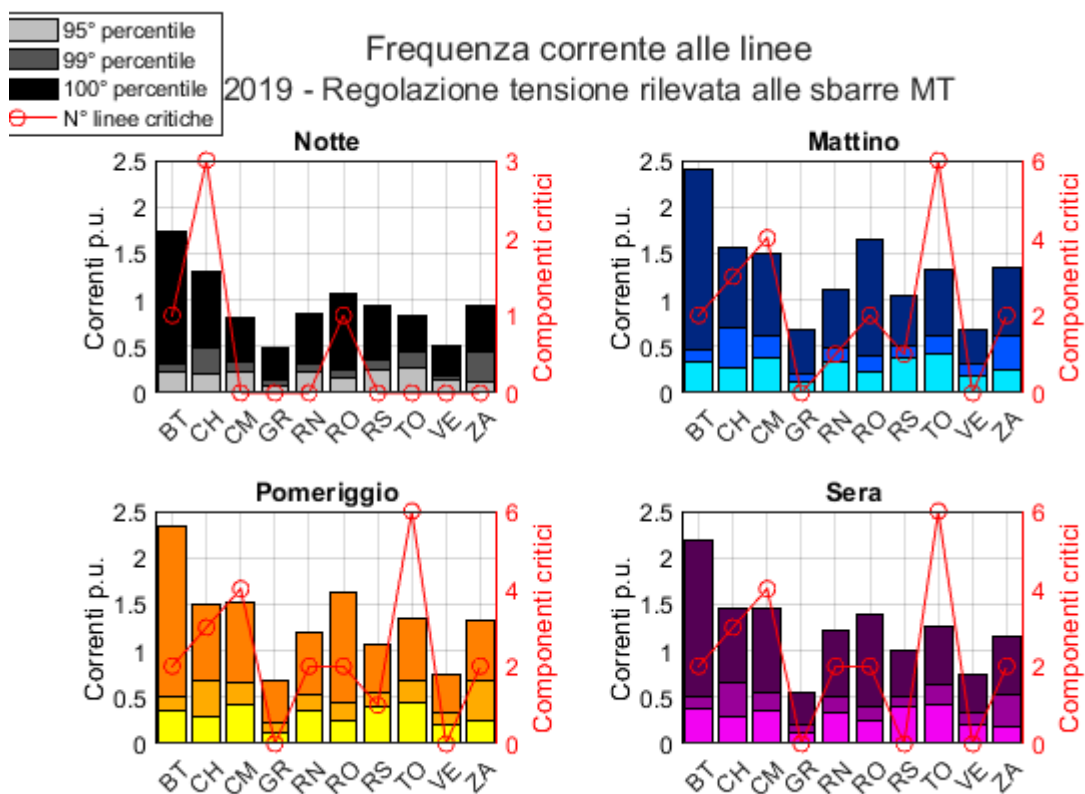


Figura 2.14 Statistiche delle correnti alle linee per fasce giornaliere con lo scenario 2019

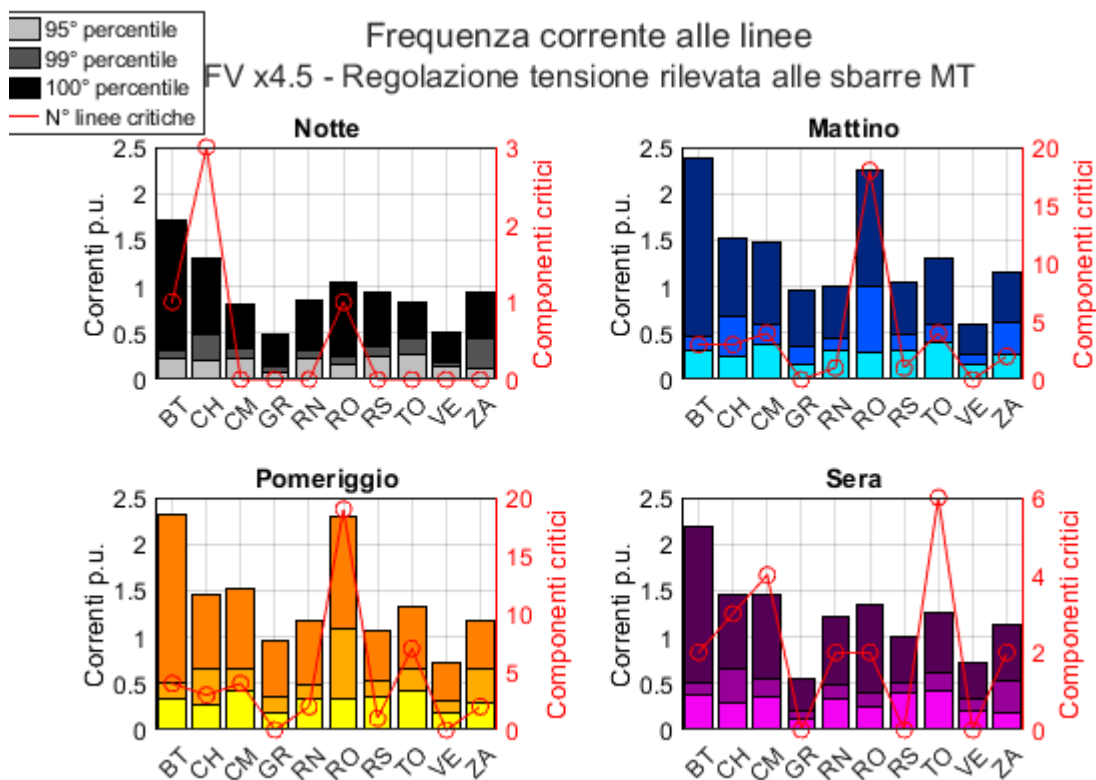


Figura 2.15 Statistiche delle correnti alle linee per fasce giornaliere con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

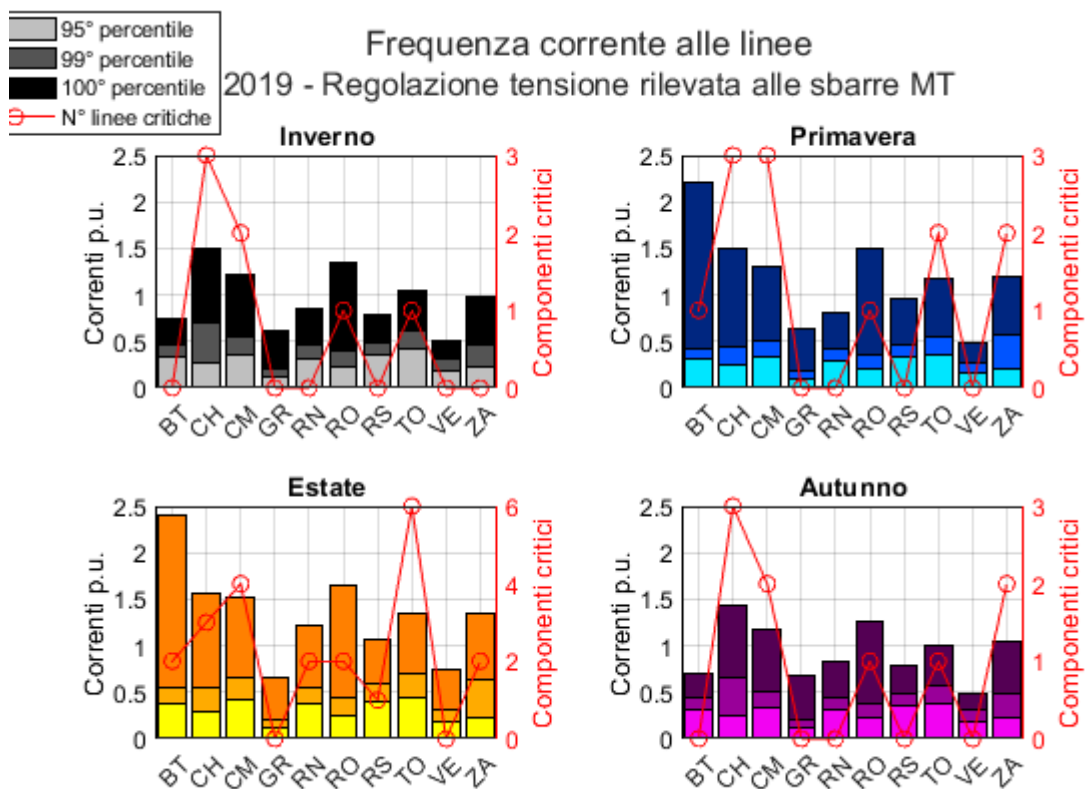


Figura 2.16 Statistiche delle correnti alle linee per stagioni con lo scenario 2019

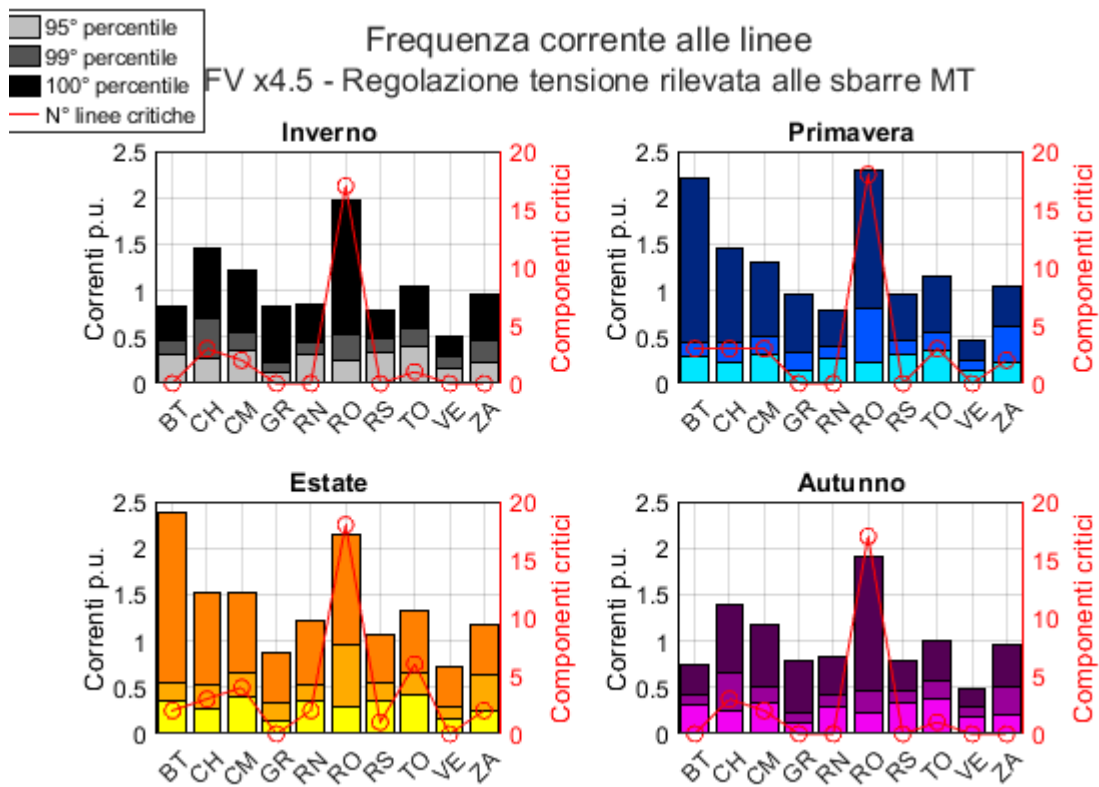


Figura 2.17 Statistiche delle correnti alle linee per stagioni con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

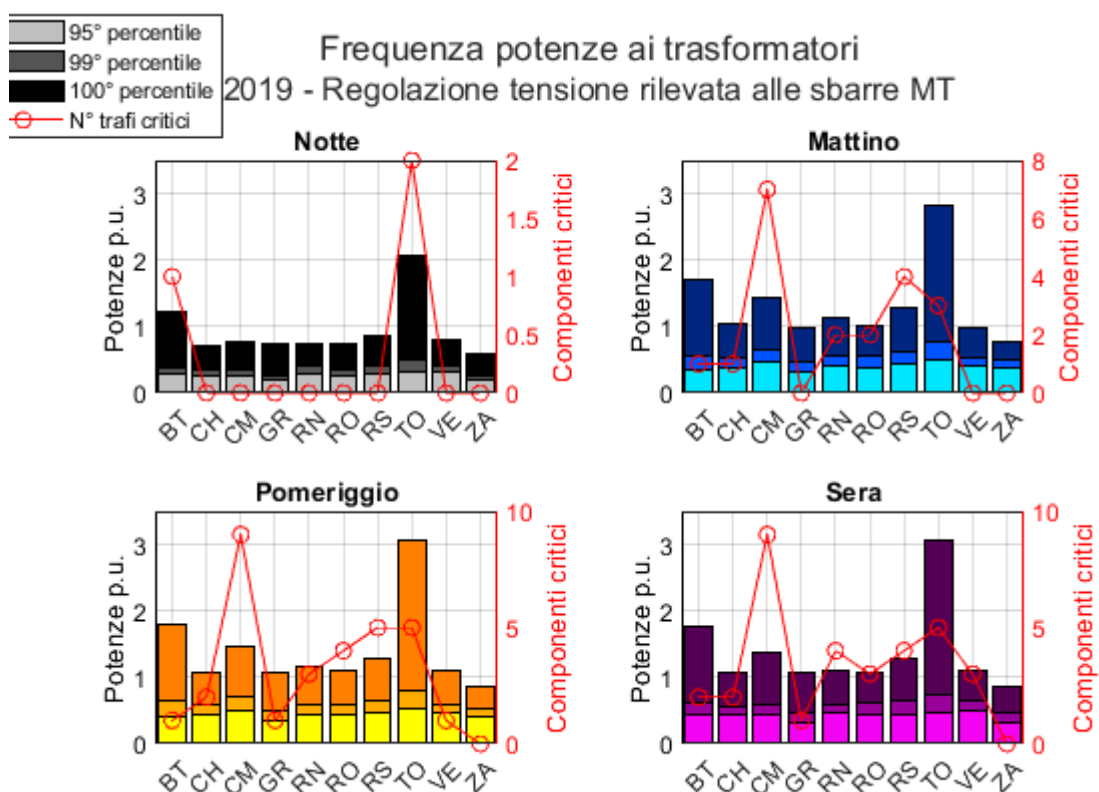


Figura 2.18 Statistiche delle potenze ai trasformatori per fasce giornaliere, scenario 2019

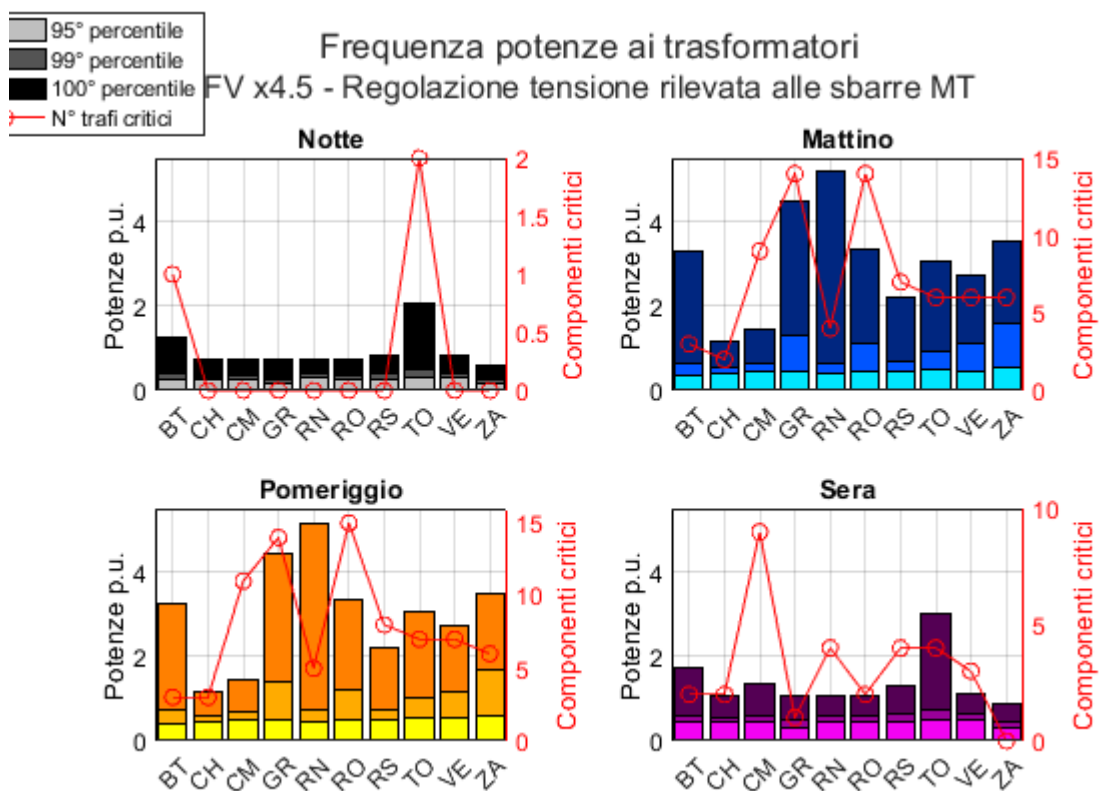


Figura 2.19 Statistiche delle potenze ai trasformatori per fasce giornaliere, scenario "Fotovoltaico x4.5"

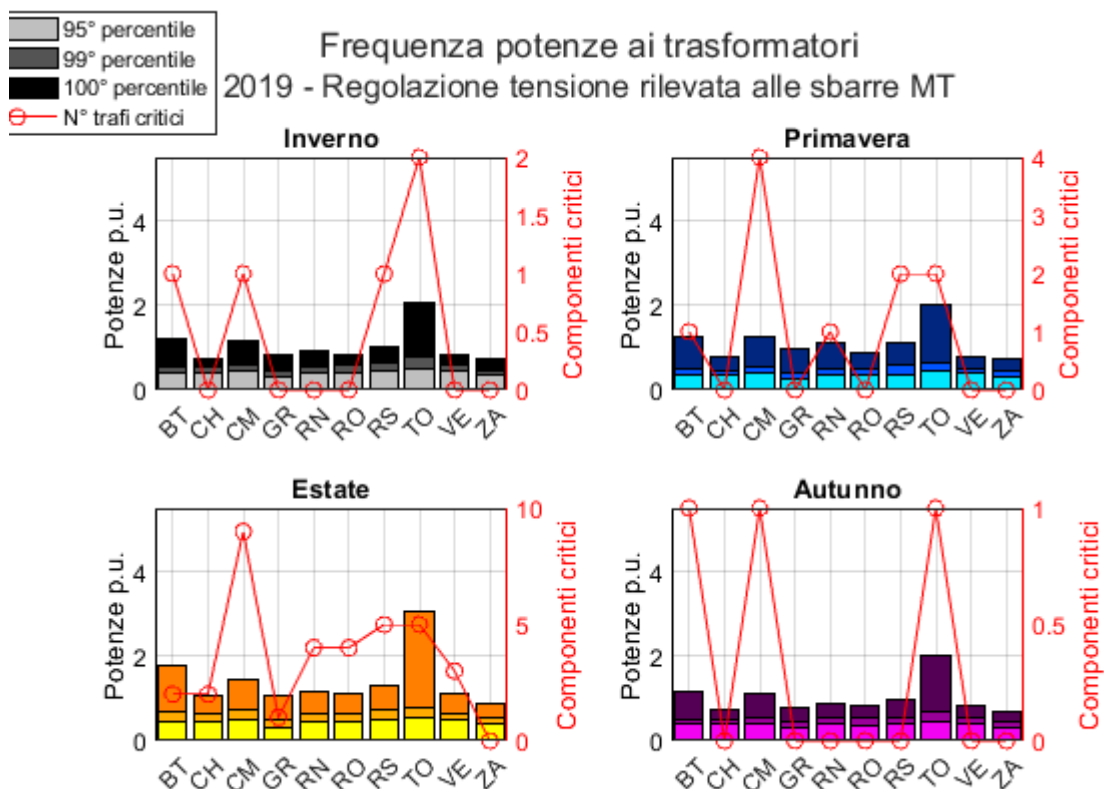


Figura 2.20 Statistiche delle potenze ai trasformatori per stagioni, scenario 2019

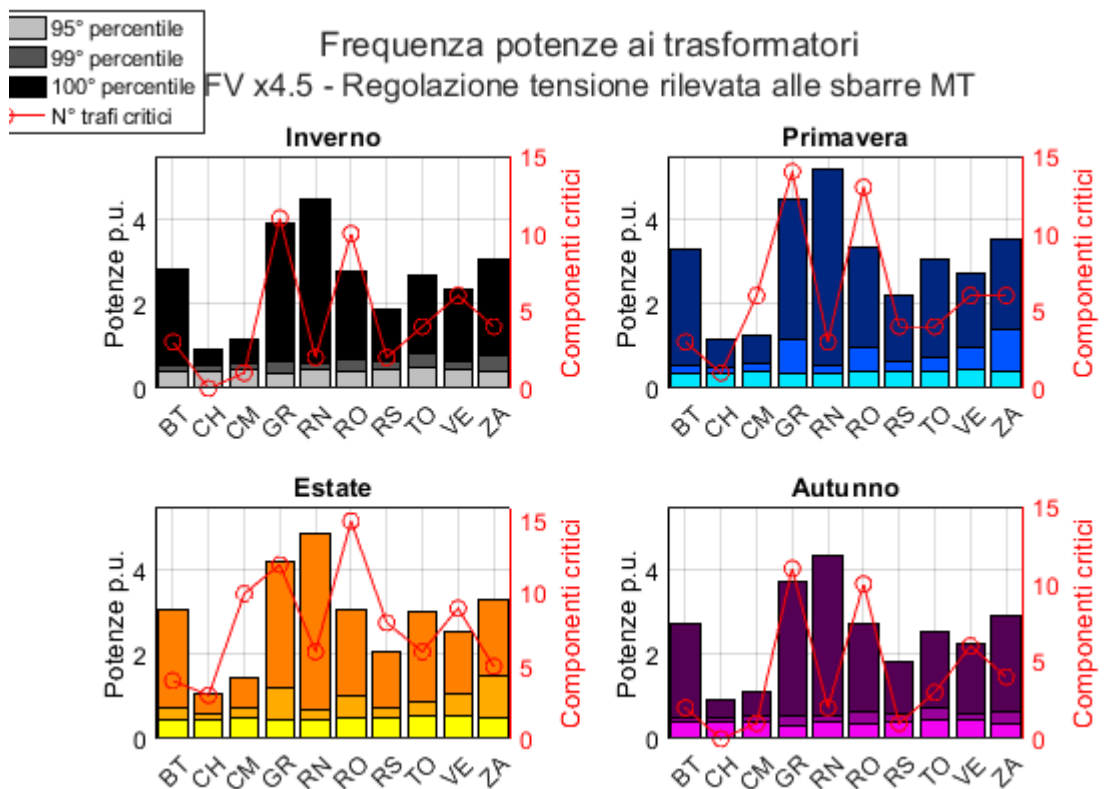


Figura 2.21 Statistiche delle potenze ai trasformatori per stagioni, scenario "Fotovoltaico x4.5"

Le statistiche indicano che:

- La situazione del carico delle linee elettriche, come da rilevazione del numero assoluto delle stesse, peggiora vistosamente solamente in un'area (Ricevitrice Ovest) con l'aumentare della potenza fotovoltaica installata;
- La situazione dei picchi di carico di alcuni trasformatori invece peggiora in molte più zone con l'aumentare della potenza fotovoltaica;
- Il 99% dei valori registrati si mantiene comunque entro i limiti nominali; tuttavia, anche la presenza di un solo componente con valori di sovraccarico troppo elevati resta un problema da risolvere.

