



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITÀ' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

STRATEGIE DI GESTIONE DI RETI ELETTRICHE IN BASSA
TENSIONE IN PRESENZA DI GENERAZIONE DISTRIBUITA

Relatore: Prof. Roberto Turri

Correlatore: Ing. Massimiliano Coppo

Laureando: Stefano Mastellarò – matr. 1132441

Anno Accademico 2017/2018

*Ai miei genitori,
che hanno permesso tutto ciò e affinché siano orgogliosi di me.*

*A mio fratello,
che possa fare una bella esperienza.*

*Ai miei amici,
che hanno reso questo percorso indimenticabile.*

Indice

Sommario	9
1 Le reti di distribuzione di bassa tensione	11
1.1 Introduzione.....	11
1.2 Caratteristiche delle reti di bassa tensione.....	12
1.3 Caratteristiche degli utenti delle reti BT	15
1.3.1 Criteri di connessione degli utenti BT	17
1.3.2 Schemi di inserimento degli utenti BT	18
1.4 Generalità sui sistemi di protezione	20
2 La generazione distribuita	23
2.1 Situazione del sistema elettrico attuale e prospettive future.....	23
2.2 Impatto della GD nelle reti di distribuzione BT	25
2.3 Problematiche riguardanti l’impatto della GD sulla rete.....	26
2.3.1 Inversione dei flussi di potenza	26
2.3.2 Profili di tensione lungo i feeder	27
2.3.2.1 Interventi per la regolazione della tensione	28
2.3.3 Sbilanciamento delle tensioni lungo i feeder.....	31
2.3.4 Variazioni rapide di tensione.....	32
2.3.5 Buchi di tensione	34
2.4 Ulteriori effetti della GD sulla rete.....	35
2.4.1 Funzionamento in isola indesiderata	35
2.4.2 Armoniche	36
2.4.3 Variazioni nei valori delle correnti di corto circuito	39
2.5 Conclusioni.....	40
3 Il metodo Correction Current Injection	41
3.1 Introduzione.....	41
3.2 Metodi iterativi per il calcolo del power flow	42
3.2.1 Metodi basati sull’algoritmo di Newton-Raphson.....	42
3.2.2 Il metodo iterativo a correzione di ammettenze	42
3.3 Il metodo CCI: Correction Current Injection	44
3.3.1 Rami	45
3.3.2 Trasformatore	47
3.3.3 Connessioni a terra dei nodi	53
3.3.4 Matrice alle ammettenze della rete passiva	53
3.3.5 Elementi shunt.....	54
3.4 Algoritmo di calcolo.....	56
3.5 Metodologia di soluzione del power flow	57
4 Caso studio: rete reale di distribuzione BT	59
4.1 La rete di riferimento.....	59
4.1.1 Topologia e conduttori	59
4.1.2 Carichi	61

4.1.3	Coefficienti del modello ZIP	63
4.1.4	Generatori	63
4.2	Scenario base: rete passiva	64
4.2.1	Analisi del regime delle tensioni	65
4.2.2	Potenziale di neutro e VUF.....	70
4.2.3	Potenza.....	72
4.3	Scenario rete attiva	77
4.4	Elevata penetrazione della GD: scenario peggiore	81
4.5	Elevata penetrazione della GD: scenario migliore.....	89
5	Strategie di regolazione.....	97
5.1	Regolazione della tensione tramite OLTC.....	97
5.1.1	Regolazione con misura in un punto fisso della rete	98
5.2	Regolazione locale della tensione.....	99
5.2.1	<i>Unbalance compensation</i>	101
5.3	Regolazione della rete oggetto di studio: scenario peggiore.....	103
5.3.1	Regolazione con OLTC	103
5.3.2	Regolazione con OLTC e regolazione locale	108
5.3.3	<i>Unbalance compensation</i> : regolazione dello squilibrio.....	111
5.3.4	Regolazione con OLTC, locale e <i>unbalance compensation</i>	115
5.4	Regolazione della rete oggetto di studio: scenario migliore	120
5.4.1	Regolazione con OLTC	120
5.4.2	Regolazione con OLTC e regolazione locale	124
5.4.3	<i>Unbalance compensation</i> : regolazione dello squilibrio.....	128
5.4.4	Regolazione con OLTC, locale e <i>unbalance compensation</i>	131
5.5	Confronto tra le regolazioni.....	136
6	Conclusioni e sviluppi futuri	141
	Bibliografia	143
	Appendice A.....	145

Indice delle figure

Figura 1.1: Schematizzazione del sistema elettrico nazionale.	11
Figura 1.2: Sistema TT - Schema di principio.	12
Figura 1.3: Sistema TT - Schema di distribuzione reale.	13
Figura 1.4: Esempio di rete radiale BT.	13
Figura 1.5: Schemi di inserimento dell'impianto di utente.	19
Figura 1.6: a) Caratteristica di intervento istantanea; b) Caratteristica di intervento ritardata indipendente a tempo definito; c) Caratteristica di intervento ritardata dipendente a tempo inverso.	22
Figura 1.7: Caratteristiche d'intervento combinate.	22
Figura 2.1: Evoluzione delle reti di distribuzione con penetrazione della GD.	24
Figura 2.2: Schema unifilare di una rete BT con un feeder, un generatore e un carico.	28
Figura 2.3: Spostamento del PAC.	32
Figura 2.4: Capacità regolate da induttanze.	33
Figura 2.5: TSC.	33
Figura 2.6. Caratteristiche I, V dei dispositivi SVC e SVS.	34
Figura 2.7: Schema di collegamento di un impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete.	36
Figura 3.1: Elemento shunt con ammettenza di correzione.	43
Figura 3.2: Elemento shunt con corrente di correzione in derivazione.	43
Figura 3.3: Rappresentazione della modellazione di una rete trifase più neutro. Al centro è rappresentata la rete passiva, in rosso gli elementi shunt con le correnti di correzione in derivazione e in verde le connessioni di terra.	45
Figura 3.4: Modello a π di ramo della rete con l'approccio multi-conduttore.	46
Figura 3.5: Schema concettuale della metodologia di costruzione.	47
Figura 3.6: Circuito equivalente monofase di un trasformatore multi-avvolgimento.	48
Figura 3.7: Trasformatore trifase triangolo-stella.	51
Figura 3.8: Rappresentazione dei nodi di carico/generazione.	54
Figura 3.9: Esempio della composizione della matrice alle ammettenze della rete, includendo rami e carichi.	58
Figura 3.10: Rappresentazione della soluzione del power flow, usando la matrice Y.	58
Figura 4.1: Rete di Verona. Le frecce rappresentano i carichi connessi a quel nodo (in una determinata fase possono essere connessi più carichi, sia monofase che trifase), le G indicano i generatori.	60
Figura 4.2: Profili orari delle utenze: (a) profilo residenziale, (b) profilo industriale, (c) profilo commerciale, (d) confronto tra profili.	62
Figura 4.3: Curva di generazione di un impianto fotovoltaico.	64
Figura 4.4: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 13 del 15 giugno) - Rete passiva.	65
Figura 4.5: Andamento delle tensioni di fase sul feeder 6 per le ore 13 - Rete passiva.	66

Figura 4.6: Andamento delle tensioni sul feeder 16 per le ore 2 (figura a), 12 (figura b) e 19 (figura c) in condizioni di rete passiva.	67
Figura 4.7: Andamento temporale delle tensioni ai nodi 5, 16, 19, 23, 30 e 34 in condizione di rete passiva.	69
Figura 4.8: Andamento del potenziale di neutro e del VUF ai nodi 5, 16, 19, 23, 30 e 34 - Rete passiva.	71
Figura 4.9: Potenza netta al secondario del trasformatore per l'intero arco della giornata - Rete passiva.	72
Figura 4.10: Andamenti della potenza netta sulle tre fasi.	73
Figura 4.11. Potenza netta sui nodi della rete alle ore 13 ed alle ore 22 del 15 giugno con rete passiva.	75
Figura 4.12: Curve di carico dei nodi 10, 15, 16 e 23 per l'intera giornata - Rete passiva.	76
Figura 4.13: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 13 del 15 giugno) - Scenario attivo.	77
Figura 4.14: Andamento delle tensioni di fase sul feeder 6 per le ore 13 - Scenario attivo.	78
Figura 4.15. Andamento delle tensioni di fase sul feeder 1 alle ore 12, rete passiva (a) e scenario attivo (b).	78
Figura 4.16: Confronto tra il profilo delle tensioni del caso passivo e dello scenario attivo al nodo 16.	79
Figura 4.17: Confronto tra il profilo delle tensioni del caso passivo e dello scenario attivo al nodo 19.	80
Figura 4.18: Confronto tra il profilo delle tensioni del caso passivo e dello scenario attivo al nodo 23.	80
Figura 4.19: Potenza netta al secondario del trasformatore per l'intero arco della giornata - Scenario peggiore.	81
Figura 4.20: Potenza netta ai nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) - Caso peggiore.	82
Figura 4.21: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12 del 15 giugno) - Scenario peggiore.	83
Figura 4.22: Confronto tra il profilo delle tensioni dello scenario peggiore e del caso attivo al nodo 16.	84
Figura 4.23: Confronto tra il profilo delle tensioni dello scenario peggiore e del caso attivo al nodo 19.	85
Figura 4.24: Confronto tra i profili delle tensioni del caso attivo e del caso peggiore ai nodi 25, 28, 30 e 34.	86
Figura 4.25: Confronto potenziale di neutro e VUF tra scenario peggiore e scenario attivo.	88
Figura 4.26: Potenza netta ai nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) - Scenario migliore.	90
Figura 4.27: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12 del 15 giugno) - Scenario migliore.	91
Figura 4.28: Confronto tra il profilo delle tensioni dello scenario migliore e del caso attivo al nodo 16.	92
Figura 4.29: Confronto tra il profilo delle tensioni dello scenario migliore e del caso attivo al nodo 19.	92
Figura 4.30: Confronto tra i profili delle tensioni del caso attivo e del caso migliore ai nodi 25, 28, 30 e 34.	93

Figura 4.31: Confronto potenziale di neutro e VUF tra scenario migliore e scenario attivo. 95

Figura 5.1: Curve di capability triangolare (A), rettangolare (B) e semicircolare (C).....	99
Figura 5.2: Caratteristiche di controllo della regolazione locale: controllo $\cos\phi$ (a) e controllo Q(V) (b).	100
Figura 5.3: Schema di controllo per la voltage unbalance compensation.....	102
Figura 5.4: Rappresentazione vettoriale delle correnti coinvolte nel controllo dell'unbalance compensation.	102
Figura 5.5: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12 del 15 giugno) con regolazione dell'OLTC – Scenario peggiore.....	104
Figura 5.6: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.....	105
Figura 5.7: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.....	106
Figura 5.8: Posizione del variatore con controllo disaccoppiato – Scenario peggiore.....	107
Figura 5.9: Valore delle tensioni e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con regolazione dell'OLTC e regolazione locale – Scenario peggiore.	108
Figura 5.10: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC più regolazione locale ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.....	109
Figura 5.11: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC più regolazione locale ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.....	110
Figura 5.12: Valore delle tensioni e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con l'unbalance compensation – Scenario peggiore.	112
Figura 5.13: Confronto andamenti della tensione senza e con l'unbalance compensation ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.....	113
Figura 5.14: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con l'unbalance compensation ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.....	114
Figura 5.15: Valori delle tensioni e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con le tre tipologie di regolazione – Scenario peggiore.	116
Figura 5.16: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC, regolazione locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.	117
Figura 5.17: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC, regolazione locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.....	118
Figura 5.18: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro con regolazione OLTC e locale e con regolazione OLTC, locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.	119
Figura 5.19: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12 del 15 giugno) con regolazione dell'OLTC - Scenario migliore.....	121
Figura 5.20: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.....	122
Figura 5.21: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.....	123
Figura 5.22: Posizione del variatore con controllo disaccoppiato - Scenario migliore.....	124
Figura 5.23: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con regolazione dell'OLTC e regolazione locale - Scenario migliore.	125

Figura 5.24: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC più regolazione locale ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.	126
Figura 5.25: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC più regolazione locale ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.	127
Figura 5.26: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con l'unbalance compensation - Scenario migliore.....	128
Figura 5.27: Confronto andamenti della tensione senza e con l'unbalance compensation ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.	129
Figura 5.28: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con l'unbalance compensation ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.	130
Figura 5.29: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con le tre tipologie di regolazione - Scenario migliore.....	132
Figura 5.30: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC, regolazione locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.....	133
Figura 5.31: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC, regolazione locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 - Senario migliore.	134
Figura 5.32: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro con regolazione OLTC e locale e con regolazione OLTC, locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.....	135

Sommario

Questa tesi ha l'obiettivo di studiare gli effetti delle varie tecniche di regolazione in una rete reale di distribuzione di bassa tensione attiva.

Le reti attive manifestano, infatti, fenomeni particolari come l'inversione dei flussi di potenza, i cui effetti non sono facilmente attenuabili con i tradizionali sistemi di regolazione adottati dai distributori nell'esercizio delle reti di bassa tensione. Verranno dunque considerate tecniche che sfruttano il trasformatore variatore sottocarico e la regolazione locale effettuata dagli inverter che interfacciano i generatori fotovoltaici alla rete.

Nel primo capitolo vengono brevemente presentate le caratteristiche generali di una tipica rete di bassa tensione, esaminando i criteri di connessione e gli schemi di inserimento degli utenti BT, considerando in breve anche i sistemi di protezione.

Nel secondo capitolo viene trattato l'impatto della generazione distribuita nelle reti BT, andando ad analizzare gli effetti che nascono nei sistemi di bassa tensione grazie alla presenza dei generatori fotovoltaici.

Nel terzo capitolo viene introdotto l'ambiente di calcolo utilizzato per la risoluzione dei flussi di potenza della rete di distribuzione.

Il quarto capitolo è costituito da un'analisi di una rete reale di bassa tensione. Dopo una breve descrizione delle sue caratteristiche, tale rete viene studiata considerando diversi scenari, partendo dal caso passivo senza alcun generatore, passando per lo scenario reale (si studia la rete per com'è realmente) ed esaminandola nel caso di un'elevata penetrazione della GD.

Infine, nel quinto capitolo vengono adottate le varie tecniche di regolazione, mostrando gli effetti positivi che portano alla rete nel caso di una condizione di elevato squilibrio, andando così a migliorare la stabilità della rete stessa.

Capitolo 1

Le reti di distribuzione di bassa tensione

1.1 Introduzione

Il sistema elettrico nazionale è articolato in tre fasi: produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. L'energia elettrica, proveniente dalle grandi centrali termoelettriche o da fonti rinnovabili (fase di produzione), viene convogliata ad una maglia di alta tensione, definita rete di trasmissione. Le interconnessioni di questa maglia sono le stazioni elettriche da cui si dipartono le reti di distribuzione, a tensione più bassa (media e bassa tensione) che alimentano i punti di consumo connessi ad essi. La distribuzione avviene attraverso una prima trasformazione della corrente in media tensione (15-20 kV), a partire dalle cabine primarie (ovvero stazioni di trasformazione) connesse alla rete di trasmissione e una seconda trasformazione da media in bassa tensione (sotto 1 kV, generalmente 400 V) a partire da cabine secondarie, per poi raggiungere l'utente al valore di tensione applicabile (230 V per il residenziale e 400 V per l'industriale). La fase del sistema elettrico nazionale presa in considerazione in questo lavoro di tesi è quella di distribuzione. Per cui si andrà ad analizzare una reale rete di distribuzione di bassa tensione, facendo particolare attenzione alla presenza di generazione distribuita¹, ormai sempre più frequente. Nei paragrafi successivi andremo ad analizzare quelle che sono le principali caratteristiche della rete BT.

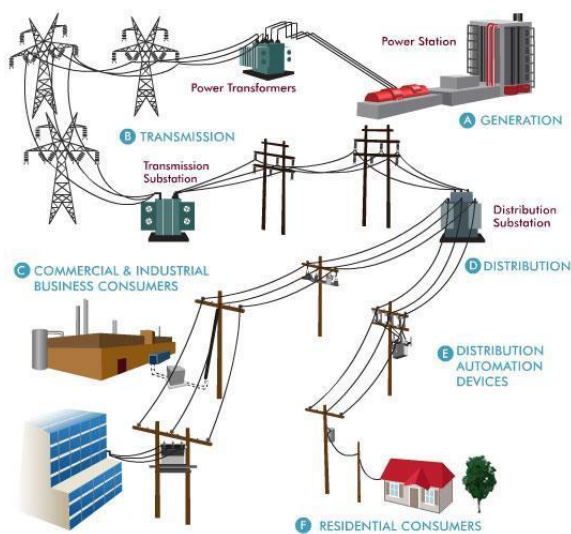


Figura 1.1: Schematizzazione del sistema elettrico nazionale.

¹ Nel caso della rete in bassa tensione, con generazione distribuita considero soltanto i generatori fotovoltaici.

1.2 Caratteristiche delle reti di bassa tensione

Le reti di distribuzione di bassa tensione italiane sono esercite in modo radiale con un sistema trifase dotato di quattro conduttori (i tre conduttori di fase e il conduttore di neutro), con tensione di alimentazione (BT) di 230 V per le utenze monofase e 400 V per quelle trifase, anche se esistono alcune porzioni del sistema elettrico esercite a tensioni diverse (per esempio 220 V concatenati). La frequenza nominale è di 50 Hz. Le reti BT possono talvolta essere controalimentabili. Nelle reti con possibilità di controalimentazione esistono collegamenti usualmente aperti che vengono riconfigurati in caso di guasti per assicurare la continuità del servizio.

La struttura tipica è costituita da una cabina di trasformazione² MT/BT, alimentata dalla rete di media tensione a tensione nominale di 20 kV, dalla cui sbarra posta al secondario del trasformatore si dipartono le dorsali che presentano le numerose diramazioni verso gli utilizzatori finali. Il trasformatore presente in cabina è del tipo Dyn11, con avvolgimenti del primario collegati a triangolo e del secondario collegati a stella, con neutro direttamente a terra o tramite resistenza di valore assai ridotto. Il neutro viene distribuito ed è fatto divieto agli utenti di impiegare il neutro come conduttore di protezione, nonché di collegare il neutro del distributore alla terra di protezione dell'impianto di utenza. Dal punto di vista della sicurezza, il sistema impiegato è del tipo TT³, ovvero con neutro connesso a terra in cabina e masse dell'utenza connesse localmente a terra attraverso il conduttore di protezione PE.

In questo modo un guasto tra una fase e una massa provoca la circolazione di una corrente di guasto dipendente dall'impedenza dell'anello di guasto costituita prevalentemente dalla resistenza di terra delle masse e del neutro (vedi Figura 1.3).

Per consentire il corretto intervento dei dispositivi di protezione di tipo differenziale è necessario che la messa a terra del neutro da parte del distributore abbia un valore di R_B inferiore a 180 Ω ; la resistenza R_A (che ricade sotto la responsabilità dell'utente) abbia un valore opportunamente coordinato con i requisiti indicati nella norma CEI 64-8 art. 413.1.4.

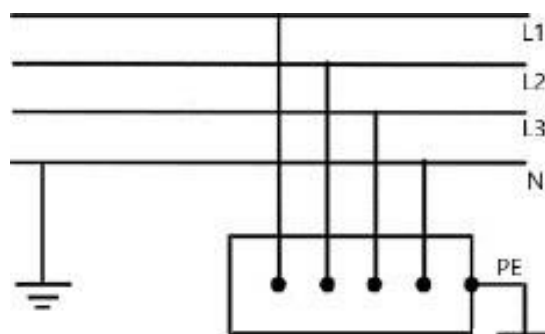


Figura 1.2: Sistema TT - Schema di principio.

² La stazione di conversione MT/bt viene detta *cabina secondaria*

³ In base al collegamento del neutro e delle masse i sistemi elettrici in BT si classificano con una sigla di due lettere. La prima lettera indica lo stato del neutro all'interno della cabina, la seconda indica invece lo stato delle masse all'interno delle utenze. In questo caso la prima T indica che il neutro è collegato a terra mentre la seconda che le masse sono collegate a terra.

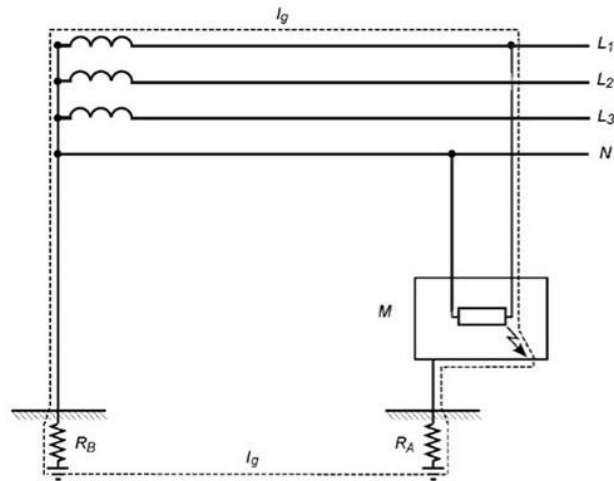


Figura 1.3: Sistema TT - Schema di distribuzione reale.

Dunque, con tale sistema, la protezione contro i contatti indiretti lato utenza è garantita mediante l'utilizzo di dispositivi di protezione a corrente differenziale opportunamente regolati con la resistenza del dispersore dell'utente tramite la nota condizione $I_{dn} \leq U_L/R_E$, avendo indicato con I_{dn} la corrente nominale differenziale, R_E la resistenza del dispersore dell'utente e U_L la tensione di contatto limite convenzionale.

D'altra parte, il sistema di protezione contro le sovracorrenti della rete di distribuzione di bassa tensione è di solito costituito da dispositivi di protezione a massima corrente. Normalmente non vengono impiegati automatismi di rete (per esempio sistemi di richiusura automatica), che si trovano invece per lo più nelle reti di media tensione. Non sono adottate nemmeno misure di protezione contro l'interruzione dei conduttori di fase o di neutro, pur essendo il distributore tenuto a garantire la continuità di quest'ultimo.

Le reti di distribuzione di bassa tensione presentano esclusivamente una struttura di tipo radiale che parte da una cabina secondaria (trasformatore 20/0,4 kV) alimentando via via carichi derivati per distanze relativamente contenute (massimo 1 km), con possibili diramazioni.

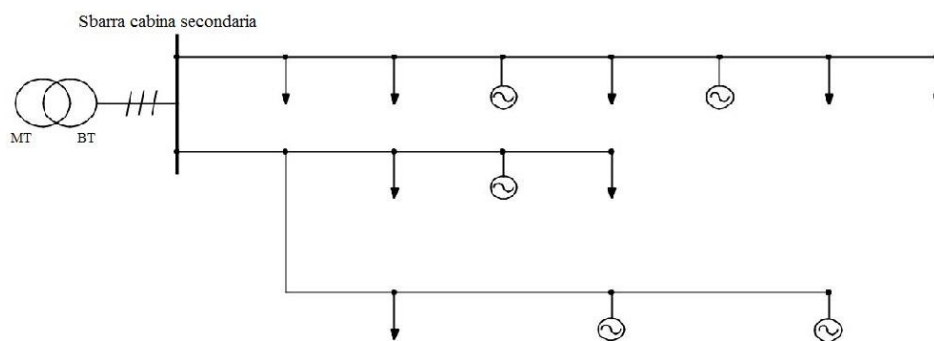


Figura 1.4: Esempio di rete radiale BT.

La scelta dell'esercizio radiale per la rete di distribuzione è dettata da motivi di economicità e di semplicità di localizzazione dei guasti. Difatti una tale configurazione porta ai seguenti vantaggi: facilità d'esercizio, in quanto eventuali guasti sono rapidamente localizzati; distribuzione delle correnti chiara e flusso di potenza unidirezionale nel caso di rete passiva (in caso di rete attiva il flusso può essere anche bidirezionale); semplicità costruttiva ed economicità dell'installazione. Questo tipo di configurazione presenta comunque alcuni svantaggi quali la limitata possibilità di ampliamento e la modesta qualità del servizio (superabili con l'utilizzo di reti radiali rindondanti e doppia sbarra); possono avere anche possibilità di contro-alimentazione.

Per quanto riguarda la conformazione dei conduttori, la rete di distribuzione BT è costituita da linee in cavo (tripolare + monopolare o 4 monopolari) interrate o su palificazioni oppure direttamente linee aeree con trefolo in rame o alluminio.

Inoltre non viene effettuata la trasposizione delle fasi⁴ e non ci sono regole sull'ordine del collegamento degli utenti alle varie fasi.

Data solitamente la non omogenea distribuzione dei carichi e dei generatori sulle tre fasi, la rete può presentare condizioni operative squilibrate. Di conseguenza le ipotesi di simmetria necessarie per l'utilizzo del modello monofase equivalente possono risultare in una rappresentazione non veritiera della rete BT.

Per le reti di distribuzione di bassa tensione si possono descrivere anche ulteriori caratteristiche di esercizio in particolari tipi di funzionamento: funzionamento nominale, funzionamento in isola e funzionamento in regime di guasto. Il primo consiste nel funzionamento della rete nelle sue condizioni nominali. Per il secondo si può dire che il distributore può temporaneamente (per esempio per motivi di protezione) mantenere in esercizio in isola intenzionale porzioni di rete BT. L'esercizio in isola intenzionale può avvenire anche stipulando accordi con titolari di impianti di produzione e/o eventuali utenti passivi (per esempio carichi disturbanti o di potenza rilevante) connessi alla porzione di rete interessata. Durante l'esercizio in isola intenzionale e nella porzione di rete in isola, i parametri di qualità del servizio devono essere contenuti entro i seguenti limiti:

- variazioni di frequenza:
 - 50 ± 5 % durante il 100 % del tempo;
 - 50 ± 2 % durante il 95 % del tempo;
- variazioni lente di tensione:
 - $U_n + 10$ %;
 - $U_n - 15$ %.

Nel funzionamento di porzioni di rete BT in isola intenzionale, il distributore, in veste di coordinatore, e i titolari degli impianti di produzione devono:

- garantire la sicurezza delle persone con livello uguale a quello previsto durante le condizioni normali di funzionamento;
- assicurare l'eliminazione del guasto mediante l'utilizzo delle protezioni installate sulla rete e sui singoli impianti di produzione;

⁴ La trasposizione delle fasi è un metodo che consiste nel suddividere l'intera linea in tre tratti uguali (o multipli di tre) e cambiare la disposizione delle fasi per ogni tratto, in modo che ciascun conduttore vada a collocarsi in tutte e tre le posizioni possibili lungo la linea. Utilizzando questo metodo, anche se ogni tratto in cui è stata suddivisa la linea rimane materialmente dissimmetrico, la stessa linea vista nella sua interezza diventa simmetrica.

- adottare opportuni accorgimenti o procedure in modo da evitare condizioni potenzialmente pericolose per le apparecchiature connesse durante il ripristino del parallelo con la restante rete di distribuzione.

Il terzo funzionamento è una condizione in cui si vanno ad analizzare le condizioni della rete nell'eventualità che si verifichi un guasto.

Infine, nella rete possono essere presenti sistemi di misura, trasmissione dati e d'interfaccia per la ricezione di segnali di telegestione dei contatori.

1.3 Caratteristiche degli utenti delle reti BT

Gli utenti direttamente connessi alla rete di distribuzione di bassa tensione sono soggetti esercenti come:

- impianti di utilizzazione dell'energia (cui corrispondono, dal punto di vista della misura, punti di prelievo);
- impianti di produzione (cui corrispondono, dal punto di vista della misura, punti di immissione);
- impianti di produzione e utilizzazione (assimilati, dal punto di vista della misura, a punti di prelievo);
- reti di distribuzione (nell'ambito dello stabilimento e del mantenimento delle connessioni tra reti di distribuzione);

In particolare, gli impianti di utilizzazione dell'energia, cioè i carichi, possono essere caratterizzati, oltre che per la potenza disponibile, secondo i criteri di: potenza, sensibilità dei carichi alla qualità dell'alimentazione, disturbi immessi in rete e interrompibilità. Tali criteri, non esaustivi, hanno lo scopo di caratterizzare, in maniera semplificata, gli impianti di utilizzazione rispetto alle loro esigenze minime e ai fattori che le influenzano. Gli impianti utilizzatori possono essere caratterizzati in funzione della sensibilità alla continuità del servizio e alle diverse caratteristiche della tensione nei due seguenti tipi: carichi non sensibili e carichi sensibili. I carichi possono essere sensibili alla continuità dell'alimentazione (interruzioni dell'alimentazione) e alle diverse caratteristiche della tensione, come i buchi di tensione, le variazioni di tensione, le sovratensioni, le armoniche e la dissimmetria della tensione trifase. Un elenco non esaustivo di carichi sensibili è riportato nella tabella 1.1.

Tutti i carichi presenti sull'impianto dell'utente devono rispettare le norme CEI che regolamentano i disturbi condotti⁵ e indotti nella rete cui essi sono collegati, al fine di non provocare degrado alla qualità del servizio della rete. Gli impianti di utilizzazione possono essere caratterizzati in funzione dei disturbi immessi in rete nelle seguenti categorie:

- carichi non disturbanti;
- carichi distorcanti (carichi non lineari tra cui azionamenti a velocità variabile, lampade, convertitori statici, elettrodomestici, forni ad arco, saldatrici, trasformatori, motori, ecc.);
- carichi fluttuanti (saldatrici, motori di potenza elevata avviati direttamente in modo ripetuto nel tempo, inserzione di trasformatori, ecc.).

⁵ Tali disturbi vengono detti *condotti* poiché si propagano lungo la rete usando come mezzo i conduttori stessi.

Tabella 1.1. Carichi sensibili

	FENOMENO CONSIDERATO	Carico SENSIBILE	CONSEGUENZE
(a)	Buchi di tensione: $\Delta V \leq 30 \% U_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100 \text{ ms}$	Apparati elettronici digitali di controllo di processo o macchinari calcolatori in genere	Arresti e/o anomalie dei processi/macchinari
		Azionamenti a velocità variabile (elettronica di potenza)	Interventi delle protezioni dell'elettronica di potenza
	Buchi di tensione: $\Delta V \geq 30 \% U_N$ $\Delta t \leq 60 \div 100 \text{ ms}$	In aggiunta a quanto sopra, dispositivi elettromeccanici (relé ausiliari, teleruttori)	Arresto quasi globale di tutte le utenze
(b)	Sovratensioni non impulsive (lunga durata)	Motori e macchine elettriche Bobine di contattori Lampade a incandescenza	Riduzione di vita degli isolamenti
	Variazioni lente di tensione $\Delta V = \pm 10 \% V_N$	Impianti di illuminazione Gli stessi apparecchi di (a) e (b)	In caso di riduzione, rallentamento o arresto di motori elettrici: le stesse conseguenze di (a) e (b)
	Sovratensioni impulsive	Componenti elettronici sia di controllo che di potenza.	Perforazione isolamenti
		Motori, cavi e macchinario elettrico in genere	Danneggiamento ai circuiti elettronici
	Transitori di commutazione (ponti convertitori, tecniche chopper)	Linee trasmissione dati e segnali a basso livello di potenza. Apparecchi elettronici di controllo	Malfunzionamento dei sistemi di controllo e di elaborazione dati.
	Armoniche	Condensatori	Sovra riscaldamento e danneggiamento condensatori
		Relé di protezione	Interventi intempestivi relé di protezione
		Collegamenti a basso livello di potenza	Malfunzionamento sistemi di controllo e trasmissione dati
		Motori e macchine rotanti	Incremento delle perdite di motori, trasformatori e cavi e conseguente. Sovra riscaldamento
Trasformatori			
Cavi elettrici			
Dissimmetrie e squilibri	Motori elettrici e macchine rotanti in genere	Sovra riscaldamento	

Per gli impianti di produzione di energia si può dire che sono classificati soltanto in relazione alla potenza e ai disturbi immessi in rete e devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo con la rete per valori di tensione, nel punto di connessione, compresi tra $85 \% \leq V \leq 110 \%$; inoltre devono essere in grado di rimanere connessi alla rete per valori di frequenza compresi nell'intervallo $47,5\text{Hz} \leq V \leq 51,5\text{Hz}$, applicando i controlli richiesti dalla norma CEI 0-21 [2].

Inoltre, per quanto concerne l'utenza, vengono alimentati in bassa tensione gli utenti passivi con potenza richiesta inferiore a 200 kW e gli utenti attivi con potenza immessa inferiore a 100 kW, salvo diversa disposizione del gestore della rete, che può elevare tale valore fino a 200 kW se le locali condizioni di esercizio lo consentono. Le forniture avvengono di norma in monofase quando la potenza richiesta o immessa dall'utente non supera i 6 kW e in trifase al di sopra di tale valore. Per le utenze passive tale limite è a volte elevato a 10 kW, se ciò non

comporta difficoltà nell'esercizio della porzione di rete, soprattutto in riferimento agli squilibri introdotti.

1.3.1 Criteri di connessione degli utenti BT

L'obiettivo della connessione è garantire agli utenti l'accesso alla rete, la continuità del servizio e la qualità della tensione considerando l'efficienza e la sicurezza del sistema elettrico, nonché particolari e documentabili esigenze dell'utente. Concorrono al raggiungimento di tale obiettivo il corretto inserimento dell'impianto nella rete, gli schemi di connessione e la configurazione degli impianti di utenza che devono assicurare (mediante la struttura del collegamento, gli organi di manovra ed i sistemi di misura, protezione e controllo) la piena compatibilità con la rete e con le esigenze della relativa gestione.

Le soluzioni per la connessione alle reti di distribuzione di bassa tensione devono essere valutate tenendo conto delle richieste dell'utente e verificando il corretto e sicuro funzionamento locale e globale della rete stessa. L'individuazione dell'impianto di rete per la connessione si articola nei seguenti passi:

- tipologia di connessione (monofase o trifase) e punto della rete di distribuzione al quale l'impianto dell'utente può essere connesso in relazione alla tipologia, alla potenza e alle esigenze di esercizio dell'impianto stesso e alle esigenze e alle caratteristiche della porzione di rete di distribuzione interessata;
- schema di inserimento dell'impianto (antenna, derivazione a T, ecc.).

Il primo passo consiste nella scelta della tipologia di connessione e del punto della rete nel quale inserire l'impianto. Tali scelte sono operate dal distributore sulla base di varie caratteristiche di rete, come la potenza disponibile in prelievo (utenti passivi), la potenza disponibile in immissione (utenti attivi), la taglia dell'impianto, la dislocazione dei carichi circostanti, le caratteristiche della rete limitrofa, il contributo dei generatori alla potenza di cortocircuito, tutte le apparecchiature presenti nell'impianto dell'utenza e così via.

Per quanto riguarda invece la seconda fase, l'individuazione dello schema di inserimento dell'impianto dell'utente nella rete è condotta dal distributore considerando le opportunità di inserimento legate alla vicinanza di elettrodotti, cabine primarie e secondarie. Per tale motivo alla determinazione dello schema d'inserimento concorrono i seguenti fattori:

- la potenza dell'impianto;
- la posizione dell'impianto rispetto alla rete e la presenza, nell'area di interesse, di impianti di produzione, di linee, di cabine secondarie;
- la possibilità di ampliamento di cabine secondarie e, più in generale, le possibilità di sviluppo della rete;
- i dispositivi di protezione e automazione presenti sulla rete del distributore;
- le esigenze dell'utente in merito alla continuità e alla qualità del servizio.