Una rilevazione generale indica che l'aumentare della potenza fotovoltaica installata nelle aree ove è già presente in questo momento risulta in un aumento delle criticità locali. Nel prossimo capitolo si andranno ad analizzare nel dettaglio le violazioni dei limiti nominali rilevate in modo da comprenderne la gravità e valutare quali interventi andrebbero effettuati per la messa in sicurezza della rete.

Capitolo 3

Definizione di possibili interventi sulla rete

3.1 Riferimenti teorici e normativi

3.1.1 Trasformatori

I trasformatori installati nelle reti di media tensione possono essere di due tipi: isolati con resina (a secco) ed isolati con olio minerale. La gestione di un trasformatore isolato con olio minerale è legata allo stato in cui versa il liquido isolante: esso non dovrebbe superare le temperature limite imposte per l'esercizio, pena il rapido degradamento dello stesso, perdita del potere dielettrico e possibili rischi di incendio ed esplosione della macchina. Tuttavia, in situazioni in cui il carico richiede una potenza occasionalmente maggiore di quella per cui è dimensionato, si conviene che il trasformatore in questione possa essere sovraccaricato entro certi limiti e garantire comunque la continuità di esercizio. Va specificato che l'esercizio del trasformatore oltre la temperatura nominale indicata nei dati di targa ne accorcia la vita utile, soprattutto se il sovraccarico diventa sistematico. Nelle prossime pagine si analizzeranno nel dettaglio le situazioni critiche rilevate.

Per definire i possibili interventi applicabili alla rete esistente in caso di realizzazione degli scenari previsti, si fa riferimento alla normativa vigente. In particolare, le modalità d'esercizio di emergenza dei trasformatori isolati in olio sono regolate dalla norma IEC 60076-7 attualmente in vigore, che dà indicazioni sui limiti tecnici per possibili sovraccarichi di emergenza. In particolare, in questo capitolo viene preso in considerazione il “*long-time emergency loading*”, ovvero il carico di emergenza abbastanza lungo da venire considerato a regime. Il motivo risiede nel fatto che le curve di carico a cui sono sottoposti i trasformatori di una rete di distribuzione presentano variazioni di carico abbastanza lente da superare il limite dello “*short-time emergency loading*” fissato a 15 minuti. La norma fornisce inoltre utili equazioni per calcolare le temperature di interesse, in modo da ricavare il sovraccarico massimo ammissibile con i dati a disposizione dalle matrici di descrizione dei componenti di rete.

Table 2 – Maximum permissible temperature limits applicable to loading beyond nameplate rating

Types of loading	Small transformers	Large and medium power transformers
Normal cyclic loading		
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	120	120
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass fibre materials) (°C)	140	140
Inner core hot-spot temperature (°C)	130	130
Top-oil temperature, in tank (°C)	105	105
Long-time emergency loading		
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	140	140
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass-fibre materials) (°C)	160	160
Inner core hot-spot temperature (°C)	140	140
Top-oil temperature, in tank (°C)	115	115
Short-time emergency loading		
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	See 7.3.1	160
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass fibre materials) (°C)	See 7.3.1	180
Inner core hot-spot temperature (°C)	See 7.3.1	160
Top-oil temperature, in tank (°C)	See 7.3.1	115

Tabella 3.1 Tabella da norma IEC 60076-7 sulle temperature di sovraccarico ammissibili

La temperatura dell'olio ("top-oil temperature") si può calcolare con la seguente formula:

$$\theta_o(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \left[\frac{1+RK^2}{1+R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} \left(1 - e^{-\frac{t}{k_{11}\tau_o}} \right) \quad (3.1)$$

La temperatura del punto più caldo (*hot-spot*) avvolgimenti viene indicata con la seguente formula:

$$\theta_h(t) = \theta_o(t) + \Delta\theta_{hi} + (H \cdot gr \cdot K^y - \Delta\theta_{hi}) \cdot \left[k_{21} \left(1 - e^{-\frac{t}{k_{22}\tau_w}} \right) - (k_{21} - 1) \left(1 - e^{-\frac{t \cdot k_{22}}{\tau_o}} \right) \right] \quad (3.2)$$

Nella prima parte della formula si nota il contributo della temperatura dell'olio superficiale mentre la seconda parte risulta come differenza di due contributi.

Definizione di possibili interventi sulla rete

Le variabili e costanti utilizzate sono:

- $\theta_o(t)$ è la temperatura dell'olio isolante superficiale del trasformatore
- $\theta_h(t)$ è la temperatura del punto più caldo che possono raggiungere gli avvolgimenti
- θ_a è la temperatura ambiente in cui si trova il trasformatore
- $\Delta\theta_{oi}$ è la differenza di temperatura iniziale tra olio superficiale ed ambiente
- $\Delta\theta_{or}$ è la differenza di temperatura a regime tra olio superficiale ed ambiente
- $\Delta\theta_{hi}$ è la differenza di temperatura iniziale tra l'hot-spot e l'olio superficiale
- R è il rapporto tra le perdite a carico e a vuoto
- K è il grado di carico del trasformatore
- H è il fattore di hotspot
- x è l'esponente dell'olio
- y è l'esponente degli avvolgimenti
- k_{11} è un parametro termico dell'olio
- k_{21} è un parametro termico degli avvolgimenti
- τ_0 è la costante di tempo termica dell'olio
- τ_w è la costante di tempo termica degli avvolgimenti

Per i calcoli che si andranno ad eseguire, si assumono alcuni valori prefissati:

- $\Delta\theta_{oi}$ si assume, come condizione di pieno carico precedente al sovraccarico, a 60 K;
- $\Delta\theta_{or}$ è fissata a 60 K da normativa;
- $\Delta\theta_{hi}$ è fissata a 18 K da normativa;
- θ_a si considera nel peggior caso, ovvero 40°C;
- H è un valore variabile tra 1 e 2 in base alla macchina presa in considerazione; per piccoli trasformatori si assume il valore 1.1

La norma consiglia di eseguire le adeguate misure per la determinazione dei valori delle costanti; tuttavia, non essendo possibile nel nostro caso, si fa riferimento alla tabella fornita.

Table 4 – Recommended thermal characteristics for exponential equations

Characteristic	Small transformers	Medium and large power transformers						
	ONAN	ONAN restricted ^a	ONAN	ONAF restricted ^a	ONAF	OF restricted ^a	OF	OD
Oil exponent x	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0
Winding exponent y	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2,0
Constant k_{11}	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0
Constant k_{21}	1,0	3,0	2,0	3,0	2,0	1,45	1,3	1,0
Constant k_{22}	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Time constant τ_0 , min	180	210	210	150	150	90	90	90
Time constant τ_w , min	4	10	10	7	7	7	7	7

^a If a winding of an ON- or OF-cooled transformer is zigzag-cooled, a radial spacer thickness of less than 3 mm might cause a restricted oil circulation, i.e. a higher maximum value of the function $\Delta\theta_h(t)/\Delta\theta_{hr}$ than obtained by spacers ≥ 3 mm.

Tabella 3.2 Tabella da norma IEC 60076-7 per i valori consigliati di costanti per le formule precedenti

Una volta che si estrapolano i dati di sovraccarico, è necessario verificare tramite le formule precedentemente descritte se il trasformatore può lavorare in condizioni di sicurezza. Si è sviluppato a tal proposito un breve script che permette, una volta selezionato il trasformatore di interesse dalla apposita tabella formata dai dati forniti da AGSM e inserito un tempo di sovraccarico, di calcolare quale grado di carico può sopportare la macchina senza superare le temperature ammesse per il sovraccarico lungo. Lo script è denominato “grado_carico_ammissibile.m”. Si verificherà poi che la corrente circolante agli avvolgimenti non superi i limiti consigliati dalla normativa e rappresentati nella seguente tabella.

Le percentuali di sovraccarico indicate si riferiscono ad un sovraccarico costante, con grado di carico precedente uguale ad 1, per 10 ore consecutive.

Dato che non vengono fornite indicazioni sul tipo di trasformatori installati nella rete (se a secco o immersi in olio) essi sono considerati come isolati in olio.

Table 3 – Recommended current limits applicable to loading beyond nameplate rating

Types of loading	Small transformers	Medium power transformers	Large power transformers
Normal cyclic loading			
Current (p.u.)	1,5	1,5	1,3
Long-time emergency loading			
Current (p.u.)	1,8	1,5	1,3
Short-time emergency loading			
Current (p.u.)	2,0	1,8	1,5

Tabella 3.3 Tabella da norma IEC 60076-7 per limiti di corrente raccomandati applicabili a trasformatori sovraccaricati

3.1.2 Linee elettriche

Le linee elettriche installate nella rete sono di due tipi: linea in cavo e linea aerea. Il loro comportamento al sovraccarico può essere molto variabile: dagli effetti delle condizioni climatiche al tipo di posa per quanto riguarda i cavi. Per entrambi i casi però le portate vengono definite utilizzando la massima temperatura di esercizio, ed è questo parametro ad influenzare la vita dei componenti isolanti di una linea elettrica. Nel caso di questo studio non sono state fornite indicazioni sulla modalità di posa né sulle caratteristiche dei cavi, che possono giocare un ruolo determinante sulla capacità di carico e sovraccarico delle condutture.

Un lavoro svolto sulla sovraccaricabilità dei cavi (Jensen, 2011) con isolante di polietilene reticolato (XLPE) mostra come un cavo interrato, con temperatura di esercizio di 90° C, sottoposto a sovraccarichi saltuari (circa 10 volte l'anno) nel contesto di un profilo di assorbimento residenziale possa portarsi ad una temperatura di 110°C per 4 ore consecutive e subire una perdita di vita limitata a pochi mesi di esercizio.

Inoltre, vengono stimati i tempi di raggiungimento di alcune temperature critiche per un cavo sottoposto al profilo di carico seguente compreso di sovraccarico, con diverse condizioni di carico di partenza. La temperatura assunta del suolo è di 15° C.

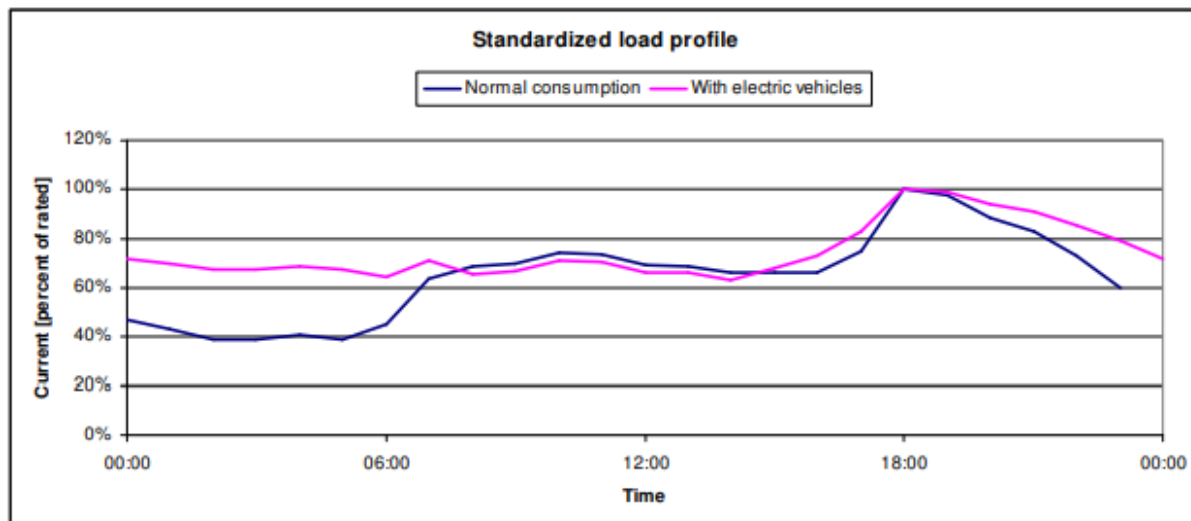


Figura 3.1 Profilo standardizzato per l'analisi dei sovraccarichi sui cavi nello studio citato

		Overload (at peak consumption)			
		5%	10%	15%	
Loading prior to overload condition [%]	25	Time to reach 90 °C conductor temp.	>100 days (41 °C)	90 h (35 °C)	18 h (33 °C)
		Time to reach 100 °C conductor temp.	-	>100 days (44 °C)	114 h (39 °C)
		Time to reach 110 °C conductor temp.	-	-	60 days (46 °C)*
	50	Time to reach 90 °C conductor temp.	>100 days (41 °C)	66 h (35 °C)	18 h (35 °C)
		Time to reach 100 °C conductor temp.	-	>100 days (44 °C)	90 h (39 °C)
		Time to reach 110 °C conductor temp.	-	-	56 days (46 °C)**
	75	Time to reach 90 °C conductor temp.	>100 days (41 °C)	42 h (37 °C)	17 h (38 °C)
		Time to reach 100 °C conductor temp.	-	>100 days (44 °C)	42 h (39 °C)
		Time to reach 110 °C conductor temp.	-	-	49 days (46 °C)***
	100	Time to reach 90 °C conductor temp.	>100 days (41 °C)	17 h (37 °C)	17 h (36 °C)
		Time to reach 100 °C conductor temp.	-	>100 days (44 °C)	18 h (40 °C)
		Time to reach 110 °C conductor temp.	-	-	35 days (46 °C)****
		* 24 days to reach 45 °C at dry-moist soil interface			
		**) 19 days to reach 45 °C at dry-moist soil interface			
		***) 14 days to reach 45 °C at dry-moist soil interface			
		****) 8 days to reach 45 °C at dry-moist soil interface			

Tabella 3.4 Tempo richiesto per il conduttore per il raggiungimento delle temperature indicate con diverse condizioni di carico di partenza. Le temperature tra parentesi sono quelle del suolo all'interfaccia cavo-suolo

L'inerzia termica dell'isolante permette il raggiungimento di temperature più elevate della nominale di esercizio con tempi abbastanza lunghi.

Comunque, data la non conoscenza delle esatte condizioni strutturali ed ambientali dei cavi della rete di Verona verranno considerati come da aggiornare i cavi che superano il 15 % di sovraccarico in modo sistematico. La valutazione per eventuali linee aeree sovraccaricate si eseguirà invece caso per caso.

3.2 Analisi dei sovraccarichi

I componenti indicati successivamente sono numerati in base all'indice con cui sono presenti nelle matrici di riferimento. Verranno confrontati, per ogni cabina, lo scenario "2019", che ricalca la situazione attuale, e lo scenario "Fotovoltaico x4.5", il più gravoso ipotizzato.

Con ondate di calore ci si riferirà al periodo tra la fine di giugno e luglio 2019, dove si sono registrati picchi di temperatura esterna superiori a 35°C e che corrispondono a forti aumenti del carico rispetto la media.

3.2.1 Borgo Trento

Il centro satellite di Borgo Trento è così denominato perché presenta una particolarità: esso non è una classica cabina primaria alimentata in alta tensione dalla rete di trasmissione nazionale ma vi è presente un trasformatore 20/10 kV alimentato in media tensione da linee provenienti da altri trasformatori di cabina primaria. Lo scenario più gravoso è rappresentato dalla produzione fotovoltaica aumentata del fattore 4.5 per quanto riguarda i trasformatori e le linee elettriche. Sono da specificare due diversi tipi di situazioni critiche: carico eccessivo o produzione fotovoltaica eccessiva. Infatti, già nel 2019 si rilevano situazioni in cui alcuni componenti di rete sono sovraccaricati durante le ondate di calore estive. Nel caso di Borgo Trento l'aumento di generazione fotovoltaica apporta dei leggeri benefici alle linee già critiche per via delle ondate di calore, mentre porta in sovraccarico due ulteriori linee.

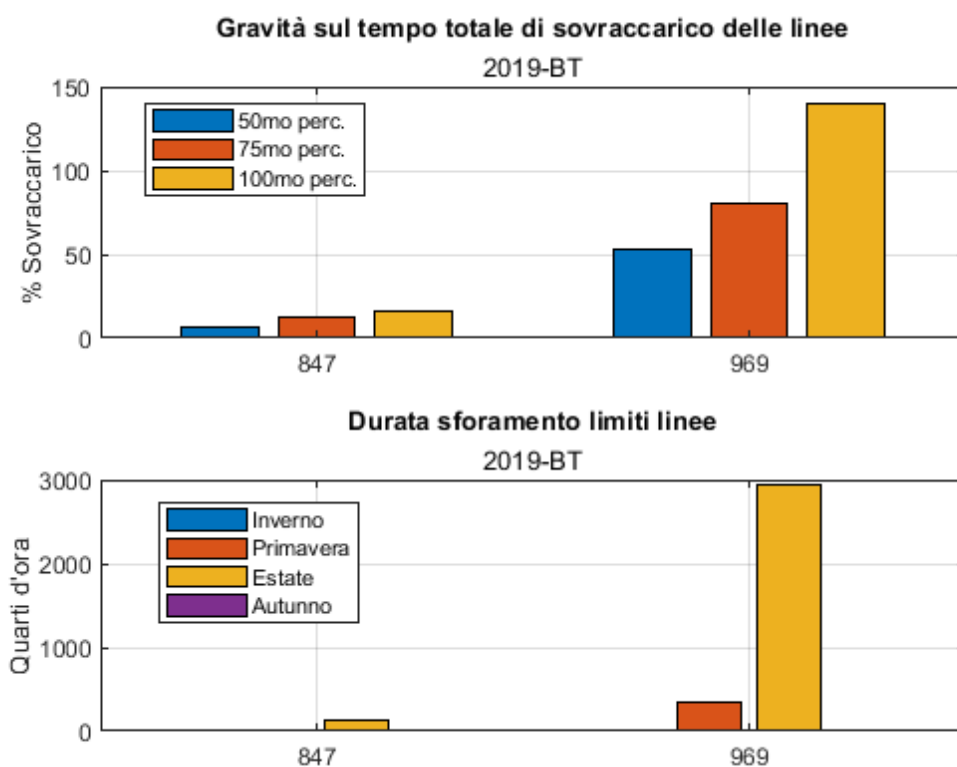


Figura 3.2 Linee rilevate critiche nell'area di Borgo Trento con lo scenario 2019

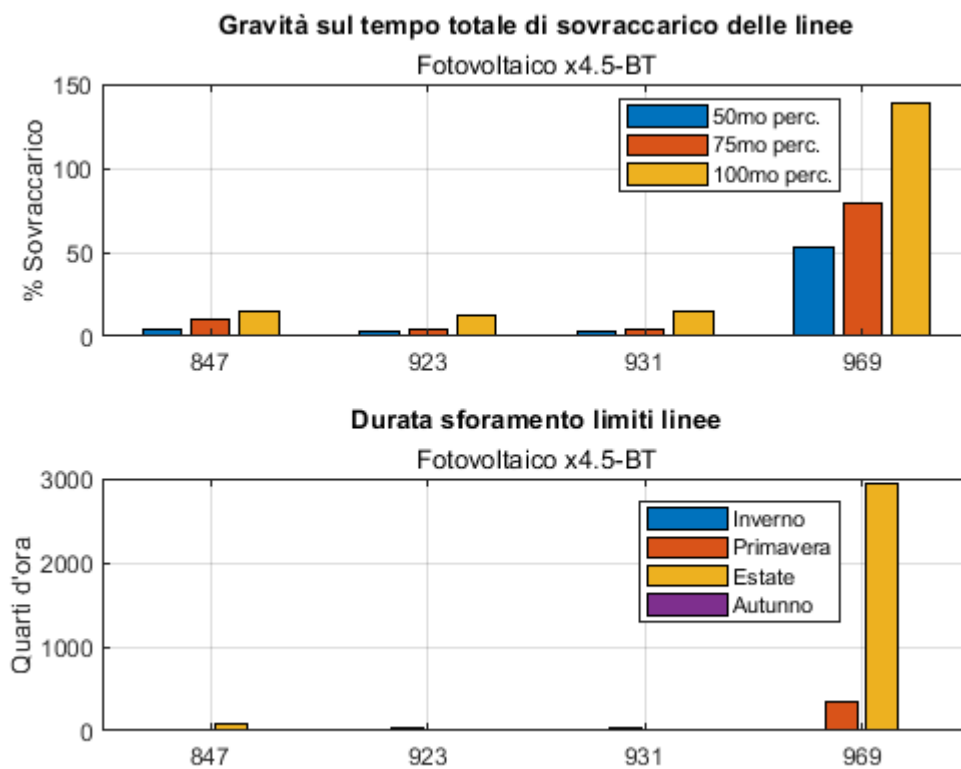


Figura 3.3 Linee rilevate critiche nell'area di Borgo Trento con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

Definizione di possibili interventi sulla rete

	50° PERC. [%]	75° PERC. [%]	100° PERC. [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
847	6.07	12.65	15.67	33.75	196
969	52.94	79.81	140.13	823.75	80

Tabella 3.5 Estrapolazione dati da figura 3.2

	50° PERC. [%]	75° PERC. [%]	100° PERC. [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
847	4.73	9.78	14.68	20.75	196
923	2.7	4.05	12.1	8.25	86.4
931	2.91	4.66	14.61	6	136.8
969	52.64	79.14	138.54	823.75	80

Tabella 3.5 Estrapolazione dati da figura 3.3

Si conviene che la linea più critica sia la 969, una linea aerea, la quale pur non essendo caricata uniformemente per tutto l'arco dell'anno, nel momento in cui lo è viola costantemente il limite di portata imposto ed è necessario quindi un intervento di potenziamento, raddoppiandone la portata. Le altre linee si considerano non critiche alla luce delle considerazioni fatte in 3.1.2. Si passa ora all'analisi delle condizioni dei trasformatori critici.