Tali valutazioni devono essere condotte, ove necessario, con riferimento alle situazioni ritenute più significative in fase di pianificazione della rete (carico previsionale alla punta, carico minimo, produzione massima, produzione minima, ecc.).

1.3.2 Schemi di inserimento degli utenti BT

I principali schemi di inserimento sono i seguenti.

- Su linee/cabine (CS) esistenti:
 - in derivazione rigida a T;
 - in derivazione da cassetta di sezionamento;
 - inserimento in antenna su cabine secondarie esistenti.
- Su nuove cabine (CS):
 - Inserimento in antenna su cabina secondaria di nuova installazione.

L'affidabilità dello schema di connessione è correlata alla durata cumulata probabile di interruzione del servizio (ore/anno) e al numero di interruzioni, sopportate dall'utente a causa di guasti sul sistema di alimentazione o per lavori, anche se questi ultimi, in generale, sono programmabili e l'interruzione per lavori avviene generalmente con preavviso. L'affidabilità di cui si è appena discusso fa astrazione dalle interruzioni transitorie e di breve durata nonché dall'affidabilità degli elementi componenti l'impianto di rete per la connessione.

Gli schemi di principio inerenti l'inserimento della rete del distributore degli impianti di connessione sono riportati nella Figura 1.5, dove a sinistra è illustrata la situazione prima della connessione e a destra la situazione dopo la connessione del nuovo utente.

I diversi schemi di connessione mostrati in questa figura sono i seguenti.

- Inserimento in antenna da cabina MT/BT esistente (schema A).

L'inserimento prevede la realizzazione di una linea alimentata direttamente dalla cabina secondaria MT/BT al fine di consentire la connessione di un'utenza. Tale tipologia di inserimento può essere adottata qualora gli schemi di inserzione lungo una linea esistente non siano ammissibili dal punto di vista tecnico.

- Inserimento in derivazione rigida a T su una linea esistente (schema B).

Per inserimento rigido a T, s'intende l'inserimento mediante una derivazione da una linea BT esistente di un tratto di linea.

- Inserimento in derivazione a T su una linea esistente con dispositivo di sezionamento verso l'utente (schema C).

Per inserimento a T, s'intende l'inserimento mediante una derivazione da una linea BT esistente di un tratto di linea con un dispositivo di sezionamento e/o protezione.

- Inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su una linea esistente (schema D).

Per inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su una linea esistente, s'intende l'inserimento mediante una derivazione da una linea BT esistente di un tratto di linea con origine dalla cassetta medesima con un dispositivo di sezionamento verso l'utenza eventualmente equipaggiato con un dispositivo di protezione.

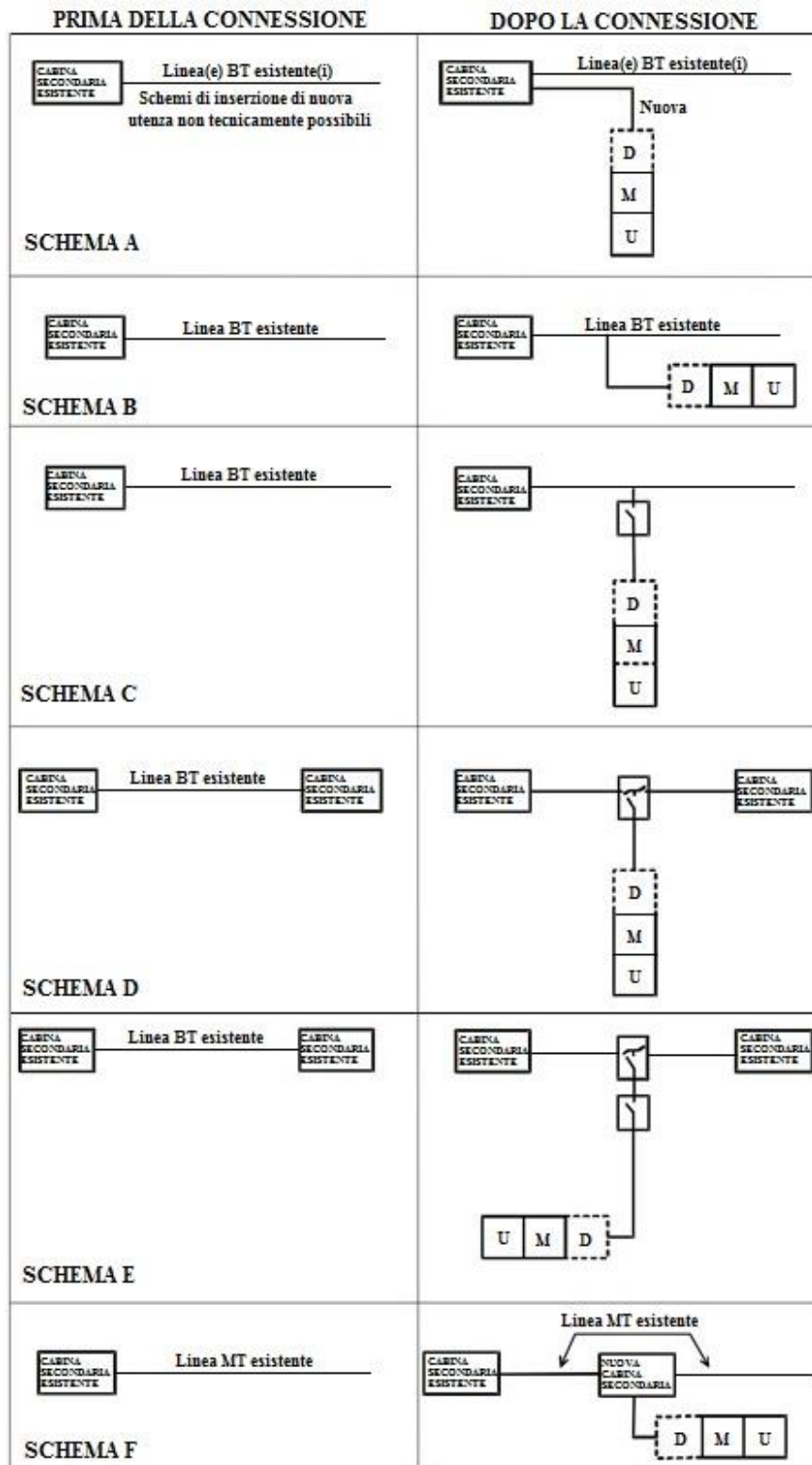


Figura 1.5: Schemi di inserimento dell'impianto di utente.

Legenda:

D = impianto di rete per la connessione

M = misura

U = impianto di utente

- Inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su una linea esistente (schema E).

Per inserimento in derivazione da cassetta di sezionamento su una linea esistente, s'intende l'inserimento mediante una derivazione da una linea BT esistente di un tratto di linea con origine dalla cassetta medesima con due dispositivi di sezionamento verso l'utenza eventualmente equipaggiato con un dispositivo di protezione.

- Inserimento in antenna da cabina MT/BT di nuova installazione (schema F)⁶.
L'inserimento prevede la realizzazione di una cabina secondaria MT/BT, nonché di una nuova linea direttamente sottesa dalla medesima cabina al fine di consentire la connessione di un'utenza. Tale tipologia d'inserimento può essere adottata qualora, in relazione alle condizioni della rete BT, vi siano motivate esigenze del distributore (insufficienti margini di potenza da cabine secondarie esistenti, elevate richieste di potenza da parte dell'utente).

1.4 Generalità sui sistemi di protezione

Una rete elettrica, a prescindere dalla tensione alla quale è esercita, deve rispondere a determinati requisiti, indispensabili per il suo corretto funzionamento, riassumibili nelle seguenti voci:

- *affidabilità*: minime probabilità di guasti o manovre errate, qualità dei materiali utilizzati, ottimo dimensionamento della rete;
- *continuità di servizio*: limitazione dell'area di guasto, disponibilità di energia con la possibilità di rialimentazione a seguito di un guasto;
- *economicità*: in termini di realizzazione, gestione e ampliamento;
- *semplicità*: facile da gestire;
- *sicurezza*.

Oltre ai punti sopracitati, negli ultimi anni, ha assunto una rilevante importanza anche la qualità del servizio elettrico (Power Quality), intesa come l'affidabilità del servizio elettrico dal punto di vista dello scostamento dei parametri elettrici dai valori ideali a causa di, per esempio, distorsione armonica, interruzione del servizio, abbassamenti di tensione, sovratensioni, buchi di tensione, ecc.

Per sistema di protezione s'intende l'insieme degli elementi che permettono la protezione dell'impianto, tra cui:

- *Relè*: è un dispositivo adibito a provocare predeterminati cambiamenti di stato nei suoi circuiti elettrici di uscita, quando si verificano particolari condizioni di alimentazione nei suoi circuiti elettrici di ingresso. Può essere elettromeccanico, statico o numerico. I relè possono essere divisi in due categorie. La prima comprende i relè che vengono impiegati all'individuazione del guasto e alla misura delle condizioni anormali e che, fatto questo, chiudano i contatti in un circuito

⁶ La soluzione F può essere impiegata per nuovi sviluppi di rete, nella prospettiva che la nuova cabina secondaria serva, in futuro, ulteriori utenze BT.

ausiliario; tale tipo di relè viene chiamato *comparatore*. La seconda categoria viene progettata per essere connessa al circuito ausiliario, controllato dai contatti del relè di misura, e che chiude/apre ulteriori contatti solitamente su un circuito di potenza. Questi sono detti *relè "tutto o niente"*. Le grandezze sulle quali si può intervenire sono di solito la taratura, il tempo di intervento e il rapporto di rilascio, cioè il rapporto tra il valore di ripristino (quando il relè torna a riposo) e il valore di intervento.

- *Trasformatori di tensione e corrente*: principalmente trasformatori sia di tensione (TV) che di corrente (TA). Servono ad interfacciare i relè al circuito di potenza, portando le grandezze in esame a valori che consentono di lavorare in condizioni di sicurezza per il personale e di alimentare i relè con valori normalizzati. I trasformatori di tensione e di corrente impiegati nei sistemi di protezione hanno caratteristiche differenti da quelli impiegati per gli strumenti di misura. I TA per protezione sono di tipo toroidale ed ammettono in condizioni nominali errori superiori ai TA di misura, richiedendo di mantenere entro certi limiti l'errore composto agli alti regimi di corrente. I TV nei sistemi di protezione sono sostanzialmente di due tipi: induttivi (TVL) e capacitivi (TVC). Spesso s'impiegano TV a due secondari, uno per le misure, l'altro per le protezioni. In tal caso, essendo i due avvolgimenti chiusi sullo stesso nucleo, le prestazioni e le precisioni non sono indipendenti.
- *Circuiti di comando e segnalazione*: il circuito di pilotaggio può essere di vari tipi. La trasmissione delle informazioni può avvenire tramite un cavo apposito che giace su un conduttore di linea, oppure può avvenire tramite onde convogliate oppure mediante un collegamento radio. La scelta del tipo di trasmissione viene eseguita secondo il tipo di linea o di protezione.
- *Dispositivo di interruzione o di manovra*: sono sostanzialmente sezionatori, sezionatore di terra, interruttori di manovra, interruttori e fusibili.

Il coordinamento delle protezioni in termini di selettività è di solito svolto riportando le curve d'intervento nel diagramma corrente di guasto-tempo. È utile ricordare che, nel determinare i tempi d'intervento per garantire la selettività, si dovrà tenere in considerazione il tempo di eliminazione del guasto, definito come:

$$t_e = t_i + t_p \quad (1.1)$$

dove t_p è il tempo che intercorre tra il rilevamento del guasto da parte della protezione e il comando di scatto all'interruttore, t_i è il tempo di apertura dell'interruttore (tipicamente tempi dell'ordine dei 35 ÷ 45 ms).

Il tempo di eliminazione del guasto assume valori tipici attorno ai 60 ÷ 70 ms. Nel caso di due protezioni in cascata si deve definire il tempo di selettività cioè il tempo di cui deve essere ritardato il sistema di protezione che non deve intervenire (di solito la protezione a monte), rispetto al tempo di intervento della protezione principale (protezione a valle):

$$t_{monte} = t_{p_valle} + \varepsilon_{t_valle} + t_{i_valle} + t_{r_monte} + \tau \quad (1.2)$$

dove t_{p_valle} è il tempo minimo di intervento, ε_{t_valle} è l'errore in tempo della protezione di valle, t_{i_valle} è il tempo di apertura dell'interruttore, τ è un coefficiente di sicurezza e

t_{r_monte} è il tempo di ricaduta del relè di monte cioè il tempo in cui il relè deve assumere la posizione di riposo, quando il guasto è stato eliminato dall'interruttore di valle, altrimenti emetterebbe intempestivamente un comando di scatto.

Nella Figura 1.6 vengono riportati i diagrammi tipici per i vari tipi di intervento.

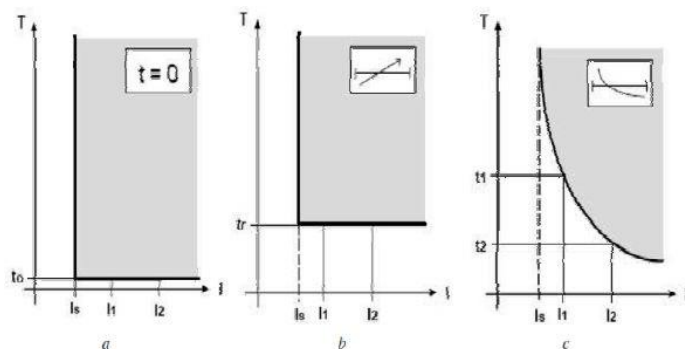


Figura 1.6: a) Caratteristica di intervento istantanea; b) Caratteristica di intervento ritardata indipendente a tempo definito; c) Caratteristica di intervento ritardata dipendente a tempo inverso.

Nelle caratteristiche *a* e *b* il tempo di intervento è indipendente dalla corrente, mentre nella caratteristica *c* a correnti maggiori corrispondono tempi di intervento minori. È possibile combinare le curve di intervento per ottenere configurazioni più complesse che meglio si adeguano al bisogno di selettività ed alla configurazione dell'impianto.

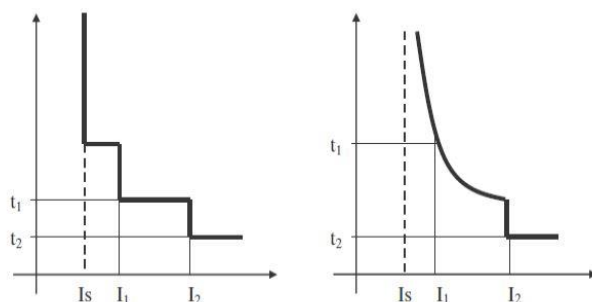


Figura 1.7: Caratteristiche d'intervento combinate.

Infine tra le principali protezioni ricordiamo la protezione di massima corrente, che interviene quando la corrente sulla condotta protetta supera i valori limite consentiti per il tempo consentito, la protezione di massima e di minima tensione, il cui scopo è quello di controllare le singole tensioni di fase per rilevare i guasti di fase per sovratensioni, le protezioni di massima e minima frequenza (si utilizzano quando è necessario controllare la frequenza di una rete o di un generatore rispetto ad un valore prefissato), le protezioni differenziali e le protezioni direzionali e direzionali di terra.

Capitolo 2

La generazione distribuita

La rete di distribuzione sta subendo una rapida evoluzione dovuta alla crescente penetrazione di sistemi di piccola generazione distribuita, tipicamente connessa a livello di bassa o media tensione [4]. Questo ha causato l'insorgere di nuove sfide che i DSO⁷ sono chiamati ad affrontare al fine di mantenere i parametri di qualità richiesti nell'esercizio del sistema elettrico. In questo capitolo andremo dunque ad analizzare i fenomeni che si manifestano in una rete di distribuzione attiva, come l'inversione dei flussi di potenza, l'alterazione dei profili di tensione, l'incremento delle armoniche e la variazione delle correnti di corto circuito.

2.1 Situazione del sistema elettrico attuale e prospettive future

Negli ultimi anni si è assistito ad un crescente interesse per le fonti di energia rinnovabile (FER), dovuto ad una maggiore attenzione riguardo alle problematiche dell'ambiente. Le fonti di energia primaria che costituiscono la generazione distribuita sono molto varie. Le più diffuse sono quella fotovoltaica ed eolica ma non mancano unità composte da impianti mini-idroelettrici e piccoli impianti a ciclo combinato (*Combined heat and power – CHP*) nonché accumuli, anche da batterie di veicoli elettrici.

L'aumento della generazione diffusa, e le nuove esigenze degli utenti, richiedono una forte evoluzione delle reti e, più in generale, del sistema elettrico.

Integrare la generazione distribuita (GD) nella rete è la più importante sfida del prossimo futuro per i sistemi elettrici nella maggior parte dei Paesi dell'Unione Europea (e anche degli altri continenti). Infatti, solo un aumento della GD può portare ad un maggiore utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili disponibile sul territorio, che oggi rappresentano l'unica strada ragionevolmente percorribile verso l'obiettivo del *20-20-20*, ovvero la riduzione al 2020 del 20% delle emissioni di gas serra, 20% di miglioramento dell'efficienza energetica e il raggiungimento di una quota pari al 20% di energia prodotta da fonte rinnovabile, fissato dagli organismi internazionali. Tuttavia, la massiccia penetrazione di GD nelle reti di distribuzione impone un ripensamento delle modalità di gestione di tali reti, che devono passare da "passive" ad "attive". A livello internazionale la direzione di produzione è identificata con il termine di *smart grid*, sottintendendo strutture e modalità operative fortemente innovative in grado di far fronte ai numerosi potenziali problemi di gestione che la GD può provocare.

Inizialmente, è d'interesse individuare quali sono gli effetti che la GD può provocare sulle reti di distribuzione, e sull'intero sistema elettrico. In particolare, le problematiche legate ad una forte presenza di generazione distribuita nel sistema elettrico sono dovute non solo al fatto che le attuali reti di distribuzione di energia elettrica sono gestite come reti passive, cioè considerando flussi energetici unidirezionali dalla rete di alta tensione verso quella di media e, successivamente, verso quella di bassa, ma anche alla struttura stessa delle reti, ai valori

⁷ Distribution System Operators

delle correnti di guasto e, non da ultimo, alla quantità dei flussi di potenze per cui esse sono state sviluppate.

Si comprende dunque che il sistema elettrico, così come concepito fino ad alcuni anni fa, è in costante evoluzione. In particolare la sua architettura, nata per soddisfare un sistema di tipo verticalmente integrato, dove un unico ente gestiva le fasi di produzione centralizzata, di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica, deve ora essere adattata ad un modello che coinvolge un gran numero di soggetti che devono cooperare al fine di mantenere dei parametri di qualità prestabiliti.

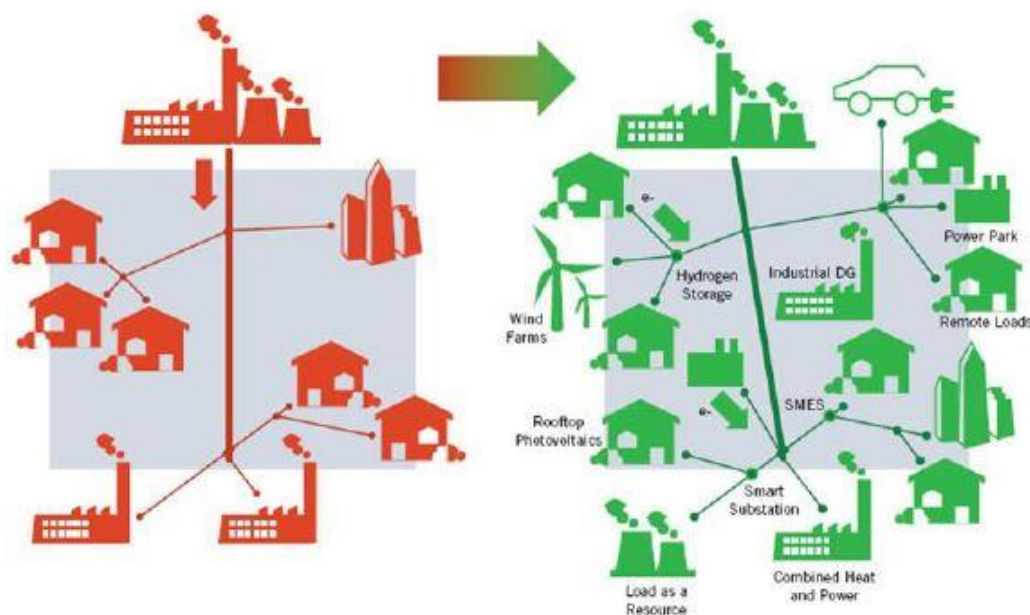


Figura 2.1: Evoluzione delle reti di distribuzione con penetrazione della GD.

Le fasi più sensibili ai mutamenti intervenuti nel recente passato e tuttora in corso riguardano la regolazione della frequenza e della tensione. La prima, necessaria a garantire la stabilità dell'intero sistema elettrico e gestita mediante la regolazione primaria e secondaria ottenuta modulando la potenza attiva erogata dai generatori presenti nelle centrali di produzione, risulta indebolita in presenza di una considerevole produzione dovuta alla GD. Infatti, al crescere dell'incidenza della generazione distribuita sul totale della produzione, si riduce l'efficacia della capacità regolante ottenuta attraverso l'inerzia dei generatori rotanti delle centrali e il sistema elettrico potrebbe essere soggetto a brusche variazioni di frequenza, dovute a improvvisi sbilanciamenti tra carico e generazione.

Analogamente, la regolazione della tensione, necessaria a garantire che ai punti di consegna essa assuma dei valori compresi entro un intervallo ben definito al fine di consentire un regolare funzionamento dell'utente, veniva eseguita attraverso la variazione della potenza reattiva dei generatori presenti nelle centrali di produzione e localmente utilizzando compensatori statici e trasformatori a rapporto variabile sotto carico. Anche in questo caso la considerevole penetrazione di sistemi di piccola generazione distribuita ha indebolito la

tecnica precedentemente utilizzata, rendendo a sua volta necessaria la partecipazione della GD alla regolazione dei profili di tensione del sistema.

Nei prossimi paragrafi andremo dunque a presentare quello che ha comportato per le reti BT il notevole incremento della generazione distribuita e gli effetti causati dalla GD sulla rete stessa.

2.2 Impatto della GD nelle reti di distribuzione BT

Nella loro concezione originaria le reti in bassa tensione nascono come passive, in quanto separate dalle centrali di produzione dell'energia elettrica dalle reti di distribuzione di media tensione e dalle reti di trasmissione di alta e altissima tensione. Questa concezione ha portato, durante l'intero sviluppo del sistema, a fare delle scelte in relazione ai sistemi di regolazione e di protezione da impiegare in modo tale da garantire una sufficiente sicurezza del sistema e una soddisfacente qualità del servizio. La grande diffusione della generazione distribuita ha tuttavia modificato fortemente la struttura del sistema, introducendo nuove difficoltà tecniche che minacciano la stabilità raggiunta negli ultimi anni. I distributori si sono mostrati sempre più scettici nei confronti dell'elevata crescita della GD nelle reti di distribuzione, in particolare in un periodo in cui i collegamenti degli utenti attivi sono stati gestiti secondo una logica di *fit & forget*, dove gli utenti attivi venivano connessi al sistema prima del controllo di sostenibilità della rete, senza però essere poi coinvolti nella regolazione della stessa.

Tra le problematiche emerse a causa della crescente penetrazione delle GD abbiamo, in primo luogo, il verificarsi di condizioni di inversione dei flussi di potenza nei trasformatori delle sottostazioni elettriche delle porzioni di rete interessate dalla presenza di utenti attivi. Ciò equivale a dire che ci sono periodi di tempo durante la giornata in cui l'energia viene iniettata verso i sistemi di media tensione. La rete di distribuzione di media tensione subisce una notevole criticità, poiché i sistemi regolazione, automazione e protezione sono stati progettati e implementati per flussi unidirezionali. A questo si aggiunge la possibilità che si verifichi il fenomeno del funzionamento in isola indesiderata di porzioni della rete di bassa tensione, che rappresenta un rischio ulteriore per il possibile inadeguato o mancato intervento delle protezioni [4]. Tuttavia, l'aspetto più rilevante riguarda l'impatto che la generazione distribuita ha sulla regolazione della tensione. Se da una parte le reti passive sono caratterizzate da una caduta di tensione proporzionale alle correnti transitanti lungo il feeder e all'impedenza complessiva tra la sbarra e i carichi, dall'altra la presenza di generazione all'interno della rete BT può portare ad un innalzamento delle tensioni in alcuni punti prossimi ai sistemi di produzione in determinate condizioni di funzionamento, motivo per cui il precedente metodo di regolazione potrebbe non essere più considerato sufficiente.

Inoltre, la presenza diffusa di carichi e generatori monofase introduce squilibri nella rete di distribuzione, con conseguenti problemi nel garantire un valore adeguato della tensione nella fornitura agli utenti. A questo si deve aggiungere che nei prossimi anni ci sarà un presumibile aumento della domanda dovuta alla prevedibile diffusione di nuove tipologie di carico, come veicoli elettrici e pompe di calore, che potrebbero portare a superare la capability della rete esistente, costringendo i distributori a onerosi investimenti per l'espansione del sistema.

Vi è anche un aumento dell'inquinamento armonico, dovuto alla diffusa presenza di sistemi di conversione per adeguare il valore della tensione prodotta a quello caratteristico della rete.

La GD può tuttavia portare alle reti benefici rilevanti: può fornire un'alimentazione di backup in occasione di guasti sulla rete pubblica di distribuzione, contribuire ad un'azione di copertura del carico o del picco di carico e a ridurre i buchi di tensione alle utenze, migliorando la qualità del servizio. Nonostante queste potenzialità, spesso i gestori delle società di distribuzione sono riluttanti verso la diffusione della GD nelle reti, e sono inclini a sottolineare soltanto i costi elevati ed i rischi legati ad una sua massiccia diffusione. Sia i benefici che i problemi sono fortemente legati alla localizzazione delle unità di produzione nella rete ed alla particolare rete di distribuzione considerata. Dal punto di vista del miglioramento dell'efficienza energetica la GD consente una riduzione delle perdite per effetto Joule, grazie ai minori flussi di potenza in transito. Ci aspetteremo che tali vantaggi possano essere vanificati in condizioni di carico minimo, durante il quale una gran parte della potenza prodotta dalla GD fluisce verso la rete di MT e da lì a quella di trasmissione sovraccaricando le linee, che comporta un maggiore sfruttamento della rete di distribuzione per alimentare le utenze. Quindi risulta di rilevante importanza analizzare il regime dei flussi di potenza della rete e da lì quello delle perdite, per poter riuscire a dare anche un criterio di ottimizzazione di funzionamento della GD.

2.3 Problematiche riguardanti l'impatto della GD sulla rete

La struttura attuale della rete di distribuzione e le relative strategie di controllo e protezione sono realizzate nell'ipotesi base di considerare il sistema BT come un sistema passivo, con flusso di potenza unidirezionale dalla rete al livello di tensione superiore a quello inferiore. La presenza di GD connessa al sistema di produzione potrebbe rendere non valida tale ipotesi in quanto, come accennato precedentemente, si potrebbe verificare, in virtù di una sua penetrazione elevata, l'inversione del flusso di potenza dalle reti a tensione inferiore a quelle a tensione superiore. Inoltre, se la generazione fosse in grado di alimentare completamente il carico di una porzione di rete, si potrebbe verificare il cosiddetto funzionamento in isola indesiderata, con tale porzione mantenuta in tensione anche in seguito all'apertura di rete. Nei paragrafi successivi verranno prese in considerazione queste criticità che si presentano per il sistema di distribuzione a causa della presenza della GD. In particolare, verranno prese in considerazione le problematiche più delicate, come appunto l'inversione del flusso di potenza, squilibrio e sbilanciamento della tensione, funzionamento in isola, armoniche, ecc.

2.3.1 Inversione dei flussi di potenza

L'elevata penetrazione della generazione distribuita nelle reti di distribuzione porta al verificarsi di fenomeni di inversione del flusso di potenza, in particolare durante le ore centrali della giornata, cioè quando i sistemi fotovoltaici raggiungono il picco di produzione. Come accennato in precedenza, di norma nelle reti di distribuzione di media e bassa tensione, così come in quelle di trasmissione, la potenza fluisce dalle centrali di produzione dell'energia elettrica verso i carichi, ovvero - escludendo l'elevazione di tensione all'uscita delle centrali elettriche - dai livelli più alti (tipici della trasmissione) ai livelli più bassi (tipici dei sistemi di distribuzione).

La rete di distribuzione di media tensione è dotata di meccanismi di automazione per la ricerca e l'eliminazione del guasto, progettati per funzionare se il flusso di potenza è unidirezionale.

Poiché tali automazioni sono state introdotte per una rapida individuazione del guasto, limitando il tempo di disalimentazione degli utenti serviti da un feeder non interessato direttamente dal guasto, ci si rende conto che il mancato adeguamento del sistema di automazione porta ad un declino dei parametri della rete. Inoltre, i profili di tensione subiscono notevoli variazioni in queste condizioni di flusso inverso, che comportano l'impossibilità di regolare il loro andamento con i metodi convenzionali adottati per le reti passive. In particolare, la modalità ad oggi più diffusa per la regolazione della tensione della rete di distribuzione consiste nell'uso di trasformatori variatori sotto carico (OLTC), collocati nelle cabine di trasformazione AT/MT e MT/BT. Un'altra tipologia di regolazione è la regolazione locale mediante l'utilizzo degli inverter interfacciati con la rete di distribuzione, sfruttando in particolare gli inverter trifase che grazie alla ridistribuzione della potenza attiva da loro fornita rendono possibile un ulteriore miglioramento del profilo della tensione. Questo e altri metodi di regolazione, come l'*unbalance compensation*, verranno presi in considerazione più avanti, soprattutto per evidenziare i vantaggi in termini di controllo per i parametri di qualità della rete.

2.3.2 Profili di tensione lungo i feeder

Il livello di tensione con cui tutti gli utenti di bassa tensione devono essere alimentati non può eccedere i limiti previsti dalla norma CEI EN 50160 ($U_n \pm 10\%$). I vari dispositivi in dotazione ad un utente possono, infatti, essere soggetti ad un giudizio quando i valori di tensione cui sono sottoposti non rispettano i limiti dell'intervallo sopraindicato. Per esempio, i motori asincroni presentano un aumento della corrente statorica per poter mantenere la potenza al valore nominale quando vengono sottoposti ad una tensione ridotta, con conseguenti sovrariscaldamenti. Contemporaneamente vi è una diminuzione del rendimento in virtù dell'aumento delle perdite nel rame. Invece, un aumento della tensione di alimentazione determina una crescita delle perdite nel ferro e una diminuzione della componente attiva della corrente, con conseguente diminuzione del fattore di potenza.

La presenza della GD lungo i feeder comporta l'insorgere di due situazioni diametralmente opposte, che il gestore della rete deve essere in grado di controllare. Prendendo come esempio un semplice schema di una rete di distribuzione di bassa tensione, come presentato nella Figura 2.2a, si può calcolare la caduta di tensione ΔV lungo il feeder in funzione della corrente transitante e dell'impedenza della linea:

$$\Delta V = V_1 - V_2 = (R_L + jX_L)I \quad (2.1)$$

dove I è funzione della potenza complessa del carico $S = P_L - jQ_L$ e della tensione V_2 . La caduta di tensione può quindi essere espressa mediante:

$$\begin{aligned} \Delta V &= (R_L + jX_L) \frac{P_L - jQ_L}{V_2} = \frac{(R_L P_L + X_L Q_L) - j(R_L Q_L - X_L P_L)}{V_2} \\ &\approx \frac{R_L P_L + X_L Q_L}{V_2} \end{aligned} \quad (2.2)$$

ove l'ultima approssimazione è lecita, dato il piccolo valore assunto dal rapporto X/R . In termini relativi, la (2.2) assume la seguente forma:

$$\frac{\Delta V}{V_2} = \frac{R_L P_L + X_L Q_L}{V_2^2} \quad (2.3)$$

Se lungo la linea sono presenti anche generatori con potenza attiva e reattiva rispettivamente pari a P_G e Q_G (fig. 2.2b), la caduta di tensione lungo il feeder diventa:

$$\Delta V = \frac{[R_L(P_L - P_G) + X_L(Q_L - Q_G)]}{V_2} \quad (2.4)$$

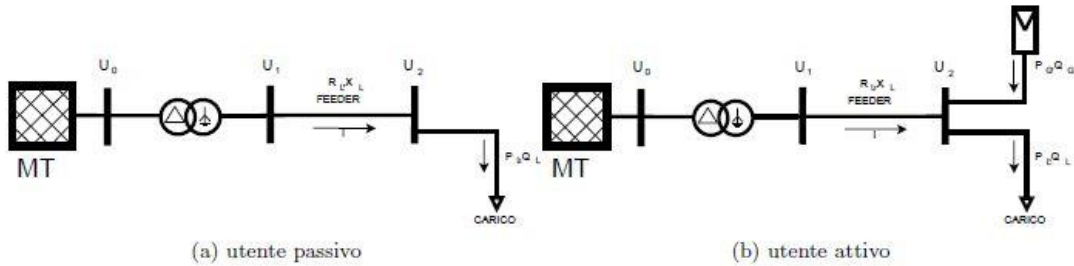


Figura 2.2: Schema unifilare di una rete BT con un feeder, un generatore e un carico.

Dall'equazione (2.4) si nota che la presenza della GD attenua le cadute di tensione lungo il feeder fintantoché $P_L(t) \geq P_G(t)$ e $Q_L(t) \geq Q_G(t)$. Il caso presenta analogie rispetto a una rete passiva, per cui le modalità di regolazione della tensione si basano sulle tecniche conosciute e ormai consolidate nel tempo. Quando però il carico è inferiore alla potenza prodotta localmente, la caduta di tensione diventa negativa, ovvero si assiste ad un aumento della tensione lungo il feeder, con i valori più elevati localizzati in prossimità degli impianti di generazione, spesso nelle parti finali del feeder. Una situazione simile si verifica peraltro frequentemente quando il livello di penetrazione è elevato, a causa dello sfasamento tra i picchi della curva di carico tipica degli utenti domestici e i picchi di produzione eolica e fotovoltaica.

2.3.2.1 Interventi per la regolazione della tensione

Le linee che costituiscono le reti di distribuzione di bassa tensione sono prevalentemente resistive, dove il rapporto R/X è molto elevato. Tale risultato non sorprende, poiché l'induttanza di servizio è proporzionale al logaritmo decimale della distanza tra i conduttori (2.5) e nelle linee considerate tale distanza è ridotta, proprio a causa dei bassi livelli di tensione:

$$L_l = 0,46 \log \frac{2D}{d} + K \quad (2.5)$$

L'induttanza di servizio è espressa in $[mH/km]$ dove D è la distanza tra i conduttori, d è il diametro dei conduttori e K è il contributo dato dal campo interno al conduttore e dipende dalla struttura del conduttore stesso.

La resistenza chilometrica è proporzionale alla resistività del materiale conduttore e inversamente proporzionale alla sua sezione:

$$R_l = k_r \frac{\rho}{S} \quad (2.6)$$

espressa in $[\Omega/km]$, dove ρ è la resistività del materiale, S è l'ampiezza della sezione del cavo e k_r è un coefficiente maggiorativo che varia dal 2% al 5% per le linee aeree e fino al 20% per le linee in cavo.

Le sezioni dei cavi di bassa tensione sono elevate, a causa dei consistenti flussi di corrente dovuti ai ridotti livelli di tensione. Perciò, la resistenza chilometrica risulta essere la componente prevalente dei parametri longitudinali di linea. La capacità di esercizio e la conduttanza trasversale si possono in prima approssimazione trascurare, data la ridotta lunghezza che caratterizza le linee di distribuzione BT (non più di un chilometro).

La caduta di tensione su una linea è pertanto proporzionale all'impedenza longitudinale tra la sbarra posta al secondario del trasformatore e il carico e alla corrente assorbita dal carico stesso. Il metodo solitamente adoperato per contenere le cadute di tensione in una rete di distribuzione consiste nell'utilizzo di banchi di condensatori che erogano potenza reattiva, in modo da compensare la parte di caduta di tensione dovuta alla reattanza. La fornitura è tanto più efficace quanto è più localizzata in prossimità del carico poiché evita il transito di flussi di potenza reattiva che diminuiscono l'ampacity del cavo. Tale metodo ha però lo svantaggio di poter introdurre delle distorsioni nella forma d'onda della tensione in caso di risonanza del trasformatore e dei banchi di condensatori. In particolare, queste risonanze si verificano quando nella rete sono presenti armoniche di corrente ad elevata frequenza. Per limitare ciò, si ricorre all'utilizzo di dispositivi elettronici chiamati *Static Var Compensator* (SVC), costituiti da banchi di capacitori o reattori in derivazione controllati da tiristori, il cui vantaggio consiste nella dinamica più rapida, visto che il loro controllo è affidato a dispositivi a semiconduttore e non ad interruttori di tipo elettromeccanico. Questi dispositivi non sono però in grado di ridurre le sovratensioni che si presentano nelle reti attive. Per far fronte a tale mancanza, è possibile ricorrere ad un controllo della potenza reattiva sfruttando gli inverter utilizzati dalla maggior parte delle GD per la connessione al sistema di distribuzione. Essi, difatti, possono funzionare nei quattro quadranti, permettendo così una modulazione della potenza reattiva scambiata. In particolare, tali dispositivi contribuiscono a limitare l'aumento della tensione lungo il feeder cui sono connessi mediante l'assorbimento di potenza reattiva, benché a costo di un aumento delle perdite nel sistema, dovuto all'incremento delle correnti circolanti [5].

Tuttavia, l'uso dei dispositivi precedentemente elencati, può non essere del tutto efficace a causa dell'elevato valore del rapporto R/X , motivo per il quale nel sistema di distribuzione studiato la tensione potrebbe essere più sensibile alle variazioni di potenza attiva piuttosto che reattiva. Infatti, considerando per semplicità una linea puramente resistiva, si nota che la potenza complessa all'arrivo (punto 2) è data da:

$$\dot{S}_2 = \bar{V}_2 \bar{I}^* = \bar{V}_2 \frac{(\bar{V}_1 - \bar{V}_2)^*}{R} = \frac{\bar{V}_2 \bar{V}_1^* - V_2^2}{R} = \frac{\bar{V}_2 V_1 e^{-j\varphi}}{R} - \frac{V_2^2}{R} \quad (2.7)$$

Se il valore di φ è sufficientemente piccolo, come di solito accade in queste reti, allora:

$$P_2 = \frac{V_1 V_2 \cos(-\varphi)}{R} - \frac{V_2^2}{R} \approx \frac{V_2}{R} (V_1 - V_2) \propto \Delta V \quad (2.8)$$

Data la prevalenza del termine resistivo, si intuisce che il metodo applicabile con più efficacia per limitare le cadute di tensione consiste nella riduzione della resistenza chilometrica della linea. Questa soluzione risulta però difficilmente applicabile, poiché occorrerebbe aumentare notevolmente le sezioni dei cavi, con un considerevole impatto economico.

Un'altra possibile soluzione può essere la regolazione della tensione di una rete che presenta carichi passivi e generazione distribuita mediante lo sfruttamento dei sistemi di accumulo. Essi, infatti, possono contribuire a limitare le cadute di tensione in una rete in funzionamento passivo erogando la potenza attiva accumulata precedentemente e a contenere gli aumenti di tensione mediante l'assorbimento della potenza attiva in eccesso nel feeder e utilizzandola per ricaricarsi. Questo meccanismo presenta però dei limiti dati dalla capacità installata, superata la quale il sistema non contribuisce più alla regolazione della tensione, e dai costi di installazione, che risultano molto elevati.

Un altro metodo per il controllo della tensione è la modifica dell'impedenza della rete. Il sistema, adottato soprattutto quando si hanno numerosi elementi in parallelo, permette di inserire e disinserire linee e trasformatori aggiuntivi durante i picchi di carico e ha come effetto secondario la variazione della tensione. Infine, c'è la possibilità di inserire dei capacitori in serie al feeder per la compensazione della reattanza di linea, con elementi di bypass per la regolazione del grado di compensazione.

Attualmente, per la regolazione della tensione, si sta considerando sempre più i trasformatori equipaggiati con variatori sotto carico (OLTC). Questi dispositivi possono essere installati nelle sottostazioni secondarie al posto dei trasformatori presenti normalmente e, modificando il rapporto di trasformazione mediante una opportuna selezione delle prese poste al primario o al secondario dello stesso, aiutano a limitare gli innalzamenti e le cadute di tensione delle linee presenti a valle. I primi problemi che sorgono sono relativi alla modalità di controllo del variatore [11]. Un OLTC è di norma accoppiato ad un relè AVR (Automatic Voltage Relay) e ad un LDC (Line Drop Compensator). L'AVR misura la tensione in uscita al trasformatore, calcola la caduta di tensione nel punto più distante del feeder, attraverso l'LDC, e ne comanda la variazione del rapporto di trasformazione quando la differenza rispetto al valore impostato supera una soglia predefinita, dopo un ritardo sufficiente ad impedirne l'intervento dovuto a fluttuazioni rapide di tensione. Però, l'LDC potrebbe non funzionare correttamente, non essendo in grado di modellizzare il comportamento dei generatori lungo il feeder, poiché si basa su misurazioni locali a valle del trasformatore e su stime dell'impedenza di linea, ma non riconosce i flussi di potenza che transitano istantaneamente tra i rami della rete a valle. Inoltre, si intuisce che il solo utilizzo di un trasformatore con variatore sottocarico può non essere sufficiente a mantenere il valore delle tensioni entro i limiti prestabiliti per ogni feeder alimentato dalla stessa sbarra. Infatti, la struttura di un feeder è in genere diversa l'una dall'altra, a causa della differente composizione di carichi, dei generatori e del comportamento degli utenti. Possono dunque verificarsi situazioni contraddittorie all'interno dello stesso sistema e il regolatore, chiamato ad agire in queste condizioni, può non essere in grado di soddisfare i limiti di tensione imposti dalle normative.

2.3.3 Sbilanciamento delle tensioni lungo i feeder

In Italia l'energia elettrica viene di norma fornita attraverso connessioni di tipo monofase quando la potenza richiesta o immessa dall'utente non supera i 6 kW. Tuttavia, per le utenze passive questo limite viene a volte alzato a 10 kW, se ciò non comporta difficoltà nell'esercizio della porzione di rete [2]. Vista la diffusa presenza di GD e carichi monofase, risulta chiaro come la rete possa trovarsi in condizioni di elevato sbilanciamento, per periodi di tempo anche prolungati. Tali condizioni comportano una circolazione di correnti diverse nelle tre fasi di una linea, da cui deriva il verificarsi di cadute di tensione non simmetriche, con una successiva perdita del bilanciamento delle tensioni ai nodi della rete e un aumento della corrente circolante nel conduttore di neutro.

Alcune tipologie di carico sono particolarmente sensibili allo sbilanciamento delle tensioni. Per esempio, i motori asincroni subiscono un aumento delle perdite negli avvolgimenti di rotore e di statore, dovuto alla presenza di un campo al traferro rotante in senso opposto rispetto a quello generato dalle correnti di sequenza inversa. Allo stesso modo si assiste ad una diminuzione della coppia e al nascere di vibrazioni che possono sollecitare eccessivamente il dispositivo.

In caso di severo sbilanciamento della rete, le comuni tecniche di regolazione potrebbero non essere sufficienti a garantire che le tensioni restino entro i limiti stabiliti. Una soluzione di particolare interesse è, ad oggi, l'impiego di trasformatori equipaggiati con tap-changer manovrabili sotto carico. In tal senso, alcuni autori propongono [9] di superare lo sbilanciamento delle tensioni impiegando per ogni fase un trasformatore di regolazione connesso in serie con due trasformatori OLTC per la regolazione dell'angolo di fase e di un OLTC per la regolazione dei moduli delle tensioni, oppure la trasformazione del sistema trifase in uno bifase, mediante l'uso di trasformatori di tipo Scott, con conseguente bilanciamento e successiva trasformazione in un sistema trifase equilibrato. Altre ricerche [8] hanno invece dimostrato l'efficacia dello sfruttamento degli inverter utilizzati per interfacciare le GD alla rete di distribuzione in modo da bilanciare le correnti squilibrate. In particolare, l'iniezione di correnti di compensazione di corrente inversa e omopolare di modulo uguale e segno opposto rispetto a quelle misurate in un punto della rete, permette di azzerare le componenti di sequenza inversa e omopolare delle tensioni.

Un altro studio [10] ha inoltre evidenziato la possibilità di ridurre il fattore di sbilanciamento delle tensioni in una rete impiegando un OLTC con controllo disaccoppiato sulle tre fasi. Tale tecnica, che permette di regolare singolarmente le tensioni, comporta una riduzione del VUF⁸ se il tap-changer è in grado di modificare la tensione secondaria con passi al limite continui. Infine, si è cercato di verificare l'efficacia dell'uso dei cosiddetti *smart transformer*, basati su dispositivi elettronici di potenza, con uno stadio di conversione ad alta frequenza che consente la separazione elettrica tra i sistemi di media e bassa tensione, migliorando le condizioni di bilanciamento delle tensioni nella rete di bassa tensione e delle correnti nella rete di media.

⁸ Voltage Unbalance Factor: è il fattore di sbilanciamento delle tensioni, usato per la valutazione dello sbilanciamento della rete e calcolato come rapporto tra il modulo della tensione alla sequenza inversa e il modulo della tensione alla sequenza diretta, in percento:

$$VUF_{\%} = \frac{|U^{-}|}{|U^{+}|} \cdot 100$$

2.3.4 Variazioni rapide di tensione

Con variazioni rapide di tensione si intende una variazione del modulo della tensione entro i valori di normale funzionamento ($U_n \pm 10\%$). Queste fluttuazioni causano un fenomeno conosciuto come *flicker* (o *light flicker*), correlato alle condizioni di funzionamento di particolari tipologie di carico, come i forni ad arco. Il flicker è definito dall'IEV⁹ come un' "impressione di instabilità della sensazione visiva indotta da stimoli luminosi la cui distribuzione spettrale fluttua nel tempo". Questo fenomeno è inoltre originato dalle fluttuazioni della tensione che alimenta dispositivi luminosi (lampade). Come accennato, le fluttuazioni di tensione sono una serie di variazioni rapide di tensione di carattere non periodico, che quindi sono legate alla presenza di componenti armoniche non multiple della fondamentale (inter-armoniche). Per causare il flicker tali fluttuazioni devono avere frequenze di modulazione comprese tra 0,5 e 40 Hz (l'occhio umano è più sensibile a modulazioni tra 10-20 Hz). A seconda dell'ampiezza della fluttuazione e della frequenza della sua ripetizione si distinguono due soglie: una soglia di percettibilità vista nel 50% dei casi (a 8 Hz tale soglia vale 0,3 % di U_n) ed una soglia di irritabilità, oltre la quale il flicker diventa molesto per l'occhio umano.

Le fluttuazioni di tensione possono essere provocate anche dal funzionamento di alcune tipologie di GD, diminuendo la qualità della tensione del sistema cui sono connesse. Per esempio, nei sistemi eolici si assiste a improvvise variazioni della velocità o della direzione del vento, che altera il valore della potenza prodotta. Similarmente, un impianto fotovoltaico è soggetto a improvvise mutazioni della potenza in uscita per il transito di nuvolosità irregolare che scherma l'irraggiamento solare. Gli effetti principali nella rete sono in genere riconducibili al tremolio dell'intensità luminosa prodotta da una lampada a filamento e la cui severità viene misurata mediante un apposito strumento chiamato *flickermetro*. Invece, gli altri componenti della rete non sono particolarmente soggetti al flicker, poiché progettati per funzionare entro l'intervallo di tensione stabilito.

Le variazioni rapide di tensione non si possono contrastare con la regolazione tramite i trasformatori sotto carico ma hanno bisogno di accorgimenti particolari scelti in base alla conformazione dei carichi. Le soluzioni possibili sono:

- Spostare il PAC¹⁰ ad un livello di tensione superiore: in questo modo le stesse variazioni di potenza assorbita causano una variazione di tensione minore. Esistono due configurazioni.

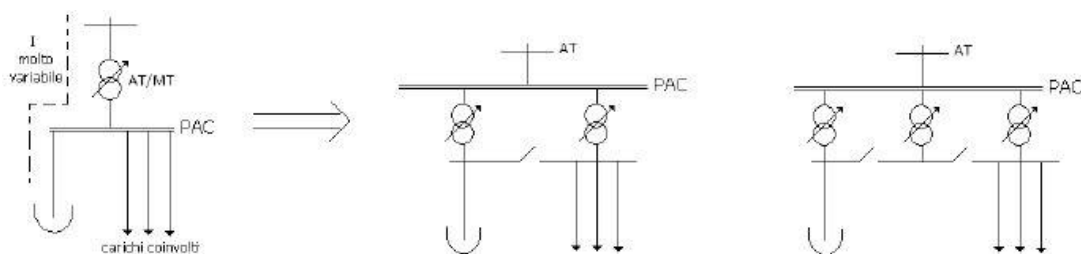


Figura 2.3: Spostamento del PAC.

⁹ International Electrotechnical Vocabulary

¹⁰ Punto di accoppiamento comune con la rete pubblica: è il punto della rete pubblica più prossimo all'utenza privata considerata.

Nella prima, se si chiude l'interruttore che collega in parallelo i due trasformatori (per esempio quando si vogliono ridurre le c.d.t. interne), i carichi risentono nuovamente delle variazioni rapide di tensione causate dal forno. Nella seconda configurazione invece è presente un terzo trasformatore (di riserva) che mantiene disaccoppiati i carichi dal forno anche in caso si necessiti di alimentazione in parallelo.

- Compensazione reattiva della fluttuazione del carico.
Può essere fatta in diversi modi:
1) inserimento di capacità costanti regolate da induttanze:

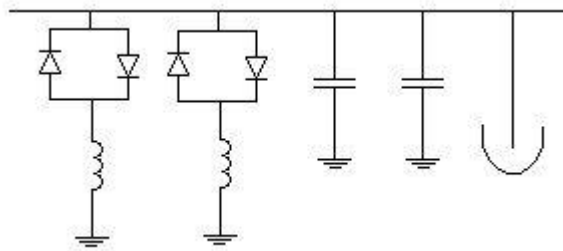


Figura 2.4: Capacità regolate da induttanze.

- 2) inserimento di TSC (thyristor switched capacitor):

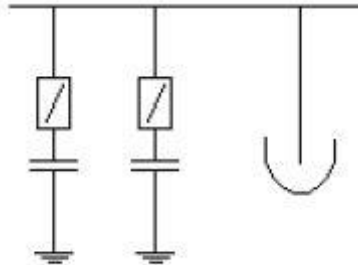


Figura 2.5: TSC.

- 3) inserimento di SVC (static var compensator) o SVS (static var System):
vengono posti in parallelo al carico, ma essendo molto costosi costituiscono una soluzione estrema al problema delle variazioni rapide. Grazie all'elettronica di potenza questi sistemi possono ottenere una forma d'onda pulita anche in caso di veloci variazioni di carico, riducono le armoniche immesse in rete e attenuano i buchi di tensione mantenendo la tensione costante al variare della corrente. Le caratteristiche I, V sono riportate nella Figura 2.6.
- 4) inserimento di un reattore saturabile molto utilizzato nelle acciaierie: si tratta di un dispositivo con componenti elettromeccanici che presenta una caratteristica del tutto simile a quella di un SVC.

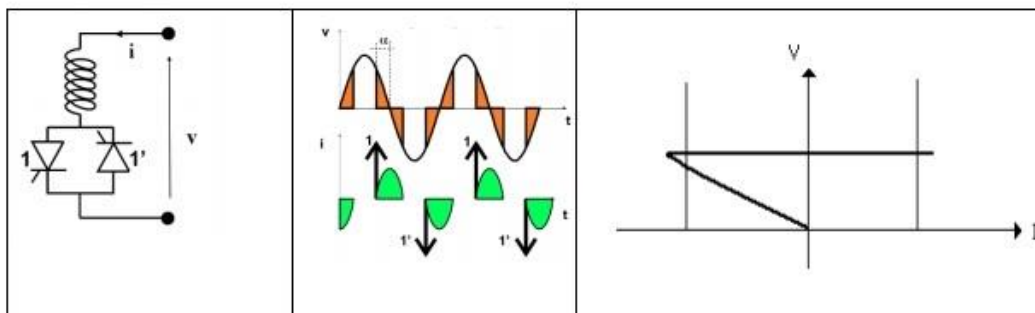


Figura 2.6: Caratteristiche I, V dei dispositivi SVC e SVS.

2.3.5 Buchi di tensione

I buchi di tensione sono una rapida variazione della tensione con valori compresi tra l'1 e il 90% del valore nominale. In particolare, è una riduzione momentanea del valore efficace della tensione superiore ad una certa soglia, seguita dal ritorno della tensione al valore nominale dopo un breve intervallo di tempo. Durante un buco non viene fornita al carico l'energia richiesta e ciò può avere serie conseguenze che dipendono dal tipo di carico coinvolto (in generale i suoi effetti sui macchinari sono meno gravi rispetto a quelli causati dalle interruzioni della tensione, però il loro numero può essere in un anno molte volte superiore).

Le cause principali dei buchi di tensione sono due e precisamente:

- avviamento di grossi carichi sull'utenza interessata o su un impianto dello stesso ramo: quando si avviano grossi carichi, la corrente di avviamento è molto maggiore della corrente assorbita a regime: tale picco causa una caduta di tensione sia sulla rete che sull'impianto tanto più elevata quanto più alta è l'impedenza al punto di consegna. I buchi causati dalle correnti di spunto sono caratterizzati dal fatto di essere meno profondi e più lunghi (decine di secondi) di quelli causati dai guasti.
- guasti su altri rami della rete: in un sistema radiale, un carico alimentato da un feeder sede di guasto subirà una caduta di tensione per lo scatto della protezione, seguita da un'interruzione di una certa durata. Carichi connessi alla stessa sbarra su feeder adiacenti non saranno soggetti ad interruzioni, ma sentiranno lo stesso un abbassamento della tensione catalogabile come buco di tensione. Questo può valere anche per guasti in punti molto distanti dal carico. I buchi causati da guasti su altri rami della rete sono in genere più ampi ed hanno una durata che dipende dal tempo necessario alle protezioni per rilevare ed isolare il guasto (centinaia di millisecondi, in AT sono estinti più velocemente che in BT perché la rete è magliata).

I principali effetti che si manifestano a causa dei buchi di tensione riguardano principalmente i dispositivi di protezione delle linee e i motori. Gli interruttori possono essere soggetti a scatti intempestivi con conseguente perdita del carico quando il valore della tensione residua è

inferiore al 50% della tensione nominale e la sua durata superiore ad un ciclo. I motori vedono una riduzione della coppia sviluppata se soggetti a una tensione inferiore al 70% della tensione nominale. La coppia, allora, diventa inferiore a quella frenante opposta dal carico se la durata del buco è tale da annullare l'effetto positivo dell'inerzia della macchina rotante e al ristabilirsi della tensione nominale la corrente assorbita corrisponde a quella di inserzione, con possibile prolungamento del buco di tensione. A loro volta, le GD connesse attraverso sistemi elettronici dotati di dispositivi di interfaccia possono sconnettersi dalla rete, provocando un effetto a cascata con perdita consistente di produzione e, se il fenomeno si propaga in modo incontrollato, diminuzioni consistenti del valore della frequenza nel sistema. Le modalità utilizzate per l'attenuazione di tale fenomeno possono essere ricercate nell'utilizzo di stabilizzatori di tensione, apparecchi in grado di fornire istantaneamente l'energia che non viene fornita dalla rete durante il buco.

2.4 Ulteriori effetti della GD sulla rete

Nei paragrafi precedenti si è visto come la penetrazione dovuta agli impianti di generazione distribuita abbia un notevole impatto su grandezze come la tensione, la potenza, la corrente, ecc. In particolare, si sono presi in considerazione gli effetti che le GD hanno sulla tensione della rete di distribuzione, andando ad analizzare gli squilibri, gli sbilanciamenti e le variazioni della tensione sui rami della rete stessa.

Invece, nei paragrafi successivi verranno esaminate altre problematiche dovute alla generazione distribuita, come la propagazione delle armoniche, il funzionamento in isola indesiderata e altre ancora, problematiche che hanno un impatto rilevante sulla stabilità della rete di distribuzione.

2.4.1 Funzionamento in isola indesiderata

Con il termine isola indesiderata (o *islanding*) ci si riferisce al fenomeno che si instaura quando uno o più impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione mantengono in tensione una porzione della rete stessa (isola), che al contrario il distributore intende non alimentare per esigenze di manutenzione o per la presenza di un guasto. L'entità del fenomeno dipende da molteplici fattori, tra cui il tipo e la quantità di generazione presente in rete. Al fine di chiarire il concetto di isola indesiderata, si faccia riferimento alla Figura 2.7, che dà una rappresentazione di principio dello schema di collegamento di un impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete pubblica. Dalla figura si può notare come la rete del produttore può essere suddivisa sostanzialmente in due parti, di cui una è abilitata al funzionamento in isola su carichi privilegiati, mentre per l'altra non è consentita tale tipologia di funzionamento. Nello schema si possono individuare gli organi elettromeccanici previsti per le funzioni di sezionamento, comando e interruzione, e per la gestione dell'impianto sia in condizioni normali sia in emergenza.



Figura 2.7: Schema di collegamento di un impianto di produzione funzionante in parallelo alla rete.

Di particolare importanza è il dispositivo di interfaccia, ovvero il dispositivo su cui agiscono le cosiddette protezioni di interfaccia. A queste protezioni è affidato il compito di aprire il dispositivo di interfaccia in caso di funzionamenti anomali della rete a cui il generatore è collegato o in caso di aperture intenzionali del dispositivo della rete. L'obiettivo di tale funzione è proprio quello di evitare il fenomeno dell'isola indesiderata, ovvero la possibilità che porzioni della rete di distribuzione rimangano in tensione, nonostante l'apertura dell'interruttore di linea, in virtù della presenza del generatore. Inoltre, l'intervento del dispositivo di interfaccia consente al distributore di continuare ad esercire la rete come se fosse passiva.

2.4.2 Armoniche

La presenza della generazione distribuita nelle reti di distribuzione ha un effetto rilevante sull'iniezione di armoniche di corrente all'interno del sistema. La maggior parte dei generatori di energia elettrica da fonte rinnovabile è interfacciata alla rete elettrica tramite un inverter, che ha il compito di adattare la tensione prodotta dalla specifica tecnologia in una forma d'onda di frequenza e ampiezza tali da non alterare l'equilibrio del sistema elettrico stesso. In particolare, i convertitori DC/AC producono armoniche di corrente che vengono iniettate nella rete elettrica dando vita ad armoniche di tensione e deteriorando la power quality dell'intero sistema. Il livello di inquinamento armonico, misurato mediante il THD_I ¹¹, risulta molto elevato quando l'inverter lavora a potenza ridotta e migliora sensibilmente con l'avvicinarsi

¹¹ THD_I sta per Total Harmonic Distortion of current, valutato come:

$$THD_I = \left[\left(\sum_2^{n,max} I_n^2 \right) / I_1^2 \right]^{0,5}$$

dove n indica l'ordine dell'armonica.

alle condizioni nominali di funzionamento. Inoltre, il deterioramento armonico è accentuato in presenza di una tensione di rete distorta. In particolare, le frequenze che provocano un maggiore inquinamento armonico sono centrate nell'intorno della frequenza di commutazione dell'inverter, tipicamente in una fascia non sufficientemente considerata dagli standard EMC (2-150 kHz). In questa banda le armoniche possono avere effetti negativi sui sistemi di comunicazione delle linee di potenza.

Tuttavia, gli effetti delle armoniche nella rete sono molto più ampi. Vi è infatti un incremento del valore efficace delle correnti transitanti nei conduttori di fase e, di conseguenza, delle perdite per effetto Joule. I conduttori possono oltrepassare il loro limite termico, con conseguente invecchiamento prematuro dell'isolante, o la loro portata, con possibile intervento delle protezioni di linea. Il conduttore di neutro è interessato alla somma vettoriale delle correnti di fase. Di solito, quando i carichi sono bilanciati e le tensioni sono simmetriche ed equilibrate, la somma delle correnti sul neutro è nulla. Però, se i carichi non sono lineari, la somma delle correnti che transitano nel neutro risulta diversa da zero e le componenti di terza armonica si sommano algebricamente. Questo si traduce in una corrente di neutro molto elevata, tipicamente fino al 170% della corrente di fase. Ciò che ne consegue è il verificarsi di ulteriori perdite nel sistema e il rischio del superamento della portata nominale del cavo, che è spesso di sezione ridotta rispetto a quella dei conduttori di fase.

La presenza di armoniche nella rete di distribuzione, la cui frequenza è un multiplo intero della fondamentale, può accentuare il fenomeno conosciuto come *effetto pelle*, a causa del quale la corrente tende a distribuirsi sulla superficie esterna del conduttore all'aumentare della frequenza. La principale conseguenza è una minore sezione utile del cavo, che ha come effetto un aumento della resistenza apparente e della temperatura del cavo e, di conseguenza, delle perdite.

Molte tipologie di carico sono disturbate da un contenuto armonico eccessivamente elevato durante il loro normale funzionamento. In particolare, nei generatori e nei motori si assiste ad un incremento delle perdite nel nucleo ferromagnetico e negli avvolgimenti, che porta ad una riduzione della vita utile delle macchine a causa del prematuro degrado dell'isolante. Allo stesso modo i trasformatori sperimentano il verificarsi di perdite addizionali dovute al manifestarsi di correnti parassite che aumentano la temperatura della macchina riducendo la vita media degli isolamenti. Queste perdite aumentano con il quadrato dell'ordine dell'armonica considerata.

I banchi di condensatori presenti nelle reti di distribuzione per la compensazione della potenza reattiva sono i dispositivi più vulnerabili alla presenza delle armoniche. Il livello di sovratensione che tollerano non eccede in genere il 110% del valore nominale e un valore maggiore si traduce in una eccessiva sollecitazione dell'isolante, il quale può essere interessato da scariche parziali. Tuttavia la grande maggioranza dei problemi è provocata dalle correnti armoniche, che aumentano con l'ordine dell'armonica a causa della riduzione della corrispondente impedenza. Ciò che ne risulta, soprattutto in caso di risonanza serie o parallelo con altri elementi presenti nella rete, è la nascita di perdite addizionali e danneggiamenti anche permanenti del dispositivo. Anche gli interruttori posti a protezione delle linee possono incorrere a problemi, in particolare i dispositivi dotati di misuratori di corrente o di tensione il cui funzionamento sia basato sul valore di picco della grandezza analizzata. Infine i dispositivi elettronici risultano soggetti a varie tipologie di malfunzionamento, comprendenti per esempio

errori di trasduzione dei segnali nei sistemi di misura e di controllo e disturbi dei dispositivi di diagnostica e di protezione.

Esistono vari approcci teoricamente possibili per ridurre il contenuto armonico in rete:

- ridurre le sorgenti di correnti armoniche: ciò è possibile solo in parte essendo esse intrinsecamente legate al funzionamento di alcune tipologie di carichi; in particolare si può pensare di utilizzare ponti dodecafase al posto degli esafase per carichi molto inquinanti;
- ridurre la lunghezza delle linee in modo che siano inferiori le c.d.t. distorte prodotte dalle correnti armoniche;
- modificare la risposta in frequenza del sistema in modo da evitare pericolose situazioni di risonanza: questo si può fare inserendo delle reattanze in serie alle capacità o aumentando la potenza del trasformatore;
- ridurre elettricamente il percorso delle correnti armoniche cortocircuitandole verso terra tramite l'utilizzo di filtri attivi o passivi.

Per ridurre l'inquinamento armonico di una rete si ricorre generalmente all'utilizzo di filtri attivi o passivi, collegati in parallelo al carico disturbante o in serie lungo un feeder. I filtri attivi sono composti da convertitori statici regolati (SVC) in grado di compensare perfettamente le armoniche di corrente fino al 50° ordine fornendo al carico una corrente di compensazione idonea. A monte del punto di connessione del filtro la rete è percorsa da una corrente perfettamente sinusoidale, indipendentemente dall'impedenza della rete e dal $\cos \varphi$ del carico. Sono tuttavia poco diffusi perché molto costosi. I filtri passivi sono costituiti essenzialmente da induttori e condensatori opportunamente collegati tra loro. In funzione della modalità di collegamento i filtri passivi si possono distinguere in:

- filtri serie: presentano un'elevata impedenza in serie al carico distorto ad una certa frequenza in modo da bloccare le correnti armoniche a quella stessa frequenza. Devono essere dimensionati per sopportare la totale corrente destinata al carico e perciò sono molto costosi e poco diffusi. Tali filtri sono utilizzati solo da utenti non inquinanti che vogliono proteggersi dalle correnti armoniche della rete: essi infatti non sono adatti ad utenze con molti carichi distorti perché non hanno vie a bassa impedenza verso terra e causano essi stessi la distorsione della tensione;
- filtri parallelo: creano una via a bassa impedenza ad una certa frequenza che cortocircuita a terra le armoniche a quella stessa frequenza. Devono essere dimensionati per le correnti che sono chiamate a derivare perciò sono meno costosi dei filtri serie. Inoltre alla frequenza fondamentale possono provvedere anche a fornire la potenza reattiva utile al rifasamento dell'impianto. Tipicamente sono inseriti in prossimità dei carichi distorti, con collegamento a stella con neutro a terra ma se la loro funzione è principalmente il rifasamento possono essere collegati a triangolo in modo da fornire una capacità più elevata.

La presenza delle armoniche può comportare problemi anche dal punto di vista economico. Per esempio, l'inquinamento armonico causa un aumento delle perdite. La presenza di perdite supplementari di energia pesa infatti sui costi dell'impianto, anche per l'eventualità di dover sottoscrivere contratti più gravosi o comunque con tariffe più penalizzanti.

Può presentarsi inoltre la necessità di sovradimensionamenti, dove l'esigenza di dover sovradimensionare conduttori e apparecchiature elettriche potrebbe rappresentare un onere aggiuntivo non indifferente. Altri costi sono quelli di fermo impianto, ovvero spese aggiuntive eventuali conseguenti all'intervento intempestivo delle protezioni. Infine, si potrebbe incorrere in una diminuzione della durata di vita dei materiali e questo comporta un ulteriore sovradimensionamento, necessario per avere delle apparecchiature che garantiscano la durata di vita necessaria.

2.4.3 Variazioni nei valori delle correnti di corto circuito

l'incremento della penetrazione delle GD nei sistemi elettrici di distribuzione comporta delle problematiche anche in relazione al contributo che esse apportano alle correnti di corto circuito durante un guasto. Concentrando l'attenzione sui sistemi di produzione interfacciati alla rete mediante inverter, il loro contributo alle correnti di corto circuito è in genere modesto. Tuttavia esso può diventare importante se il numero di unità di generazione è elevato o se tali unità sono di grossa taglia. I dispositivi di protezione presenti nelle reti di distribuzione sono progettati considerando che la corrente di corto circuito sia unidirezionale ed il loro coordinamento è tale per cui l'intervento è effettuato per escludere solo la porzione di rete interessata direttamente dal guasto. Quando la penetrazione della generazione distribuita in una rete di distribuzione assume valori significativi, si possono verificare le seguenti anomalie:

- guasti bidirezionali che i normali dispositivi di protezione presenti non riescono ad identificare correttamente;
- aumento del valore delle correnti di guasto, con perdita del coordinamento tra i sistemi di protezione;
- superamento del potere di interruzione degli interruttori o dei fusibili posti a protezione delle linee terminali;
- variazione nel tempo dei livelli assunti dalle correnti di corto circuito.

In particolare, l'ultimo aspetto si rivela cruciale nel comprendere che le protezioni comunemente utilizzate, lavorando con taratura costante, si dimostrano difficilmente adattabili ad un sistema caratterizzato da variazioni continue del valore della corrente di corto circuito che si può manifestare nella rete.

In più, se la porzione di rete dovesse trovarsi a funzionare in isola, essa sarebbe caratterizzata da correnti di guasto insufficienti a consentire l'intervento delle protezioni presenti all'interno della rete. Il tema è molto delicato poiché riguarda da un lato la sicurezza della rete di distribuzione e dall'altro la continuità del servizio. Si potrebbe effettuare una disconnessione della generazione distribuita al verificarsi di un guasto nella rete, ma questo andrebbe a minare l'affidabilità del sistema.

Una possibile soluzione al problema viene ricercata nell'utilizzo di protezioni direzionali con possibilità di settaggio dinamico, basato su informazioni preimpostate o su misure in tempo reale. Cioè, i dispositivi di protezione devono essere in grado di adattare la soglia di intervento in base al valore della corrente di corto circuito presente nella porzione di rete istante per istante. Questo impone il bisogno di un continuo monitoraggio del sistema e introduce problematiche computazionali nella gestione ed elaborazione di enormi flussi di dati.

2.5 Conclusioni

Il crescente interesse per la generazione distribuita nelle reti di distribuzione evidenzia la necessità di affrontare nuove problematiche tecniche legate all'esercizio della rete, tenuto conto che la rete stessa è stata progettata (e gestita) sull'ipotesi di presenza di carichi sostanzialmente passivi. L'inversione dei flussi di potenza, l'alterazione dei profili e lo sbilanciamento delle tensioni, il funzionamento in isola indesiderata, l'inquinamento armonico e la variazione delle correnti di corto circuito sono aspetti caratteristici che si presentano in una rete attiva, caratterizzata dalla presenza di utenti sia passivi che attivi. Queste problematiche impongono una revisione delle tecniche di controllo normalmente utilizzate e l'introduzione di nuovi elementi nel sistema, regolati da algoritmi che sfruttano i dati provenienti da dispositivi di misura disposti nella rete. Tuttavia, in linea di principio, la GD può portare dei benefici al sistema elettrico, come il miglioramento del livello di qualità della fornitura, a patto che questa sia opportunamente disacciata a fronte delle diverse esigenze della rete stessa.

Nel prosieguo si andranno inoltre a considerare le varie strategie per la regolazione della tensione, strategie volte a migliorare gli squilibri e i profili di tensione che vengono alterati a causa della sempre più forte presenza della generazione distribuita.

Capitolo 3

Il metodo Correction Current Injection

3.1 Introduzione

In questo capitolo verrà presentato il metodo utilizzato per il calcolo dei flussi di potenza al fine di analizzare il comportamento di una rete elettrica, che richiede la valutazione delle tensioni e delle correnti ai nodi che la compongono.

Prima di approfondire le caratteristiche di questo metodo, chiamato *Correction Current Injection (CCI)*, verranno brevemente presentati altri metodi per la soluzione del power flow, anche se tuttavia meno efficaci del CCI.