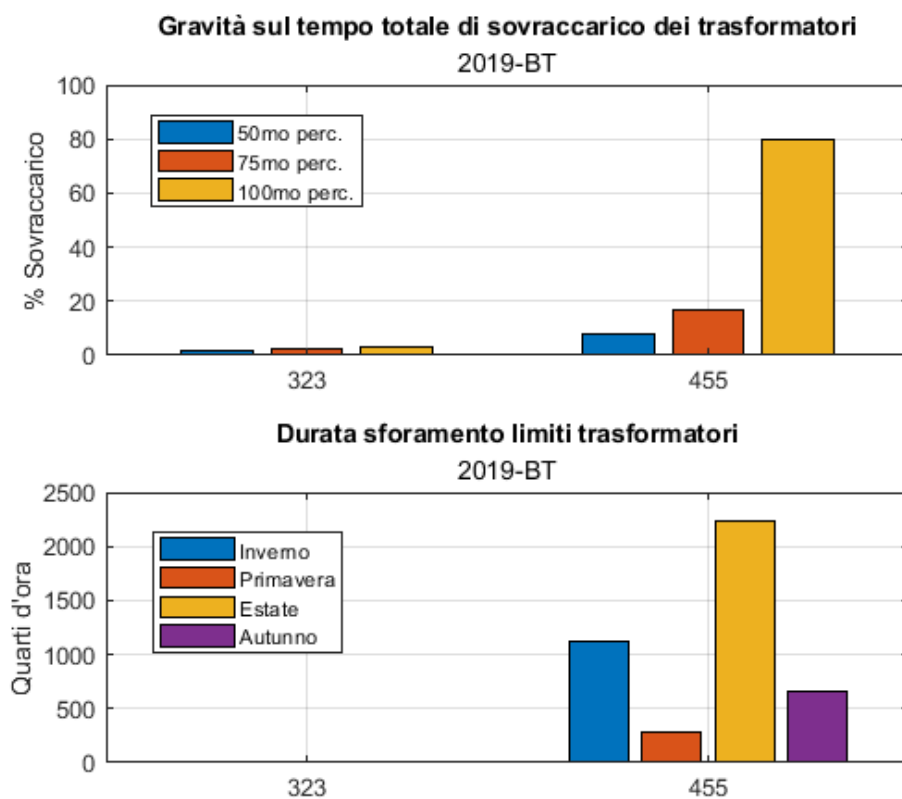


Figura 3.4 Trasformatori rilevati critici nell'area di Borgo Trento con lo scenario 2019

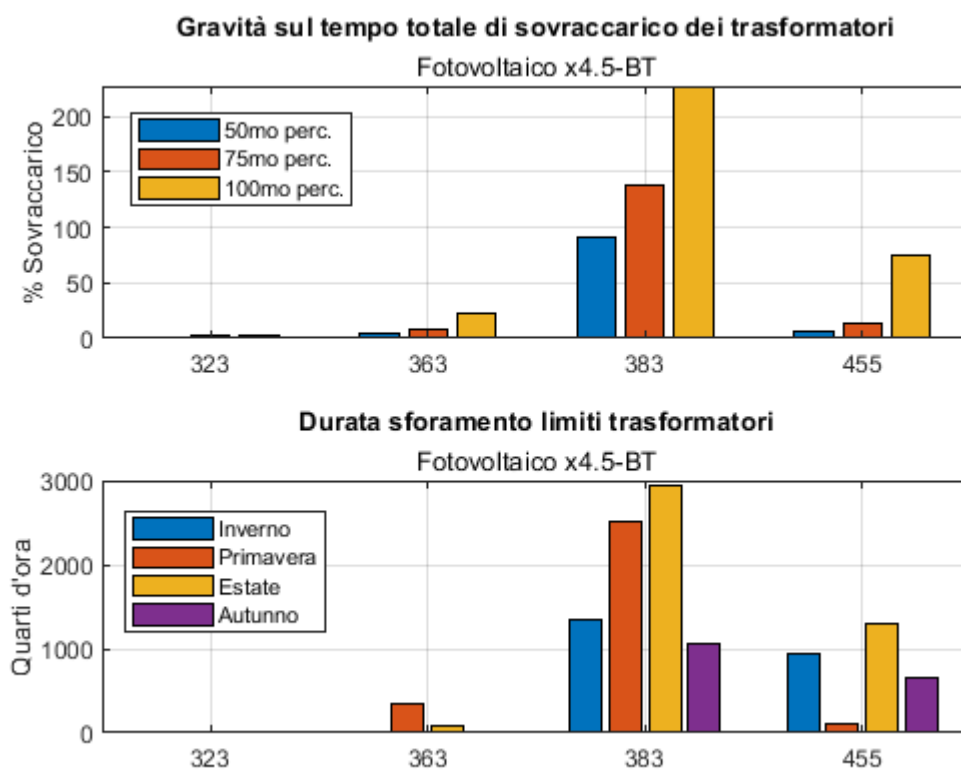


Figura 3.5 Trasformatori rilevati critici nell'area di Borgo Trento con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

Definizione di possibili interventi sulla rete

	50° PERC. [%]	75° PERC. [%]	100°PERC. [%]	TEMPO TOTALE DI SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
323	1.9	2.65	3.33	2	17
455	8.15	16.9	80.03	1077.75	10

Tabella 3.7 Dati estrapolati dalla figura 3.4

	50° PERC. [%]	75° PERC. [%]	100°PERC. [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
323	1.46	2.72	3.4	2.5	17
363	4.26	8.02	22.88	109	17
383	90.17	137.49	227.22	1962	17
455	7.14	13.81	75.05	742	10

Tabella 3.8 Dati estrapolati dalla figura 3.5

Si nota che con la produzione fotovoltaica si aggiungono due trasformatori critici rispetto al 2019. Mentre il 323 si può ritenere non critico data la modesta entità del sovraccarico il 363 ed il 383 devono essere sostituiti in caso di realizzazione degli scenari a più alta produzione fotovoltaica con le seguenti macchine:

- Numero 363, da 250 kVA a 315 kVA;
- Numero 383, da 400 kVA ad 1.25 MVA.

La macchina che resta critica in tutte le situazioni è invece la 455, corrispondente al trasformatore principale del centro satellite che alimenta tutta la rete a 10 kV. Durante le ondate di calore, infatti, raggiunge picchi di carico che possono essere pericolosi per l'esercizio della rete. La potenza installata della cabina risulta di 12.5 MVA; per un esercizio sicuro si consiglia di portarla a 20 MVA o taglia commerciale immediatamente superiore, in base ai dati resi disponibili dal programma dei flussi di potenza per la configurazione di rete impostata.

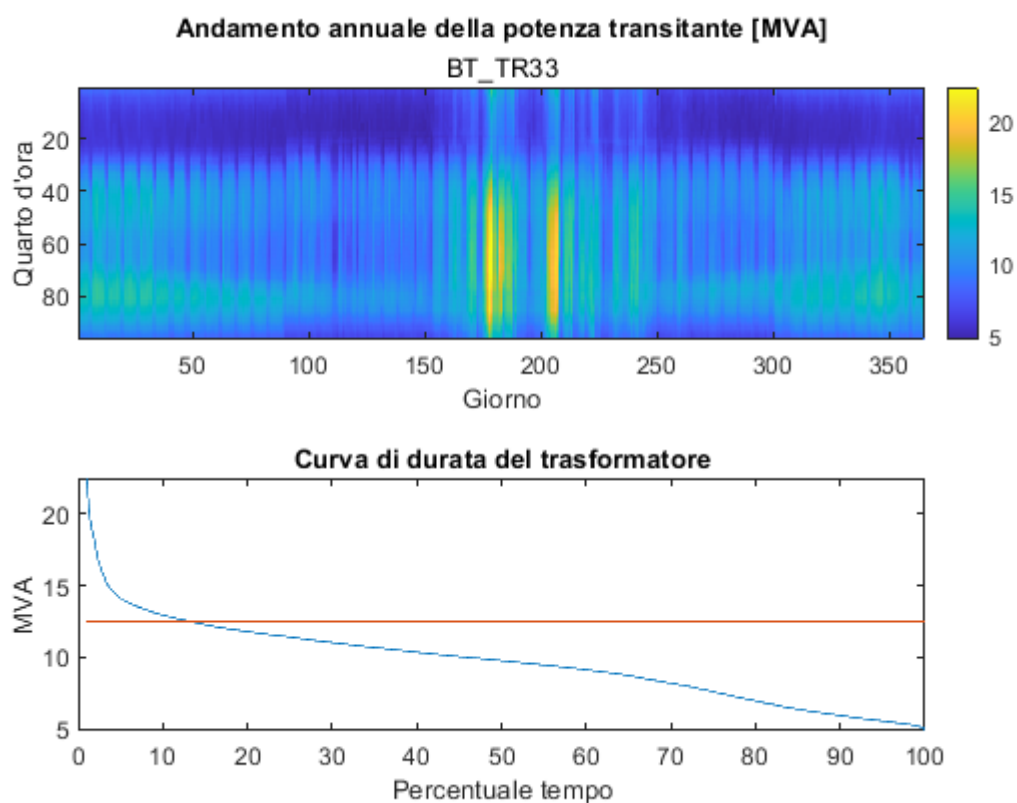


Figura 3.6 Andamento annuale della potenza assorbita dal trasformatore 455 nell'anno 2019

3.2.2 Campo Marzo

Dai dati disponibili, l'area connessa alla cabina primaria di Campo Marzo non soffre molto l'aumento di produzione fotovoltaica, ma presenta criticità attuali legate alle richieste di carico durante le ondate di calore.

Per quanto riguarda le linee elettriche, l'aumento della generazione fotovoltaica apporta cambiamenti trascurabili sui sovraccarichi già evidenziati al 2019, quindi verrà mostrato solo questo scenario.

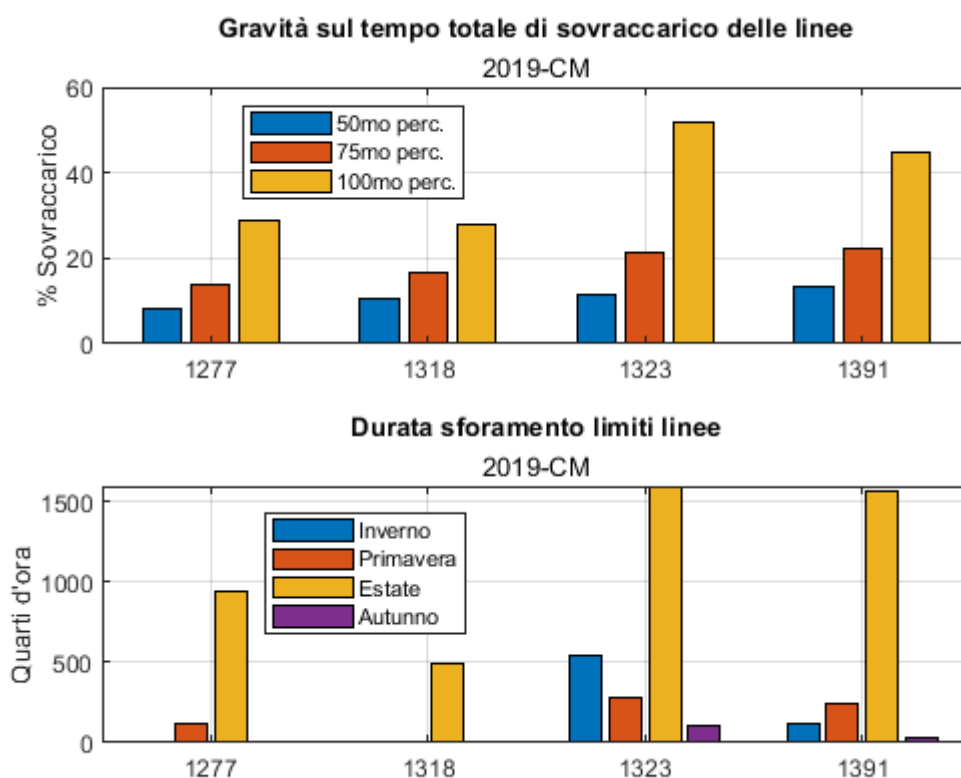


Figura 3.7 Linee rilevate sovraccariche nell'area di Campo Marzo con lo scenario 2019

	50° PERC. [%]	75° PERC. [%]	100° PERC. [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
1277	7.98	14.02	28.76	265.75	176
1318	10.7	16.72	28	122.5	108.8
1323	11.33	21.24	51.8	634.5	108.8
1391	13.23	22.49	44.83	487.5	176

Tabella 3.9 Dati estrapolati dalla figura 3.7

Dai picchi di sovraccarico evidenziati si ritiene sia consigliato aumentare la portata delle linee 1277 e 1318 di almeno il 25%, della linea 1323 del 50% e della linea 1391 del 40%.

La situazione che riguarda i trasformatori dell'area risulta anch'essa poco variabile con l'aumento della generazione fotovoltaica. Dei 9 trasformatori rilevati come critici se ne aggiungono 2 con la massima produzione fotovoltaica.

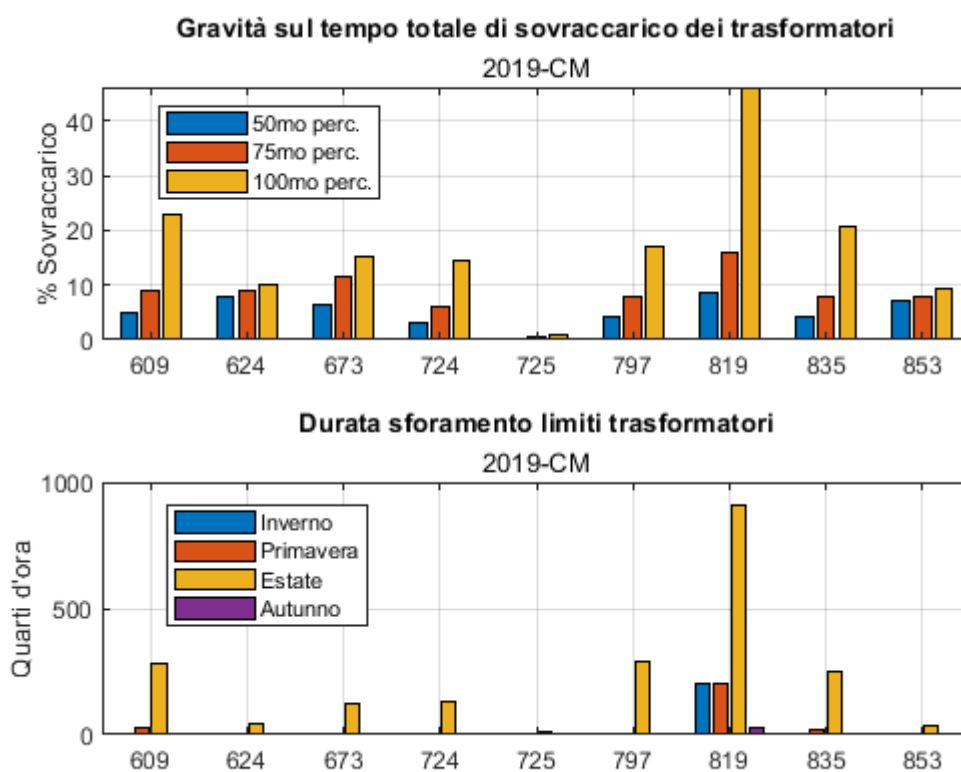


Figura 3.8 Trasformatori rilevati critici nell'area di Campo Marzo con lo scenario 2019

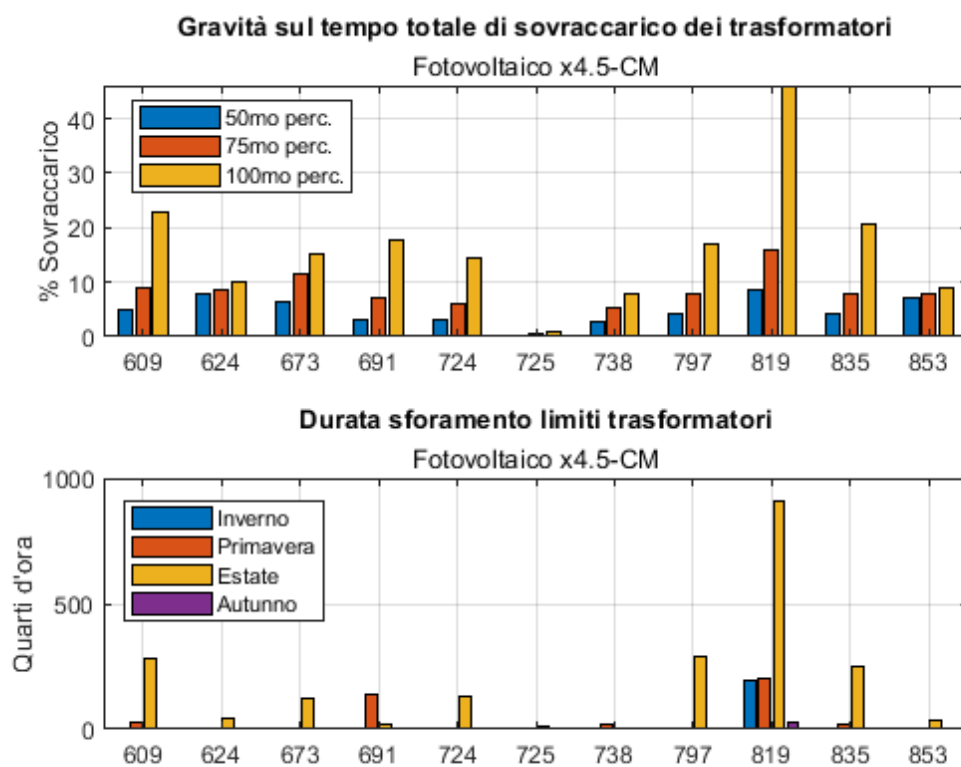


Figura 3.9 Trasformatori rilevati come critici nell'area di Campo Marzo con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

Definizione di possibili interventi sulla rete

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
609	4.98	8.8	22.92	78.25	17
624	7.83	8.78	10.11	10	17
673	6.56	11.49	15.08	31	17
724	2.97	6.18	14.28	32.5	17
725	0.36	0.59	0.75	4.25	17
797	4.33	7.72	17.04	74	17
819	8.61	15.91	46.1	335.75	17
835	4.31	7.93	20.66	66.75	17
853	7.29	8.03	9.15	8.5	17

Tabella 3.10 Dati estrapolati dalla figura 3.8

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
609	4.98	8.8	22.92	78.25	17
624	7.83	8.78	10.11	10	17
673	6.56	11.49	15.08	31	17
691	3.03	7.2	17.64	39.25	17
724	2.97	6.18	14.28	32.5	17
725	0.36	0.59	0.75	4.25	17
738	2.72	5.15	7.99	4.5	17
797	4.33	7.72	17.04	74	17
819	8.61	15.91	46.1	335.75	17
835	4.31	7.93	20.66	66.75	17
853	7.29	8.03	9.15	8.5	17

Tabella 3.10 Dati estrapolati dalla figura 3.9

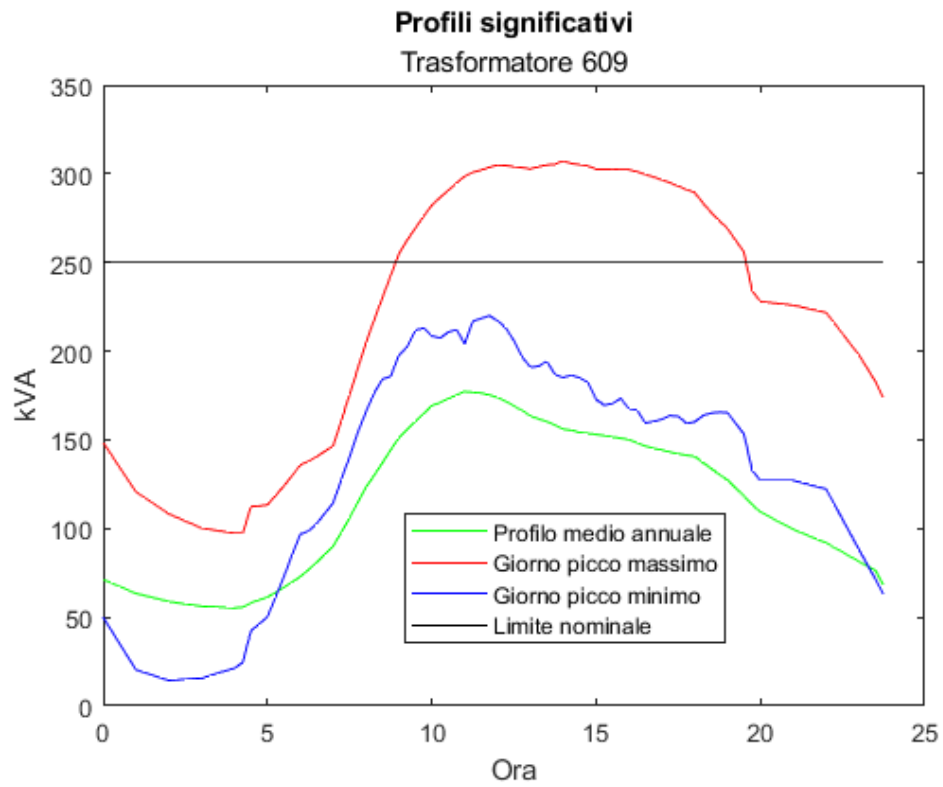


Figura 3.10 Profili significativi del trasformatore 609 con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”