Lo studio dei flussi di potenza nei sistemi elettrici è un argomento molto importante e delicato, soprattutto per ciò che riguarda la regolazione della tensione e la stabilità della rete. È noto infatti come le ampiezze delle tensioni ai vari nodi della rete dipendano in particolare dai flussi di potenza reattiva [19]. Questo vale specialmente nelle reti di trasmissione dove i flussi di potenza assumono un ruolo primario. Negli ultimi anni, con la diffusione della generazione distribuita, l'analisi del power flow è diventata di particolare interesse anche per le reti di distribuzione. In queste reti, essendo caratterizzate da una resistenza di linea particolarmente elevata, l'andamento delle cadute di tensione dipende molto anche dai flussi di potenza attiva. Il calcolo dei flussi di potenza, dovendo risolvere sistemi di equazioni differenziali non lineari, è affidato a metodi iterativi. Questi metodi possono essere in due grandi categorie:

- i *metodi di fase*, di cui fanno parte i metodi basati sulle leggi di Kirchhoff (con compensazione), il metodo Backward-Forward, il metodo di Gauss-Seidel e il metodo di Newton-Raphson ed i suoi derivati;
- i *metodi alle sequenze*, che assumono le reti con sequenza diretta, inversa ed omopolare disaccoppiate per rappresentare il sistema trifase squilibrato e per risolvere il flusso di potenza trifase sbilanciato.

Dunque, i primi possono risolvere direttamente le reti squilibrate mentre i secondi le risolvono scomponendoli, servendosi della teoria alle sequenze, nelle componenti di sequenza diretta, inversa ed omopolare per risolverli in maniera separata.

Nel prosieguo della trattazione verranno introdotti in breve alcuni di questi metodi iterativi, in particolare quelli basati sul metodo Newton-Raphson, essendo uno di quelli più impiegati per i calcoli computazionali.

3.2 Metodi iterativi per il calcolo del power flow

3.2.1 Metodi basati sull'algoritmo di Newton-Raphson

Ad oggi gli algoritmi più frequentemente utilizzati per il calcolo del power flow si basano sul metodo di Newton-Raphson. Tale metodo permette una soluzione molto rapida delle equazioni, necessitando di pochissime iterazioni e dimostrando delle ottime proprietà di convergenza. Da esso derivano inoltre dei metodi semplificati, ancora più rapidi, come per esempio il metodo di Carpentier: esso sfrutta il fatto che la potenza attiva dipende prevalentemente dallo sfasamento tra tensione e corrente, mentre la potenza reattiva dal modulo della tensione.

I metodi basati sull'algoritmo di Newton-Raphson sono molto efficaci per lo studio dei flussi di potenza in reti simmetriche ed equilibrate, le quali vengono studiate con la semplificazione del circuito monofase equivalente. Tuttavia, le reti di distribuzione di bassa tensione, e talvolta anche quelle di media, presentano delle caratteristiche che le rendono difficoltose da risolvere per i metodi iterativi precedentemente citati, come:

- presenza di numerose utenze monofase, non sempre distribuite uniformemente, e di generatori monofase (prevalentemente fotovoltaico) rende queste reti molto squilibrate;
- le linee elettriche in bassa tensione a differenza di quelle di media e alta, hanno un rapporto R/X molto elevato poiché la maggiore vicinanza delle fasi ne riduce considerevolmente la reattanza chilometrica, mentre la sezione ridotta ne aumenta la resistenza;
- esercizio delle reti con schema radiale.

Inoltre, non potendo sfruttare la semplificazione del monofase equivalente, a causa dello squilibrio e della dissimmetria della rete, la soluzione del problema diventa ancora più complessa soprattutto per quei metodi che prevedono nel ciclo iterativo un'inversione di matrici. Infatti, se in un sistema equilibrato l'ordine della matrice da invertire sarà pari al numero di nodi m della rete, in un sistema squilibrato con n conduttori la matrice avrà un ordine $n \times m$. Dunque, nello studio di sistemi squilibrati risulta necessario studiare il flusso di potenza su tutte le fasi.

Tutti questi fattori hanno come conseguenza il fatto che i metodi che sfruttano l'algoritmo di Newton-Raphson diventano instabili nella soluzione e spesso non raggiungono la convergenza, oppure la raggiungono molto lentamente essendo costretti ad effettuare iterazioni molto lente. Quindi, per studiare questa tipologia di reti sono preferibili metodi che escludano un'inversione di matrice ad ogni singola iterazione.

3.2.2 Il metodo iterativo a correzione di ammettenze

Il metodo di calcolo utilizzato in questo lavoro di tesi deriva da un metodo iterativo matriciale a correzione delle ammettenze (*Admittance Matrix Correction Method – AMC Method*) [18]. La convergenza viene raggiunta attraverso un aggiornamento iterazione dopo iterazione della matrice alle ammettenze degli elementi shunt della rete, siano essi carichi o generatori, le cui

ammettenze variano al variare della tensione. Tale aggiornamento viene effettuato ogni iterazione, per fornire un ΔY che viene aggiunto all'ammettenza dell'iterazione precedente, come mostrato nella Figura 3.1. Aggiornata la matrice, vengono calcolate le tensioni e le correnti in ogni nodo della rete e verificate le condizioni di convergenza.

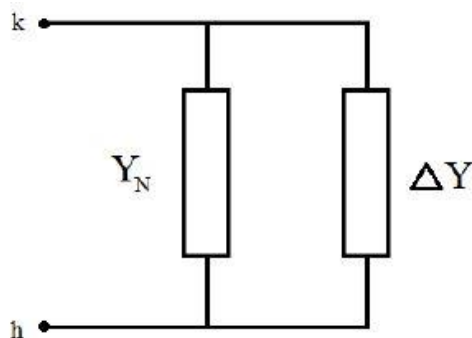


Figura 3.1: Elemento shunt con ammettenza di correzione.

Il problema principale di tale metodo rimane l'inversione della matrice alle ammettenze. Come accennato in precedenza, le reti di distribuzione presentano numerosi nodi, quindi la matrice risultante è molto estesa. Ovviamente più grande è la matrice più difficoltosa diventa la sua inversione. Per ovviare a tale problema, nella trattazione di questo elaborato, si adopera un algoritmo simile che, invece di aggiornare la matrice alle ammettenze per ogni iterazione, aggiorna il valore delle correnti nodali fornendo un ΔI , ovvero una corrente di correzione ad ogni iterazione. Si può dimostrare infatti che, mediante il principio del generatore equivalente di Norton, l'iniezione di una corrente può sostituire in modo equivalente un aumento o una diminuzione dell'impedenza a seconda che la corrente iniettata abbia segno positivo o negativo. Questa corrente viene rappresentata, sempre in accordo con il teorema di Norton, da un generatore di corrente connesso in parallelo all'impedenza stessa (fig. 3.2). Tale metodo, a causa appunto dell'aggiunta di questi generatori di corrente fittizi, è noto come *Correction Current Injection Power Flow Method* [18].

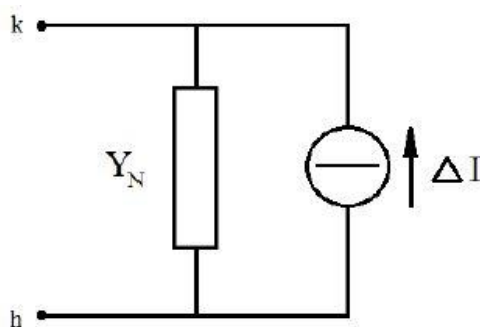


Figura 3.2: Elemento shunt con corrente di correzione in derivazione.

La matrice alle ammettenze viene quindi invertita solo una volta alla prima iterazione e poi mantenuta invariata per tutte le iterazioni successive. Invece di aggiornare la matrice alle ammettenze, si agisce sulle correnti iniettando una correzione di corrente ai nodi: ciascuna iterazione sarà dunque più rapida poiché l'aggiornamento viene effettuato su un semplice vettore di correnti anziché su una matrice. Il risultato è praticamente lo stesso. Infatti, tale metodo fa uso di un numero di iterazioni identico a quello del metodo precedente, dove ad essere aggiornate erano di volta in volta le ammettenze. La differenza tra i due metodi sta proprio nel tempo necessario per svolgere ogni singola operazione. Inoltre, questa differenza nelle tempistiche per raggiungere la convergenza aumenta con il crescere della complessità della rete, cioè con l'incremento del numero dei nodi, dato che si traduce in una matrice sempre più estesa da invertire. Oltretutto l'inversione di una matrice non sempre è possibile, trattandosi di matrici sparse, e quindi in alcuni casi può addirittura compromettere la soluzione del power flow.

Nel prosieguo del capitolo si andrà ad analizzare il metodo CCI (Correction Current Injection), focalizzandosi sulla sua struttura e composizione.

3.3 Il metodo CCI: Correction Current Injection

Come già detto in precedenza, il calcolo dei flussi di potenza nelle reti di distribuzione è un argomento molto delicato, soprattutto per quanto riguarda la stabilità della rete stessa. Per risolvere il problema computazionale si è fatto uso del programma di calcolo "Matlab", applicando il metodo CCI, sviluppato in [18] e adattato alle reti con m conduttori in [12]. Il metodo si basa sulla soluzione dei flussi di potenza della rete tramite una matrice alle ammettenze complessa con l'aggiunta di una corrente di correzione per la convergenza della soluzione.

In pratica gli elementi della rete (rami, trasformatori, generatori e carichi) vengono rappresentati come ammettenze trasversali di valore fissato e viene imposta una corrente di correzione iniettata in parallelo alle ammettenze di generatori e carichi, per tenere in considerazione la potenza istantaneamente assorbita e generata in condizioni non nominali. Tale stratagemma permette di ottenere la convergenza dell'algoritmo, eliminando così la necessità di invertire ad ogni passo di simulazione la matrice delle ammettenze.

Una rappresentazione molto intuitiva del modello adottato si può osservare nella Figura 3.3 [12], dove viene mostrato un tipico sistema di distribuzione che incorpora la struttura di rete, i carichi, i generatori e le connessioni di terra.

Per effettuare il calcolo dei flussi di potenza si dovrà dunque combinare le matrici alle ammettenze di ogni singolo elemento in maniera tale da ottenere una matrice "globale" che, eccitata dalle tensioni del nodo di saldo, presenterà ai nodi delle determinate tensioni e correnti. Per fare questo è però necessario prima modellizzare ogni singolo elemento della rete con il loro modello equivalente alle ammettenze.

Nel prosieguo del capitolo verranno dunque presentate le modalità di rappresentazione degli elementi della rete mediante la rispettiva matrice alle ammettenze dell'elemento.

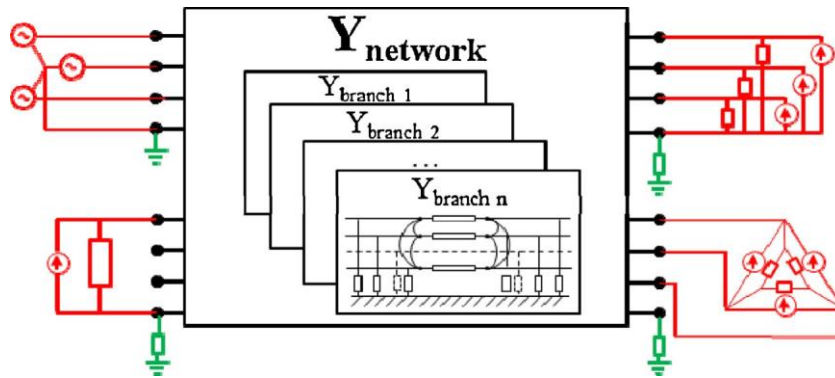


Figura 3.3: Rappresentazione della modellazione di una rete trifase più neutro. Al centro è rappresentata la rete passiva, in rosso gli elementi shunt con le correnti di correzione in derivazione e in verde le connessioni di terra.

3.3.1 Rami

I rami, o linee, sono gli elementi della rete responsabili del trasporto dell'energia e sede delle cadute di tensione. Sono dunque un elemento fondamentale per il calcolo del power flow.

Come indicato in [1], le linee elettriche aeree sono intrinsecamente dissimmetriche perché anche se esercite a triangolo equilatero per avere la stessa distanza reciproca tra le fasi, presentano altezze differenti rispetto al terreno e quindi capacità verso terra diverse sulle tre fasi. Le linee aeree in bassa tensione trifase con neutro sono in genere esercite con uno schema a “quadrato” e spesso presentano derivazioni monofase che alimentano utenze residenziali: questo rende tali reti molto dissimmetriche.

I rami costituenti la rete di distribuzione studiata vengono modellizzati mediante una matrice alle ammettenze $\mathbf{Y}_{network}$. Essa contiene al suo interno le sottomatrici alle ammettenze degli r rami presenti nel sistema, costruite utilizzando il modello a π multi-conduttore [12], cioè il modello a π applicato a tutte le fasi compreso il neutro (fig. 3.4), dove ogni ramo è rappresentato come un doppio bipolo, le cui correnti sono positive se entranti nella rispettiva porta. Ogni matrice alle ammettenze di ramo è composta dalle matrici dell'impedenza longitudinale \mathbf{Z}_r e delle ammettenze trasversali $\mathbf{Y}_{t,r}$, come mostrato nell'equazione 3.1:

$$\mathbf{Y}_{Branch,r} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_r^{-1} + \frac{\mathbf{Y}_{t,r}}{2} & -\mathbf{Z}_r^{-1} \\ -\mathbf{Z}_r^{-1} & \mathbf{Z}_r^{-1} + \frac{\mathbf{Y}_{t,r}}{2} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Il modello sarà multi-conduttore e quindi si potranno rappresentare reti con n conduttori, mantenendo dunque la trattazione totalmente generalizzata. Ogni ramo della rete connette due nodi contigui e può essere quindi rappresentato come una “scatola” con $2n$ porte, ovvero n in ingresso ed n in uscita. Ad ogni porta può essere associata una tensione ed una corrente in relazione alla matrice ricavata in precedenza e inserita all'interno della “scatola”. Per esempio, in una rete di distribuzione in bassa tensione, trifase più neutro, ciascun nodo sarà fornito di quattro conduttori e quindi un singolo ramo, che come detto prima connette due nodi, sarà rappresentato da una matrice quadrata 8×8 .

Le matrici \mathbf{Z}_r e $\mathbf{Y}_{t,r}$ sono delle sottomatrici quadrate di ordine n e sono costruite usando il classico modello di *Carson-Clem* per un sistema n -fase [12].

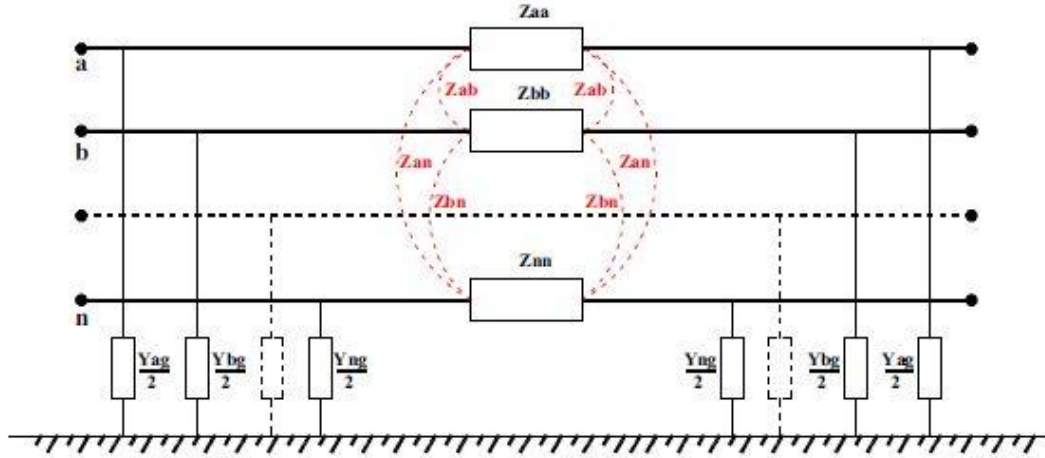


Figura 3.4: Modello a π di ramo della rete con l'approccio multi-conduttore.

La matrice delle impedenze longitudinali \mathbf{Z}_r è formata dalle autoimpedenze \dot{Z}_{ii} della fase i -esima del ramo r -esimo, poste sulla diagonale e dalle mutue impedenze \dot{Z}_{ij} tra le coppie dei quattro conduttori nelle altre posizioni, i cui valori sono così determinati:

$$\dot{Z}_{ii} = R_i + R_e + j\omega \cdot 2 \cdot 10^{-4} \ln \left(\frac{D_e}{R_i} \right) \quad (3.2)$$

$$\dot{Z}_{ij} = R_e + j\omega \cdot 2 \cdot 10^{-4} \ln \left(\frac{D_e}{d_{ij}} \right) \quad (3.3)$$

dove:

R_i è la resistenza chilometrica in continua, misurata in $[\Omega/km]$

r_i è il raggio del conduttore di fase, misurato in metri

d_{ij} è la mutua distanza tra i conduttori i e j , espressa in metri

$R_e = \pi^2 f \cdot 10^{-4}$ è la resistenza di terra, espressa in $[\Omega/km]$

$D_e = 659 \sqrt{\frac{\rho}{f}}$ è la profondità in metri del percorso di richiusura della corrente nel terreno, dove ρ è la resistività del terreno espressa in Ωm e f è la frequenza.

La matrice alle ammettenze trasversali $\mathbf{Y}_{t,r}$ è di solito trascurabile nelle reti di bassa tensione caratterizzate da una scarsa estensione. Se la rete considerata ha r rami, n nodi e m conduttori, la matrice alle ammettenze nodali della rete senza generatori e carichi viene determinata nel modo seguente:

$$\mathbf{Y}_{network} = \mathbf{A}^T \mathbf{Y}_p \mathbf{A} \quad (3.4)$$

dove \mathbf{A} è la matrice di incidenza con $2 \cdot m \cdot n$ righe e $m \cdot n$ colonne e contiene le informazioni sulla topologia della rete e \mathbf{Y}_P è la matrice quadrata primitiva di dimensioni $2 \cdot m \cdot r$ lungo la cui diagonale compaiono le sottomatrici $\mathbf{Y}_{Branch,r}$ che contengono le informazioni sui parametri longitudinali e trasversali di ogni ramo. La matrice alle ammettenze nodali sarà dunque una matrice quadrata di dimensioni $m \cdot n$.

3.3.2 Trasformatore

In questo paragrafo viene mostrato il modello del trasformatore con un generico numero di fasi e avvolgimenti [13]. Per prima cosa è descritta la topologia circuitale di un trasformatore multi-avvolgimento monofase, poi viene definita la metodologia di costruzione per il modello multifase, attraverso le tre seguenti fasi:

- 1) definizione della matrice alle ammettenze primitiva del trasformatore \mathbf{Y}_P ;
- 2) calcolo della matrice alle ammettenze degli avvolgimenti (non collegata) \mathbf{Y}_W ;
- 3) definizione della matrice alle ammettenze del trasformatore \mathbf{Y}_T , applicando le appropriate connessioni degli avvolgimenti per rappresentare la topologia e il gruppo.

Nella Figura 3.5, le tre fasi precedentemente elencate sono mostrate in uno schema concettuale: si può notare che le tre matrici alle ammettenze presentate sopra possono essere considerate una all'interno dell'altra.

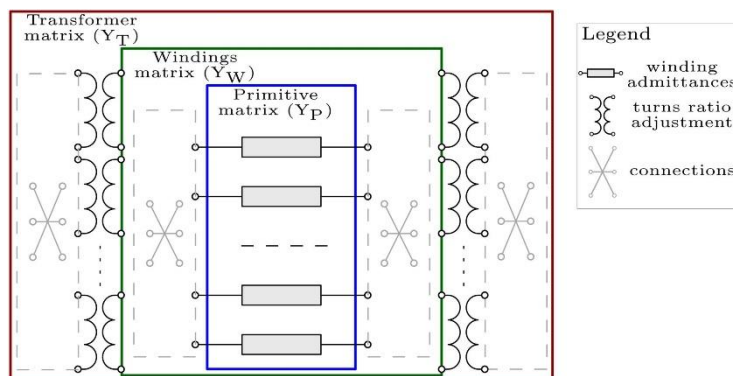


Figura 3.5: Schema concettuale della metodologia di costruzione.

Partendo dallo stadio più interno, dove è definita \mathbf{Y}_P , vengono introdotte tutte le proprietà elettriche degli avvolgimenti, poi nella seconda e terza fase vengono collegate insieme per creare il circuito multi-fase desiderato.

Andiamo ora a definire la matrice alle ammettenze primitiva del trasformatore \mathbf{Y}_P . Il trasformatore monofase a multi-avvolgimenti rappresenta il blocco elementare di ogni trasformatore che coinvolge un numero generico di fasi e di avvolgimenti.

Il circuito equivalente monofase in Figura 3.6 è costruito considerando per ciascuno degli n_W avvolgimenti, identificati dagli indici $1, \dots, n_W$, le rispettive impedenze $\hat{z}_1, \dots, \hat{z}_{n_W}$, riferite ad un comune livello di tensione, chiamato sistema di tensione unitario [13].

Le perdite nel ferro (nucleo) sono prese in considerazione collegando l'impedenza \dot{z}_0 al nodo centrale 0. Questo modello consente una rappresentazione esatta delle caratteristiche elettriche del trasformatore senza che siano richieste approssimazioni. Vale la pena notare che il blocco elementare è perfettamente simmetrico se osservato da ciascuna delle n_W porte.

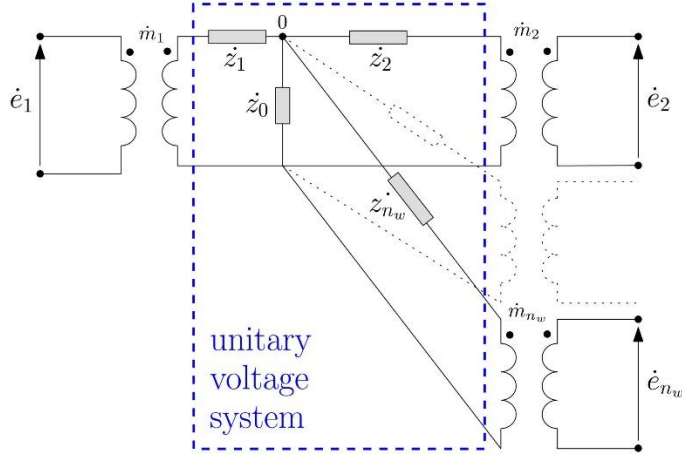


Figura 3.6: Circuito equivalente monofase di un trasformatore multi-avvolgimento.

Per ottenere un modello di trasformatore a più fasi, è necessario accoppiare n_c circuiti monofasi come quelli in Figura 3.6. Le ammettenze, ottenute invertendo i termini di impedenza, possono essere raccolte in sottomatrici come in (3.5) per ogni avvolgimento e il termine shunt è riferito alle perdite nel ferro e alla perdita magnetica. Questo porta alla matrice alle ammettenze primitiva $\mathbf{Y}_{P(0)}$, mostrata in (3.6). il pedice (0) indica che la matrice si riferisce esplicitamente al nodo centrale 0.

$$\mathbf{Y}_x = \begin{bmatrix} \frac{1}{\dot{z}_{x,a}} & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\dot{z}_{x,n_c}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{y}_{x,a} & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dot{y}_{x,n_c} \end{bmatrix}, \quad x = (1, \dots, n_W, 0) \quad (3.5)$$

$$\mathbf{Y}_{P(0)} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_1 & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \ddots & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{Y}_{n_W} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{Y}_0 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Come si vede dalla (3.5), l'ordine di ciascuna sottomatrice è dato dal numero di circuiti n_c , quindi la matrice alle ammettenze primitiva $\mathbf{Y}_{P(0)}$ è una matrice quadrata di ordine $[n_c \cdot (n_W + 1)]$ poiché il numero di sottomatrici incluse si riferisce a ciascuno degli avvolgimenti più i termini di shunt.

Al fine di collegare correttamente le ammettenze in ciascun circuito monofase, può essere definita una matrice alle ammettenze di incidenza $\mathbf{A}_{(0)}$ utilizzando matrici di identità e zeri, come mostrato nella seguente equazione:

$$\mathbf{A}_{(0)} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1(a, \dots, n_c) & \dots & n_W(a, \dots, n_c) & 0(a, \dots, n_c) \end{matrix} \\ \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} & \begin{matrix} \mathbf{Y}_1 \\ \dots \\ \mathbf{Y}_{n_W} \\ \mathbf{Y}_0 \end{matrix} \end{matrix} \quad (3.7)$$

Gli indici di colonna in (3.7) sono raggruppati per avvolgimento (indicato con $1, \dots, n_W$) più il nodo centrale esplicito 0 e si riferiscono al numero di circuiti monofase n_c nel modello (porte indicate con a, \dots, n_c). Con questa notazione, le sottomatrici identità $\mathbf{1}$ e zero $\mathbf{0}$ in (3.7) hanno ordine uguale al numero totale di porte n_c , dunque $\mathbf{A}_{(0)}$ ha ordine $[n_c \cdot (n_W + 1)]$.

Dalla (3.6) e (3.7), la matrice alle ammettenze degli avvolgimenti $\mathbf{Y}_{W(0)}$ per un trasformatore multifase è data da:

$$\mathbf{Y}_{W(0)} = \mathbf{A}_{(0)}^T \mathbf{Y}_{P(0)} \mathbf{A}_{(0)} \quad (3.8)$$

Questo approccio potrebbe essere utilizzato per rappresentare un dispositivo connesso ad un qualsiasi numero di sbarre, ciascuna composta da un generico numero di fasi. Infatti un avvolgimento aggiuntivo può essere incluso inserendo solo i termini di ammettenza appropriati nella diagonale di $\mathbf{Y}_{P(0)}$ e aggiungendo di conseguenza blocchi ad $\mathbf{A}_{(0)}$, mentre il numero delle fasi del modello potrebbe essere modificato cambiando semplicemente il numero di circuiti n_c .

Dal momento che il nodo centrale 0 non deve essere esplicito nella matrice alle ammettenze nodali del trasformatore, viene eseguita una riduzione matriciale attraverso il processo descritto nelle seguenti fasi:

- 1) invertito $\mathbf{Y}_{W(0)}$ per ottenere una matrice di impedenze di ordine $[n_c \cdot (n_W + 1)]$ che include il nodo comune esplicito

$$\mathbf{Z}_{W(0)} = (\mathbf{Y}_{W(0)})^{-1} \quad (3.9)$$

- 2) cancello righe e colonne relative al nodo fittizio, riducendo l'ordine della matrice alle impedenze $[n_W \cdot n_c]: \mathbf{Z}_{W(0)} \rightarrow \mathbf{Z}_W$;
- 3) invertito \mathbf{Z}_W per avere la matrice alle ammettenze degli avvolgimenti ridotta:

$$\mathbf{Y}_W = \mathbf{Z}_W^{-1} \quad (3.10)$$

Il processo appena descritto permette di definire le caratteristiche elettriche di ciascun circuito monofase coinvolto nel modello ma, al fine di introdurre il trasformatore nel modello del sistema di potenza, deve essere impostata la tensione nominale su ciascun lato, insieme alle mutue connessioni delle porte, definendo di conseguenza il rapporto di trasformazione, la topologia e il gruppo.

Poiché i termini di ammettenza sono definiti in un sistema di tensione unitario comune, viene introdotto un collegamento con le porte esterne del trasformatore attraverso dei termini di rapporto spire in per-unit \dot{m}_{w_c} (con $w = 1, \dots, n_W$ e $c = 1, \dots, n_c$) ed è definito come:

$$\dot{m}_{w_c} = 1/[(\dot{E}_{w_c} + \Delta\dot{E}_{w_c})/E_{w_cBase}] = 1/(\dot{e}_{w_c} + \Delta\dot{e}_{w_c}) \quad (3.11)$$

dove gli indici c e w indicano, rispettivamente, il circuito e l'avvolgimento, mentre \dot{E}_{w_c} ed E_{w_cBase} sono, per un avvolgimento w , la tensione nominale del circuito e la tensione di base, rispettivamente. Il termine $\Delta\dot{e}_{w_c}$ introduce una variazione del rapporto spire a causa di una possibile azione di controllo (per esempio il tap changer). Si ricorda inoltre che $\Delta\dot{e}_{w_c}$, e di conseguenza i termini di rapporto spire in p.u., possono essere interi o complessi (nel caso in cui l'azione di controllo richieda una modulazione del rapporto spire o una rotazione dei fasori di tensione).

I termini definiti in (3.11) vengono quindi memorizzati nella matrice \mathbf{M} che consente un'applicazione diretta dei rapporti spire alla matrice alle ammettenze degli avvolgimenti:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} \dot{m}_{1_a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dot{m}_{1_{n_c}} & 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \vdots & 0 & \ddots & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \vdots & \vdots & 0 & \dot{m}_{n_{w_a}} & 0 & 0 \\ 0 & \vdots & \vdots & \vdots & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dot{m}_{n_{w_{n_c}}} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Insieme alle informazioni relative al rapporto spire introdotte in \mathbf{M} , la topologia delle connessioni esterne può essere impostata definendo una matrice di incidenza \mathbf{C} adeguata per la porta dell'avvolgimento, come mostrato nella seguente equazione:

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \mathbf{C}_1 & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \ddots & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{C}_{n_w} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

dove le sottomatrici $\mathbf{C}_{(1, \dots, n_w)}$ contengono la topologia di connessione delle porte per ogni avvolgimento, avendo il numero di righe uguale al numero di circuiti monofase n_c e dimensione delle colonne data dal numero di porte del modello del sistema di potenza a cui il trasformatore sta per essere collegato. Per esempio, se la sbarra di un nodo esterna a cui è collegato l'avvolgimento 1 è modellata come un bus trifase più il neutro, \mathbf{C}_1 ha quattro colonne. Considerando il numero di porte di ogni lato definito come p_1, \dots, p_{n_w} , la dimensione di \mathbf{C} diventa $[(n_w \cdot n_c) \times (p_1 + \dots + p_{n_w})]$.

La matrice alle ammettenze del trasformatore \mathbf{Y}_T per un trasformatore multi-fase e multi-avvolgimento è finalmente ottenuta come:

$$\mathbf{Y}_T = \mathbf{C}^T \{ \mathbf{M} \mathbf{Y}_W \mathbf{M} \} \mathbf{C} \quad (3.14)$$

Andiamo ora a considerare il trasformatore trifase a due avvolgimenti [13], categoria che è molto diffusa nei sistemi di potenza e consiste di due lati (primario e secondario), ciascuno con tre o quattro porte, a seconda che il nodo con il neutro sia esplicitato o meno.

Nella Figura 3.7 è raffigurato il circuito di un trasformatore triangolo-stella e in questo schema possono essere identificati i tre passaggi illustrati nel prosieguo del paragrafo: il sistema di tensione unitario (dove vengono definite le impedenze) è connesso mediante accoppiamenti ideali (impostando il rapporto spire) alle porte che sono connesse opportunamente per riprodurre la topologia del trasformatore.

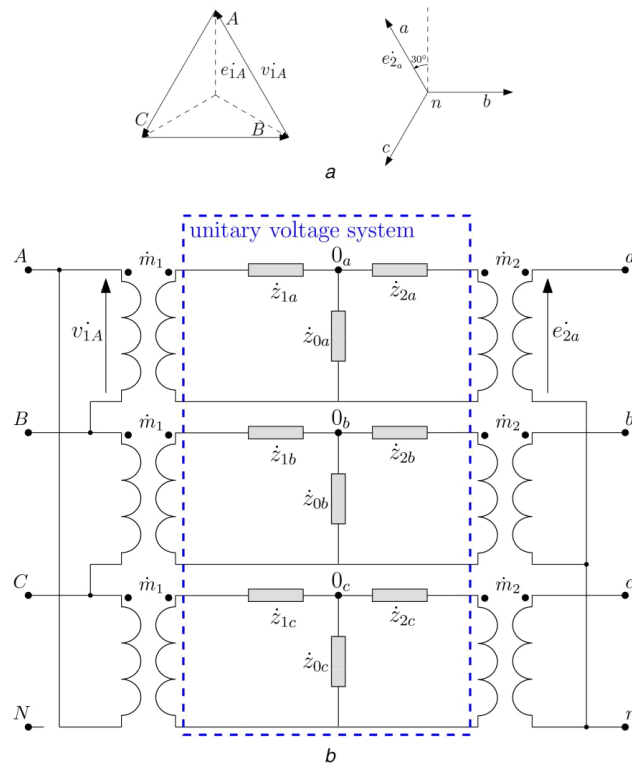


Figura 3.7: Trasformatore trifase triangolo-stella.
a) diagramma vettoriale e b) schema di connessione.

Per un trasformatore trifase standard, le impedenze misurate (misurate con test in corto circuito e a vuoto) sono definite in termini di grandezza come mostrato nelle seguenti equazioni:

$$|\dot{Z}_{scx}| = v_{sc} \cdot \frac{S_{base}}{S_{nx}} \quad (3.15)$$

$$|\dot{Z}_{0x}| = \frac{1}{|\dot{y}_{0x}|} = \left(i_0 \cdot \frac{S_{nx}}{S_{base}} \right)^{-1} \quad (3.16)$$

dove \dot{z}_{sc} è l'impedenza di corto circuito della fase x , v_{sc} è la tensione di alimentazione nel test in corto circuito (in p.u.), i_0 è la corrente di alimentazione nel test a vuoto (in p.u.), S_{nx} è la potenza nominale di ogni circuito monofase e S_{base} è la potenza base del sistema. Le impedenze \dot{z}_{sc} e \dot{z}_0 possono essere rappresentate con valori complessi in accordo con l'assorbimento di potenza attiva misurato nel test in corto circuito e nel test a vuoto, rispettivamente. Nel caso di un trasformatore a due avvolgimenti, la relazione (3.17) mette in evidenza come ciascuna impedenza di avvolgimento sia definita come una parte del valore misurato.

$$|\dot{z}_{scx}| = |\dot{z}_{1x} + \dot{z}_{2x}| \quad (3.17)$$

Generalmente, \dot{z}_{1x} è considerata metà di \dot{z}_{scx} (in p.u.), anche se potrebbero essere considerate altre regole di suddivisione (per esempio se è nota la resistenza degli avvolgimenti in DC). Se si suppone \dot{z}_{2x} uguale a \dot{z}_{sc} si ottiene il modello equivalente del trasformatore spesso utilizzato, che consente un calcolo semplificato dell'assorbimento a vuoto e della caduta di tensione del trasformatore. Si può notare che se entrambe \dot{z}_{1x} e \dot{z}_{2x} sono definite come metà di \dot{z}_{sc} , i termini inclusi in ciascuna delle diagonali delle sottomatrici \mathbf{Y}_1 e \mathbf{Y}_2 sono tutti uguali. Ciascuna delle sottomatrici primitive dell'avvolgimento è di ordine 3 quindi l'ordine delle matrici $\mathbf{Y}_{P(0)}$, $\mathbf{A}_{(0)}$ e $\mathbf{Y}_{W(0)}$ è 9.

Per impostare le connessioni tra le porte esterne è necessario definire la matrice di incidenza \mathbf{C} . Come si può notare dalla Figura 3.7b, tutte le porte di un sistema trifase sono considerate in modo generico (compreso il neutro su ciascun lato) per rappresentare ogni possibile accoppiamento tra ciascuna porta e il sistema esterno (ad esempio il potenziale di terra). Considerando l'intera rete in cui il trasformatore è inserito, nel caso una delle porte non abbia intersezioni con il sistema, deve essere eliminata dal modello (riducendo il numero di colonne) per evitare problemi alla matrice di inversione. Per il circuito trifase in Figura 3.7b, avente quattro porte esterne su ciascun lato e tre circuiti elementari, la matrice di connessione è costruita come in (3.18) definendo due sottomatrici \mathbf{C}_1 e \mathbf{C}_2 , ciascuna di dimensione $[3 \times 4]$.

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} A & B & C & N & a & b & c & n \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{matrix} A - B \\ B - C \\ C - A \\ a - n \\ b - n \\ c - n \end{matrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{C}_1 & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{C}_2 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

In questo caso la porta del neutro è esplicitata nel lato primario, nonostante essa non abbia iterazioni con il trasformatore, risultando in una colonna di zeri, per mostrare come può essere inclusa nel modello al fine di essere coerente con il numero di fasi nel sistema esterno. \mathbf{C}_1 è la tipica sottomatrice di incidenza, rappresentante una connessione a triangolo tra gli avvolgimenti (l'ultima colonna, composta da zeri, deve essere cancellata nel caso che la porta N non sia definita nel modello di rete, come nelle reti di distribuzione a te fili con neutro isolato). Allo stesso modo, \mathbf{C}_2 è la tipica sottomatrice di incidenza riferita alla connessione a stella degli avvolgimenti. Si può infine notare che la topologia del trasformatore che risulta

dall'applicazione della matrice \mathbf{C} definisce anche il gruppo del trasformatore (in questo caso l'11), dal momento che coinvolge lo sfasamento tra le tensioni di fase primarie e secondarie.

3.3.3 Connessioni a terra dei nodi

La connessione a terra dei nodi della rete viene descritta dalla matrice \mathbf{Y}_{ground} . La matrice, quadrata e con dimensione $n \cdot m$, contiene le informazioni sullo stato del neutro ai nodi della rete, il quale viene descritto da un'autoammettenza al neutro per ogni nodo del sistema. Le autoammettenze, poste in posizione x_{ii} , con $i = n \cdot m$, essendo n l'intero con cui sono numerati i nodi della rete e m il numero dei conduttori del sistema, vengono calcolate in p.u. a partire dal valore di messa a terra del neutro in ogni nodo, come mostrato nella seguente equazione:

$$z_{g,n} = \frac{z_{base}}{R_{ground,n}} \quad (3.19)$$

dove $z_{base} = \frac{U_{base,n}^2}{S_{base}}$. Per ciascun nodo della rete si ottiene una sottomatrice $\mathbf{Y}_{ground,n}$ di dimensioni $m \cdot m$ del tipo:

$$\mathbf{Y}_{ground,n} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & z_{g,n} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Si ottiene in fine la matrice delle autoammettenze delle connessioni a terra del neutro nei nodi della rete (3.21):

$$\mathbf{Y}_{ground} = \begin{bmatrix} [Y_{g,1}] & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & [Y_{g,2}] & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & [Y_{g,n}] \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

3.3.4 Matrice alle ammettenze della rete passiva

Nei paragrafi precedenti sono state determinate la matrice alle ammettenze nodali della rete $\mathbf{Y}_{network}$, la quale descrive le caratteristiche dei rami presenti nel sistema, la matrice alle ammettenze del trasformatore \mathbf{Y}_T , che modella il trasformatore inserito a monte del feeder di distribuzione tenendo conto dei collegamenti presenti nel primario e nel secondario e la matrice \mathbf{Y}_{ground} , che definisce lo stato del neutro nei nodi della rete.

Si può dunque definire la matrice alle ammettenze della rete passiva $\mathbf{Y}_{net,pass}$ come somma dei tre contributi precedentemente ricavati:

$$\mathbf{Y}_{net,pass} = \mathbf{Y}_{network} + \mathbf{Y}_T + \mathbf{Y}_{ground} \quad (3.22)$$

Si ottiene perciò una matrice sparsa quadrata simmetrica di ordine $m \cdot n$ dove gli elementi \dot{Y}_{ii} rappresentano le autoammettenze alla fase m -esima del nodo n -esimo e gli elementi $\dot{Y}_{ij} = \dot{Y}_{ji}$ rappresentano le mutue ammettenze tra gli elementi i e j .

3.3.5 Elementi shunt

Gli elementi shunt sono quei componenti della rete che vengono derivati da un singolo nodo. Questi elementi sono rappresentati dai carichi e dai generatori che possono essere monofase, se derivati tra una fase e il neutro di un nodo, oppure trifase collegati sia a stella che a triangolo, realizzati collegando tre impedenze uguali alle tre fasi distinte. Tutti i carichi e i generatori sono dunque rappresentati tramite un elemento derivato, costituito dal parallelo di un'ammettenza costante e di un generatore di corrente, come mostrato nella Figura 3.8. L'ammettenza costante sarà inserita all'interno della matrice alle ammettenze della rete senza gli elementi shunt, mentre l'aggiornamento della potenza assorbita dai carichi o erogata dai generatori sarà ottenuto aggiornando a ogni iterazione il valore della corrente in uscita dal generatore in parallelo.

Poiché si applica la convenzione degli utilizzatori, i generatori avranno valori di ammettenza negativi, mentre i carichi avranno ammettenze positive.

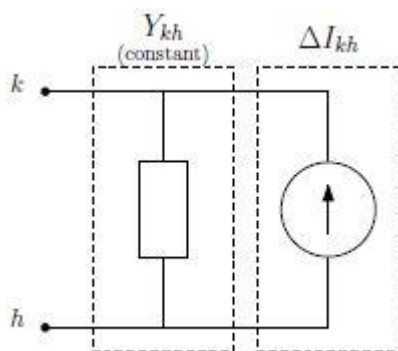


Figura 3.8: Rappresentazione dei nodi di carico/generazione.

Per un elemento shunt monofase connesso tra i nodi k e h l'ammettenza nominale complessa può essere calcolata come [12]:

$$\dot{Y}_{kh} = \frac{S_{kh(0)}^*}{|U_{kh(0)}|^2}, \quad (U_{kh} = E_h - E_k) \quad (3.23)$$

dove, $S_{kh(0)}$ è la potenza nominale dell'elemento shunt ed E sono i potenziali dei nodi k e h , mentre il pedice (0) indica che i valori sono riferiti all'istante iniziale, cioè è il valore nominale. Dal momento che i generatori e i carichi vengono inseriti assieme alla matrice alle ammettenze della rete passiva $\mathbf{Y}_{net,pass}$ a formare una matrice \mathbf{Y} che descrive l'intera rete e che il sistema può essere pensato come un sistema passivo che viene eccitato dal fasore di tensione applicato al nodo di saldo, determinando le tensioni ai nodi del sistema, che a loro volta determinano le potenze assorbite o generate dai carichi o dai generatori connessi lungo la rete, si comprende che le \dot{Y}_{kh} non possono avere valore costante. Per ovviare a questo si iniettano in parallelo alle

ammettenze dei carichi e dei generatori delle correnti di correzione ΔI di valore adeguato per soddisfare i vincoli di tensione e di potenza [18].

La potenza apparente dell'elemento shunt può essere descritta dalla (3.24), che si riferisce alla i -esima iterazione. Separare l'ammettenza costante facilita la definizione del vettore corrente di correzione ΔI , che consente l'introduzione di una specifica dipendenza dalla tensione senza modificare l'ammettenza dell'elemento in derivazione. In questo modo, come detto in precedenza, l'ammettenza nominale dell'elemento shunt può essere inclusa nella matrice alle ammettenze del sistema, che è così interamente composta da valori costanti.

$$S_{kh(i)}^* = Y_{kh} |U_{kh(i)}|^2 - U_{kh(i)} \Delta I_{kh(i)} \quad (3.24)$$

Secondo il modello ZIP [16], la potenza assorbita da un generico elemento può essere pensata come somma della potenza assorbita da tre elementi, caratterizzati rispettivamente da impedenza costante, assorbimento di corrente costante e assorbimento di potenza costante. I coefficienti k_Z , k_I e k_P esprimono la porzione di potenza assorbita (o erogata) dal carico (o generatore) da attribuire a ciascun elemento. Tra i coefficienti esiste la seguente relazione fondamentale: $k_Z + k_I + k_P = 1$. Perciò si potrà riscrivere $S_{kh(i)}^*$ come:

$$S_{kh(i)}^* = S_{kh(i)Z}^* + S_{kh(i)I}^* + S_{kh(i)P}^* \quad (3.25)$$

$$S_{kh(i)}^* = S_{kh(0)}^* \left[\left(\frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right)^2 k_Z + \left(\frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right) k_I + k_P \right] \quad (3.26)$$

Per quanto riguarda la parte ad impedenza costante, la componente ΔI nella (3.24) è zero. Per la parte di corrente costante del modello ZIP nella (3.26), che descrive la dipendenza lineare dalla tensione, il vettore corrente di correzione viene calcolato come segue:

$$S_{kh(i)I\%}^* = k_I \left(\frac{|U_{kh(i)}|}{|U_{kh(0)}|} \right) Y_{kh} |U_{kh(0)}|^2 = k_I \left(Y_{kh} |U_{kh(i)}|^2 - U_{kh(i)} \Delta I_{kh(i)I\%} \right) \quad (3.27)$$

$$\Delta I_{kh(i)I\%} = k_I \frac{Y_{kh}}{U_{kh(i)}} (|U_{kh(i)}|^2 - |U_{kh(i)}| |U_{kh(0)}|) \quad (3.28)$$

La quota di potenza costante può anche essere espressa attraverso un'appropriata corrente di correzione come descritto dalla (3.29) e (3.30):

$$S_{kh(i)P\%}^* = k_P Y_{kh} |U_{kh(0)}|^2 = k_P \left(Y_{kh} |U_{kh(i)}|^2 - U_{kh(i)} \Delta I_{kh(i)P\%} \right) \quad (3.29)$$

$$\Delta I_{kh(i)P\%} = k_P \frac{Y_{kh}}{U_{kh(i)}} (|U_{kh(i)}|^2 - |U_{kh(0)}|^2) \quad (3.30)$$

Infine, la (3.31) descrive la composizione del modello ZIP, sottolineando il fatto che le differenti quantità che dipendono dalla tensione possono essere rappresentate da iniettori di corrente separati:

$$S_{(i)}^* = Y_{kh} |U_{kh(i)}|^2 - (\Delta I_{kh(i)r\%} + \Delta I_{kh(i)p\%}) U_{kh(i)} \quad (3.31)$$

A questo punto tutte le ammettenze costanti vengono sommate alla matrice alle ammettenze totale della rete, mentre alle porte sono collegati i generatori di corrente di correzione, il cui valore viene aggiornato ad ogni iterazione.

Dunque, la matrice alle ammettenze del sistema Y è la somma di cinque matrici quadrate di ordine $m \cdot n$:

$$Y = Y_{network} + Y_T + Y_{ground} + Y_{loads} - Y_{gen} = Y_{net,pass} + Y_{loads} - Y_{gen} \quad (3.32)$$

3.4 Algoritmo di calcolo

In questo paragrafo viene riportato brevemente l'algoritmo di calcolo adottato per il calcolo dei flussi di potenza. I parametri di ingresso sono i seguenti:

- nodi: numerazione, tensione di base e resistenza di terra;
- rami: nodi di connessione, tipologia di conduttore e lunghezza;
- trasformatore: nodi di connessione, tensione nominale primaria e secondaria, potenza nominale, tensione di corto circuito, potenza di corto circuito, connessione degli avvolgimenti e gruppo, tensione di gradino, posizione iniziale del tap-changer, posizione massima e minima del tap-changer, tensione di riferimento e nodo controllato;
- carichi: nodo di connessione e fase, potenza attiva e reattiva nominale, fattore di potenza, tipologia di carico e di connessione;
- generatori: nodo di connessione e fase, potenza attiva nominale, fattore di potenza, tipologia di generatore e di connessione;
- coefficienti modello ZIP: coefficienti del modello ZIP riferiti alla potenza attiva (kZ_P, kI_P, kP_P) e alla potenza reattiva (kZ_Q, kI_Q, kP_Q)
- potenza base, numero di fasi, tolleranza di modulo ε_m e di angolo ε_A , numero massimo di iterazioni.

Il parametro principale di uscita è costituito dal vettore dei potenziali nodali della rete.

Stabiliti i dati di ingresso definiti sopra, vengono calcolate le matrici alle ammettenze dei rami $Y_{Branch,r}$, del trasformatore Y_T e delle connessioni a terra Y_{ground} e viene costruita la matrice alle ammettenze della rete passiva $Y_{net,pass}$.

Il vettore \mathbf{E} viene inizializzato assegnando il valore:

$$\mathbf{E}_a = E_{rif} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Ad ogni nodo del sistema. Di conseguenza vengono calcolate le matrici \mathbf{Y}_{loads} e \mathbf{Y}_{gen} e la matrice $\mathbf{Y} = \mathbf{Y}_{net,pass} + \mathbf{Y}_{loads} - \mathbf{Y}_{gen}$.

Il problema è costituito dal seguente sistema di equazioni non lineari:

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{E} \quad (3.34)$$

dove \mathbf{E} è il vettore incognito dei potenziali nodali della rete. La (3.34) viene di solito suddivisa in modo da evidenziare le righe relative al nodo di saldo (pedice a) dagli altri nodi della rete (pedici n):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_a \\ \mathbf{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{aa} & \mathbf{Y}_{an} \\ \mathbf{Y}_{na} & \mathbf{Y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{E}_a \\ \mathbf{E}_n \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

dalla (3.35) si ricava $\mathbf{E}_n = -\mathbf{Y}_{nn}^{-1}(\mathbf{Y}_{na}\mathbf{E}_a)$. Finché $|\Delta\mathbf{E}| > \varepsilon_m$ e $\angle\mathbf{E} > \varepsilon_A$ e il numero di iterazioni è inferiore al numero massimo stabilito, viene calcolato il valore di $\Delta\mathbf{I}_n$ secondo la (3.24) e seguenti e viene aggiornato il vettore $\mathbf{E}_n = -\mathbf{Y}_{nn}^{-1}(\Delta\mathbf{I}_n - \mathbf{Y}_{na}\mathbf{E}_a)$. Infine, quando l'algoritmo giunge alla convergenza, si ottiene il nuovo vettore delle correnti al nodo di saldo da $\mathbf{I}_a = \mathbf{Y}_{aa}\mathbf{E}_a + \mathbf{Y}_{an}\mathbf{E}_n$. Data la matrice alle ammettenze della rete \mathbf{Y} e il vettore dei potenziali nodali \mathbf{E} , si possono ricavare le correnti nodali dall'equazione 3.34.

Avendo modellizzato la rete come una serie di doppi m -bipoli a π , con m il numero delle fasi del sistema, e considerando un ramo della rete con quattro conduttori, la (3.34) dà un vettore corrente di otto elementi, essendo i primi quattro le correnti dei conduttori in ingresso ad una porta dell' m -bipolo ed i secondi quattro le correnti dei conduttori in uscita dall' m -bipolo. Infine, le relazioni $\mathbf{S}_{in} = \mathbf{E}_{in} \cdot \mathbf{I}_{in}^*$ e $\mathbf{S}_{out} = \mathbf{E}_{out} \cdot \mathbf{I}_{out}^*$ consentono di ricavare le potenze nodali. Per la convenzione adottata nella costruzione delle matrici alle ammettenze (correnti positive entranti alle due porte del doppio m -bipolo) la potenza dissipata in un ramo è data da $\mathbf{S}_{in} + \mathbf{S}_{out}$, dove la parte reale della risultante rappresenta proprio le perdite attive della rete.

3.5 Metodologia di soluzione del power flow

Come descritto nei paragrafi precedenti, la soluzione del power flow si basa sull'approccio della matrice alle ammettenze complessa sviluppato per sistemi bilanciati modellati con circuiti monofase equivalenti [18]. Dopo aver calcolato la matrice degli elementi di ramo e degli elementi shunt, come descritto precedentemente, la matrice alle ammettenze del sistema è costruita come illustrato nella Figura 3.3. Si ottiene la matrice $\mathbf{Y}_{network}$ includendo le sottomatrici degli elementi di ramo attraverso una topologia di matrice adatta. Inoltre, la parte ad ammettenza costante degli elementi shunt viene aggiunta alla matrice di rete come mostrato

nella Figura 3.9, quindi a questo punto i nodi del sistema sono rappresentati solo da porte in cui le correnti di correzione, calcolate come nel paragrafo 3.3.5, possono essere aggiornate.

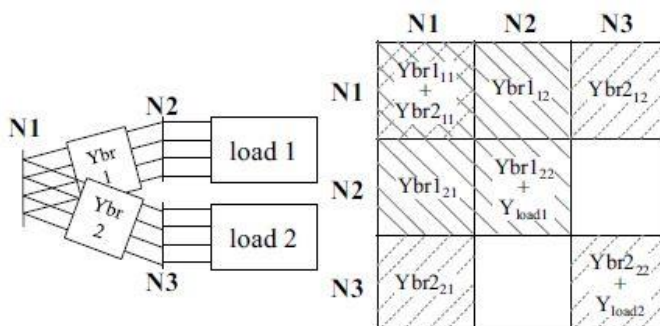


Figura 3.9: Esempio della composizione della matrice alle ammettenze della rete, includendo rami e carichi.

Un aspetto molto importante è che l'inclusione delle ammettenze che rappresentano gli elementi shunt all'interno della matrice alle ammettenze del sistema può ridurre i problemi di inversione del power flow, poiché viene invertito una sola volta dalla tecnica di correzione della corrente.

A questo punto, una soluzione diretta viene iterata aggiornando le correnti di shunt, attraverso il sistema riportato nella seguente figura:

$$\begin{bmatrix} I_{SL_{a..n}} \\ \Delta I_{2_{a..n}} \\ \vdots \\ \Delta I_{m_{a..n}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{SL-SL} & Y_{SL-SH} \\ Y_{SH-SL} & Y_{SH-SH} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{SL_{a..n}} \\ E_{2_{a..n}} \\ \vdots \\ E_{m_{a..n}} \end{bmatrix}$$

Figura 3.10: Rappresentazione della soluzione del power flow, usando la matrice Y.

In questo capitolo sono quindi state descritte le caratteristiche dell'algorithm adottato per il calcolo del power flow, analizzando soprattutto come tale metodo è stato realizzato. Nei capitoli successivi il metodo CCI verrà utilizzato per l'analisi del flusso di potenza di una rete reale, esaminando in particolare gli squilibri di tensione causati dalla generazione distribuita e considerando le varie tipologie di regolazione atte a migliorare la stabilità, e correggere il più possibile gli squilibri, della rete stessa.

Capitolo 4

Caso studio: rete reale di distribuzione BT

Come detto nei capitoli precedenti, in questa tesi viene usato un algoritmo di calcolo adatto all'analisi delle reti dissimetriche, dotate di molti carichi e generatori sia monofase che trifase e quindi in particolare si tratta di reti di distribuzione in bassa tensione. Inoltre, a causa della bassa potenza di corto circuito che le caratterizza, tale tipologia di rete è molto sensibile agli squilibri di tensione.

L'aspetto principale che differenzia le reti BT da quelle solitamente analizzate per i flussi di potenza, ovvero le reti di trasmissione in alta tensione, sono le caratteristiche delle linee elettriche e dunque dei conduttori. La bassa tensione permette infatti di avvicinare tra loro i conduttori delle fasi e di conseguenza ridurre considerevolmente la reattanza longitudinale chilometrica delle linee. Quindi la resistenza non è più trascurabile (rapporto R/X elevato) e nella regolazione della tensione diventa importante, oltre alla potenza reattiva, anche quella attiva, come si nota dalla seguente equazione:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2} \quad (4.1)$$

Nella prima parte di questo capitolo verranno dunque presentate le caratteristiche della rete in esame, descrivendone la topologia. Successivamente saranno considerati diversi scenari, dove viene analizzato il comportamento della rete stessa. All'inizio il sistema verrà considerato passivo, cioè privo della generazione distribuita, per passare poi ad una condizione di rete attiva, dove si andranno ad esaminare gli effetti causati dai generatori, come lo squilibrio di tensione. Saranno quindi prese in considerazione le varie tecniche di regolazione della tensione, come la regolazione locale ad opera degli inverter della GD e l'intervento del trasformatore OLTC.

4.1 La rete di riferimento

4.1.1 Topologia e conduttori

La rete oggetto di studio è raffigurata schematicamente in Figura 4.1. È una rete reale di distribuzione BT di Verona, alimentata da un tipico trasformatore da distribuzione, i cui dati sono riportati nella tabella A.4 dell'appendice. Gli avvolgimenti del primario sono collegati a triangolo mentre quelli del secondario sono collegati a stella con neutro accessibile e gruppo di inserzione 11, Dyn11. Il collegamento a triangolo del primario impedisce alle correnti di sequenza omopolare di transitare verso il secondario del trasformatore. Invece, il collegamento a stella del secondario è necessario per alimentare i carichi monofase, tipici di questa tipologia

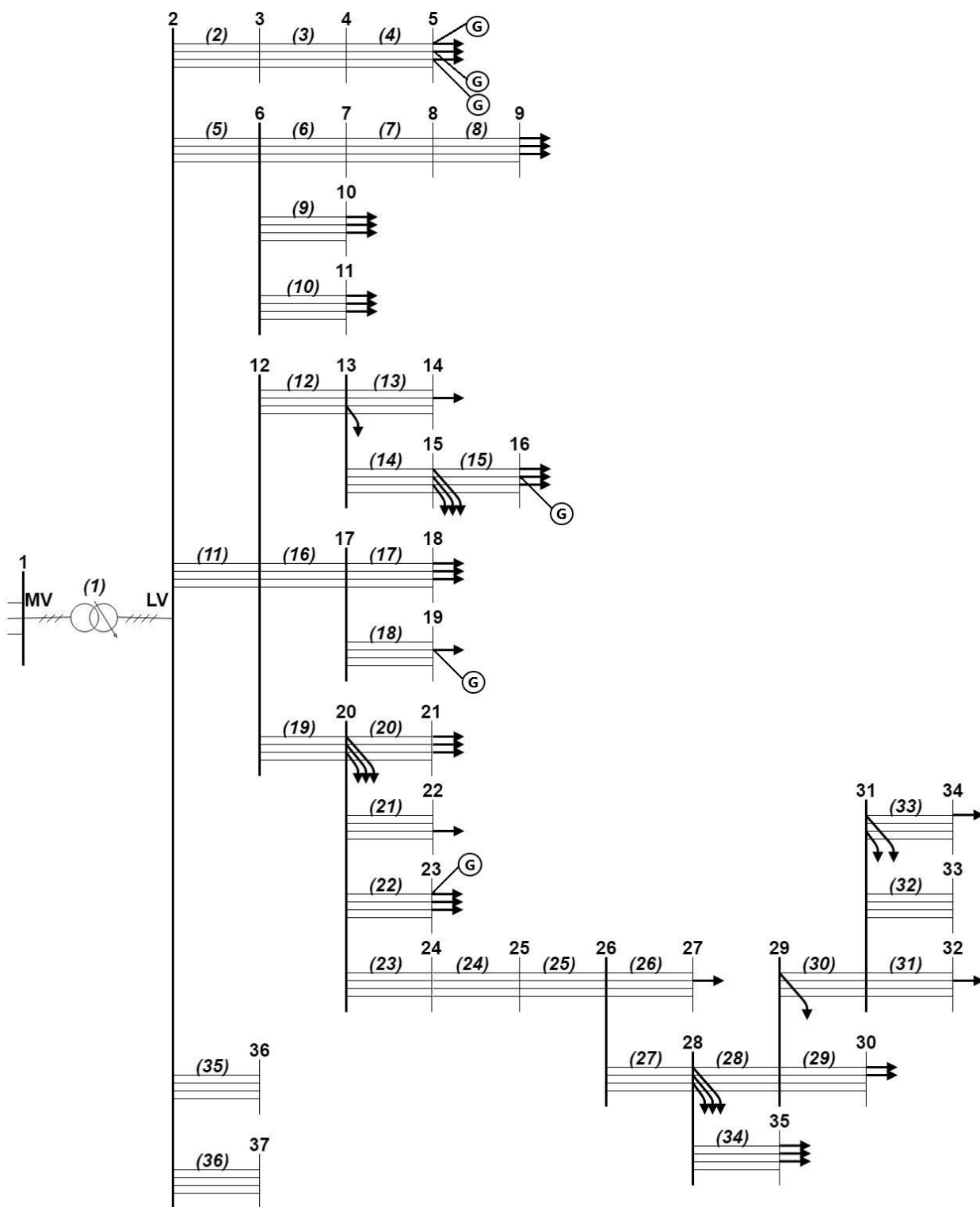


Figura 4.1: Rete di Verona. Le frecce rappresentano i carichi connessi a quel nodo (in una determinata fase possono essere connessi più carichi, sia monofase che trifase), le G indicano i generatori.

di rete. Esso influisce inoltre positivamente sul valore della corrente di guasto che si verifica nella porzione di rete in bassa tensione: la piccola impedenza del collegamento a terra del neutro al secondario comporta un elevato valore della corrente di guasto, facilitandone così la localizzazione e consentendo di realizzare protezioni efficaci.

La rete in esame ha una struttura radiale con frequenza nominale pari a 50 Hz. È costituita da 37 nodi e da 36 linee, le quali si dipartono dalla sbarra secondaria del trasformatore MT/BT. In particolare i dati dei singoli conduttori della rete, della configurazione dei conduttori stessi ed i dati delle linee sono riportati rispettivamente nella tabella A.1, A.2 e A.3 dell'appendice. Dalla Figura 4.1 si nota che al secondario del trasformatore sono direttamente connessi i nodi 3, 6, 12, 36 e 37, ciascuno dei quali è collegato alla sbarra secondaria del trafo da un conduttore di sezione 150 mm^2 . Dal nodo 3 si diparte un solo ramo della rete, dal nodo 6 ne partono tre mentre è dal 12 che si snodano la maggior parte dei rami costituenti la rete. I nodi 36 e 37 sono invece connessi alla sbarra attraverso un singolo tratto di linea. Dai file dati della rete reale si può inoltre osservare come la sezione del conduttore di neutro è sempre di dimensione minore rispetto al corrispondente conduttore di fase. Questa consuetudine, diffusa nei sistemi in bassa tensione, si basa sull'ipotesi che lo squilibrio tra le fasi e il livello di inquinamento armonico siano sufficientemente ridotti. È tuttavia da sottolineare che le reti BT sono spesso caratterizzate da un funzionamento squilibrato, a causa della considerevole presenza di carichi e generatori monofase. Ciò comporta la circolazione di correnti lungo il conduttore di neutro che potrebbe non essere dimensionato sufficientemente rispetto alle effettive condizioni di funzionamento del sistema.

4.1.2 Carichi

La Figura 4.1 evidenzia i nodi a cui sono connessi i carichi della rete di distribuzione oggetto di studio. Ciascun tratto di linea tra due nodi è rappresentato mediante quattro segmenti paralleli, che indicano rispettivamente le tre fasi ed il conduttore di neutro. I vari carichi sono invece raffigurati con delle frecce. In un determinato nodo possono essere connessi dei carichi in ciascuna delle tre fasi, per cui in alcuni nodi sono collegate tre frecce, una per ogni fase. Come si vede nella figura, in svariati nodi è connessa una sola freccia, indicando così che in quel nodo è presente un carico collegato solamente a quella determinata fase. Tuttavia una singola freccia indica la presenza di più carichi, cioè ad una determinata fase possono essere connessi più carichi, dunque le utenze non sono equamente distribuite sui nodi come si nota nella tabella A.5 dell'appendice dove sono riportati i dati caratteristici di tutti i carichi della rete di Verona. La rete in questione è caratterizzata dalla presenza contemporanea di carichi monofase e trifase. I primi, in particolare, sono responsabili dell'assorbimento di correnti monofase che causano cadute di tensione sulla fase che li alimenta. Cadute di tensione diverse sulle tre fasi provocano uno squilibrio tra le tensioni nell'intera rete. Tali squilibri possono interessare i moduli delle tensioni, le loro fasi o, molto spesso, entrambi.

Nelle reti di distribuzione di bassa tensione esistono numerose tipologie di carico. La Figura 4.2 riporta i profili orari tipici di alcuni di questi. In particolare in Figura 4.2a è rappresentato l'andamento della curva di carico di un'utenza residenziale che ha picchi di carico nella prima fascia della mattinata, intorno alle ore 8, a mezzogiorno e alla sera, intorno alle ore 19. In Figura 4.2b è riportata la curva di carico di un'utenza industriale, dove si notano valori di

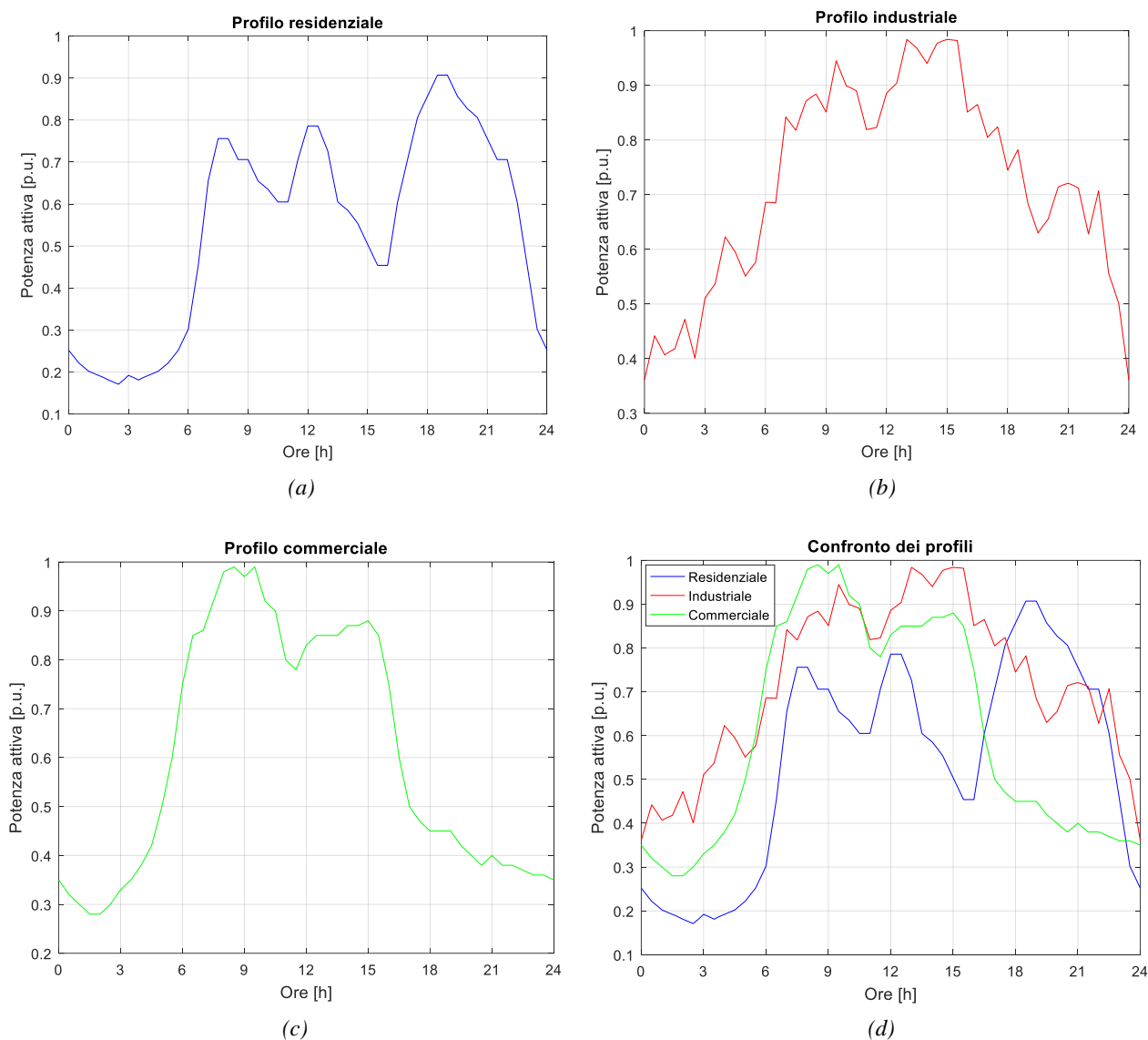


Figura 4.2: Profili orari delle utenze: (a) profilo residenziale, (b) profilo industriale, (c) profilo commerciale, (d) confronto tra profili.

assorbimento elevati durante le ore centrali della giornata e valori notturni quasi sempre superiori a 0,4. In Figura 4.2c è invece raffigurata la curva di carico per un'utenza commerciale, dove si osservano due massimi giornalieri intorno alle ore 8 e alle ore 15. Infine, nella Figura 4.2d viene effettuato un confronto tra i vari profili, dove si nota che per tutte e tre le tipologie di carico i valori minimi si verificano durante le ore notturne.

Tuttavia nell'analisi di questa rete reale di distribuzione verranno considerate due tipologie di carico, domestico e non domestico, come si nota nella tabella A.5 dell'appendice. La tipologia domestica si riferisce a tutte le utenze di tipo domestico/residenziale mentre quella non domestica è riferita a tutte quelle utenze che non sono domestiche, cioè che possono essere commerciali, industriali, ecc. È stata fatta tale scelta poiché per il calcolo del power flow attraverso il metodo CCI precedentemente descritto, si utilizzeranno dei profili di potenza reali e non quelli tipici/statistici. In particolare, sono stati ricavati sei profili di potenza di utenze

domestiche (potenza nominale $P_n=3\text{kW}$) e undici di utenze non domestiche ($P_n=15\text{kW}$). Questi tipi di profili sono stati applicati liberamente alle utenze presenti nella rete reale BT ENEL oggetto di studio, scegliendo in modo casuale l'assegnazione distinguendo però tra domestici e non.

4.1.3 Coefficienti del modello ZIP

In generale, i carichi presenti in una rete elettrica sono caratterizzati da un assorbimento di potenza attiva e reattiva che varia in funzione della tensione con cui sono alimentati. Al fine di tenere in considerazione l'effetto della variazione della tensione, questi vengono rappresentati attraverso il modello ZIP, che consiste nel definire la potenza attiva e reattiva come:

$$P = P_n \left[k_{Z,p} \left(\frac{V_i^2}{V_n} \right) + k_{I,p} \left(\frac{V_i}{V_n} \right) + k_{P,p} \right] \quad (4.2)$$

$$Q = Q_n \left[k_{Z,q} \left(\frac{V_i^2}{V_n} \right) + k_{I,q} \left(\frac{V_i}{V_n} \right) + k_{P,q} \right] \quad (4.3)$$

dove P e Q sono la potenza attiva e reattiva assorbite dal carico ad una determinata tensione attuale V_i , P_n e Q_n rappresentano la potenza attiva e reattiva assorbite in condizioni nominali e V_n è la tensione nominale. I termini k_Z , k_I e k_P rappresentano i coefficienti per un carico a impedenza, corrente e potenza costante.

I valori dei coefficienti utilizzati nelle simulazioni sono ricavati da [16] e sono riportati in tabella 4.1, arrotondati opportunamente in modo da rispettare il vincolo $k_Z + k_I + k_P = 1$.