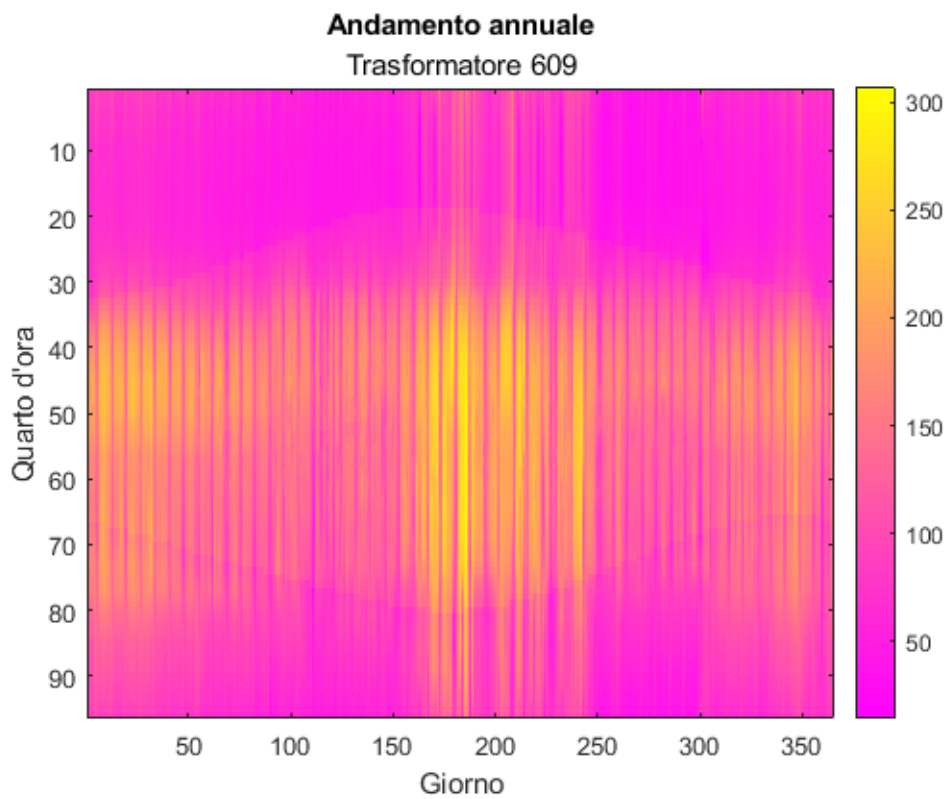


Figura 3.11 Mappa calore della potenza assorbita annualmente dal trasformatore 609 con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”

Definizione di possibili interventi sulla rete

In base alla ricerca dei profili massimi giornalieri, si è calcolato quale sarebbe il grado massimo di sovraccarico sopportabile per non superare le sovratemperature indicate dalla normativa nei trasformatori rilevati come casi limite. Dato che le condizioni di sovraccarico sono le più gravose (picchi giornalieri di temperatura esterna di oltre 35° C), si ritiene che i trasformatori 609, 819 ed 835 siano oggetto di aggiornamento, sostituendoli con unità da 400 kVA.

3.2.3 Chievo

Anche nell'area servita dalla cabina primaria di Chievo la situazione della rete non varia molto col moltiplicarsi della generazione fotovoltaica, in particolare per le linee elettriche. In tutti gli scenari risultano tre linee elettriche, identificate come aeree, sistematicamente sovraccaricate. Essendo le entità del sovraccarico importanti e già presenti, è consigliabile la sostituzione delle linee in oggetto aumentandone la portata di almeno il 50%.

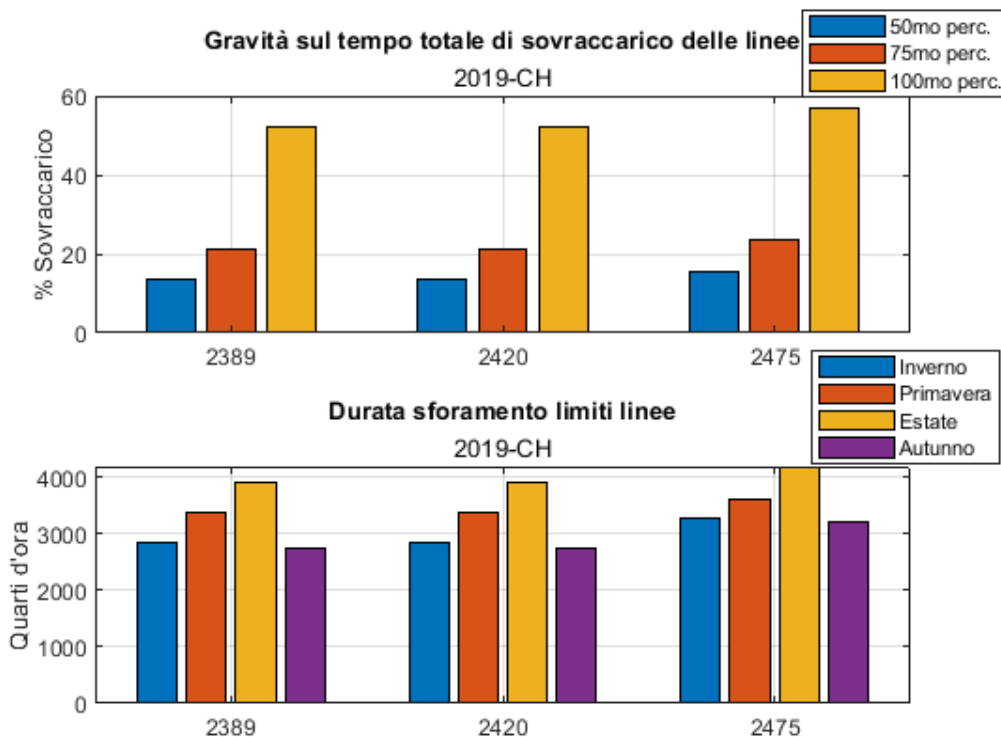


Figura 3.12 Linee rilevate critiche nell'area di Chievo con lo scenario 2019

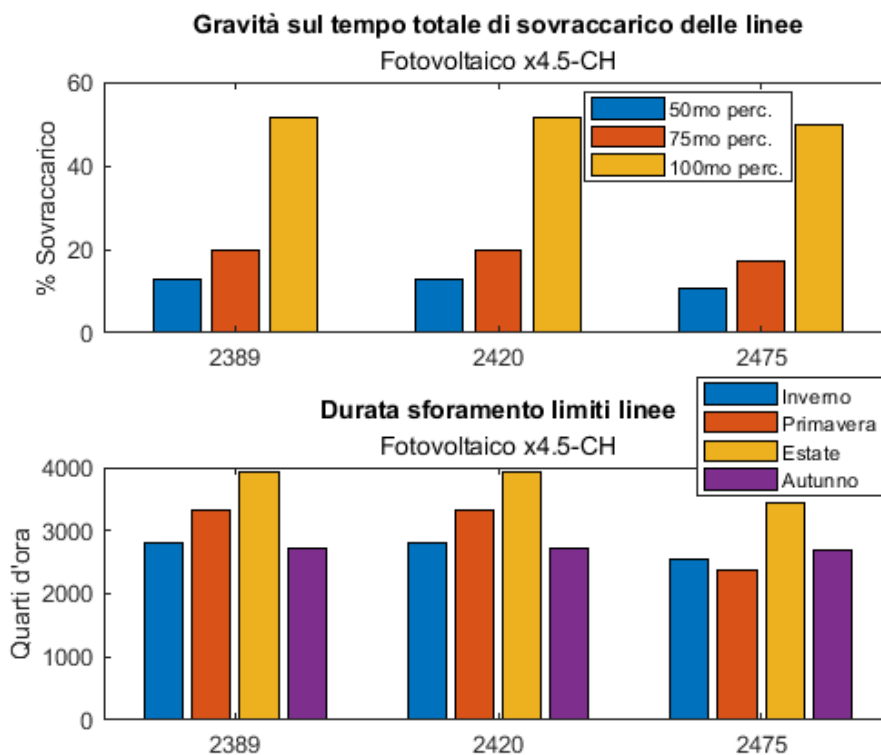


Figura 3.13 Linee rilevate critiche nell'area di Chievo con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
2389	13.78	21.21	52.25	3224	80
2420	13.78	21.21	52.25	3224	80
2475	15.57	23.40	56.90	3579.25	80

Tabella 3.11 Dati estrapolati dalla figura 3.12

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
2389	12.9	19.98	51.48	3198.75	80
2420	12.9	19.98	51.48	3198.75	80
2475	10.57	17.00	49.72	2761.25	80

Tabella 3.12 Dati estrapolati dalla figura 3.13

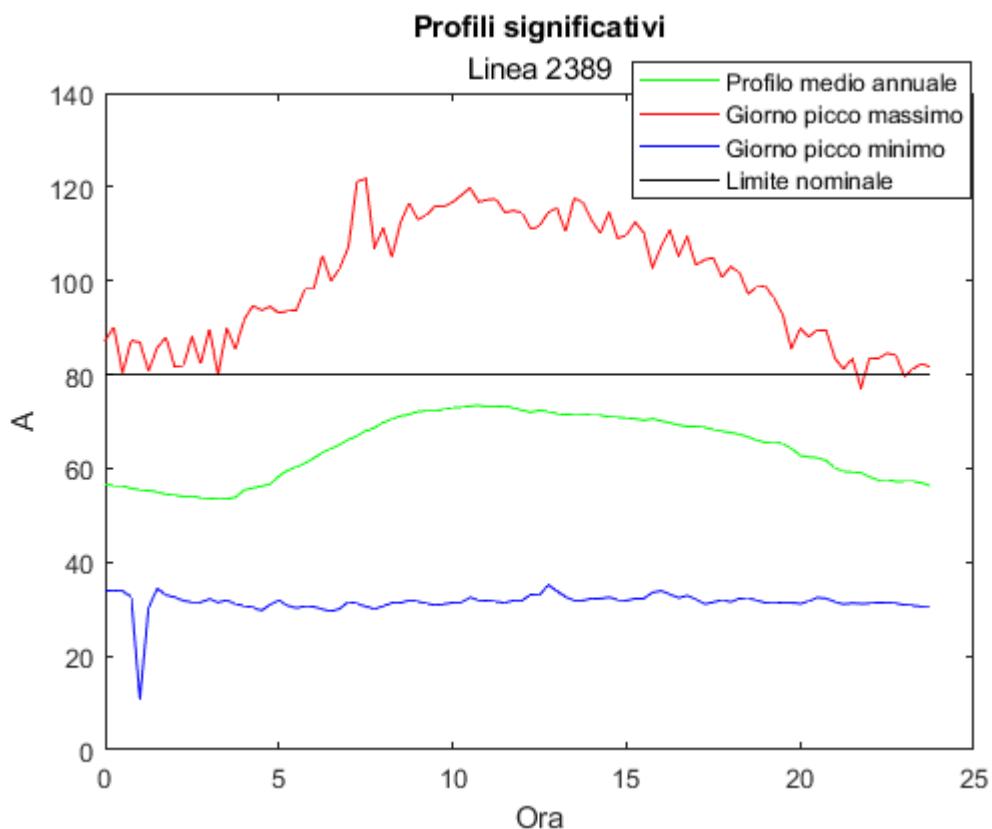


Figura 3.14 Profilo di sovraccarico delle linee critiche nell'area di Chievo

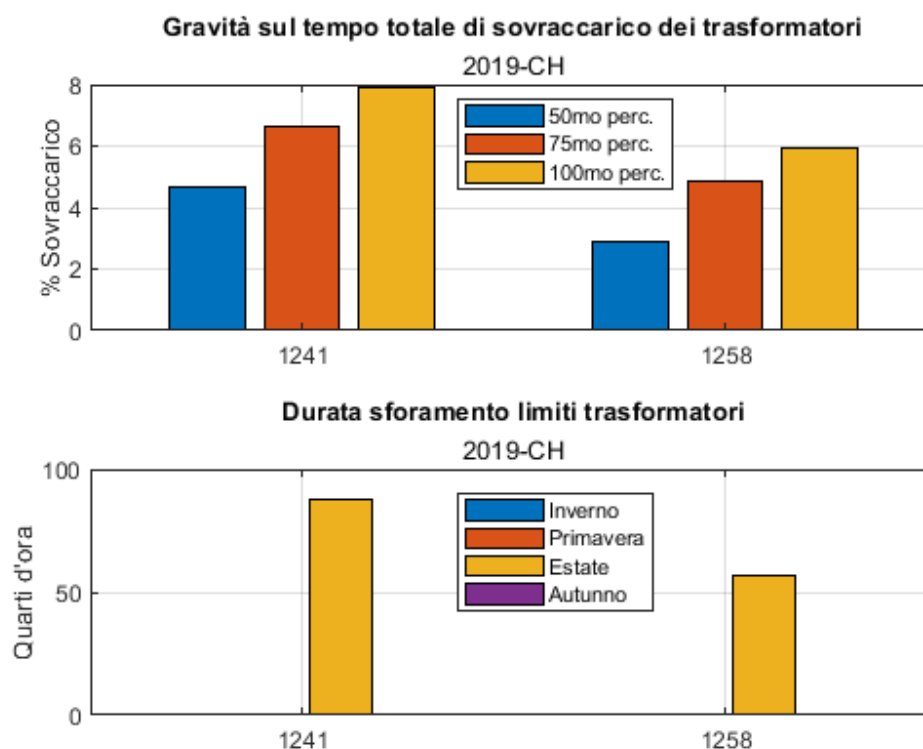


Figura 3.15 Trasformatori rilevati critici nell'area di Chievo con lo scenario 2019

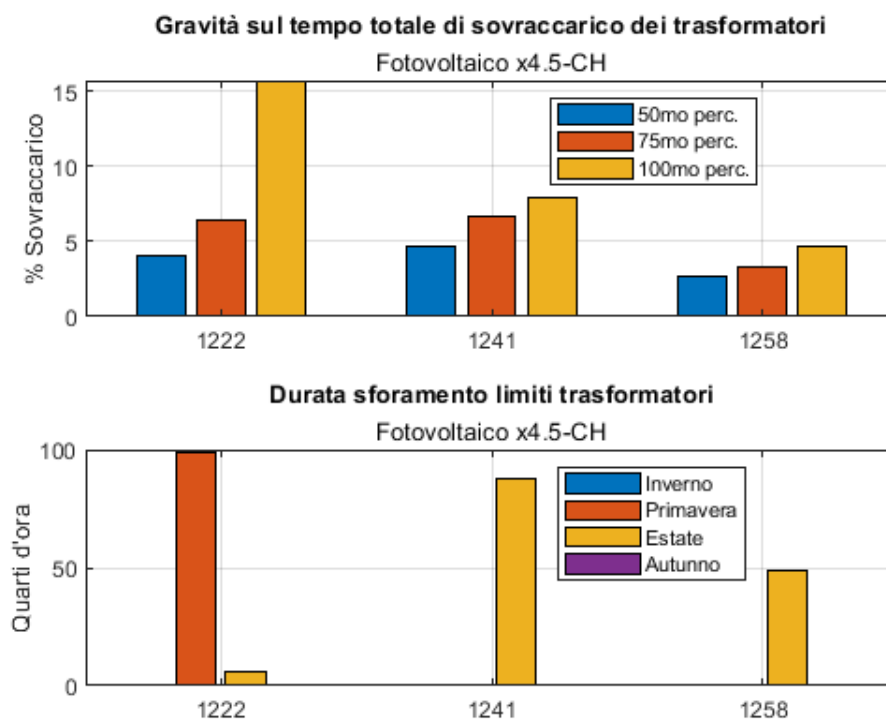


Figura 3.16 Trasformatori rilevati critici nell'area di Chievo con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

Definizione di possibili interventi sulla rete

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
1241	4.64	6.64	7.9	22	18
1258	2.72	3.34	4.73	12.25	18

Tabella 3.13 Dati estrapolati dalla figura 3.15

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
1222	4	6.46	15.71	26.25	17
1241	4.64	6.64	7.9	22	18
1258	2.72	3.34	4.73	12.25	18

Tabella 3.14 Dati estrapolati dalla figura 3.16

La situazione per i trasformatori non risulta particolarmente problematica: i pochi trasformatori rilevati critici presentano sovraccarichi di modesta entità e non prolungati nell'arco dell'anno. Non sono necessari interventi di sostituzione.

3.2.4 Grezzana

L'area di Grezzana, al 2019, risulta tra le meno critiche di tutta la rete. Nessuna linea soffre di sovraccarico, in qualsiasi scenario, e con lo scenario attuale vi è solo un trasformatore critico, ma in modesta entità. Con l'aumentare della potenza fotovoltaica installata, ad ogni scenario si aggiungono trasformatori critici: con lo scenario "Fotovoltaico x4.5" si raggiungono i 15 trasformatori critici, alcuni dei quali raggiungendo sovraccarichi inaccettabili. Grezzana, infatti, è tra le prime tre aree della rete ad ospitare la maggiore potenza fotovoltaica installata in media tensione, ma il fatto che a sovraccaricarsi siano i trasformatori delle cabine da media a bassa tensione indica una forte presenza di fotovoltaico anche sul livello di bassa tensione, che nei casi di moltiplicazione ipotizzati possono creare problemi.

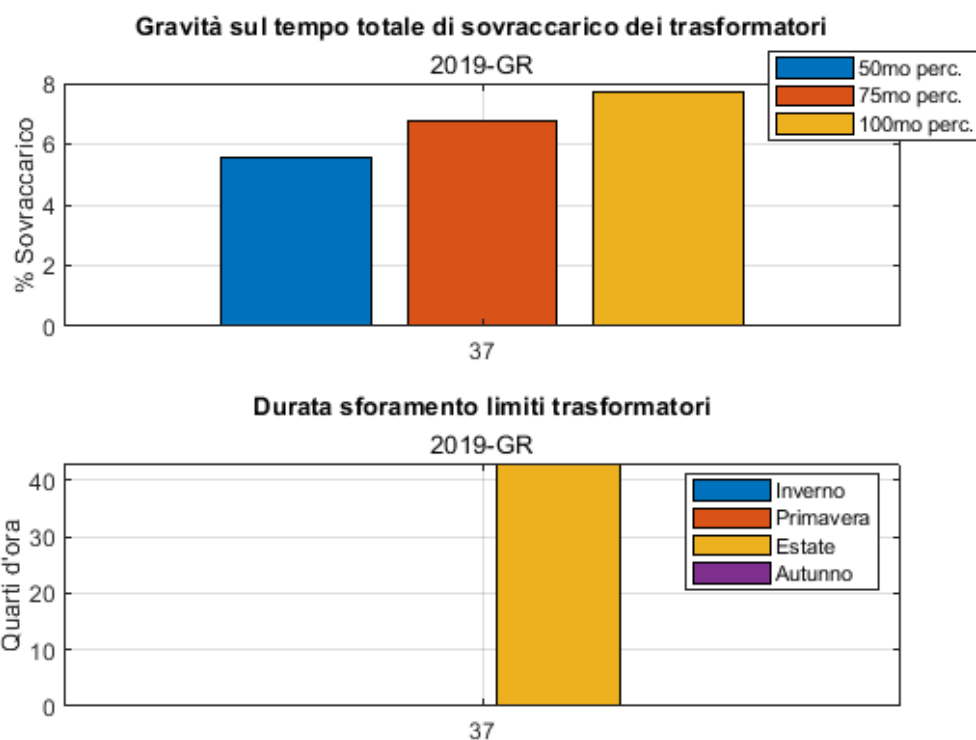


Figura 3.17 Trasformatori rilevati critici nell'area di Grezzana con lo scenario 2019

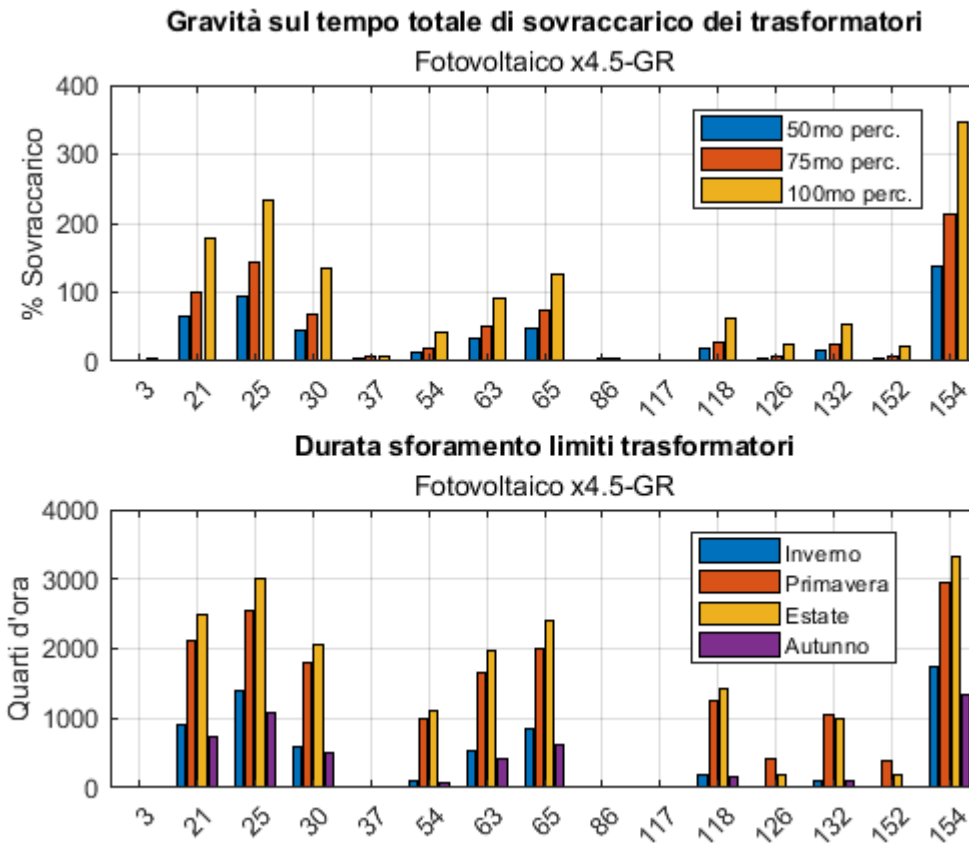


Figura 3.18 Trasformatori rilevati critici nell'area di Grezzana con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

Definizione di possibili interventi sulla rete

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
37	5.58	6.78	7.69	10.75	17

Tabella 3.15 Dati estrapolati dalla figura 3.17

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
3	0.64	0.73	3.00	1.75	17
21	66.24	100.53	179.54	1567.50	17
25	93.44	143.20	234.55	2003.25	17
30	44.68	67.58	134.71	1236.25	17
37	4.70	6.27	7.69	7.00	17
54	12.37	18.8	43.29	562.25	17
63	32.25	49.64	92.67	1152.50	17
65	47.79	73.23	125.3	1462.75	17
86	2.14	3.19	5.30	4.25	15
117	0.20	0.94	0.94	0.50	17
118	19.32	28.48	61.15	756.75	17
126	4.57	7.99	24.37	155.25	17
132	15.39	24.08	54.55	556.25	17
152	3.75	7.49	21.68	142.75	17
154	138.00	212.18	346.74	2337.75	16

Tabella 3.16 Dati estrapolati dalla figura 3.18

Si conviene che, solamente nel caso si realizzino gli scenari di produzione fotovoltaica più spinta, si debbano sostituire i seguenti trasformatori e passare alle taglie indicate:

- Numero 21, da 250 a 630 kVA;
- Numero 25, da 250 a 800 kVA;
- Numero 30, da 125 a 250 kVA;
- Numero 54, da 250 a 400 kVA;
- Numero 63, da 160 a 400 kVA;
- Numero 65, da 160 a 400 kVA;
- Numero 118, da 250 a 400 kVA;
- Numero 126, da 250 a 400 kVA;
- Numero 132, da 100 a 160 kVA;
- Numero 154, da 630 a 2,5 MVA.