Tabella 4.1. Coefficienti modello ZIP

Utenza	$k_{Z,p}$	$k_{I,p}$	$k_{P,p}$	$k_{Z,q}$	$k_{I,q}$	$k_{P,q}$
Domestica	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65
Non domestica	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44

4.1.4 Generatori

In Figura 4.1 sono evidenziati i nodi a cui sono connessi i sistemi di generazione distribuita, i cui dati sono riportati nella tabella A.6 dell'appendice. Nella rete BT ENEL studiata in questa tesi i generatori sono collegati ai nodi 5, 16, 19 e 23, tutti di tipo fotovoltaico. In particolare al nodo 5 è presente un generatore trifase mentre negli altri nodi sono connessi generatori di tipo monofase.

In Figura 4.3 viene rappresentato l'andamento tipico della curva di generazione di un impianto fotovoltaico. Come si nota dalla figura, l'impianto produce dalle ore 8 alle ore 16 ed il massimo della potenza è generato, in condizioni standard, per l'ora in cui si ha il maggiore tasso di irraggiamento solare (circa le ore 12). Naturalmente il generatore fotovoltaico non è attivo nelle ore in cui non c'è luce solare.

A differenza delle utenze, dove, come detto prima, i profili di potenza usati sono dei profili reali, per gli impianti fotovoltaici si ricorre invece ad un profilo di potenza tipico/statistico.

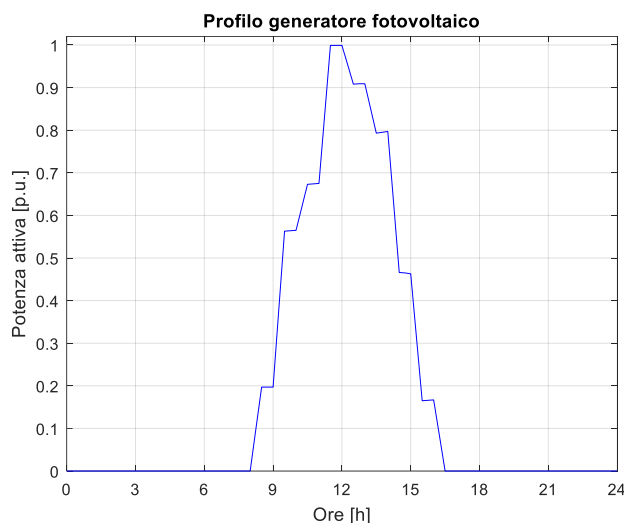


Figura 4.3: Curva di generazione di un impianto fotovoltaico.

Presentate le caratteristiche della rete, saranno ora trattate le simulazioni effettuate, partendo dallo scenario in cui si considera la rete totalmente passiva, passando per condizioni in cui vi è un'elevata penetrazione della generazione distribuita, focalizzandoci in particolare sugli squilibri di tensione e andando dunque a considerare le varie metodologie di regolazione.

4.2 Scenario base: rete passiva

In questo paragrafo la simulazione sarà effettuata in condizione di rete passiva. Verranno dunque staccati dalla rete tutti i generatori mentre rimangono invariati i collegamenti e le caratteristiche dei carichi. Il sistema è quindi considerato nella sua configurazione base, ovvero in assenza di OLTC e senza la regolazione della tensione da parte degli inverter della generazione distribuita. Il comportamento della rete sarà simulato in un giorno settimanale estivo, il 15 giugno, ed il passo di simulazione prevede un intervallo Δt pari a 15 minuti.

Inizialmente saranno illustrati gli andamenti della tensione per tutti i nodi della rete in un determinato orario della giornata, poi verranno mostrati i valori di tensione lungo alcuni dei feeder che compongono il sistema ed infine l'andamento orario dell'intera giornata in alcuni dei 37 nodi che compongono la rete. In seguito si analizza il comportamento del potenziale di neutro e del fattore di sbilanciamento delle tensioni, per poi andare a vedere gli andamenti della potenza che si ha sui vari rami.

Per quanto riguarda l'andamento delle tensioni nell'arco delle 24 ore, si è scelto di riportare le curve di alcuni dei nodi della rete, essendo questa costituita da un numero discreto di nodi, come si nota dalla Figura 4.1. In particolare sono stati scelti i nodi 5, 16, 19, 23, 30 ed il 34 essendo nodi terminali del loro corrispettivo ramo. Sono stati presi in considerazione i bus 5, 16, 19 e 23 poiché sono i nodi in cui sono connessi i generatori originari della rete reale BT, mentre i nodi 30 e 34 sono stati presi in considerazione essendo quelli più lontani dalla cabina secondaria e dunque quelli più soggetti allo squilibrio per quanto riguarda le tensioni.

Lo scopo di questo paragrafo è dunque quello di analizzare le condizioni base della rete, in modo tale da poter essere successivamente confrontate con scenari che prevedono l'inclusione della regolazione locale della GD e l'intervento del trasformatore variatore sotto carico.

4.2.1 Analisi del regime delle tensioni

Come detto in precedenza, vengono staccati dalla rete tutti i generatori lasciando però invariati i collegamenti e le caratteristiche dei carichi. Viene calcolato il regime del load flow ai vari nodi della rete e fatto un plot per i sei nodi scelti dell'andamento della tensione oraria (come si può vedere nei grafici che seguiranno), dove per le tensioni si è preso come riferimento il neutro (quindi sono tensioni stellate fase-neutro).

Nella Figura 4.4 è riportato il valore della tensione delle tre fasi per tutti i nodi della rete ad una precisa ora della giornata, ovvero alle ore 13 del 15 giugno. Si nota subito che le tensioni sono nelle aspettative e nell'intervallo del $\pm 10\%$ rispetto al valore nominale, che è una variazione considerata accettabile dal DSO italiano [2].

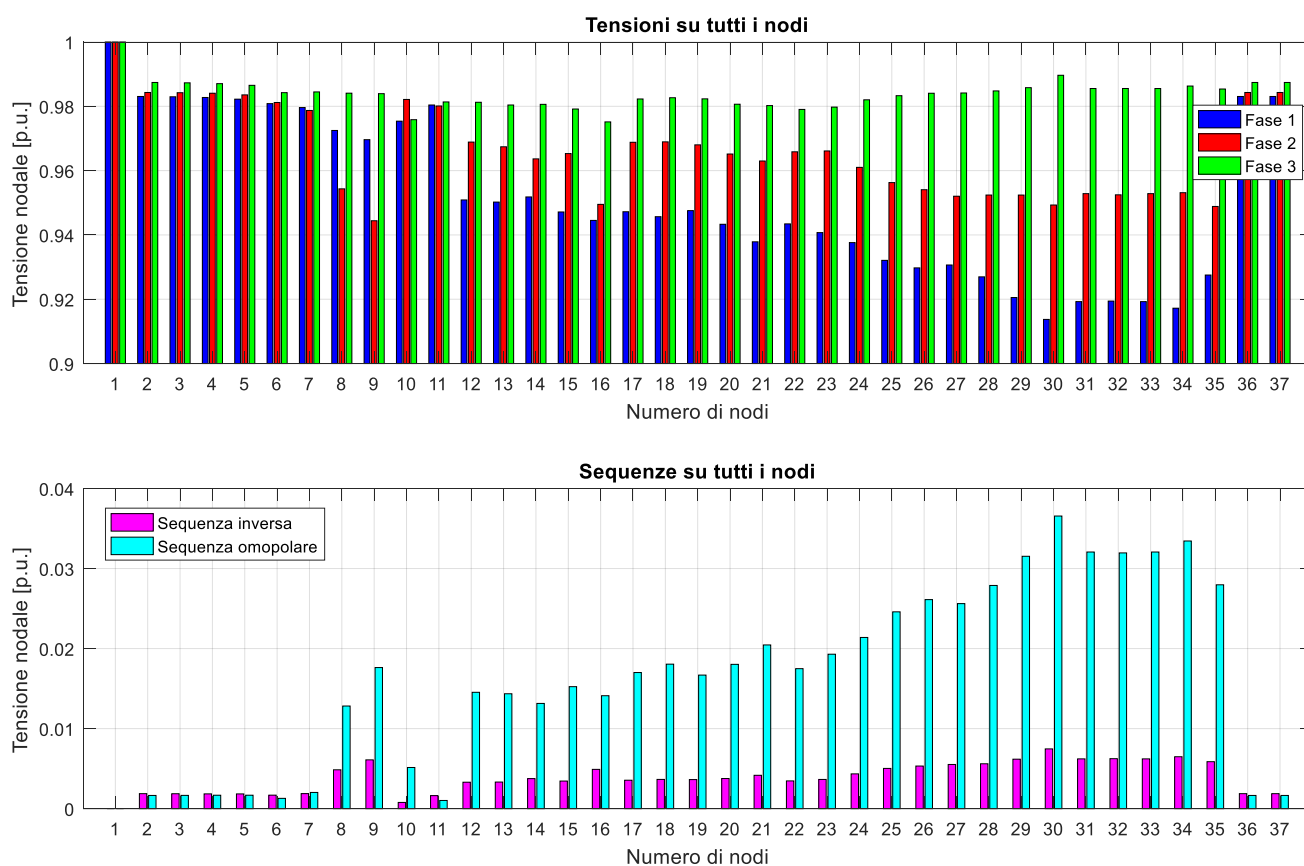


Figura 4.4: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 13 del 15 giugno) - Rete passiva.

Il nodo 1 è stato scelto come nodo di saldo, per cui il suo valore di tensione è sempre uguale ad 1. Dall'andamento delle tensioni si nota come, all'aumentare della distanza dalla sbarra secondaria del trasformatore, vi sia uno squilibrio sempre maggiore. Ciò riguarda, in

particolare, per la fase 1 e la fase 2, dove vi è un continuo aumento della caduta di tensione mano a mano che ci si allontana dalla cabina secondaria, raggiungendo il valore minimo al nodo 30. Questo si nota anche dal fatto che per i nodi 36 e 37, essendo direttamente connessi al secondario del trasformatore, la tensione torna ad aumentare, avvicinandosi al valore ottimale di 1. Il discorso è analogo anche per quando riguarda le sequenze, come si nota dal secondo grafico della Figura 4.4. Vi è un continuo aumento del propagarsi della sequenza omopolare, fino ad arrivare al valore massimo al nodo 30 (motivo anche per cui è stato scelto per mostrarne l'andamento giornaliero della tensione), viceversa la sequenza inversa rimane invece con valori contenuti. Si nota infine come, anche per quanto riguarda le sequenze, per i nodi 36 e 37 i valori tornino ad essere molto inferiori rispetto a quelli dei nodi più lontani. I valori minimi di tensione per ogni fase sono riportati nella seguente tabella:

Tabella 4.2. Valori minimi di tensione per ciascuna fase e tensione massima neutro

	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Neutro
Nodo	30	9	16	30
Tensione [p.u.]	0.9137	0.9444	0.9752	0.0287

Come si nota nella Figura 4.1, la rete è costituita da 17 feeder. Per avere una visuale sull'andamento della tensione lungo i rami della rete in un'ora precisa della giornata verranno considerati il feeder 6, costituito dai nodi 2, 12, 13, 15 e 16, poiché è presente un generatore nel nodo terminale (al nodo 16, anche se per questo scenario il generatore non è connesso) ed il feeder 16, costituito dai nodi 2, 12, 20, 24, 25, 26, 28, 29, 31 e 34, essendo il ramo più lungo della rete.

La Figura 4.5 mostra l'andamento delle tensioni di fase lungo il feeder 6 per le ore 13. Sull'asse delle ordinate c'è la tensione nodale (in p.u.), mentre sull'asse delle ascisse vi è il numero di nodi, spazati in modo proporzionale alla vera distanza che c'è tra loro. Dal grafico si nota quindi come vi sia una caduta di tensione per tutte e tre le fasi all'aumentare della distanza, in particolare per la fase 2 tra il nodo 15 e il nodo 16; ciò accade anche a causa dell'assenza di generazione.

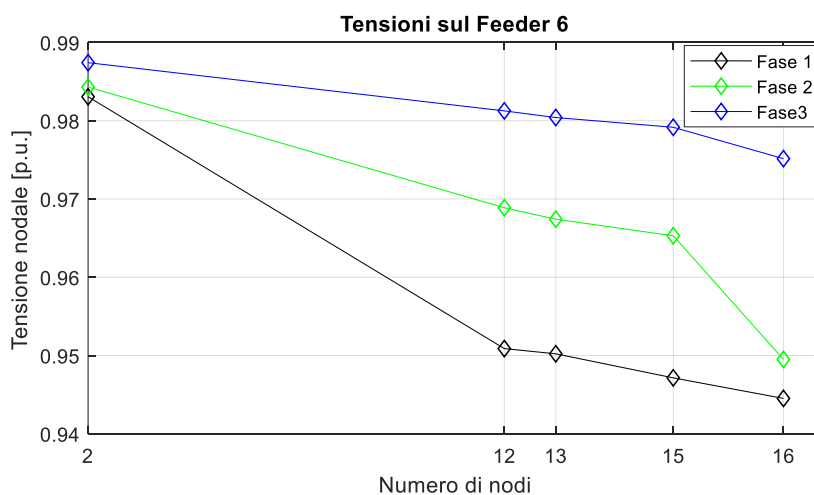
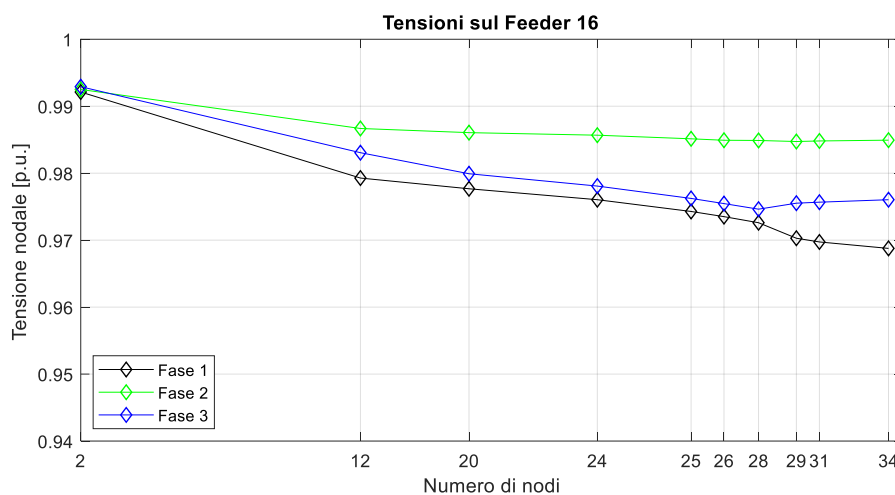
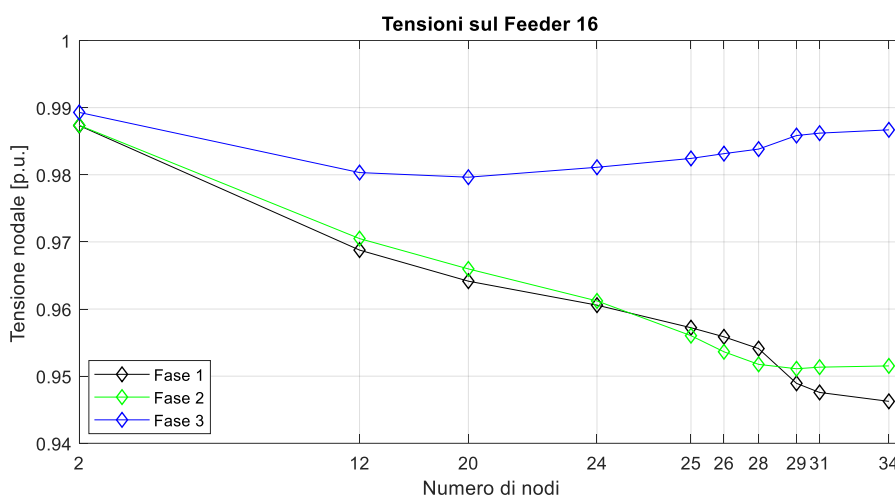


Figura 4.5: Andamento delle tensioni di fase sul feeder 6 per le ore 13 - Rete passiva.

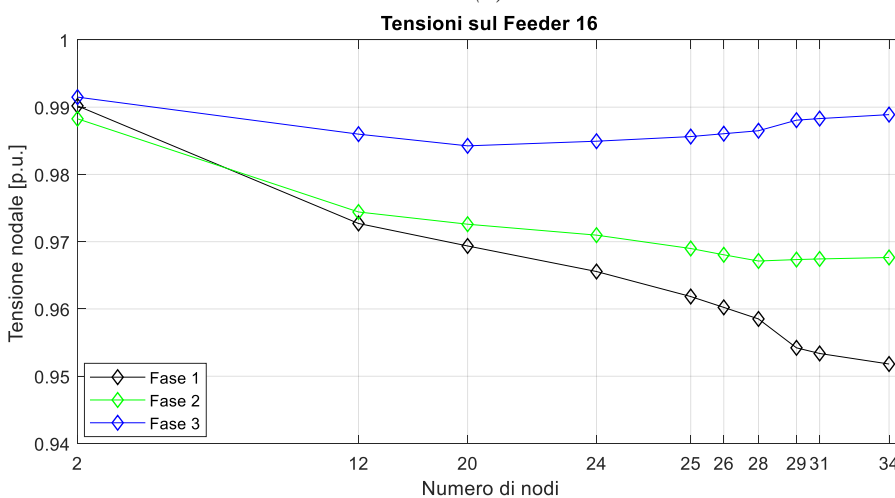
Prendiamo ora in esame il feeder 16, considerando l'andamento delle tensioni per tre diversi momenti della giornata, come mostrato nella Figura 4.6.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.6: Andamento delle tensioni sul feeder 16 per le ore 2 (figura a), 12 (figura b) e 19 (figura c) in condizioni di rete passiva.

La Figura 4.6a riporta l'andamento delle tensioni sul feeder 16 per le ore 2. Si nota come la caduta di tensione sia abbastanza contenuta, anche per i nodi più lontani. Questo si verifica a causa dell'assenza di generazione e anche in virtù del fatto che in quest'ora della giornata la rete è caratterizzata dal fatto di essere a basso carico. In Figura 4.6b è invece rappresentato l'andamento delle tensioni per le ore 12. A differenza del caso precedente si nota come vi sia una caduta di tensione più marcata, in particolare per la fase 1 e per la fase 2 mentre la fase 3 presenta una caduta molto minore per tutta l'estensione del feeder. Ciò accade poiché la fase 3 risulta essere più scarica rispetto alla fase 1 e 2, le quali sono ancora molto caricate. La situazione resta abbastanza simile anche per le ore 19, come mostrato nella Figura 4.6c. Si nota infatti come la fase 3 rimanga pressoché simile al caso precedente, come anche la fase 1, mentre vi è una minore caduta di tensione sulla fase 2, risultando meno carica rispetto alle ore 12.

Andiamo ora a considerare la tensione giornaliera ai nodi della rete. Come detto in precedenza, non verranno considerati tutti i nodi ma soltanto alcuni di questi, in particolare quelli terminali del ramo a cui appartengono.

La Figura 4.7a mostra l'andamento temporale del modulo delle tensioni di fase U_{1n} , U_{2n} e U_{3n} del nodo 5 per il periodo di simulazione considerato. Si nota subito come, a differenza delle tensioni degli altri nodi considerati, l'andamento è molto simile per tutte e tre le fasi, con valori che restano compresi tra 1 p.u. e 0,98 p.u. per quasi tutto l'intero arco della giornata. Si vede inoltre che vi è poco squilibrio di tensione tra le fasi, anche in virtù del fatto che il nodo 5 è abbastanza vicino alla sbarra del trasformatore, il feeder a cui appartiene è di lunghezza relativamente breve e non ci sono carichi connessi agli altri nodi che compongono il ramo e che potrebbero causare squilibrio. La situazione cambia se si va a considerare il nodo 16, il cui andamento delle tensioni di fase è riportato nella Figura 4.7b. In questo caso lo squilibrio è più rilevante, in particolare per la fase 2, dove si arriva a valori di tensione inferiori a 0,92 p.u. nelle ore centrali della giornata. Un andamento simile si ha per la fase 1, mentre la fase 3 presenta uno squilibrio più contenuto ed ha valori di tensione abbastanza più elevati rispetto alle altre due fasi per quasi tutte le 24 ore, essendo più scaricata. Simili circostanze si hanno per i nodi 19 e 23, rappresentati rispettivamente nelle Figure 4.7c e 4.7d, con l'unica differenza che si ha il minimo della tensione nella fase 1 invece che nella 2. Situazione differente si ha invece per i nodi 30 e 34, il cui andamento delle tensioni di fase è mostrato nelle Figure 4.7e e 4.7f. Il grafico delle tensioni di questi due nodi è molto simile, tuttavia è stato deciso di prenderli in considerazione poiché il nodo 30 è quello che presenta lo squilibrio più marcato mentre il 34 è il nodo più lontano dalla cabina secondaria MT/BT. La prima cosa che si nota è dunque come, a differenza degli altri nodi presi in considerazione, vi sia un notevole squilibrio di tensione, in particolare per la fase 1, dove si ha un valore minimo, per entrambi i nodi, al di sotto dei 0,9 p.u., soglia minima di tolleranza (-10% della tensione nominale). Questo può essere dovuto al fatto che i nodi 30 e 34 sono abbastanza lontani dalla sbarra del trasformatore ed inoltre vi è assenza di generazione, fattori che rendono le cadute di tensione molto pronunciate.

Nelle tabelle 4.3 e 4.4 sono riportati i dati numerici in p.u. dei valori massimi e minimi delle tensioni delle fasi dei nodi appena considerati, con l'indicazione dell'orario in cui si verifica il picco, in modo tale da poter dare così un'idea dei valori di tensione assunti nell'arco della giornata.

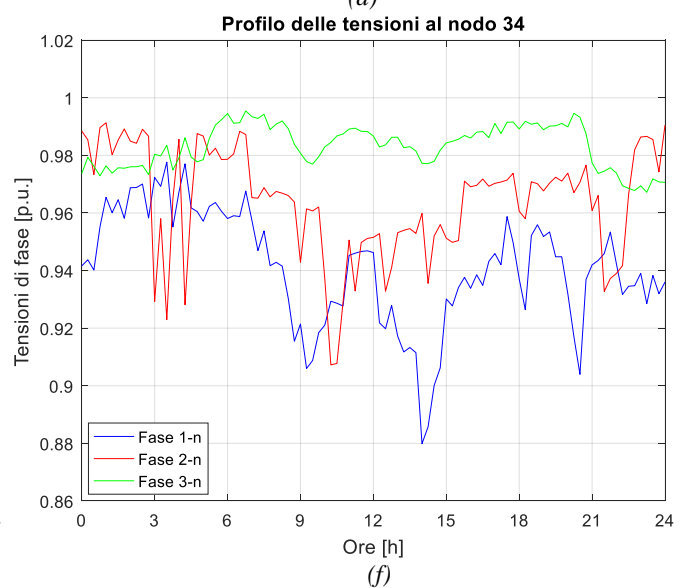
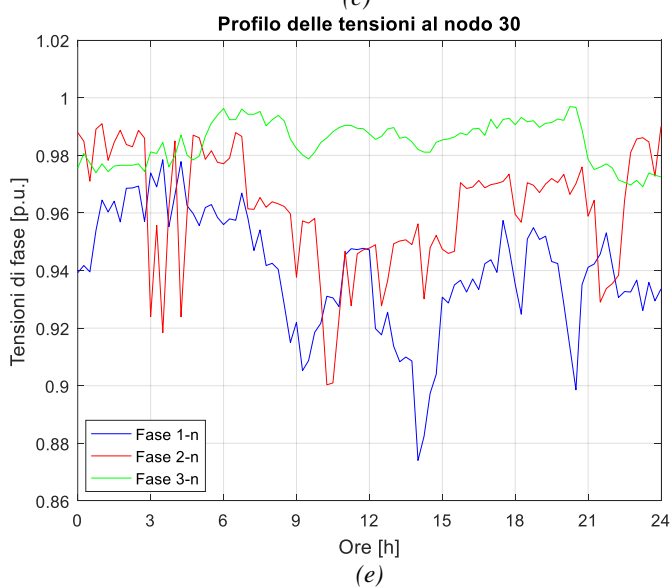
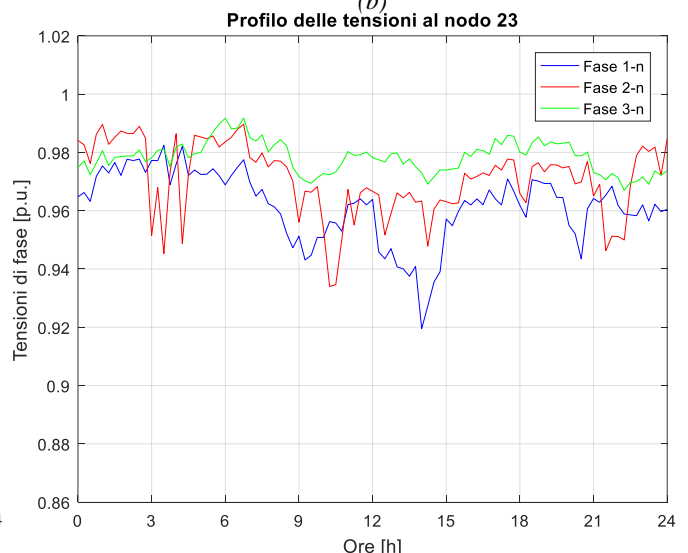
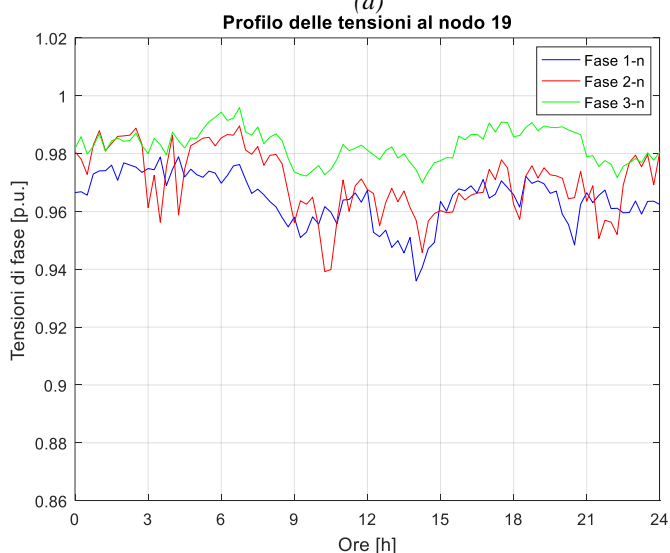
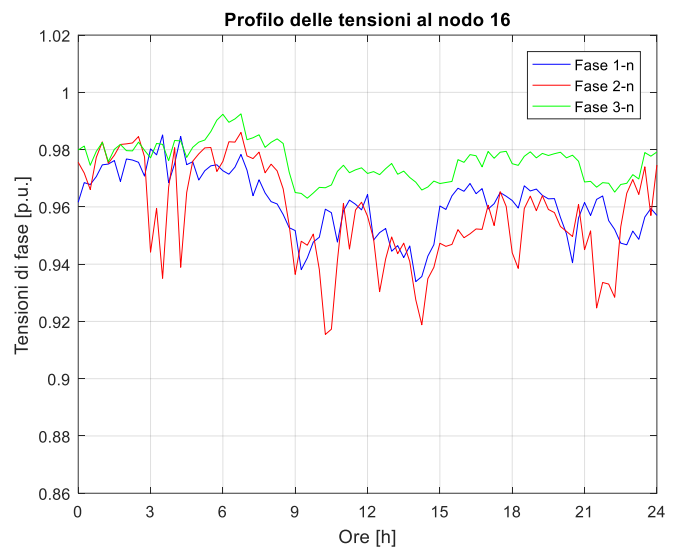
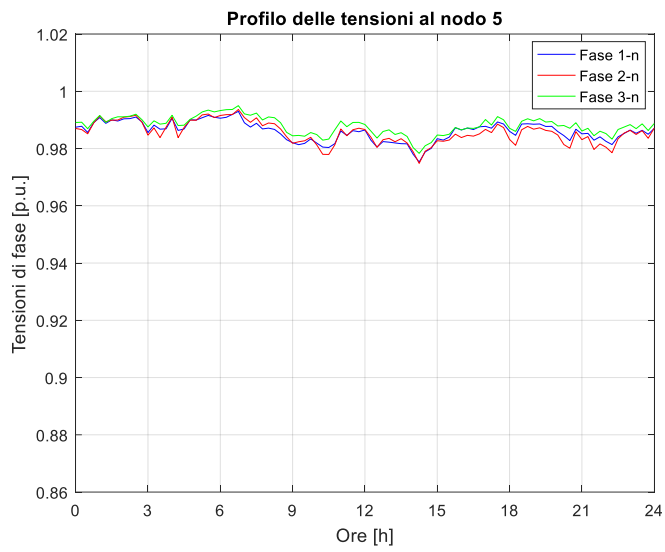


Figura 4.7: Andamento temporale delle tensioni ai nodi 5, 16, 19, 23, 30 e 34 in condizione di rete passiva.

Tabella 4.3. Valore massimo delle tensioni di fase ai nodi e ora in cui si verifica – Rete passiva

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	max	ora	max	ora	max	ora
5	0.9930	6:45	0.9936	6:45	0.9950	6:45
16	0.9851	3:30	0.9860	6:45	0.9925	6:45
19	0.9789	4:15	0.9896	6:45	0.9959	6:45
23	0.9824	3:30	0.9897	6:45	0.9918	6:45
30	0.9785	3:30	0.9910	1:00	0.9969	20:15
34	0.9777	3:30	0.9913	1:00	0.9954	6:45

Tabella 4.4. Valore minimo delle tensioni di fase ai nodi e ora in cui si verifica – Rete passiva

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	min	ora	min	ora	min	ora
5	0.9753	14:15	0.9748	14:15	0.9783	14:15
16	0.9339	14:00	0.9155	10:15	0.9630	9:30
19	0.9360	14:00	0.9392	10:15	0.9699	14:15
23	0.9195	14:00	0.9340	10:15	0.9670	22:15
30	0.8741	14:00	0.9003	10:15	0.9691	23:15
34	0.8799	14:00	0.9072	10:15	0.9672	23:15

4.2.2 Potenziale di neutro e VUF

In una rete simmetrica ed equilibrata il potenziale di neutro assume valore nullo, non essendo interessato da alcuna corrente. Infatti, per un qualunque nodo k , per la legge di Kirchhoff delle correnti si ha che:

$$i_{n,k}(t) = i_{1,k}(t) + i_{2,k}(t) + i_{3,k}(t) = 0 \quad (4.4)$$

Di conseguenza le cadute di tensione sulle fasi sono anch'esse simmetriche, dato che le correnti di fase sono uguali, ed il potenziale di neutro si mantiene a zero. Inoltre, in tale situazione, essendo le tensioni di fase uguali in modulo e sfasate di $2\pi/3$ tra loro, il fattore di sbilanciamento delle tensioni (VUF) è nullo, essendo nulla la componente inversa della tensione (e anche quella omopolare, se per il calcolo viene usata quest'ultima). Infatti il VUF viene calcolato nel seguente modo:

$$VUF\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (4.5)$$

Oppure:

$$VUF_0\% = \frac{V_0}{V_+} \cdot 100 \quad (4.6)$$

dove V_+ è la componente diretta della tensione, V_- è quella inversa e V_0 quella omopolare. Invece, nella rete studiata sono presenti carichi (e generatori) non equamente distribuiti tra le fasi. Si ha quindi che $i_{n,k}(t)$ è in generale diversa da zero, come si vede dagli andamenti del potenziale di neutro mostrati in Figura 4.8.

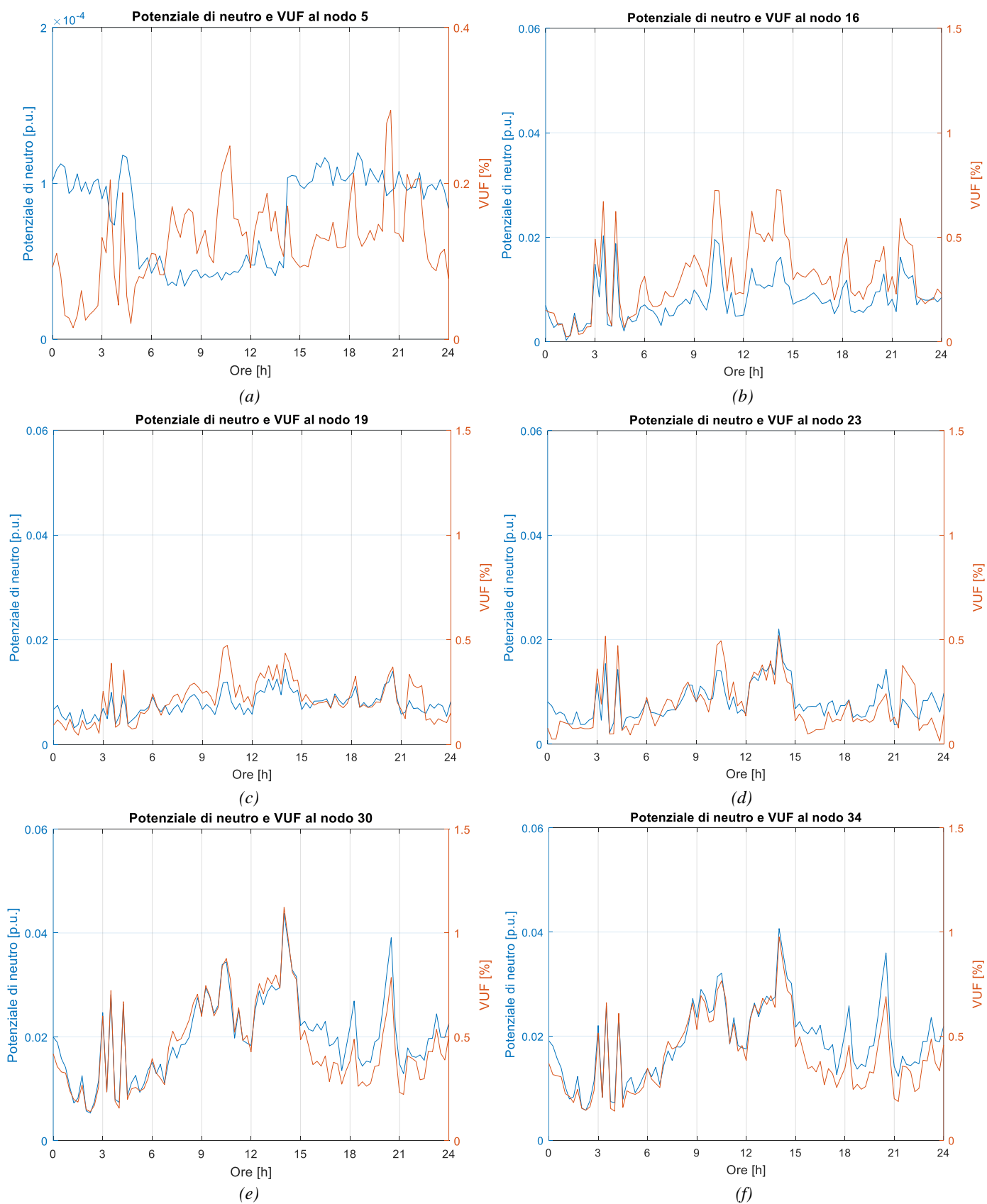


Figura 4.8: Andamento del potenziale di neutro e del VUF ai nodi 5, 16, 19, 23, 30 e 34 - Rete passiva.

Similmente il VUF, riportato nelle stesse figure, risulta essere tanto maggiore quanto più le tensioni sono squilibrate. I due termini sono dunque legati, essendo espressione dello stesso fenomeno e questo si può vedere dall'andamento analogo che essi presentano, a meno di un fattore di scala. Un'osservazione va però fatta per il nodo 5, dove i due grafici presentano un andamento molto differente, ma essendo che in questo nodo, facendo un confronto anche con gli altri, il potenziale di neutro ha un valore molto piccolo (dell'ordine di 10^{-4}), tale differenza può essere trascurata.

Come dati indicativi, riporto ora nella seguente tabella alcuni valori estrapolati dai grafici di figura 4.8, come il valore medio e massimo giornaliero del potenziale di neutro e del VUF:

Tabella 4.5. Valore massimo e medio giornaliero del potenziale di neutro [p.u.] e del VUF [%] in condizioni di rete passiva

Potenziale di neutro			VUF		
Nodo	max	med	Nodo	max	med
5	0.0001	0.0001	5	0.2938	0.1248
16	0.0203	0.0080	16	0.7275	0.3066
19	0.0144	0.0077	19	0.4732	0.2137
23	0.0220	0.0081	23	0.5196	0.1835
30	0.0437	0.0200	30	1.1236	0.4606
34	0.0407	0.0189	34	0.9766	0.4125

4.2.3 Potenza

In questo paragrafo viene brevemente considerata la potenza presente nella rete nello scenario base, ovvero considerando la rete in condizioni passive.

Nella Figura 4.9 è riportato il modulo della potenza netta in [VA] al secondario del trasformatore per l'intera giornata, calcolato come $S_{trafo} = |S_{load}| - |S_{gen}| + |Perdite_{tot}|$. In questo caso il contributo di potenza dato dai generatori è nullo, essendo la rete considerata passiva. Grazie a questo grafico si può vedere quanto è caricato il trasformatore, il quale presenta una tensione nominale di 250 kVA.

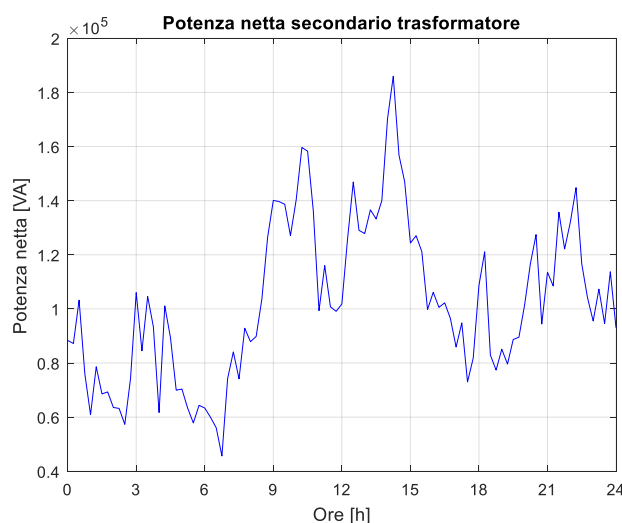
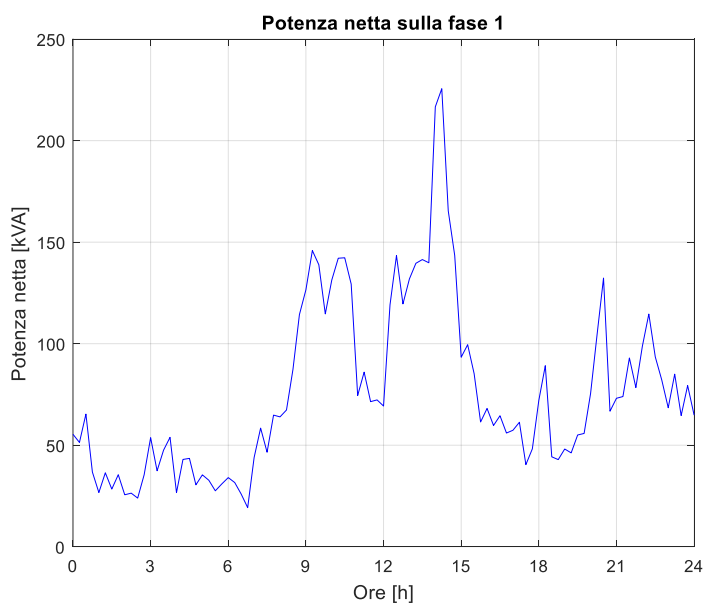
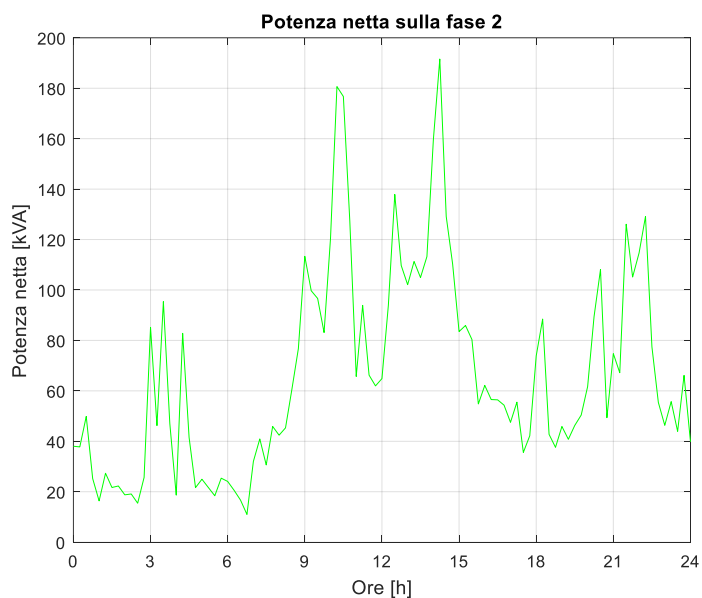


Figura 4.9: Potenza netta al secondario del trasformatore per l'intero arco della giornata - Rete passiva.

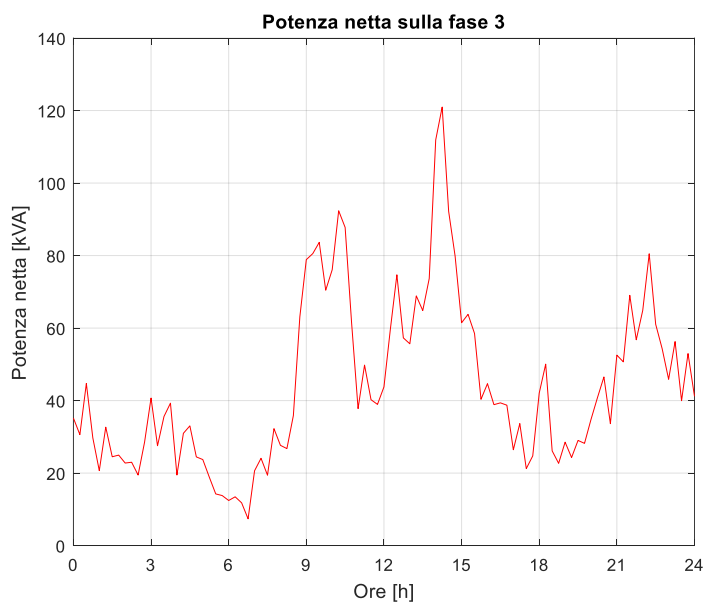
Il picco di potenza massima al secondario del trasformatore è circa 186 kVA, dunque minore rispetto alla potenza nominale del trafo, risultando così non caricato oltre le sue capacità. Consideriamo ora la potenza complessiva che si trova sulla fase 1, 2 e 3, i cui andamenti sono mostrati rispettivamente nelle Figura 4.10. Nella tabella 4.6 sono invece riportati i valori massimi per le tre fasi e l'ora in cui si verificano.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.10: Andamenti della potenza netta sulle tre fasi.

Tabella 4.6. Potenza massima in kVA sulle tre fasi e ora in cui si verifica nel caso di rete passiva

Fase 1		Fase 2		Fase 3	
max	ora	max	ora	max	ora
225.58	14:15	191.58	14:15	120.98	14:15

In questi grafici viene dunque rappresentata la potenza netta alla sbarra secondaria del trasformatore considerando ciascuna fase. Si è andati cioè a calcolare la potenza complessiva dovuta a tutti i carichi connessi alla fase 1 (Figura 4.10a), a tutti i carichi connessi alla fase 2 (Figura 4.10b) e a tutti i carichi connessi alla fase 3 (Figura 4.10c).

In questo modo si può vedere meglio se il trasformatore presenta una potenza di carico superiore alla sua potenza nominale di 250 kVA. Considerando infatti la somma complessiva delle potenze, il cui andamento è riportato nella Figura 4.9, non si ha la certezza che questo non accada. In quel caso è stata considerata la potenza complessivamente, andando ad effettuare una media delle potenze che si hanno sulle singole fasi ma in questo modo potrebbe accadere che in una fase il trasformatore potrebbe avere una potenza superiore alla nominale. Per questo motivo è stata considerata la potenza complessiva che si ha su ciascuna fase. Dalla simulazione si nota come i valori della potenza siano diversi a seconda della fase considerata, rimanendo comunque al di sotto della tensione nominale. Infatti, come si può vedere dalla tabella 4.6, per la fase 1 il valore di picco risulta essere di circa 226 kVA, per la fase 2 si ha un massimo di circa 196 kVA e per la fase 3 si hanno circa 121 kVA di picco, tutti inferiori ai 250 kVA della potenza nominale.

Per quanto riguarda gli andamenti delle tre potenze, si nota come questi siano molto simili tra loro, con i valori di picco che si verificano alla stessa ora (le 14:15) per tutte e tre le fasi. In particolare, considerando la fase 1 e la fase 3, si vede come queste due abbiano un andamento pressoché uguale, con una minima differenza nel secondo picco, verso le ore 10 circa. Leggermente diverso è invece il discorso per la fase 2, il cui andamento della potenza è differente rispetto alle altre due. Si vede infatti come i vari picchi siano più pronunciati rispetto agli altri due casi, in particolare vi è un secondo picco di potenza molto elevato intorno alle ore 10, a differenza delle altre due fasi dove il picco era minore. Inoltre, per tutte e tre le fasi, i valori della potenza sono molto più alti nelle ore centrali della giornata, mentre nelle ore iniziali tendono ad essere abbastanza bassi come anche in quelle finali, con però un leggero aumento intorno alle ore 21.

Attraverso questa analisi sulle singole fasi si è quindi potuto vedere come la potenza dovuta ai numerosi carichi presenti nella rete (non vi è contributo dato dai generatori poiché stiamo considerando lo scenario passivo) non sia tale da render il trasformatore sovraccaricato, andando cioè oltre alla sua potenza nominale di 250 kVA.

Considerando invece l'intera rete, la potenza netta su ciascun nodo è mostrata nella Figura 4.11 che risulta essere uguale alla potenza di carico, essendo stati staccati i generatori. La potenza riportata in questo grafico è relativa alle ore 13 e alle ore 22 della giornata scelta per la simulazione (il 15 giugno). Si nota come la potenza sia molto diversa tra i due orari.

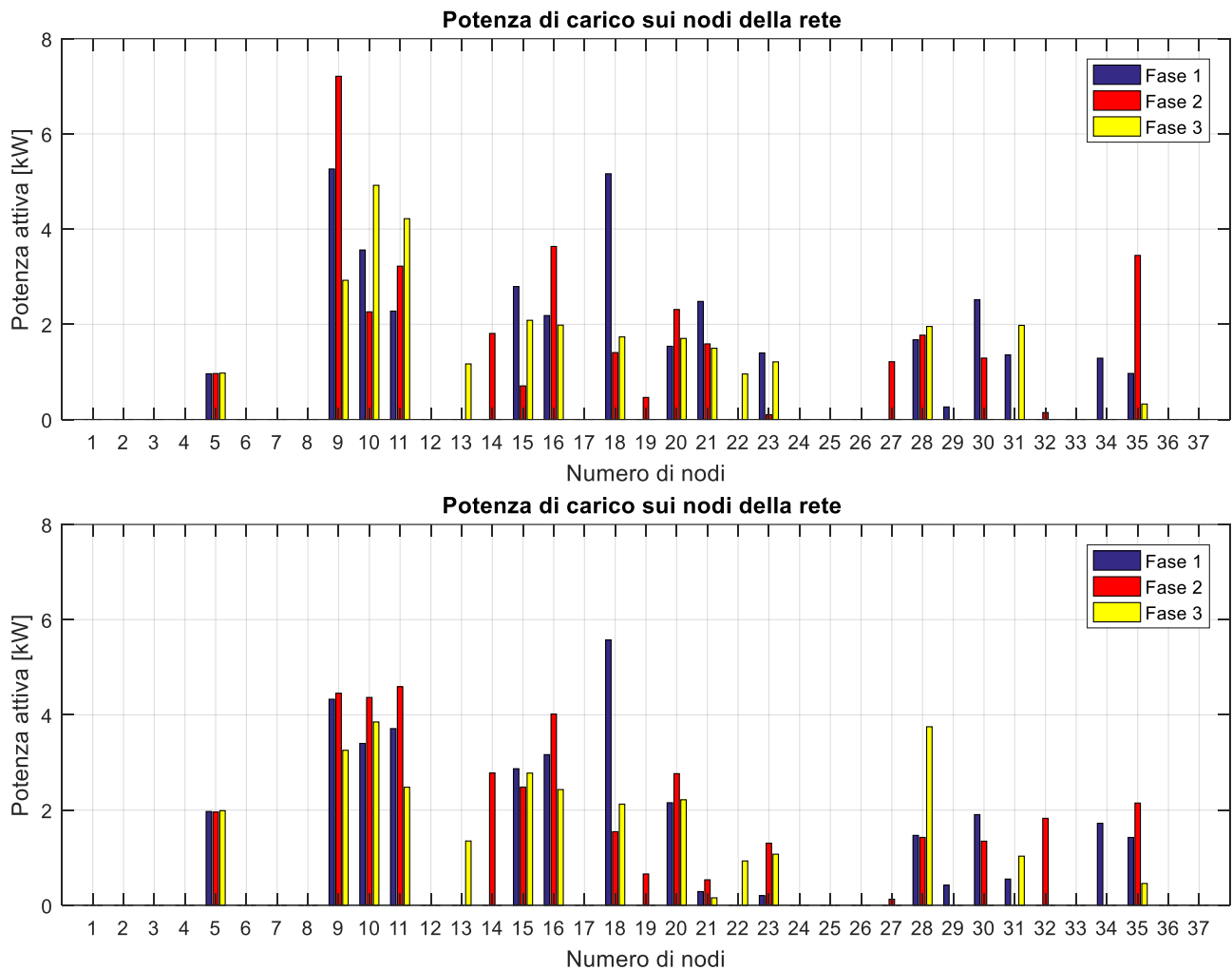


Figura 4.11: Potenza netta sui nodi della rete alle ore 13 ed alle ore 22 del 15 giugno con rete passiva.

Come detto in precedenza la rete analizzata è una rete reale. In più i profili di potenza utilizzati per le simulazioni sono dei profili reali, quindi gli andamenti delle curve di carico su ciascun nodo non sono regolari, come nel caso di profili tipici/statistici. Per questo nella Figura 4.12 sono riportate le curve di carico di alcuni nodi della rete, a dimostrazione di quanto la potenza, per l'intero arco della giornata, sia molto variabile. Si nota subito come gli andamenti della potenza siano molto irregolari ed altalenanti, come per esempio per il nodo 15 riportato in Figura 4.12b. Inoltre, sia in questo e sia negli altri nodi considerati, il 10, il 16 ed il 23, mostrati rispettivamente nelle Figure 4.12a, 4.12c e 4.12d, si vede come il picco di potenza di ciascuna fase avvenga in momenti diversi della giornata. Questo si nota grazie al fatto di avere usato dei profili reali di potenza e che comporta dunque un forte squilibrio, dovuto appunto ad una non contemporaneità dei carichi stessi. Quindi, oltre ai fattori precedentemente discussi, anche questi particolari andamenti di potenza vanno ad influire sullo squilibrio della rete, squilibrio che si cercherà di migliorare attraverso le varie tecniche di regolazione considerate nel prosieguo della trattazione. A titolo esplicativo, nella tabella 4.7 vengono riportati i dati numerici, espressi in p.u., del valore massimo delle singole fasi, con l'indicazione dell'orario in cui si verifica il picco.

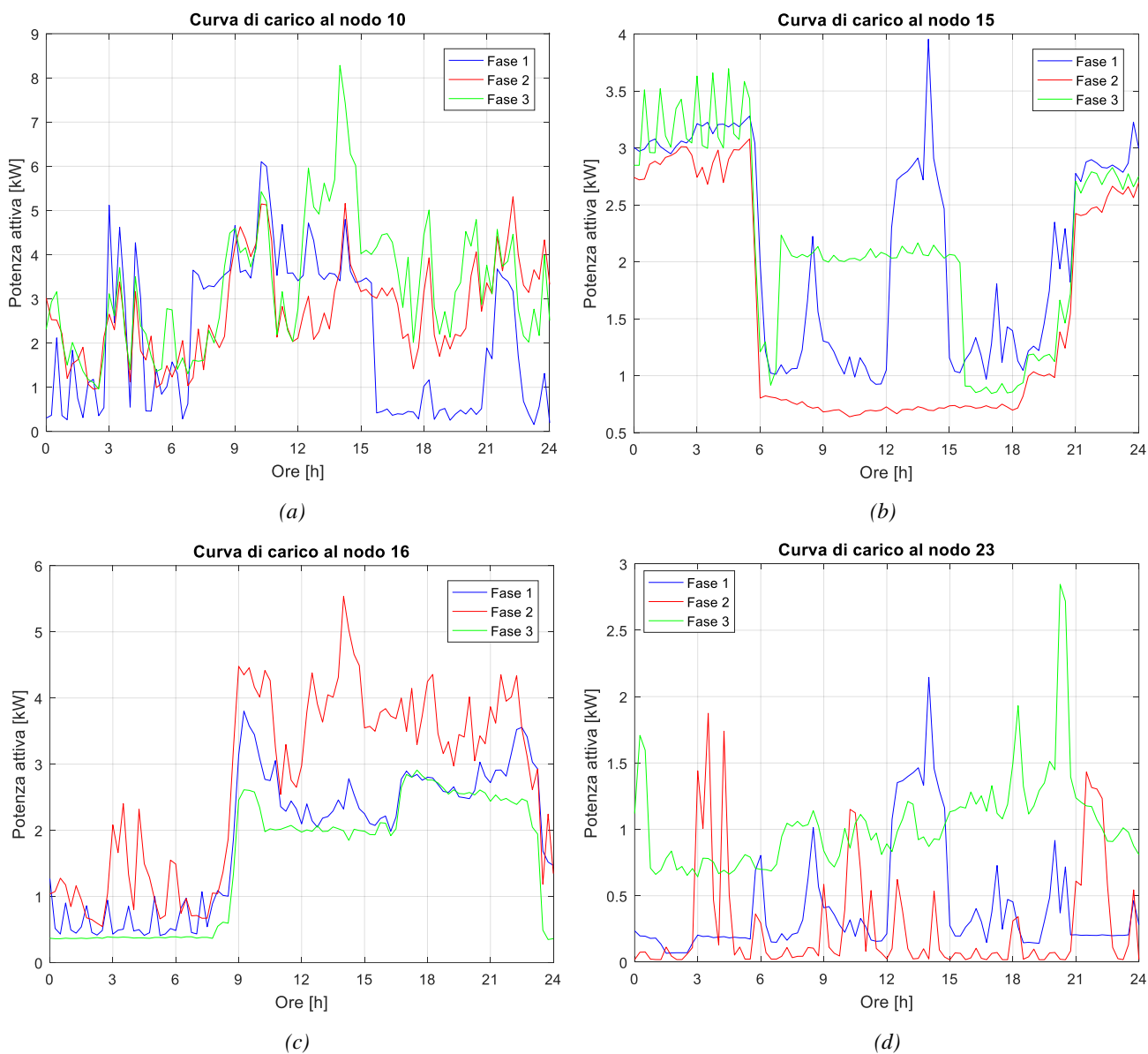


Figura 4.12: Curve di carico dei nodi 10, 15, 16 e 23 per l'intera giornata - Rete passiva.

Tabella 4.7. Potenza massima di carico ai nodi e ora in cui si verifica nel caso di rete passiva

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	max	ora	max	ora	max	ora
10	6.1051	10:15	5.3118	22:15	8.2836	14:00
15	3.9546	14:00	3.0796	5:30	3.6965	4:30
16	3.8009	9:15	5.5355	14:00	2.9104	17:30
23	2.1454	14:00	1.8743	3:30	2.8463	20:15

4.3 Scenario rete attiva

In questo paragrafo le simulazioni sulla rete di Verona verranno effettuate considerando tale rete nella sua condizione reale, cioè connettendo i generatori a quei nodi in cui sono effettivamente connessi nella realtà, ossia ai nodi 5, 16, 19 e 23 come illustrato nella Figura 4.1. Questa analisi includerà dunque un numero molto ridotto di generatori fotovoltaici, avendo appunto considerato la rete effettiva fornita dal DSO (Distribution System Operators). I risultati della simulazione sono riportati nelle Figure che vanno dalla 4.13 alla 4.18.

Nella Figura 4.13 sono riportati i valori delle tensioni di fase su tutti i nodi della rete per le ore 13 della giornata del 15 giugno. Confrontando questa figura con quella corrispettiva del caso passivo (Fig. 4.4) si nota come gli andamenti siano molto simili per entrambi gli scenari, con un leggero aumento di tensione (entro l'1%) in quasi tutti i nodi. Una differenza, seppur minima, si nota nei nodi in cui sono stati ora connessi i generatori fotovoltaici, in particolare per il nodo 16, dove vi è un aumento della tensione della fase 2, il 19, anch'esso con un leggero aumento della fase 2 ed il 23, che presenta un aumento della fase 1. Invece, per quanto riguarda le sequenze l'andamento è pressoché uguale in entrambi gli scenari.

Analizzando il comportamento della tensione lungo i feeder si nota come, anche in questo caso, non vi sia molta differenza tra i due scenari. Considerando, come per il caso passivo, il feeder 6, il profilo delle tensioni risulta essere molto simile in entrambi i casi.

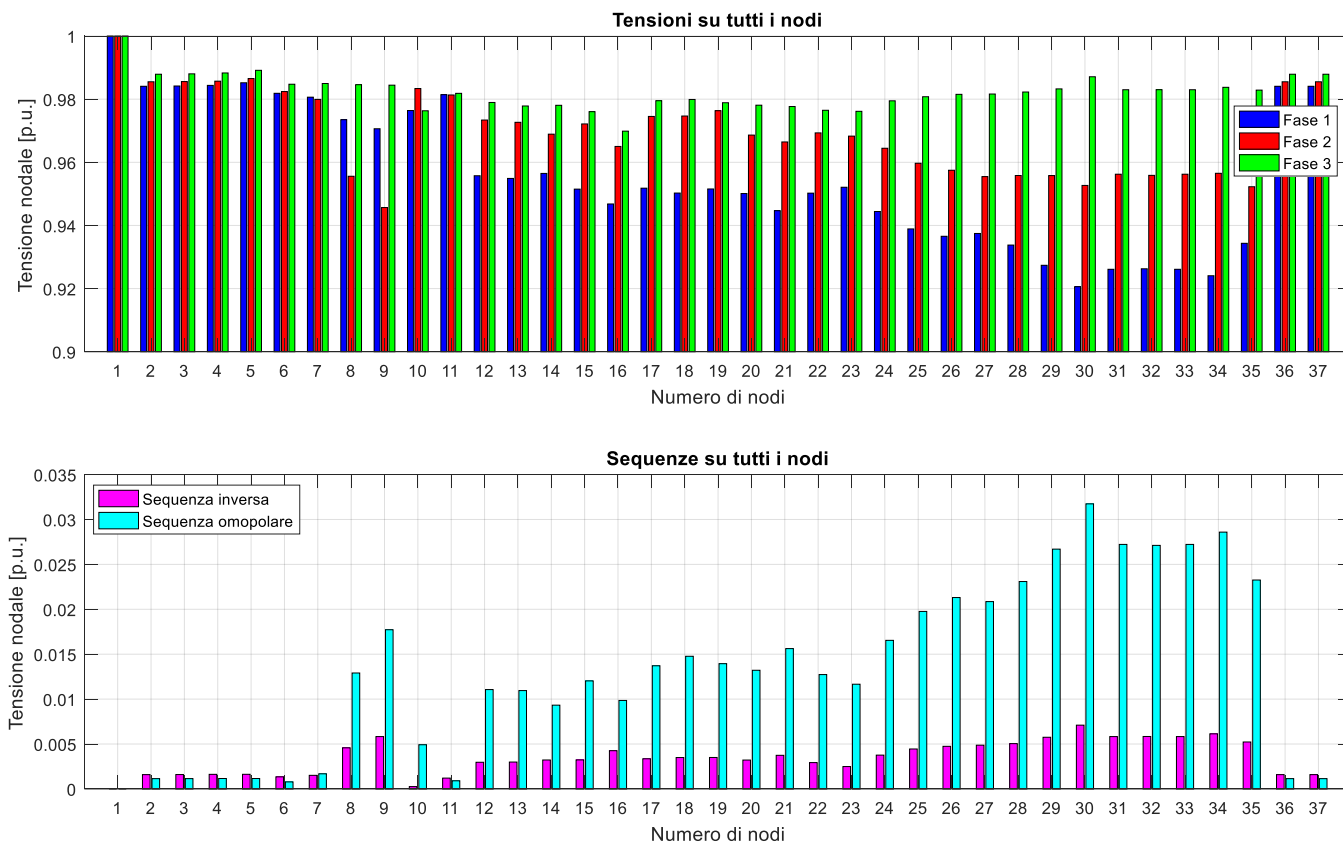


Figura 4.13: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 13 del 15 giugno) - Scenario attivo.

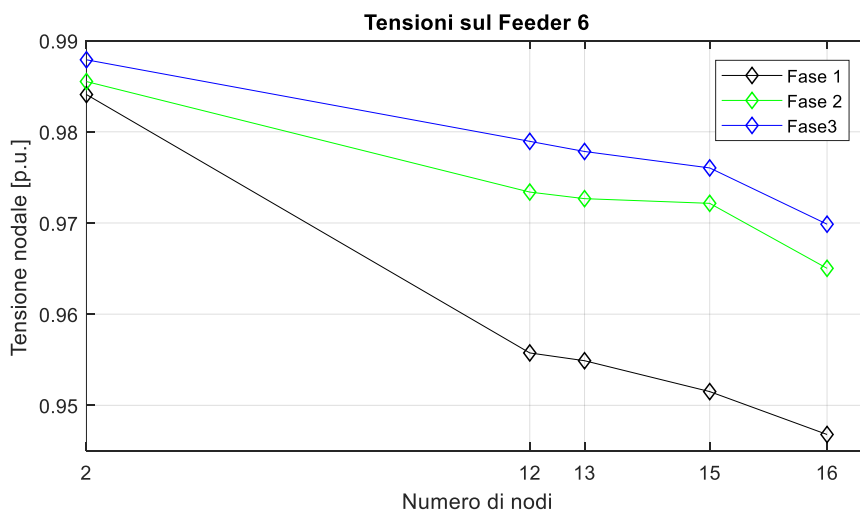


Figura 4.14: Andamento delle tensioni di fase sul feeder 6 per le ore 13 - Scenario attivo.

La differenza più marcata si ha per la fase 2, dove si vede che nello scenario attivo (mostrato nella Figura 4.14) c'è una tensione maggiore per gran parte della lunghezza del feeder rispetto al corrispondente caso passivo (riportato in Figura 4.5).

Questo vale per quasi tutti i rami che compongono la rete, con l'eccezione del feeder 1, composto dai nodi 2, 3, 4 e 5. La Figura 4.15 mostra il confronto, alle ore 12, tra il caso con rete passiva e lo scenario attivo: la tensione ora non diminuisce lentamente dal primo nodo a quello terminale, viceversa aumenta. La ragione dietro questo comportamento è che la potenza iniettata nel nodo 5 è maggiore della potenza assorbita dai carichi connessi al nodo 5. Quindi la corrente in eccesso scorre dal nodo 5 al nodo 2, nella direzione opposta rispetto a come accadeva nello scenario passivo.

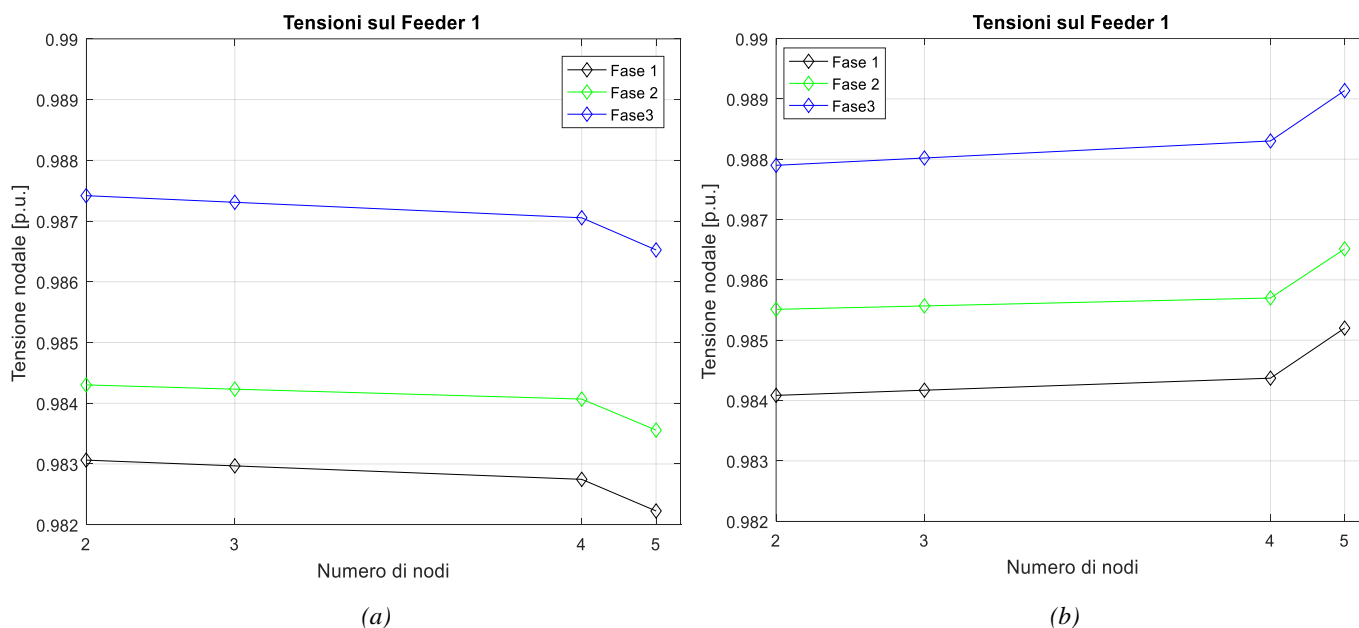


Figura 4.15. Andamento delle tensioni di fase sul feeder 1 alle ore 12, rete passiva (a) e scenario attivo (b).

Al di là del caso riguardante il feeder 1, come detto all'inizio del paragrafo lo scenario attivo si discosta di poco dalla condizione di rete passiva. Questo lo si nota analizzando l'andamento nelle 24 ore della tensione ai nodi 16, 19 e 23, riportati rispettivamente nelle Figure 4.16, 4.17 e 4.18. Questi sono i nodi in cui sono connessi i generatori nella rete reale fornita dal DSO (viene omesso il nodo 5 poiché la differenza tra rete passiva e rete reale è quasi trascurabile). In tutte e tre le figure le curve continue indicano le tensioni di fase risultanti dalla simulazione dello scenario attivo mentre le curve tratteggiate si riferiscono alle tensioni ottenute considerando il caso passivo. Come si nota analizzando gli andamenti delle tensioni di fase dei tre nodi, lo scostamento tra caso passivo e scenario attivo si verifica solamente nelle ore centrali della giornata, ore in cui entrano in azione i generatori fotovoltaici. Per il nodo 16 la differenza maggiore tra i due scenari interessa la fase 2, dove intorno alle ore 12, ora in cui di solito vi è l'attività più intensa del fotovoltaico, si passa da 0,96 a quasi 0,98 p.u. Stessa cosa avviene al nodo 19, anche se lo scostamento tra i due casi è minore, mentre per il 23 la differenza più marcata riguarda la fase 1, sempre intorno alle ore 12. Particolare è invece la fase 3 la quale, per tutti e tre i nodi analizzati, presenta una riduzione del valore della tensione, a differenza delle altre due fasi che subiscono un aumento. Infine, in tutti e tre i nodi il valore minimo della tensione aumenta passando dalla condizione passiva a quella attiva. Dunque, se si considera la rete così com'è nella realtà, non vi è una differenza rilevante dovuta alla presenza dei generatori fotovoltaici. Per questo nel prossimo paragrafo andremo a considerare uno scenario con elevata penetrazione della generazione distribuita, andando a connettere i generatori su tutti i nodi in cui sono connessi anche i carichi, in modo tale da avere una rete molto attiva così da vedere come intervengono le varie tecniche di regolazione della tensione.

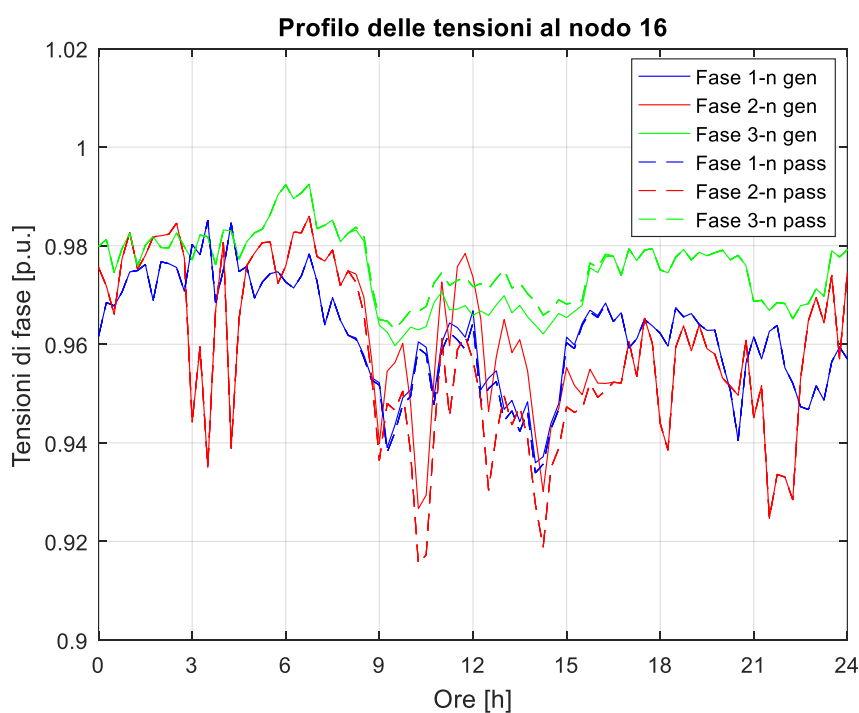


Figura 4.16: Confronto tra il profilo delle tensioni del caso passivo e dello scenario attivo al nodo 16.