Il trasformatore 154 inoltre risulta critico già con lo scenario “Fotovoltaico x1.25”, segnale che la zona servita da quella cabina ospita già una rilevante produzione fotovoltaica e sarebbe quindi il primo degli interventi da eseguire nel medio periodo.

3.2.5 Ricevitrice Nord

Nell’area di pertinenza di questa cabina primaria la situazione delle linee elettriche critiche resta sostanzialmente invariata in tutti gli scenari; con l’aumentare della generazione fotovoltaica vi è una sensibile riduzione del tempo di sovraccarico, che si presenta in occasione delle ondate di calore. In particolare, la linea 1215 risulta sovraccaricata fino a 11 ore consecutive. Si può valutare quindi un aumento di portata della linea in questione di almeno il 20%.

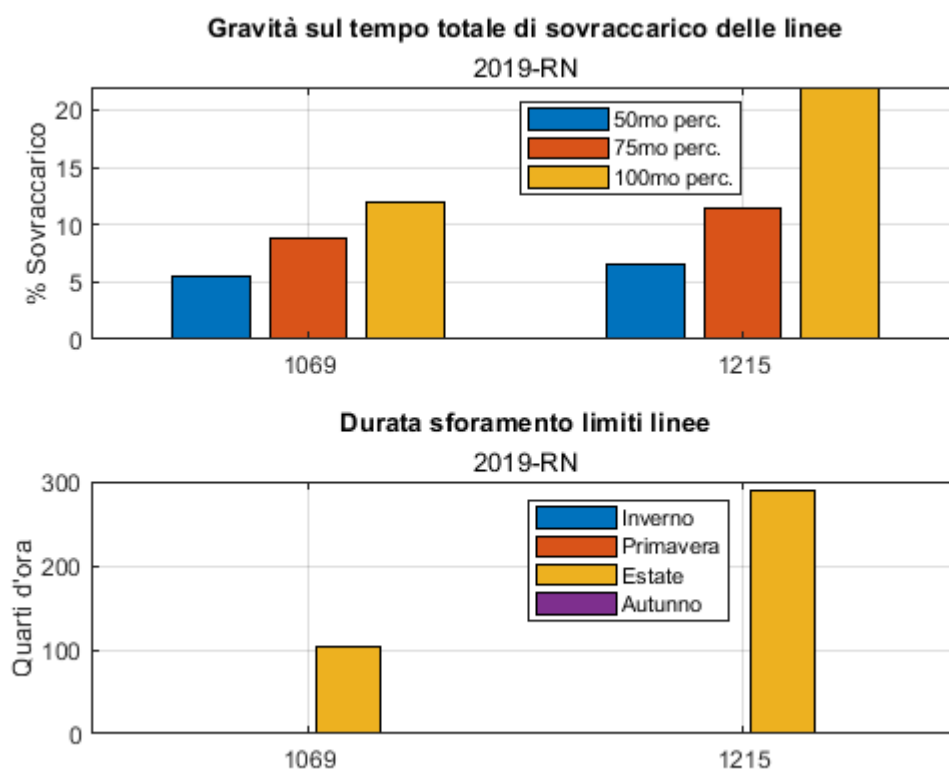


Figura 3.19 Linee rilevate critiche nell’area di Ricevitrice Nord con lo scenario 2019

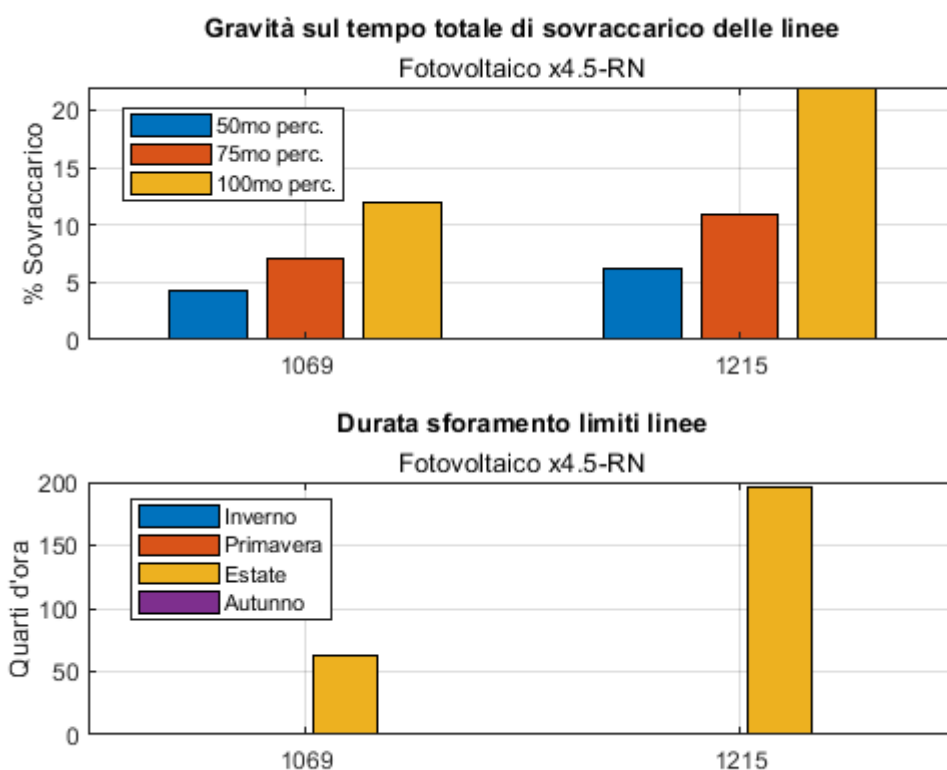


Figura 3.20 Linee rilevate critiche nell'area di Ricevitrice Nord con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
1069	5.55	8.83	11.97	25.75	119.2
1215	6.61	11.43	21.99	72.25	125.6

Tabella 3.17 Dati estrapolati dalla figura 3.19

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
1069	4.21	7.08	11.97	15.50	119.2
1215	6.27	10.94	21.99	49	125.6

Tabella 3.18 Dati estrapolati dalla figura 3.20

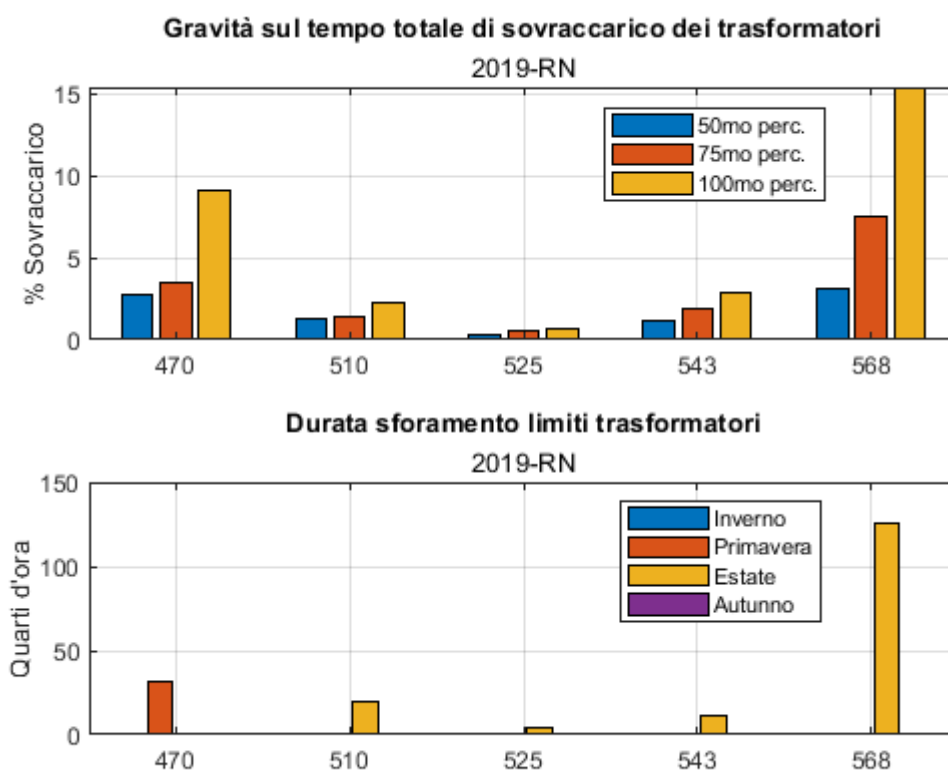


Figura 3.21 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice Nord con lo scenario 2019

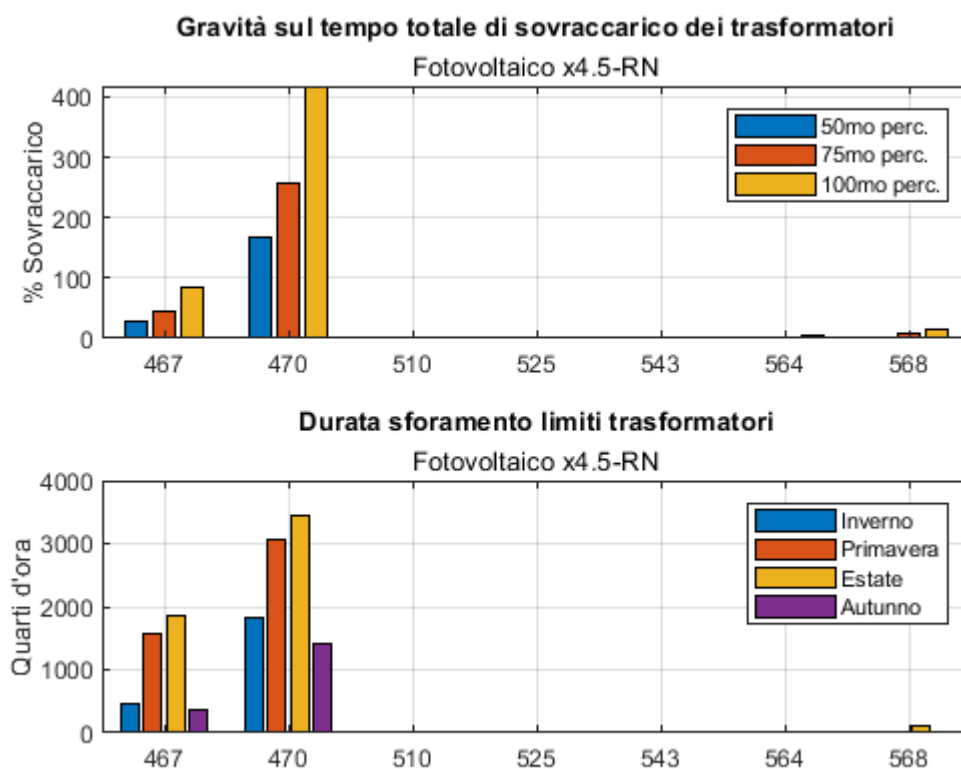


Figura 3.22 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice Nord con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
470	2.72	3.50	9.05	7.75	17
510	1.33	1.45	2.25	5	17
525	0.31	0.51	0.70	1	17
543	1.17	1.93	2.83	2.75	17
568	3.11	7.57	15.41	31.5	17

Tabella 3.19 Dati estrapolati dalla figura 3.21

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
467	29.21	44.41	84.83	1061.50	17
470	167.04	257.84	418.13	2437.25	17
510	1.33	1.45	2.25	5	17
525	0.31	0.51	0.70	1	17
543	1.17	1.93	2.83	2.75	17
564	1.13	1.57	4.15	3.75	17
568	3.08	7.55	15.37	31.5	17

Tabella 3.20 Dati estrapolati dalla figura 3.22

I trasformatori 467, 470 e 564 presentano sovraccarichi da fotovoltaico, mentre gli altri rilevano un eccessivo carico durante le ondate di calore. Nel caso nella zona dei trasformatori 467 e 470 avvenga la realizzazione degli scenari con alta produzione fotovoltaica, si consiglia di:

- Sostituire l'unità 467, di 250 kVA, con una da 400 kVA;
- Sostituire l'unità 470, di 100 kVA, con una da 630 kVA.

3.2.6 Ricevitrice Ovest

L'area servita dalla cabina Ricevitrice Ovest presenta, al 2019, sovraccarichi riconducibili alle ondate di calore. L'area però presenta la maggiore presenza di generazione fotovoltaica in media tensione dell'intera rete e, se finora risulta ben integrata, il suo moltiplicarsi causa il sorgere di gravi criticità per alcune linee e trasformatori.

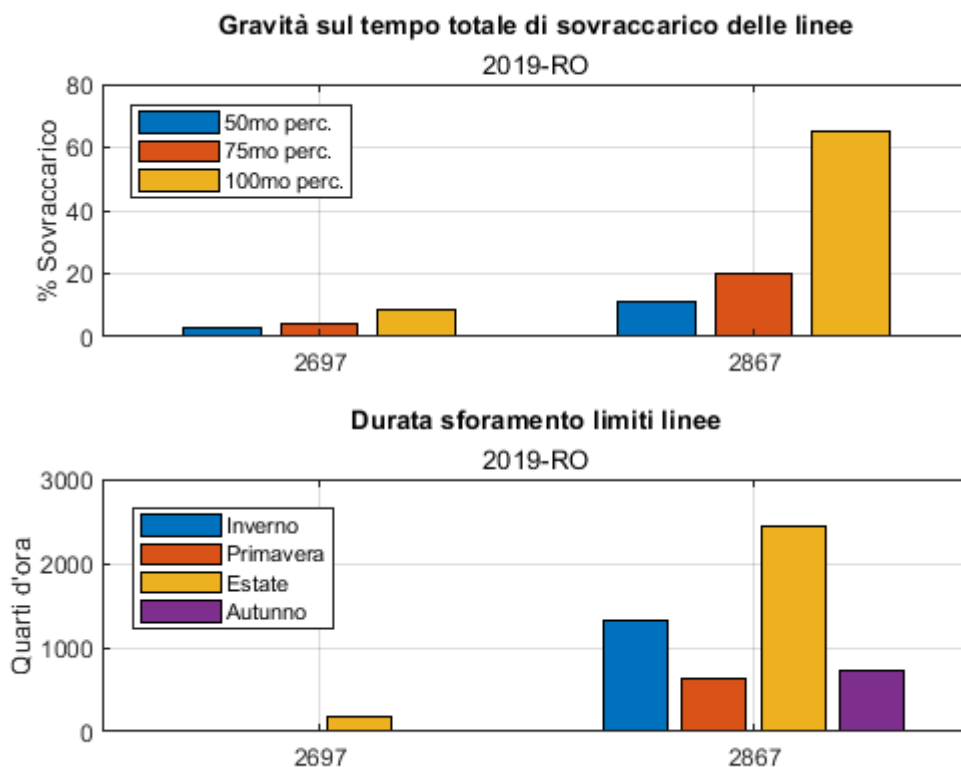


Figura 3.23 Linee rilevate critiche nell'area di Ricevitrice Ovest con lo scenario 2019

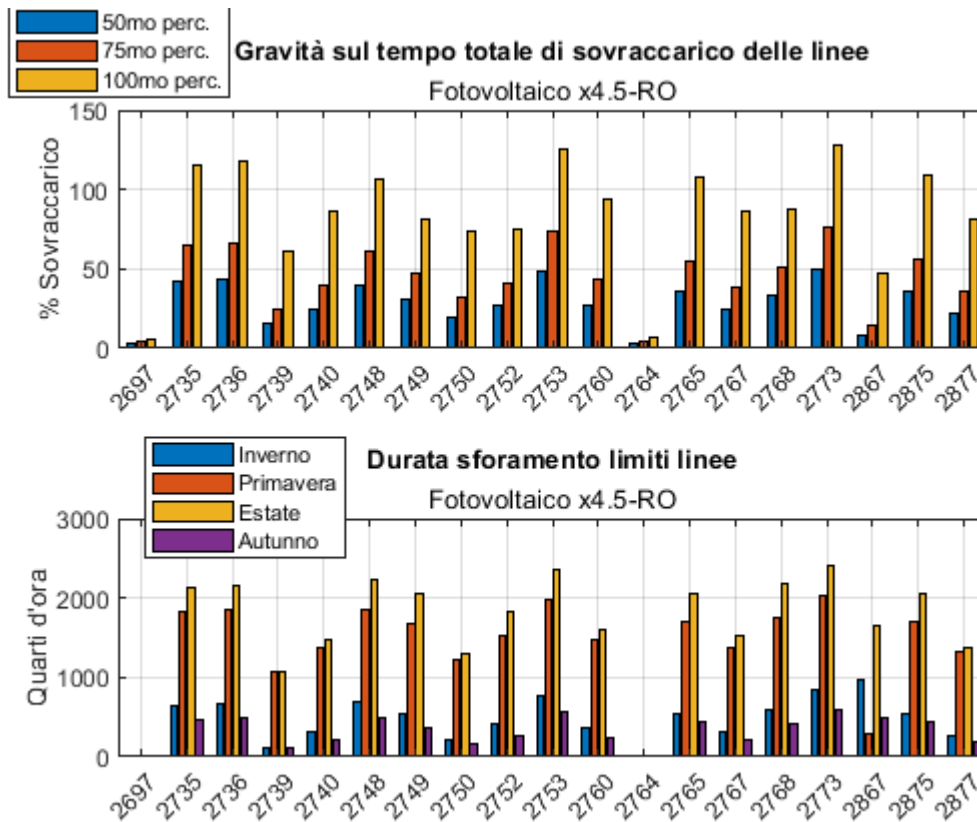


Figura 3.24 Linee rilevate critiche nell'area di Ricevitrice Ovest con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

Definizione di possibili interventi sulla rete

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
2697	2.97	4.40	8.69	42.25	144
2867	10.95	20	64.96	1278	80

Tabella 3.21 Dati estrapolati dalla figura 3.23

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
2697	2.62	3.83	5.17	3.75	144
2735	42.12	64.64	115.57	1267.75	258.4
2736	43.05	66.10	117.50	1290.75	258.4
2739	15.56	25.15	61.57	589.50	332
2740	24.35	39.21	85.74	863	288
2748	39.51	60.83	106.04	1320.25	288
2749	30.41	46.89	81.37	1150.75	332.8
2750	19.73	31.65	73.92	725.50	308
2752	26.73	41.17	75.52	1012.50	332.8
2753	48.41	74.07	125.88	1416	260
2760	27.31	43.33	94.29	920.50	288
2764	2.57	4.06	6.70	2	288
2765	35.49	55.15	107.70	1179.25	288
2767	24.20	38.74	86.27	854.5	288
2768	33.73	51.53	87.87	1232.50	288
2773	49.37	75.63	128.55	1464.75	258.4
2867	7.95	14.86	46.89	855.25	80
2875	35.70	55.62	108.52	1185	288
2877	22.69	36.13	81.02	784.50	308

Tabella 3.22 Dati estrapolati dalla figura 3.24

Mentre la linea 2697 non presenta un sovraccarico tale da determinarne la sostituzione, la linea 2867 risulta pesantemente sovraccaricata e necessita di un intervento di potenziamento di almeno il 50% della portata. Le linee sovraccaricate in scenari di forte aumento della produzione fotovoltaica esistente, tranne la 2697 e 2764, avrebbero bisogno di aumenti di portata che spaziano tra il 50% ed il 120%.

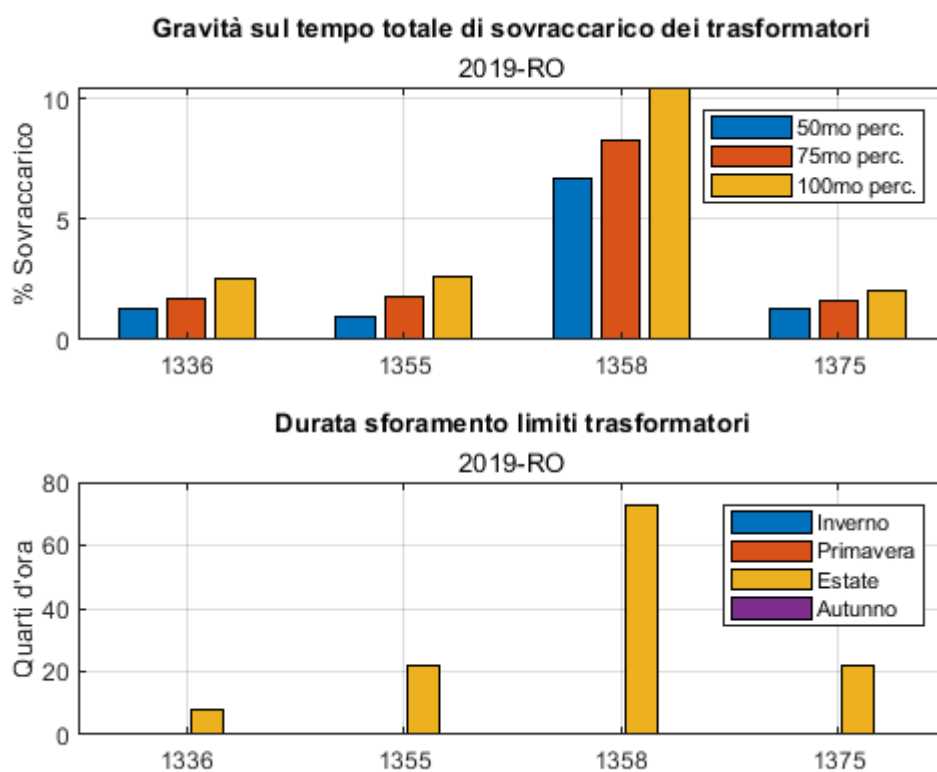


Figura 3.25 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice ovest con lo scenario 2019

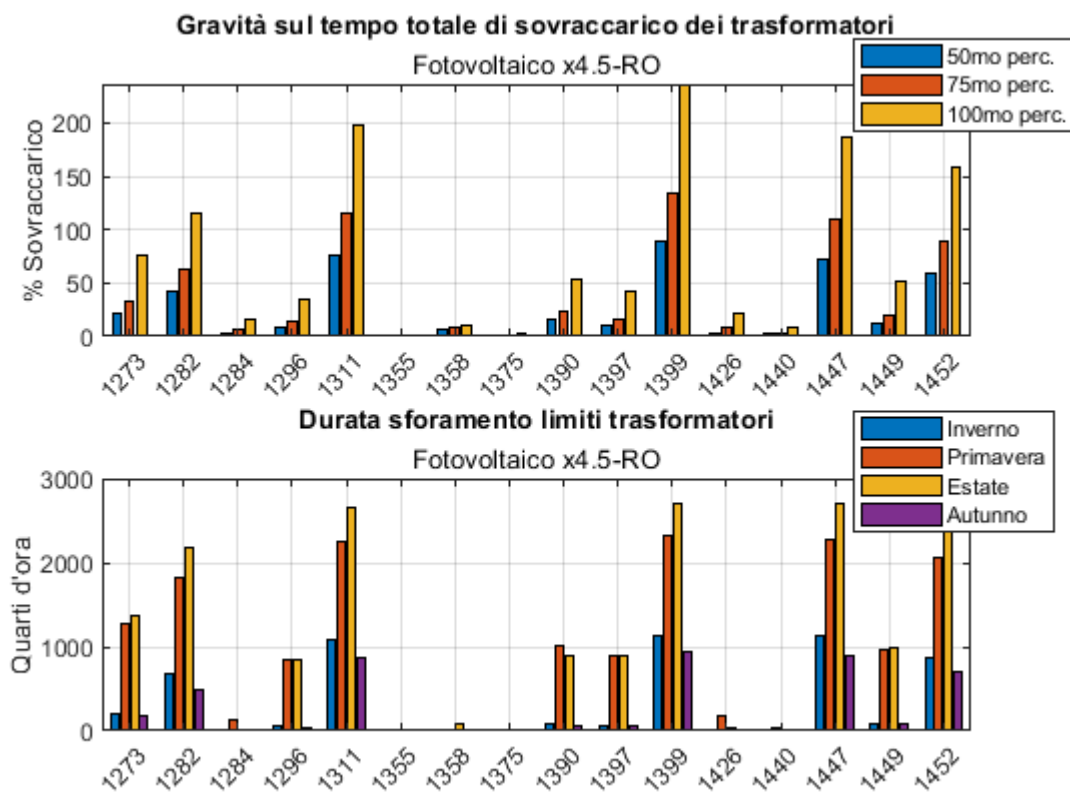


Figura 3.26 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice Ovest con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

Definizione di possibili interventi sulla rete

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
1336	1.31	1.74	2.52	2	26
1355	0.93	1.77	2.66	4.50	20
1358	6.68	8.27	10.49	18.25	17
1375	1.25	1.65	2.02	5.50	20

Tabella 3.23 Dati estrapolati dalla figura 3.25

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
1273	21.47	33.14	75.01	761	17
1282	41.73	63.53	115.15	1291.75	16
1284	3.25	5.94	16.56	38.50	17
1296	9.21	14.24	35.56	444.50	16
1311	76.58	115.97	197.32	1710.25	16
1355	0.03	0.03	0.03	0.25	20
1358	6.67	8.26	10.45	18	17
1375	1.25	1.62	2.00	5.50	20
1390	15.25	23.58	53.68	516.50	16
1397	10.45	16.59	42.23	473.25	17
1399	88.99	134.81	236.27	1777.25	17
1426	3.74	7.88	20.87	55.25	17
1440	3.06	3.65	8.65	6.75	20
1447	72.05	109.70	185.79	1749.25	17
1449	12.66	20.33	51.18	530.50	17
1452	58.55	89.32	158.37	1521	17

Tabella 3.24 Dati estrapolati dalla figura 3.26

Dalle tabelle si può notare come i sovraccarichi dei trasformatori attualmente critici non siano gravi a tal punto da determinarne la sostituzione, e le loro condizioni sembrano migliorare con l'aumentare della generazione fotovoltaica. Molti altri trasformatori invece, a partire dal raddoppio del fotovoltaico nelle loro zone, subiscono sovraccarichi inaccettabili. Pertanto, nel solo caso in cui si realizzino questi scenari, i seguenti trasformatori necessitano un aggiornamento:

- Numero 1273, da 250 a 400 kVA;
- Numero 1282, da 100 a 250 kVA;
- Numero 1296, da 250 a 315 kVA;
- Numero 1311, da 160 a 630 kVA;

- Numero 1390, da 125 a 250 kVA;
- Numero 1397, da 630 a 800 kVA;
- Numero 1399, da 250 a 800 kVA;
- Numero 1426, da 100 a 125 kVA;
- Numero 1447, da 400 a 1000 kVA;
- Numero 1449, da 400 a 630 kVA;
- Numero 1452, da 400 a 1000 kVA.

3.2.7 Ricevitrice Sud

L'area servita dalla cabina primaria Ricevitrice Sud presenta già al 2019 alcune criticità riguardanti sia linee che trasformatori; solamente per questi ultimi si andranno ad acuire a partire dallo scenario "Fotovoltaico x2.5".

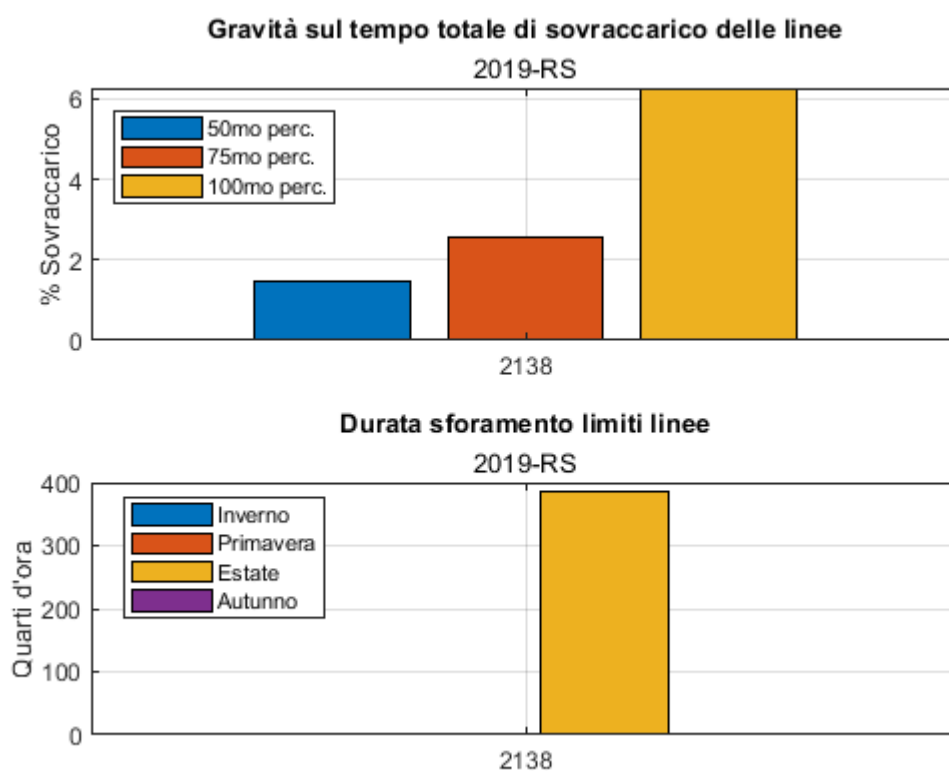


Figura 3.27 Linee rilevate critiche nell'area di Ricevitrice Sud con lo scenario 2019

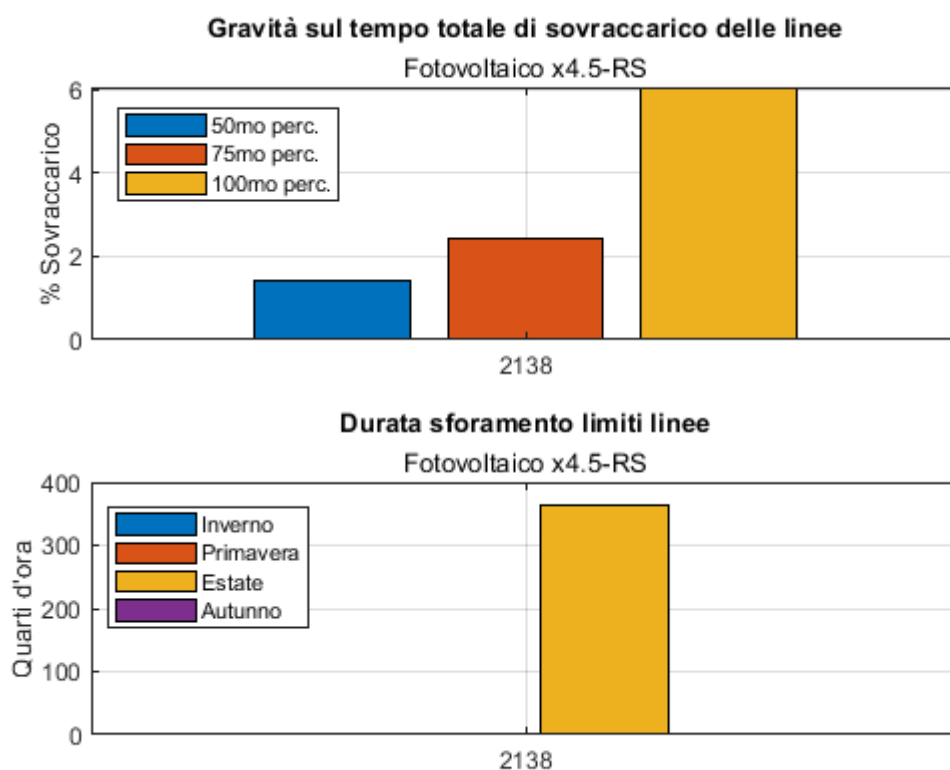


Figura 3.28 Linee rilevate critiche nell'area di Ricevitrice Sud con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
2138	1.48	2.57	6.26	96.75	304

Tabella 3.25 Dati estrapolati dalla figura 3.27

Le variazioni dei dati di sovraccarico della linea 2138 in tutti gli scenari risultano irrilevanti. L'entità del sovraccarico risulta modesta (<15 %) e limitata temporalmente, pertanto non sono necessari interventi.

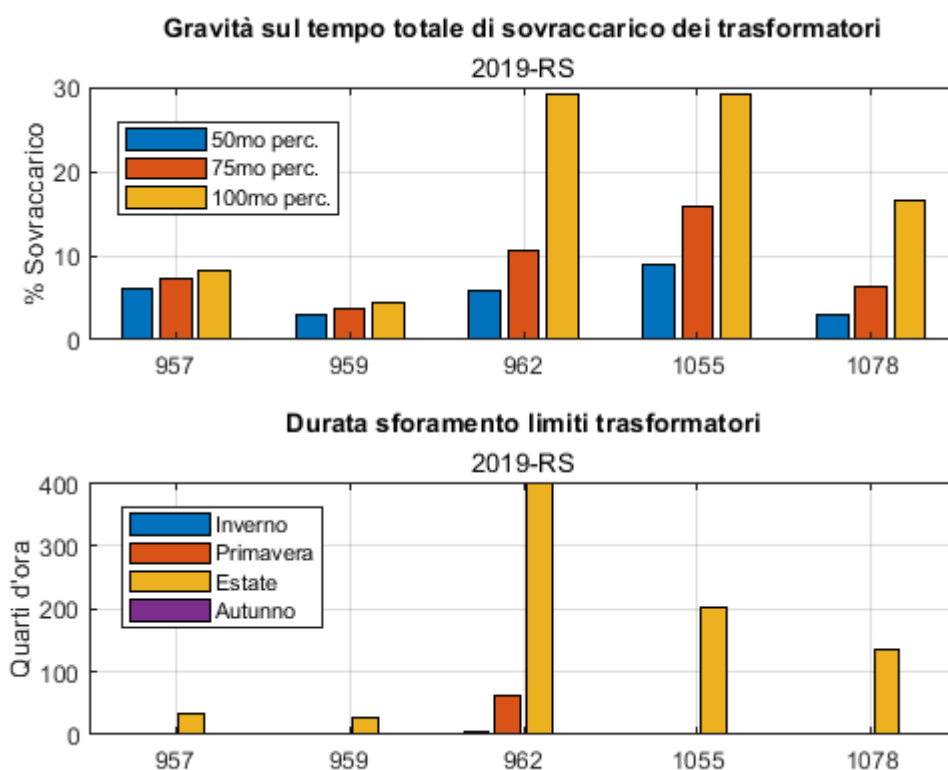


Figura 3.29 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice Sud con lo scenario 2019

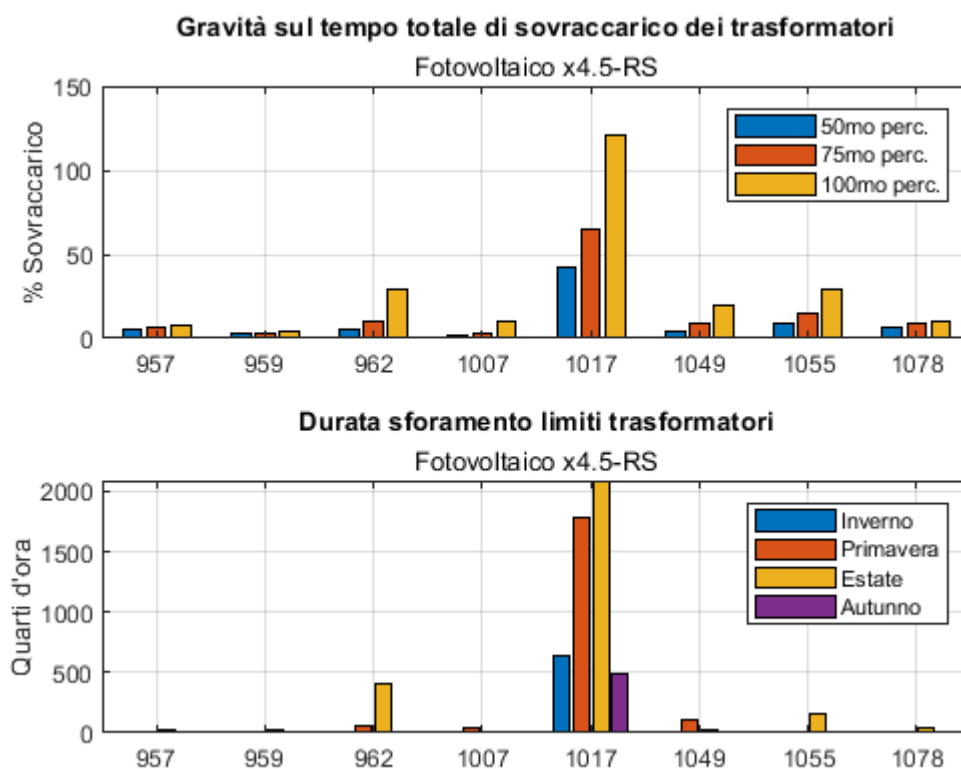


Figura 3.30 Trasformatori rilevati critici nell'area di Ricevitrice Sud con lo scenario 2019

Definizione di possibili interventi sulla rete

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
957	6.10	7.22	8.27	8	17
959	3.02	3.6	4.49	6.50	17
962	5.90	10.50	29.06	117.5	17
1055	8.94	15.86	29.19	50.75	17
1078	3.01	6.22	16.48	34.75	17

Tabella 3.26 Dati estrapolati dalla figura 3.29

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
957	5.89	6.97	8.02	8	17
959	2.78	3.38	4.27	6.50	17
962	5.87	10.43	28.93	116.75	17
1007	1.58	3.57	10.36	9.75	17
1017	42.60	64.95	120.44	1249.5	17
1049	4.65	9.09	20.17	33.75	17
1055	9.08	15.42	29.19	38.50	17
1078	6.76	8.95	10.39	12	17

Tabella 3.27 Dati estrapolati dalla figura 3.30

Attualmente due trasformatori risultano superare i limiti tollerati di sovraccarico, il 962 ed il 1055. Esso coincide con le richieste di carico dovute alle ondate di calore, ed è quindi consigliabile aumentarne la taglia:

- Numero 962, da 400 a 630 kVA;
- Numero 1055, da 250 a 315 kVA.

A questi si aggiungono, nel caso di realizzazione dello scenario “Fotovoltaico x4.5”, altri due trasformatori da aggiornare:

- Numero 1017, da 400 a 800 kVA;
- Numero 1049, da 400 a 630 kVA.

3.2.8 Tombetta

La cabina primaria di Tombetta presenta una situazione per cui, con scenari attuali, vi sono già alcune criticità da risolvere sia per linee che per trasformatori.

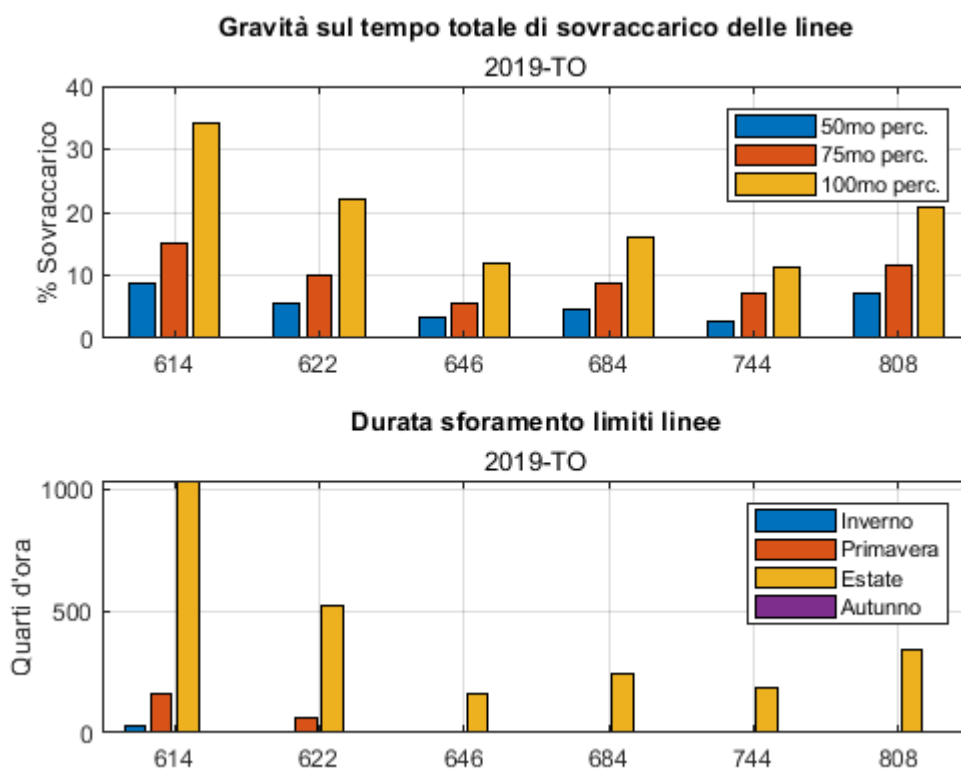


Figura 3.31 Linee rilevate critiche nell'area di Tombetta con lo scenario 2019

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
614	8.75	14.95	33.99	304.25	119.2
622	5.45	10.09	22.16	145.5	119.2
646	3.31	5.57	12.00	40.5	119.2
684	4.53	8.76	16.13	59.75	176
744	2.58	7.08	11.20	46.5	125.6
808	7.02	11.49	20.89	84.75	176

Tabella 3.28 Dati estrapolati dalla figura 3.31

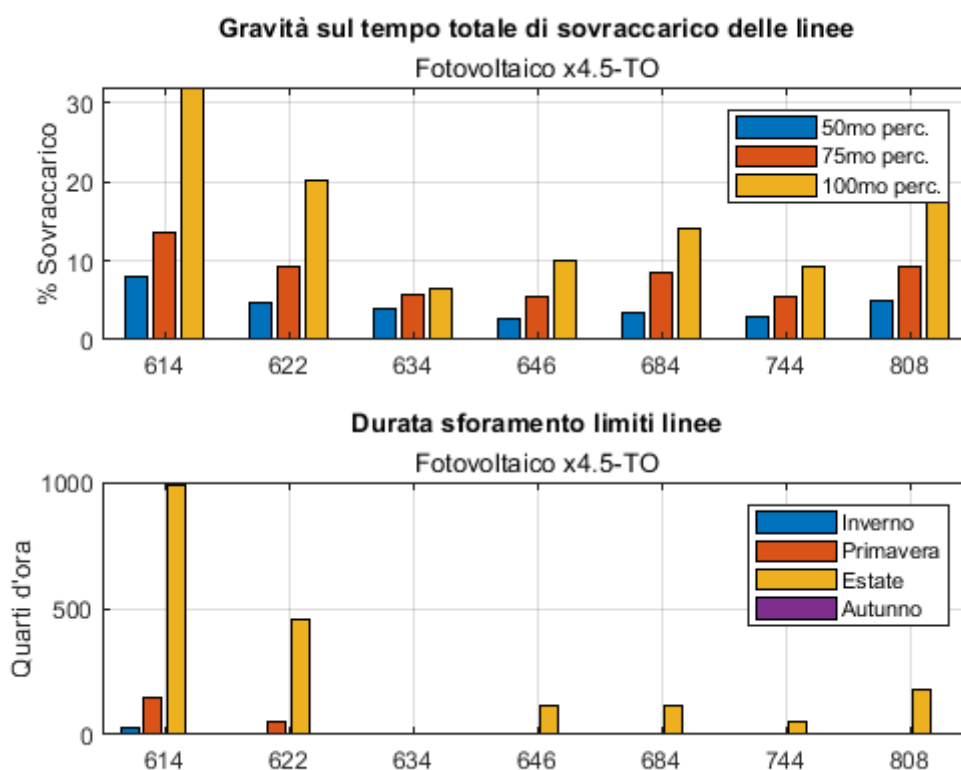


Figura 3.32 Linee rilevate critiche nell'area di Tombetta con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
614	7.90	13.61	31.99	288.25	119.2
622	4.61	9.31	20.13	126	119.2
634	3.86	5.65	6.35	1.25	136.8
646	2.54	5.57	9.94	29	119.2
684	3.39	8.38	14.02	29.5	176
744	2.58	7.08	11.20	13.5	125.6
808	4.89	9.16	18.55	45	176

Tabella 3.29 Dati estrapolati dalla figura 3.32

Si può notare come l'aumentare della presenza del fotovoltaico contribuisca a migliorare leggermente la situazione del carico delle linee. Tuttavia, persistono alcune criticità da risolvere per le linee 614, 622 ed 808, le quali dovrebbero beneficiare di un aumento di portata tra il 20% ed il 30%.

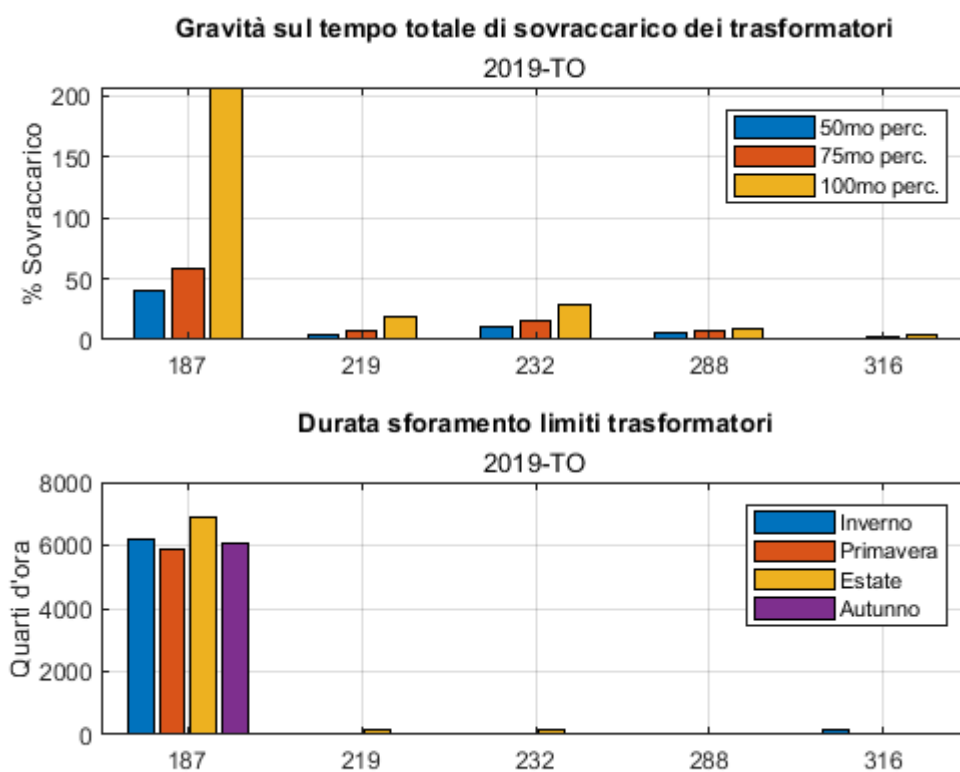


Figura 3.33 Trasformatori rilevati critici nell'area di Tombetta con lo scenario 2019

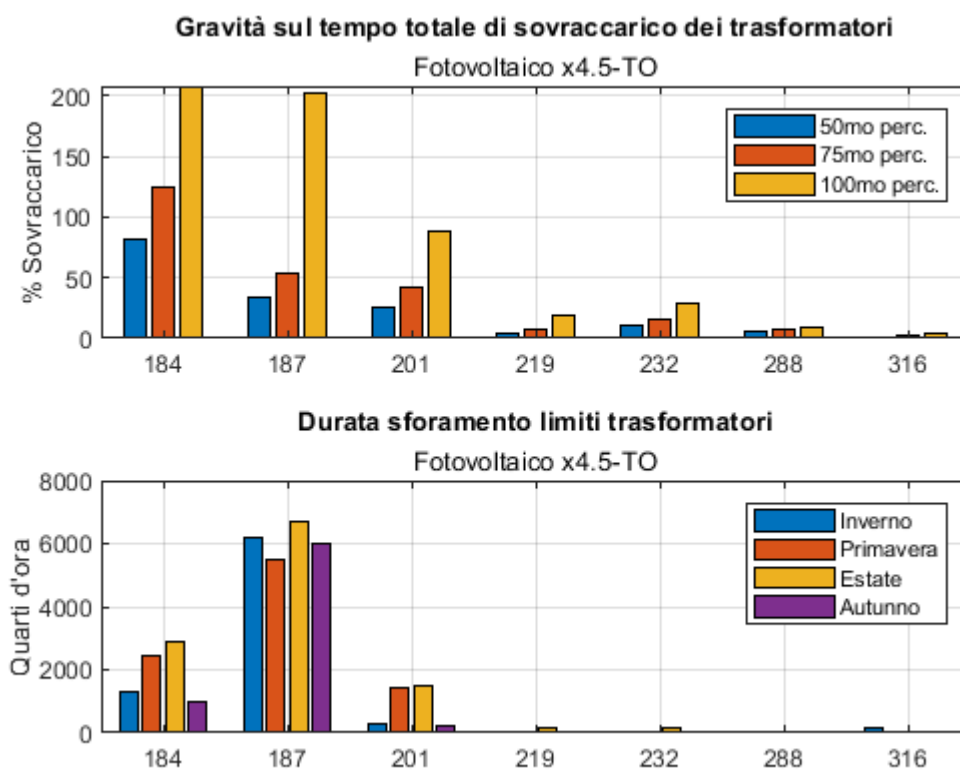


Figura 3.34 Trasformatori rilevati critici con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

Definizione di possibili interventi sulla rete

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
187	39.86	57.7	206.93	6262.5	16
219	3.35	6.63	18.24	36.25	17
232	9.93	16.05	28.12	46	17
288	6.22	7.26	8.32	8	17
316	1.10	1.86	3.44	41.75	10

Tabella 3.30 Dati estrapolati dalla figura 3.33

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
184	81.95	125.07	207.89	1887.75	16
187	34.37	53.8	202.50	6087.75	16
201	26.36	41.65	88.95	855.75	17
219	3.32	6.60	18.20	36.25	17
232	9.93	16.05	28.12	46	17
288	6.22	7.26	8.32	8	17
316	1.00	1.78	4.46	45.75	10

Tabella 3.31 Dati estrapolati dalla figura 3.34

La situazione dei trasformatori al 2019 presenta un grave sovraccarico al trasformatore 187, che risulta sottodimensionato per il profilo di carico che deve sopportare. Il trasformatore 219 si può considerare come non passibile di intervento in quanto il picco di sovraccarico è di poco superiore a quello concesso a regime, mentre per il 232 si consiglia di passare alla taglia superiore. Gli interventi attuali sono da applicare a:

- Numero 187, da 100 kVA a 315 kVA;
- Numero 232, da 160 a 250 kVA.

In caso di realizzazione dello scenario “Fotovoltaico x4.5” è necessario sostituire:

- Numero 184, da 630 kVA a 2 MVA;
- Numero 201, da 250 kVA a 400 kVA.

3.2.9 Verona Est

La situazione attuale della cabina primaria di Verona Est è molto buona: non vi è nessuna linea sovraccaricata in nessuno scenario e presenta tre trasformatori rilevati critici al 2019, mentre con l'aumentare della generazione fotovoltaica si aggiungono alcuni trasformatori in condizione di grave sovraccarico.

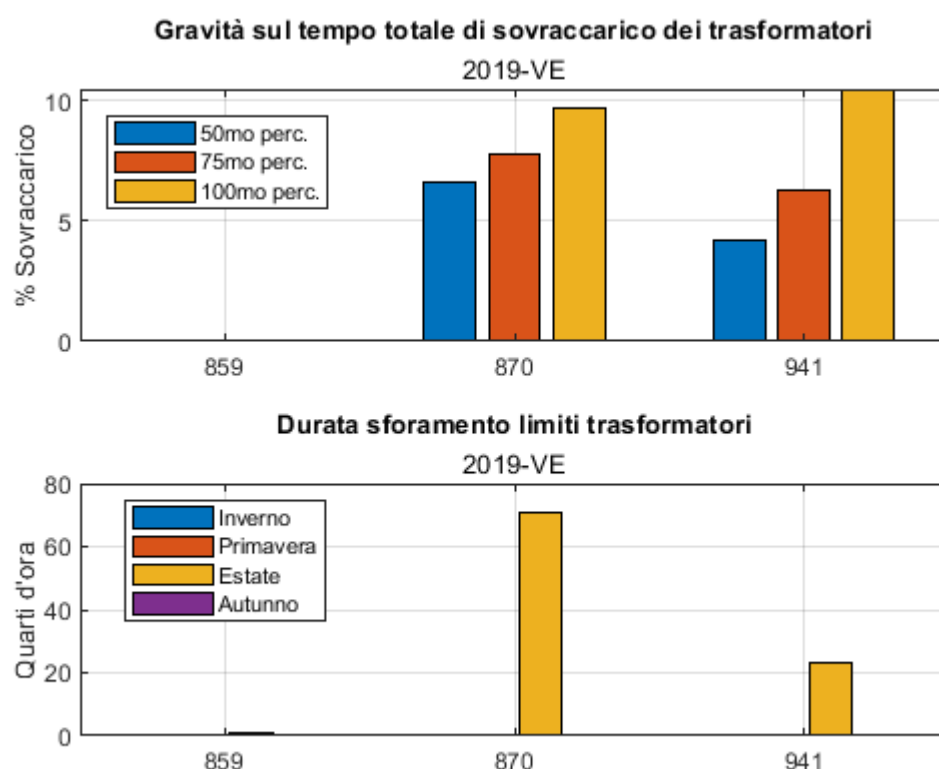


Figura 3.35 Trasformatori rilevati critici nell'area di Verona Est con lo scenario 2019

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
859	0.001	0.001	0.001	0.25	17
870	6.59	7.78	9.71	17.75	17
941	4.21	6.28	10.47	5.75	17

Tabella 3.32 Dati estrapolati dalla figura 3.35

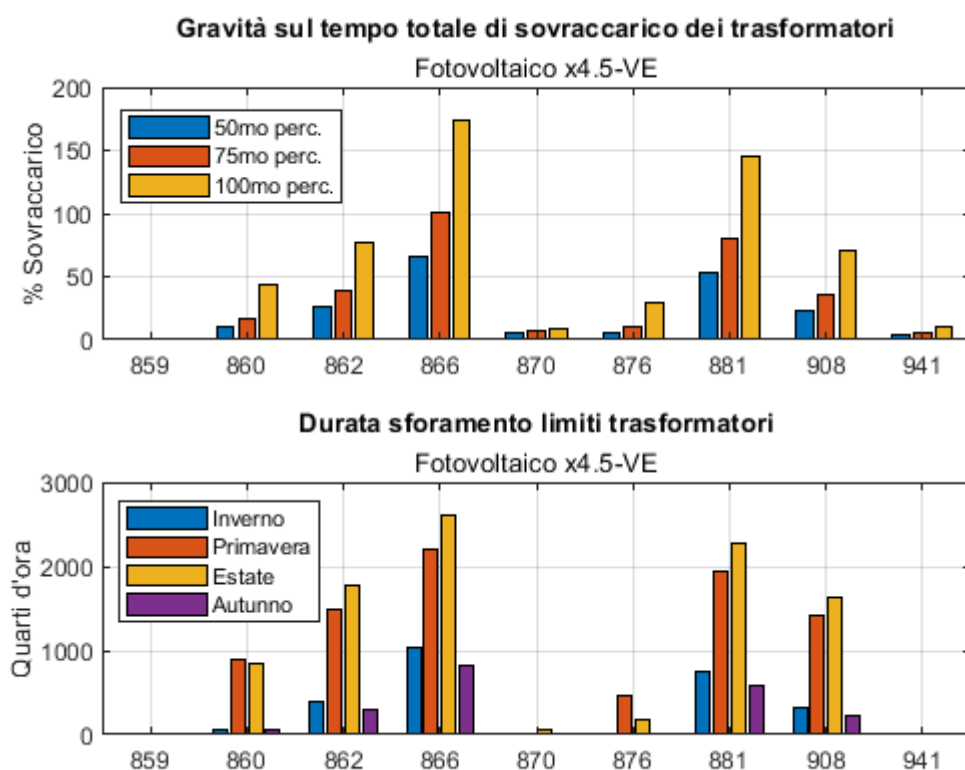


Figura 3.36 Trasformatori rilevati critici nell'area di Verona Est con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
859	0.001	0.001	0.001	0.25	17
860	10.38	16.98	43.75	463.5	17
862	26.12	39.55	77.54	985	17
866	66.15	101.30	173.37	1667	16
870	5.51	6.93	7.97	16	17
876	6.28	10.51	29.93	160.25	17
881	53.22	80.91	144.54	1382.25	17
908	23.52	35.76	70.73	896	17
941	4.21	6.28	10.47	5.75	17

Tabella 3.33 Dati estrapolati dalla figura 3.36

Mentre al 2019 l'entità dei sovraccarichi non è tale da determinare interventi di sostituzione, alcuni trasformatori, con lo scenario "Fotovoltaico x4.5", necessitano un aggiornamento in quanto gravemente sovraccaricati.

È necessario per le seguenti macchine, solamente nel caso di realizzazione dello scenario sopracitato, aumentare la potenza di:

- Numero 860, da 400 kVA a 630 kVA;
- Numero 862, da 250 kVA a 400 kVA;
- Numero 876, da 400 kVA a 630 kVA;
- Numero 881, da 250 kVA a 630 kVA;
- Numero 908, da 400 kVA a 630 kVA.

3.2.10 Zai

Il centro satellite di Verona Zai ricalca la struttura di Borgo Trento, ovvero una cabina ove vi è presente un trasformatore alimentato in media tensione 20/10 kV che alimenta la rete in media tensione sottostante.

Al 2019 risultano due linee critiche, il cui tempo e gravità di sovraccarico tendono a diminuire con l'aumentare della potenza fotovoltaica installata nell'area, mentre attualmente non si rilevano trasformatori critici.

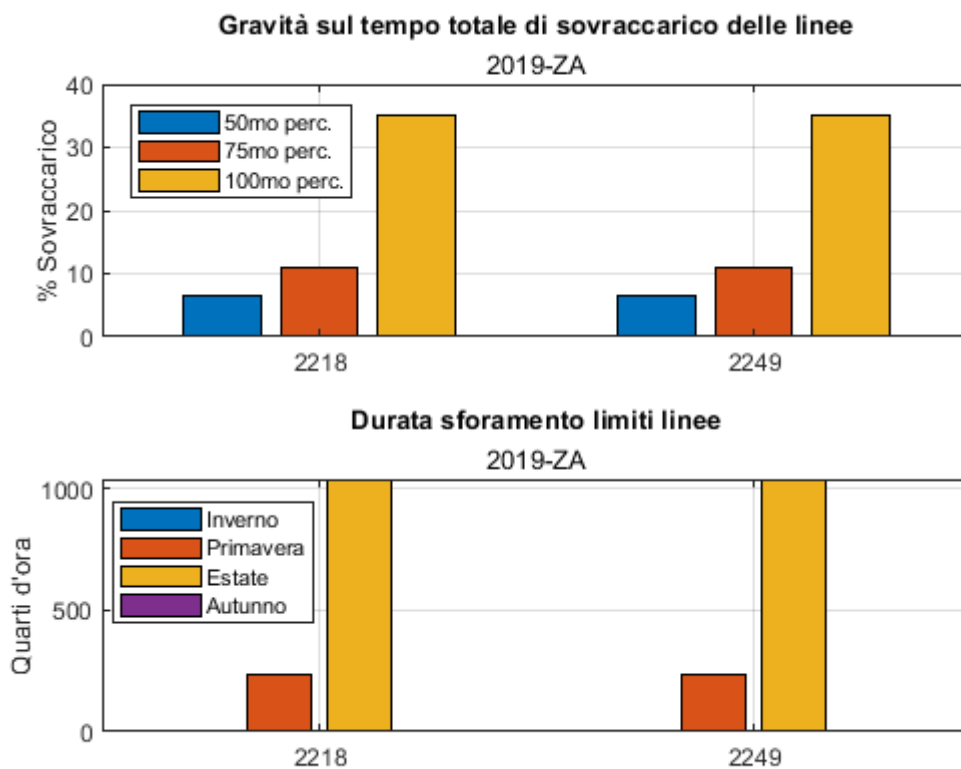


Figura 3.37 Linee rilevate critiche nell'area di Zai con lo scenario 2019

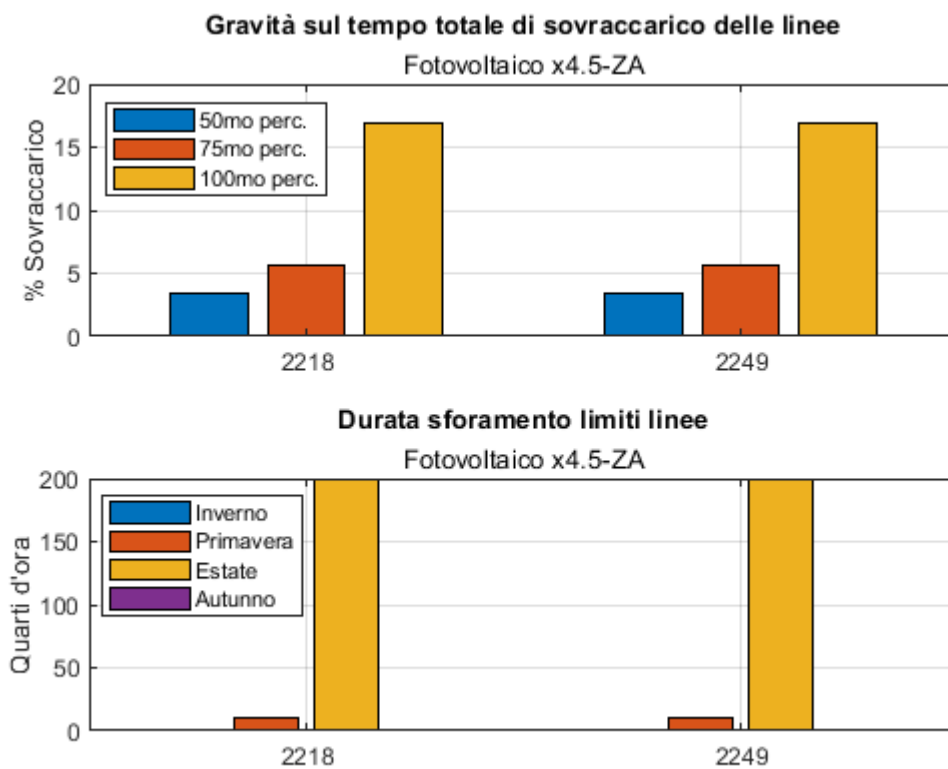


Figura 3.38 Linee rilevate critiche nell'area di Zai con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
2218	6.66	10.86	35.10	318.25	80
2249	6.66	10.86	35.10	318.25	80

Tabella 3.34 Dati estrapolati dalla figura 3.37

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	PORTATA [A]
2218	3.35	5.55	16.84	52.50	80
2249	3.35	5.55	16.84	52.50	80

Tabella 3.35 Dati estrapolati dalla figura 3.38

Queste due linee sono tronchi consecutivi di un'unica dorsale in linea aerea. Dato che il picco di sovraccarico si presenta in una sola occasione durante l'anno e per pochi quarti d'ora, si conviene che la linea non sia da sostituire.

Mentre questa linea beneficia dell'aumentare della generazione fotovoltaica, alcuni trasformatori diventano critici. Al 2019 non si rilevano trasformatori in sovraccarico.

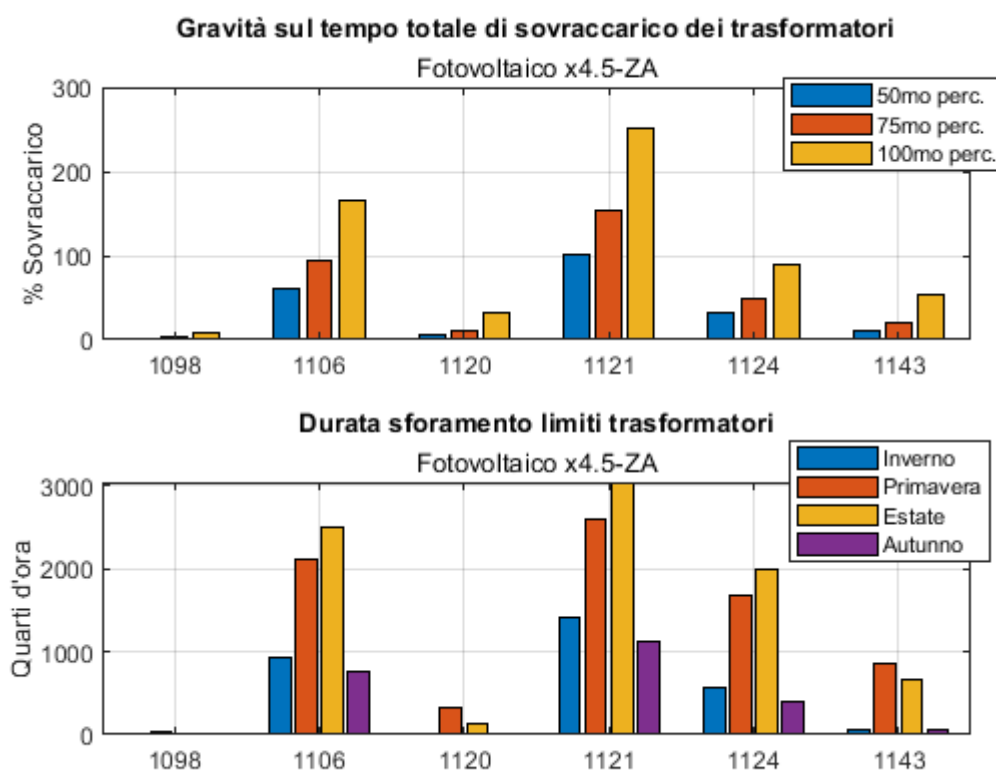


Figura 3.39 Trasformatori rilevati critici nell'area di Zai con lo scenario "Fotovoltaico x4.5"

	50° PERCENTILE [%]	75° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE SOVRACCARICO [ORE]	SOVRACCARICO AMMISSIBILE [%]
1098	2.15	3.22	7.78	6.75	16
1106	61.43	93.95	164.95	1572.50	17
1120	6.77	11.56	33.28	118	17
1121	100.12	153.24	251.93	2040	17
1124	31.66	48.43	88.64	1158.75	17
1143	11.87	20.67	54.31	409.5	17

Tabella 3.36 Dati estrapolati dalla figura 3.39

Nel solo caso di realizzazione degli scenari applicati è necessario sostituire:

- Numero 1106, da 250 kVA a 630 kVA;
- Numero 1120, da 250 kVA a 315 kVA;
- Numero 1121, da 160 kVA a 630 kVA;
- Numero 1124, da 250 kVA a 400 kVA;
- Numero 1143, da 400 kVA a 630 kVA.

3.2.11 Tabelle riassuntive

Le seguenti tabelle riassumono il numero totale degli interventi da effettuare nei due scenari presi in considerazione nei precedenti paragrafi.

	LINEE [KM]	TRASFORMATORI
BT	0.5	1
CH	1.785	0
CM	2.438	3
GR	0	0
RN	0.292	0
RO	0.05	0
RS	0	2
TO	1.236	2
VE	0	0
ZA	0	0
TOTALE	6.301	8

Tabella 3.37 Componenti di rete valutati in sovraccarico critico con lo scenario 2019.

	LINEE [KM]	TRASFORMATORI
BT	0.5	3
CH	1.785	0
CM	2.438	3
GR	0	10
RN	0.292	2
RO	12.464	11
RS	0	4
TO	1.236	4
VE	0	5
ZA	0	5
TOTALE	18.715	47

Tabella 3.38 Componenti di rete valutati in sovraccarico critico con lo scenario "Fotovoltaico x4.5".

3.3 Violazione dei limiti di tensione ai nodi

Mentre nello scenario attuale la regolazione della tensione riesce a mantenere i corretti intervalli di tensione su tutta la rete, con l'applicazione di nuovi scenari si sono riscontrati cambiamenti dei valori delle tensioni su alcuni di essi. In particolare, la moltiplicazione della produzione fotovoltaica su nodi di bassa tensione sovraccaricati porta al sorgere di sovratensioni (maggiori del 10% della tensione nominale) che possono persistere per varie ore nei momenti di forte

Definizione di possibili interventi sulla rete

produzione, ovvero quando il carico di cabina è completamente compensato e la potenza si inverte verso la rete di media tensione. Si è rilevato che, a partire dal triplicarsi della potenza fotovoltaica attuale, la regolazione delle tensioni di rete effettuata tramite *OLTC (On Load Tap Changer*, ovvero variatore sotto carico del rapporto di trasformazione) misurando solamente le tensioni di sbarra dei circuiti secondari dei trasformatori di cabina primaria non riuscirebbe ad evitare sovratensioni in alcune aree della rete. Si è provato quindi a simulare gli stessi scenari utilizzati per lo studio implementando una azione degli *OLTC* vincolata al mantenimento di ogni nodo di rete con una tensione compresa nell'intervallo 0.9 – 1.1 p.u., immaginando di avere a disposizione le misure istantanee del voltaggio di tutti i nodi di media tensione e delle sbarre di bassa tensione delle cabine secondarie. Nel caso non sia possibile soddisfare contemporaneamente in un'area l'intervallo di valori richiesto si preferirà mantenere un livello di tensioni ovunque maggiore di 0.9 p.u. e lasciare in sovratensione eventuali altri nodi collegati alla stessa sbarra.

I risultati si possono già apprezzare osservando la figura 2.2; di seguito si confrontano i due scenari di regolazione con produzione fotovoltaica 4.5 volte quella attuale.

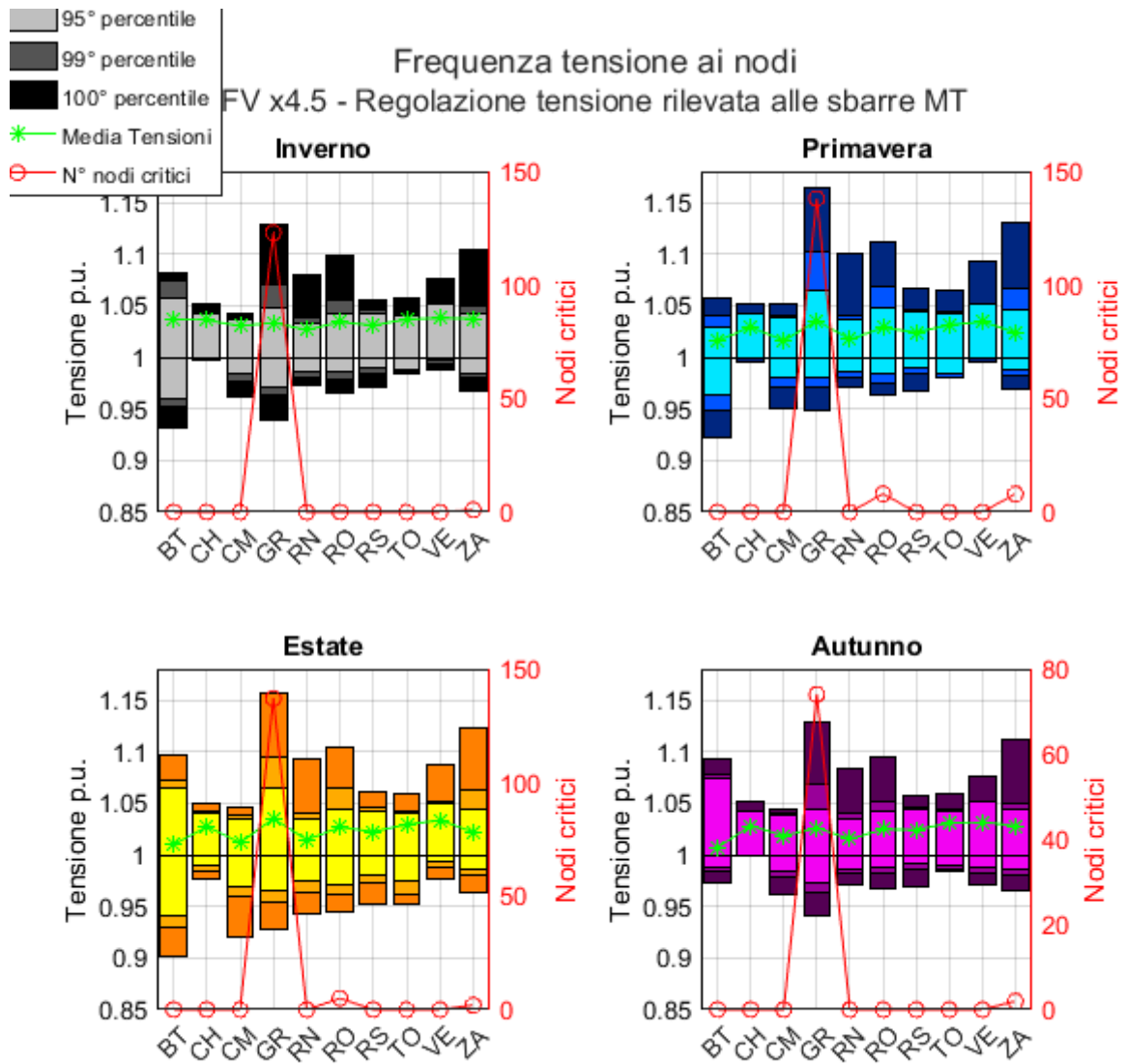


Figura 3.40 Statistiche stagionali delle tensioni con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”, regolazione delle tensioni rilevate alle sbarre MT

Si notano picchi di sovratensione che possono superare gli 1.17 p.u nell’area di Grezzana.

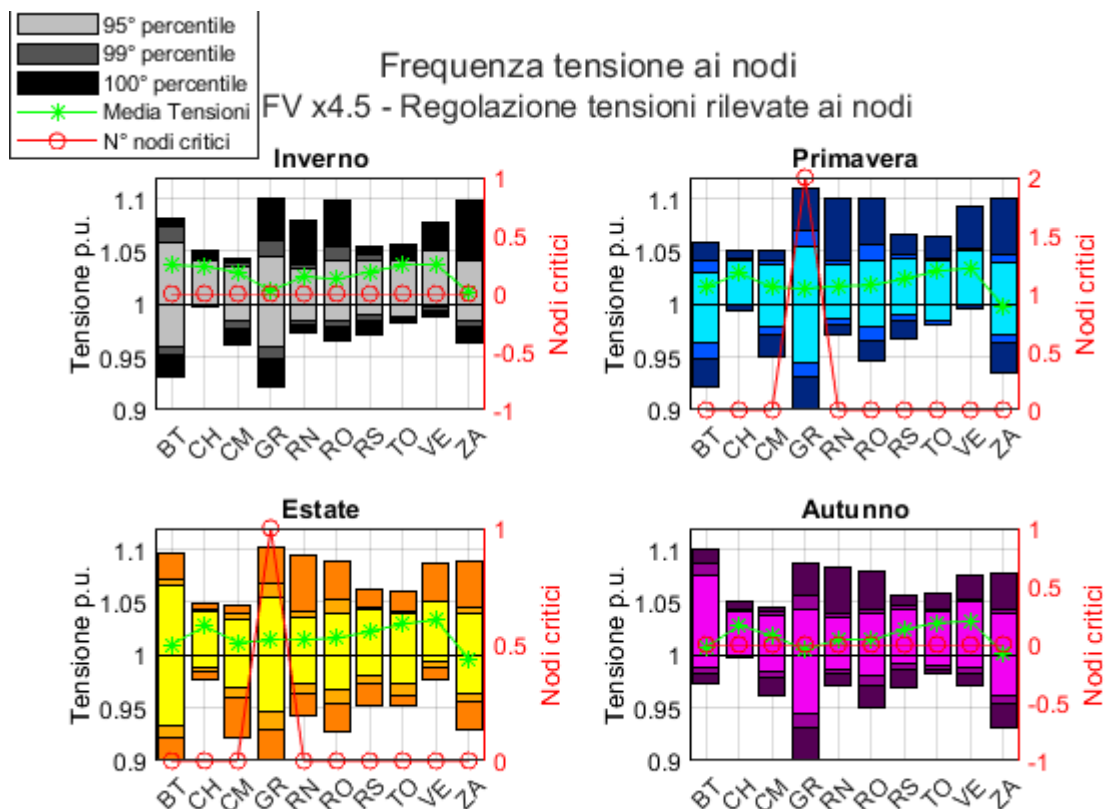


Figura 3.41 Statistiche stagionali delle tensioni con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”, regolazione delle tensioni con rilevazione ai nodi di rete

	REG. SBARRE MT - NODI CRITICI	REG. NODI - NODI CRITICI
BT	0	0
CH	0	0
CM	0	0
GR	138	2
RN	0	0
RO	8	0
RS	0	0
TO	0	0
VE	0	0
ZA	8	0

Tabella 3.37 Confronto tra i nodi rilevati in violazione dei limiti di tensione tra i due tipi di regolazione delle tensioni, scenario “Fotovoltaico x4.5”

Vi è un netto miglioramento della gestione delle tensioni utilizzando tutti i dati dei nodi disponibili al distributore e processandoli per ottenere il mantenimento delle tensioni nodali entro l’intervallo imposto dalla normativa. Nel caso di Grezzana resterebbero ancora due nodi

in sovratensione per rispettare il criterio di mantenimento di tutte le tensioni al di sopra di 0.9 p.u.; in questo caso si è dovuto mantenere due nodi in leggera sovratensione.

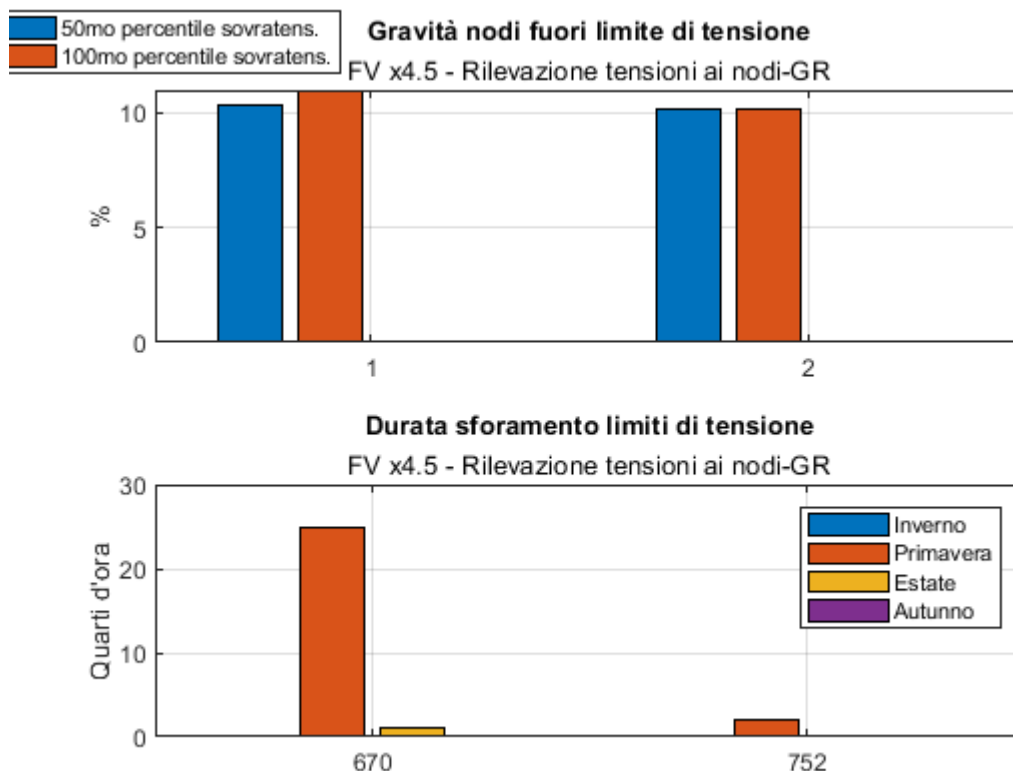


Figura 3.42 Nodi rilevati in sovratensione nell’area di Grezzana con lo scenario “Fotovoltaico x4.5”, regolazione delle tensioni rilevate ai nodi

	50° PERCENTILE [%]	100° PERCENTILE [%]	TEMPO TOTALE IN SOVRATENSIONE [ORE]
670	10.34	10.97	6.50
752	10.12	10.12	0.5

Tabella 3.38 Dati estrapolati dalla figura 3.42

Questo nuovo approccio di regolazione porta ad un’azione più frequente dei variatori di rapporto sotto carico; nella successiva tabella si confrontano il numero di volte che gli *OLTC* eseguono un cambio di rapporto per i due schemi di regolazione.

	CAMBI TAP - REGOLAZIONE RILEVANDO LA TENSIONE DI SBARRA MT	CAMBI TAP - REGOLAZIONE RILEVANDO LE TENSIONI AI NODI
2019	5	7
FV X1.25	5	7
FV X1.5	5	7
FV X2	5	7
FV X2.5	5	7
FV X3	5	8
FV X3.5	5	11
FV X4	5	20
FV X4.5	5	43

Tabella 3.39 Somma delle azioni dei variatori sotto carico dei trasformatori di cabina primaria nei diversi scenari, arco temporale di un anno

I trasformatori che subiscono in ogni scenario le attuazioni dell'*OLTC* risultano quelli che alimentano l'area di Borgo Trento per sopperire alle cadute di tensione, mentre con l'aumentare del fotovoltaico si aggiungono quelli dell'area di Grezzana, Ricevitrice Ovest e Zai. Il numero di cambi di rapporto con la regolazione delle tensioni di sbarra MT resta costante in tutti gli scenari in quanto le sovratensioni avvengono in nodi sufficientemente distanti dalla cabina primaria da non far salire la tensione al secondario dei trasformatori AT/MT in modo tale da farle uscire dall'intervallo di qualità stabilito (0.95 – 1.09 p.u.).

Nell'ultimo scenario, con regolazione delle tensioni rilevate ai nodi, il trasformatore che alimenta la rete a 10 kV di Grezzana esegue 34 variazioni del rapporto di trasformazione.

Conclusioni

Gli strumenti di scansione ed analisi dei dati generati dai flussi di potenza hanno permesso di ottenere uno sguardo sia complessivo che puntuale dei vari scenari applicati alla rete di Verona. Gli scenari applicati, nonostante siano essi puramente indicativi per uno dei possibili sviluppi della rete cittadina, permettono ai codici sviluppati di rilevare i cambiamenti più importanti del funzionamento della rete.

Riguardo la rete si nota come, a meno di errori di trascrizione sui database, già dalla situazione attuale si possono notare alcuni problemi di carico per linee e cabine che si possono collegare ad un uso intensivo degli apparecchi di condizionamento dell'aria durante le ondate di calore, fenomeni che nel prossimo futuro tenderanno ad acuirsi in base alle tendenze climatiche degli ultimi anni. Una riflessione è imposta dal fatto che i problemi di carico legati al condizionamento dell'aria che ora si presentano in estate possono presentarsi in futuro anche in inverno in caso di decarbonizzazione dei sistemi di riscaldamento e quindi relativo utilizzo di pompe di calore. I sovraccarichi registrati, comunque, paragonati alla consistenza della rete risultano puntuali e non sistemici.

L'ipotesi di moltiplicare la produzione fotovoltaica nei punti dove è già presente mette in luce le aree dove è già più intensa attualmente e, nonostante gli scenari siano ipotetici e non rispondano ad andamenti attualmente riscontrabili, alcune aree della rete non sarebbero pronte ad accogliere il quadruplicarsi degli impianti esistenti con la struttura attuale.

In un'ottica di "*smart grid*", invece, è possibile attuare una regolazione della tensione più sofisticata se il distributore dispone ed elabora tutte le misure di tensione in tempo reale dei nodi di rete di sua competenza. Con lo scenario attuale, però, non si vedono ulteriori benefici con regolazioni più complesse.

Riferimenti Bibliografici

CENELEC (2010). EN 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks. *European Standard*

Costa, E. (2021). Verona 2030: scenari per la sostenibilità energetica. *Tesi di Laurea magistrale in Ingegneria Energetica*, DII, Università degli studi di Padova

Jensen, M. M. (2011). Overload Capacity of Polymer Insulated Medium Voltage Cables. *Master's Thesis*, DEE, Technical University of Denmark

International Electrotechnical Commission (2017). IEC 60076-7: Loading guide for mineral oil-immersed power transformers. *International Standard*

International Energy Agency (2021). Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. *Report*

Stecca, S. (2020). Modello termico semplificato per la stima della vita residua di trasformatori di distribuzione MT/BT. *Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica*, DII, Università degli studi di Padova

Zimmerman R. D., Murillo-Sanchez C. E. (2021). Matpower [Software]. Available: <https://matpower.org> doi: 10.5281/zenodo.3236535