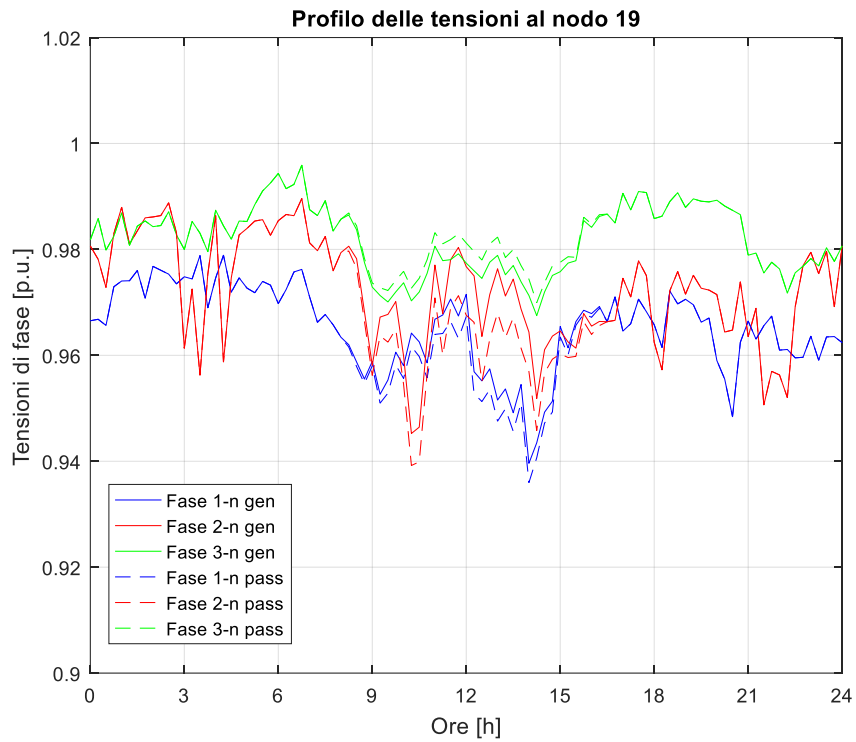


Figura 4.17: Confronto tra il profilo delle tensioni del caso passivo e dello scenario attivo al nodo 19.

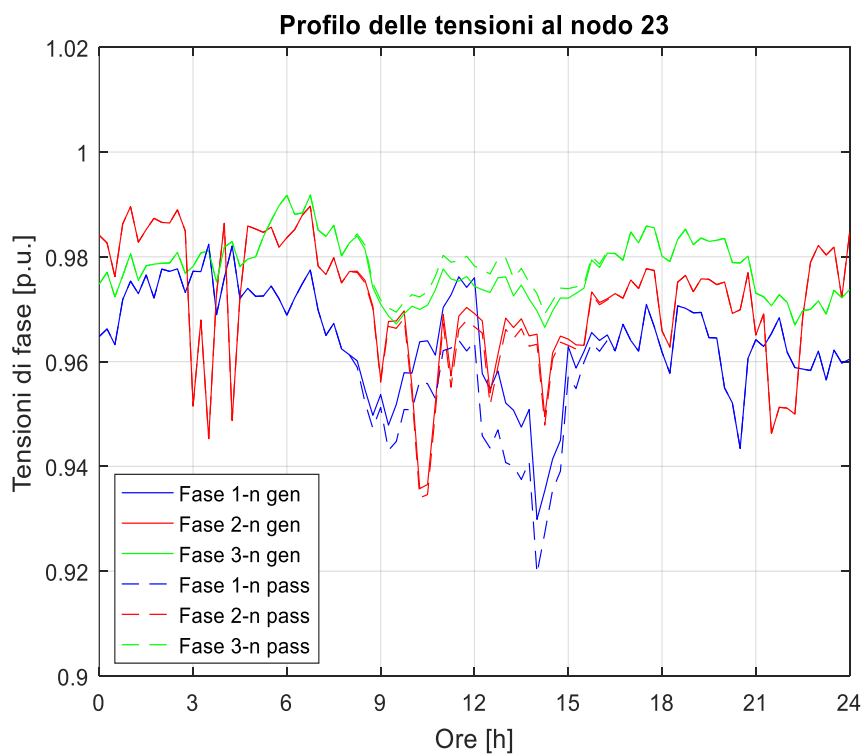


Figura 4.18: Confronto tra il profilo delle tensioni del caso passivo e dello scenario attivo al nodo 23.

4.4 Elevata penetrazione della GD: scenario peggiore

Nel paragrafo precedente è stata analizzata la rete nella sua condizione reale, dove si è visto che la differenza tra questo scenario (quello attivo) e quello passivo non è molto evidente. Per questo viene ora considerato uno scenario dove nella rete è presente un'elevata penetrazione della generazione distribuita, ovvero una rete con un elevato numero di generatori. Partendo dalla rete reale di Verona vista nei paragrafi precedenti, ai generatori presenti nella rete originaria, connessi ai nodi 5, 16, 19 e 23, sono stati aggiunti molti generatori in più, così da rendere il sistema più squilibrato. In questo paragrafo sarà analizzato il caso peggiore, dove i generatori aggiuntivi sono connessi alla rete in modo tale da creare il grado di squilibrio più elevato, mentre in quello successivo sarà visto il caso migliore, in cui i generatori sono connessi in modo da avere uno squilibrio il più ridotto possibile.

Consideriamo dunque il caso peggiore. Come detto in precedenza, a quelli originali sono stati aggiunti ulteriori generatori, connessi alla rete così da renderla molto squilibrata. I dati di questi nuovi generatori sono riportati nella tabella A.7. È stato stabilito di inserire un numero di GD tale da avere una potenza installata totale di 150 kW, per cui sono stati aggiunti 30 nuovi generatori, ciascuno avente una potenza di 5 kW. Tuttavia si deve tenere conto anche del fattore di correzione dovuto al profilo del fotovoltaico, che per la giornata scelta per la simulazione (il 15 giugno) è di 0,707, per cui, al fine di avere una potenza effettiva di 5 kW, ciascun generatore è dotato di una potenza installata di 7072,136 kW. Come verifica di ciò, nella Figura 4.19 viene riportato il modulo della potenza netta in [VA] al secondario del trasformatore, calcolato come $S_{trafo} = |S_{load}| - |S_{gen}| + |Perdite_{tot}|$. Si nota come il trasformatore sia caricato per un massimo di circa 145 kVA, a fronte della sua potenza nominale di 250 kVA. Da sottolineare che in questo caso il picco di potenza si verifica dopo le 21, mentre nelle ore centrali della giornata la potenza è molto bassa, in virtù della presenza dei numerosi generatori che, secondo la formula della potenza netta, vanno a sottrarsi a quella dei carichi.

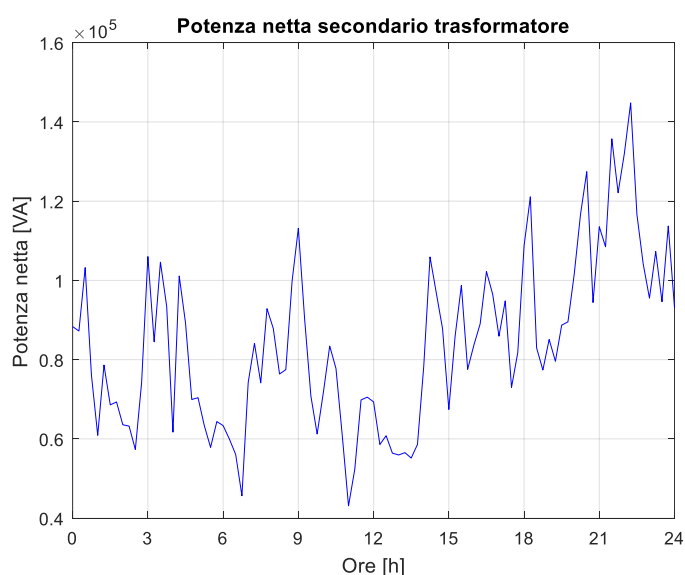


Figura 4.19: Potenza netta al secondario del trasformatore per l'intero arco della giornata - Scenario peggiore.

Questo si nota soprattutto facendo il confronto con il caso passivo (Figura 4.9) dove i picchi di potenza si verificano nelle ore centrali della giornata, essendo nullo il contributo dato dai generatori. In questo scenario la scelta dei nodi a cui le GD sono connesse è stata effettuata in modo tale da ottenere una situazione di forte squilibrio. Quindi i generatori sono stati allacciati anche a nodi dove non vi è connesso nessun carico, come il 6, il 17, il 26 ed altri ancora, per cui la potenza netta risulta essere negativa, non essendoci il contributo del carico. Nella Figura 4.20 è dunque riportata la potenza netta ai nodi della rete per un'ora precisa della giornata, le ore 12, ora in cui si verifica il picco di generazione.

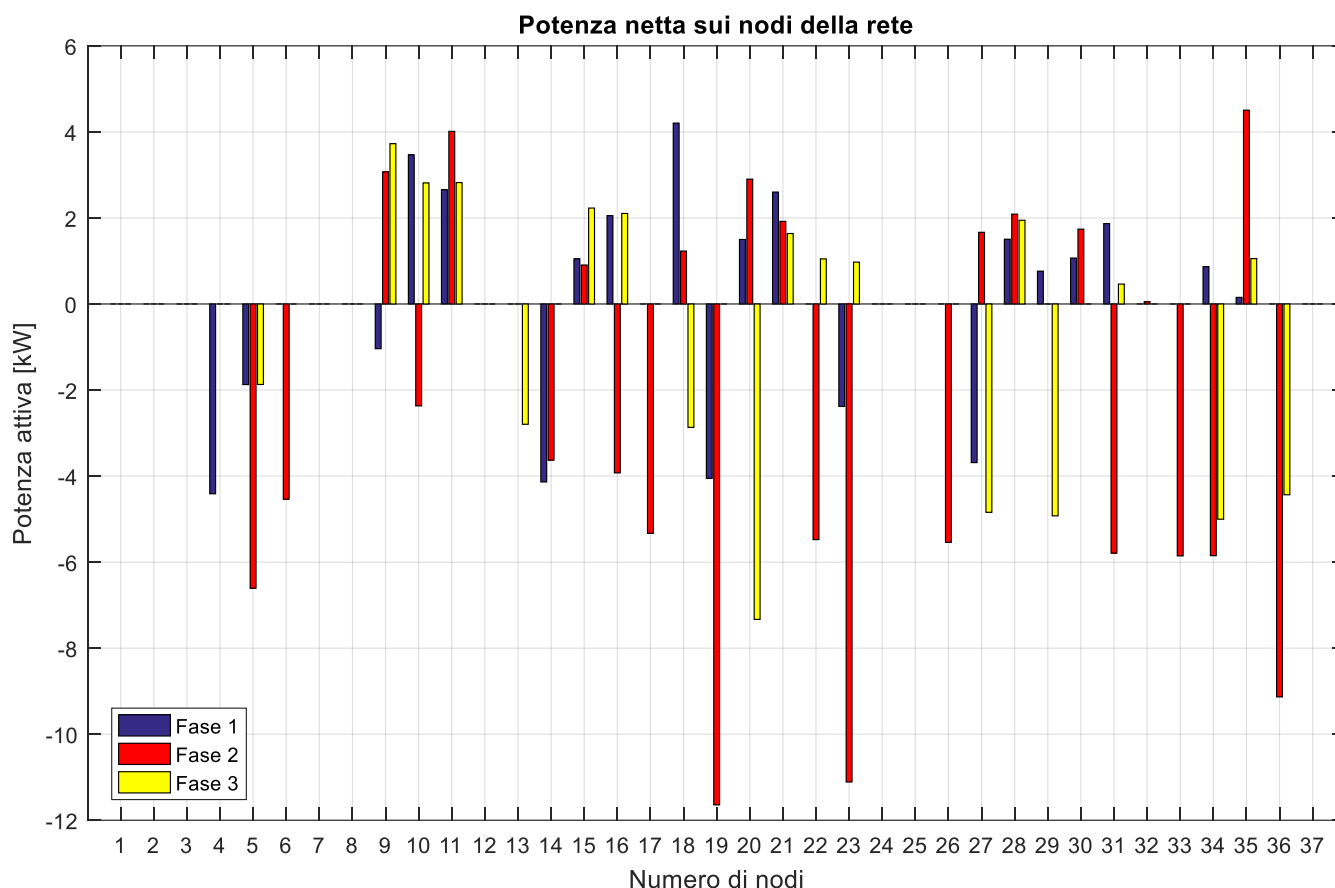


Figura 4.20: Potenza netta ai nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) - Caso peggiore.

Come si può notare, la maggior parte della potenza netta risulta essere negativa, come verifica appunto della presenza di un'elevata penetrazione della generazione distribuita. Le fasi con più generatori connessi sono la 2 e la 3, con la seconda molto caricata, come si può notare per esempio per i nodi 19 e 23, mentre la fase 1 risulta essere la più scarica.

La presenza di molti generatori ha un forte impatto anche per quanto riguarda la tensione. Per prima cosa andiamo a considerare la rete nella sua totalità, come mostrato nella Figura 4.21. Prendendo in esame sempre le ore 12, essendo l'ora della giornata in cui si verifica il picco della generazione, si nota come la tensione sia molto elevata, in particolare per la tensione della fase 2, la quale presenta valori superiori all'1 p.u. in quasi tutti i nodi della rete, ad eccezione dei nodi 8 e 9, senza considerare il nodo di saldo che ha sempre la tensione pari a 1 p.u.

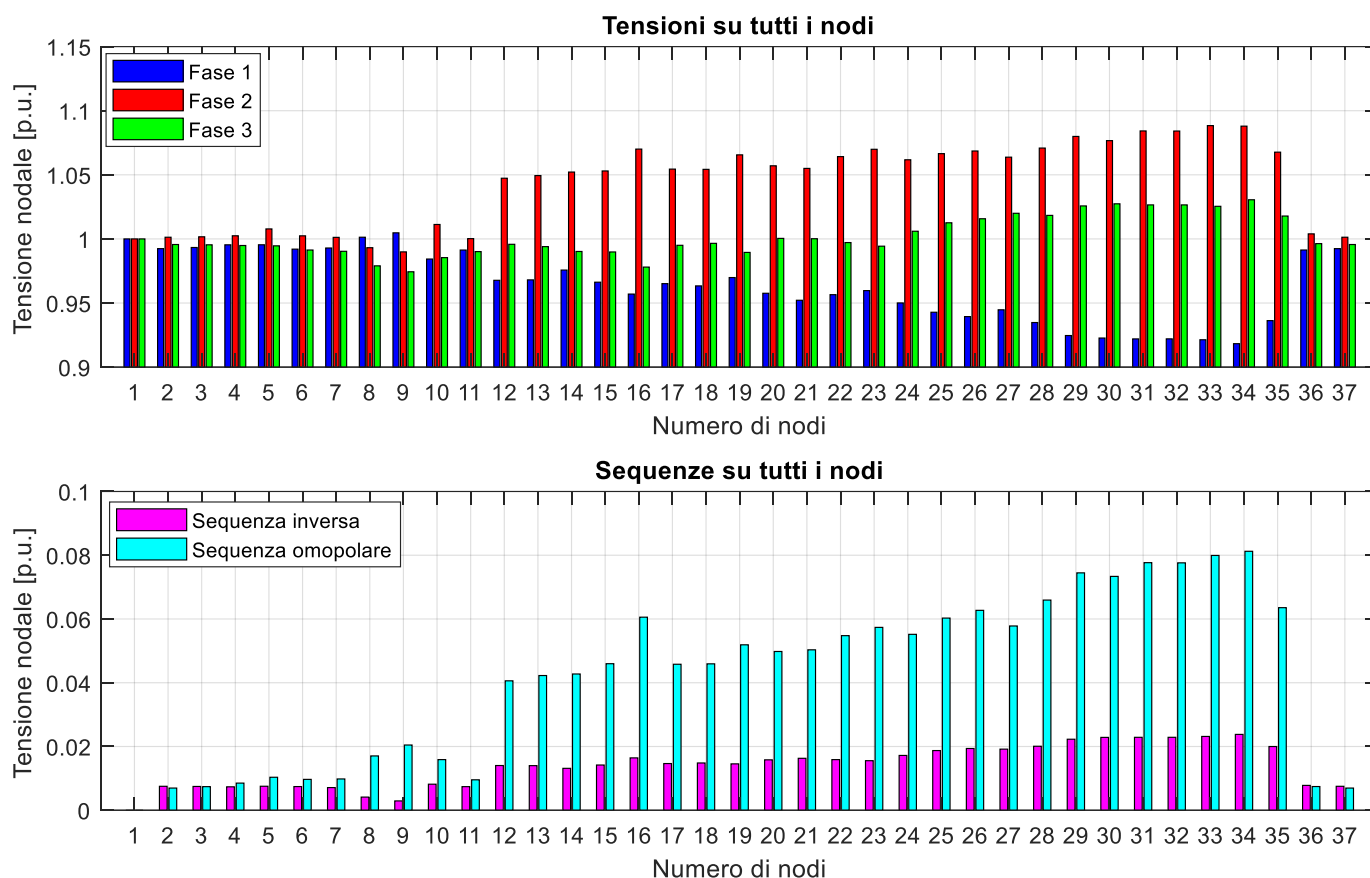


Figura 4.21: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12 del 15 giugno) - Scenario peggiore.

La fase 1 risulta essere invece, al contrario della 2, quella che presenta la maggiore caduta di tensione. Quasi tutti i nodi hanno un valore di tensione al di sotto dell'1 p.u., con alcuni che presentano una tensione poco al di sopra di 0,9 p.u., limite al di sotto del quale lo squilibrio comincia ad essere rilevante (questo è riferito per le ore 12, per altri orari della giornata la tensione scenderà molto al di sotto dello 0,9 p.u., come vedremo più avanti). La fase 3 risulta essere invece la più stabile, con valori di tensione che si superano l'1 p.u. ma che non presentano una caduta così marcata come avviene per la fase 1. I valori della tensione risultano essere molto squilibrati per i nodi dal 12 al 34 per quanto riguarda la fase 2, mentre dal 28 al 34 per la fase 1 che, stando alla configurazione della rete, mostrata sempre nella Figura 4.1, sono i nodi più lontani rispetto alla cabina secondaria. Infatti più i nodi sono lontani dalla rete più sono facilmente soggetti allo squilibrio, come confermato dall'andamento delle tensioni riportato nella Figura 4.21. I nodi dal 2 all'11 sono quelli più vicini al trasformatore, come si può vedere anche dai dati delle linee riportati nell'appendice, per cui sono quelli che presentano i valori di tensione più stabili e dunque meno squilibrati. Mano a mano che ci si allontana dalla sbarra secondaria del trasformatore e andando a considerare i nodi via via più distanti si vede come il picco, e viceversa la caduta, di tensione aumentino considerevolmente, con un notevole salto a partire dal nodo 12 fino a giungere al nodo 34 dove la situazione è la più squilibrata, essendo questo il nodo più lontano dalla cabina secondaria. I nodi 36 e 37 sono invece direttamente collegati alla sbarra secondaria del trasformatore ed essendo dunque molto

vicini alla cabina i valori della tensione tornano ad essere stabilmente intorno all'1 p.u. per tutte e tre le fasi.

Andiamo ora a considerare l'andamento delle tensioni in ciascun nodo per l'intero arco della giornata. Nella Figura 4.22 viene mostrato il confronto tra l'andamento della tensione del caso reale, discusso nel precedente paragrafo, e dello scenario peggiore per il nodo 16.

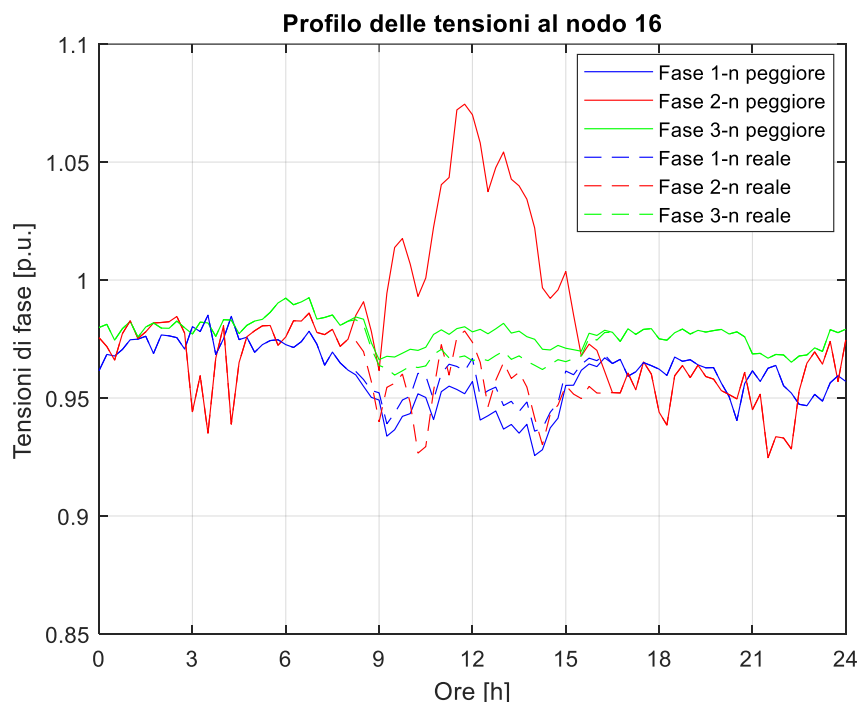


Figura 4.22: Confronto tra il profilo delle tensioni dello scenario peggiore e del caso attivo al nodo 16.

Si nota come la differenza tra i due scenari si verifichi solamente durante le ore centrali della giornata, orario in cui entrano in funzione i numerosi generatori fotovoltaici (dalle 8:15 alle 16:15), mentre durante le ore rimanenti gli andamenti sono gli stessi per entrambi gli scenari. Questo vale anche per tutti gli altri nodi della rete, come si può vedere dalle Figure 4.23 e 4.24. Simile al nodo 16 è la condizione del nodo 19, riportato nella Figura 4.23. In entrambi i casi si osserva come l'effetto dell'elevata penetrazione della GD vada ad influire in particolare sulla tensione della fase 2. Vi è infatti un notevole innalzamento della tensione rispetto al caso attivo, mentre per le altre due fasi la differenza risulta essere abbastanza contenuta, con la fase 3 che subisce un leggero innalzamento della tensione e la fase 1 che è invece soggetta ad un abbassamento. Si può notare inoltre che sì il picco di tensione è molto elevato ma, per quanto riguarda i nodi 16 e 19, la caduta di tensione è molto contenuta e la differenza con il caso reale è veramente minima, rimanendo dunque all'interno dei limiti imposti dalla norma. Il fatto di avere una moderata caduta di tensione potrebbe essere dovuto alla breve distanza che separa i questi due nodi dalla cabina secondaria, distanza che non è sufficientemente lunga da dare origine ad un elevato squilibrio.

A testimonianza di ciò, nelle tabelle 4.7 e 4.8 sono riportati i valori massimi e minimi della tensione di fase del caso peggiore in confronto con quella del caso reale. Per i nodi 16 e 19 è confermato quanto detto in precedenza, con valori massimi e minimi pressoché uguali tra i due scenari ad eccezione del valore di picco della fase 2, molto elevato rispetto al caso attivo.

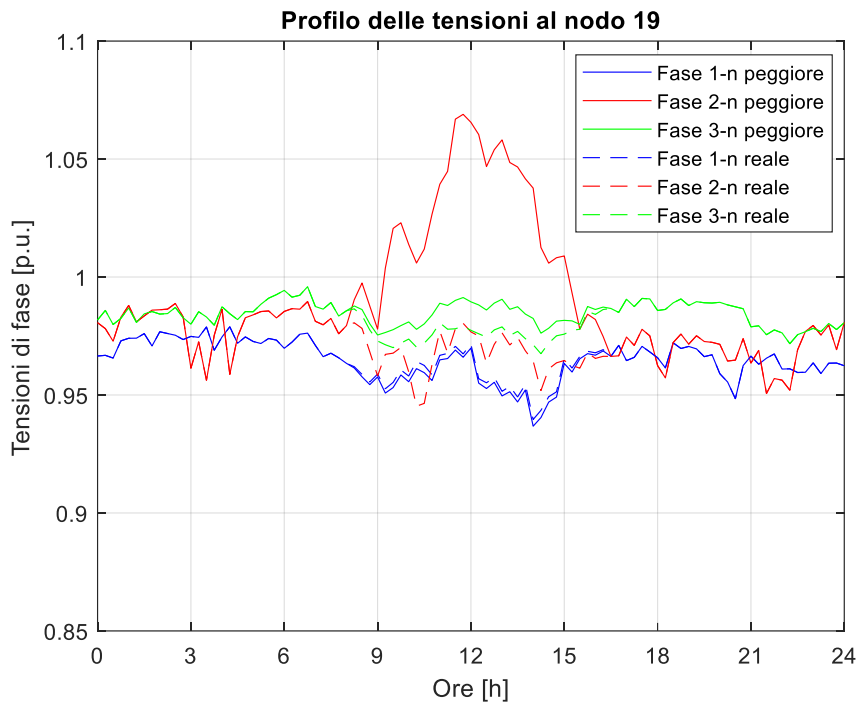


Figura 4.23: Confronto tra il profilo delle tensioni dello scenario peggiore e del caso attivo al nodo 19.

Prendiamo ora in considerazione dei nodi della rete aventi una distanza rilevante dalla sbarra secondaria del trasformatore come i nodi 25, 28, 30 e 34 (il più lontano), mostrati rispettivamente nelle Figure 4.24a, 4.24b, 4.24c e 4.24d. Anche in questo caso si nota come la fase più caricata sia la 2, con picchi di tensione vicini a 1.10 p.u., con valore più alto al nodo 34. Inoltre, a differenza dei due nodi presi in considerazione precedentemente, vi è una maggiore caduta di tensione per la fase 1, con valori che vanno al di sotto del 0,9 p.u., fino ad arrivare a quasi 0,85 p.u. al nodo 30. Inoltre, la differenza con il caso attivo è ora molto marcata per tutte e tre le fasi. La presenza dei generatori si nota soprattutto guardando la fase 2, dove avviene un importante innalzamento della tensione, segnale di una rilevante presenza di squilibrio. Situazione opposta avviene per la fase 1, dove l'attività delle GD da origine ad una considerevole caduta di tensione, che aumenta sempre di più mano a mano che si va a considerare i nodi più lontani. Un rilevante effetto si nota ora anche per la fase 3 la quale, nonostante mantenga una condizione abbastanza stabile rispetto alle altre due, presenta comunque un significativo incremento della tensione andando ben oltre l'unità. Vi è dunque un importante incremento dello squilibrio delle tensioni di fase, considerevole soprattutto per i nodi 30 e 34, essendo quelli più lontani dalla cabina secondaria e dunque quelli soggetti ad una variazione maggiore. Dal confronto tra lo scenario peggiore e quello reale si vede inoltre che, come detto per i nodi 16 e 19, la differenza tra i due casi è solamente durante le ore centrali della giornata, orario in cui entrano appunto in azione i generatori.

Come verifica dell'importante effetto dovuto alla presenza dei generatori, nelle tabelle 4.8 e 4.9 sono riportati i valori massimi e minimi delle tre tensioni di fase dei nodi considerati, facendo il confronto tra i due scenari. Per quanto riguarda la fase 1, il valore massimo rimane uguale per tutti i nodi in entrambi i casi ma il valore minimo è differente, con un forte aumento della caduta di tensione nello scenario peggiore. Per le tensioni della fase 2 si verifica invece

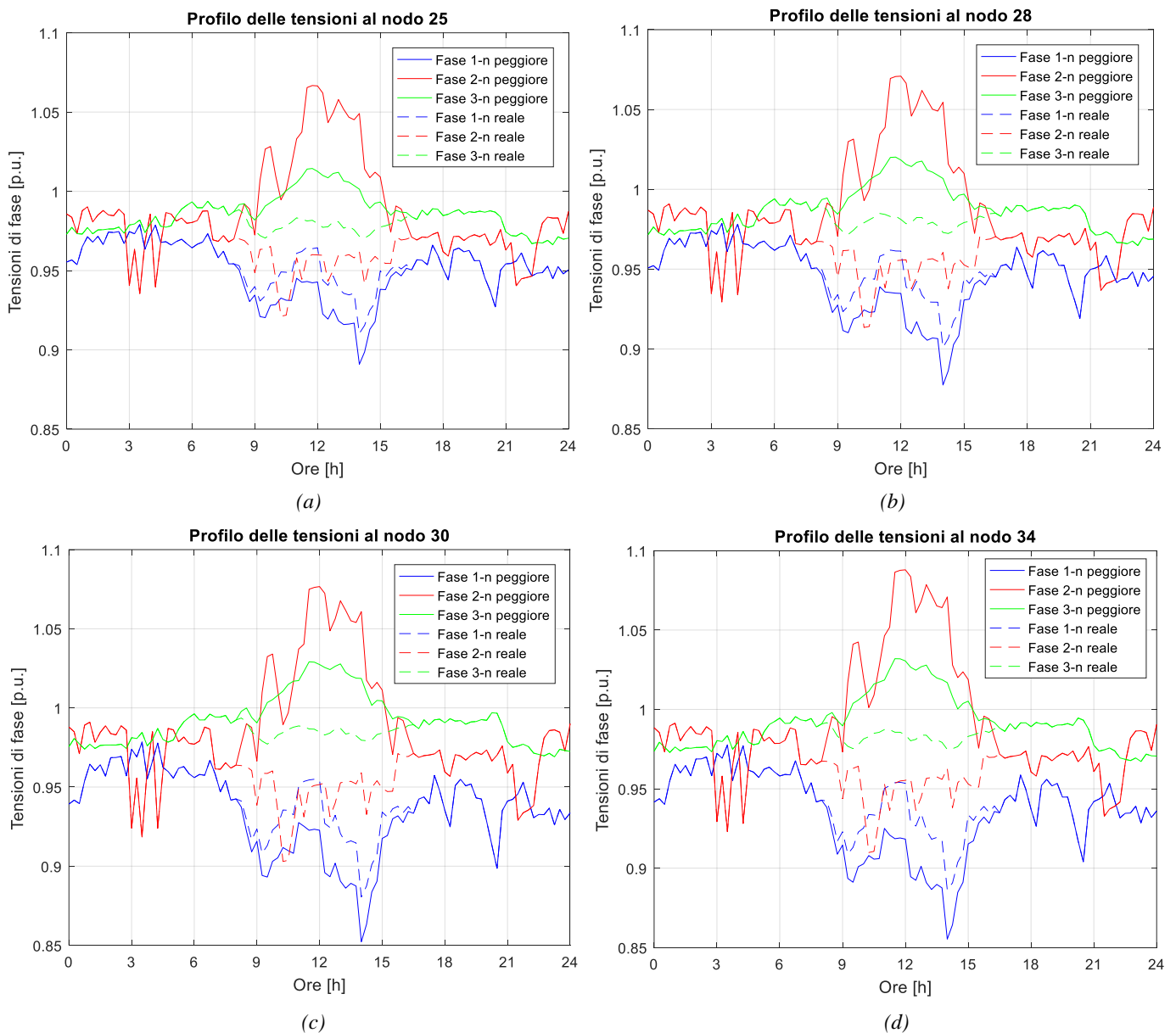


Figura 4.24: Confronto tra i profili delle tensioni del caso attivo e del caso peggiore ai nodi 25, 28, 30 e 34.

Tabella 4.8. Valore massimo delle tensioni di fase ai nodi – Scenario peggiore vs scenario attivo

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	S. peggiore	S. attivo	S. peggiore	S. attivo	S. peggiore	S. attivo
16	0.9851	0.9851	1.0745	0.9860	0.9925	0.9925
19	0.9789	0.9789	1.0689	0.9896	0.9959	0.9959
25	0.9791	0.9791	1.0667	0.9903	1.0144	0.9937
28	0.9786	0.9786	1.0709	0.9909	1.0202	0.9943
30	0.9785	0.9785	1.0767	0.9910	1.0291	0.9969
34	0.9777	0.9777	1.0880	0.9913	1.0320	0.9954

Tabella 4.9. Valore minimo delle tensioni di fase ai nodi – Scenario peggiore vs scenario attivo

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	S. peggiore	S. attivo	S. peggiore	S. attivo	S. peggiore	S. attivo
16	0.9256	0.9360	0.9247	0.9247	0.9652	0.9597
19	0.9368	0.9396	0.9506	0.9452	0.9717	0.9675
25	0.8909	0.9104	0.9355	0.9212	0.9663	0.9663
28	0.8774	0.9010	0.9294	0.9134	0.9648	0.9648
30	0.8522	0.8805	0.9184	0.9029	0.9691	0.9691
34	0.8553	0.8863	0.9230	0.9098	0.9672	0.9672

la situazione opposta, con un notevole incremento dei valori massimi ed una diminuzione della caduta di tensione. Infine, per quanto riguarda la fase 3, si nota come per i nodi 16 e 19 i valori massimi sono uguali in entrambi i casi, essendo più vicini alla cabina, mentre per i nodi 25, 28, 30 e 34 i valori di picco massimo aumentano nel caso peggiore. I valori minimi rimangono invece uguali per i nodi più lontani, mentre vi è una caduta di tensione minore ai nodi 16 e 19 in virtù della presenza dei generatori.

Si può analizzare meglio lo squilibrio dovuto ai generatori fotovoltaici andando a considerare il fattore di sbilanciamento delle tensioni o VUF. Il VUF, calcolato come il rapporto in percentuale tra la componente della tensione alla sequenza inversa e la componente diretta, per i nodi 16, 19, 25, 28, 30 e 34 è mostrato nella Figura 4.25. Nelle stesse figure è riportato anche il potenziale di neutro, andando anche in questo caso a fare il confronto tra lo scenario peggiore e il caso attivo. I due termini, il potenziale di neutro ed il fattore di sbilanciamento, sono tra loro legati essendo espressione dello stesso fenomeno e questo si può notare dall'andamento analogo che essi presentano, a meno di un fattore di scala. In particolare il VUF risulta essere tanto maggiore quanto più le tensioni sono squilibrate. Per quanto riguarda i nodi 16 e 19 si vede come lo squilibrio sia molto elevato rispetto al caso reale ma rimane comunque entro il limite massimo del 2% stabilito dalla norma [3]. Differente è invece la situazione per i nodi 25, 28, 30 e 34. Per prima cosa si nota subito come in questi nodi vi sia uno squilibrio molto elevato, soprattutto rispetto al caso attivo, ma il problema principale è dato dal fatto che la rete è talmente squilibrata che il fattore di sbilanciamento delle tensioni supera la soglia del 2%, arrivando a raggiungere valori attorno al 2,6%. Inoltre, come per il caso delle tensioni, via via che si vanno a considerare nodi sempre più lontani lo squilibrio aumenta considerevolmente come si vede andando a confrontare i nodi 16 e 19 con i nodi 25, 28, 30 e 34, dove i primi sono molto più vicini alla sbarra secondaria del trasformatore rispetto ai secondi. Questo è valido anche per il potenziale di neutro il quale, essendo appunto legato al VUF, subisce un notevole aumento rispetto al caso reale, aumento che segue quello del fattore di sbilanciamento e che diventa sempre più rilevante mano a mano che ci si allontana dalla cabina secondaria.

Nella tabella 4.10 sono inoltre riportati i valori massimi del potenziale di neutro e del VUF per lo scenario peggiore in confronto a quelli del caso attivo. Si nota quindi facilmente come la differenza tra i due scenari considerati sia notevole, sia per quanto riguarda il potenziale di neutro sia per il fattore di sbilanciamento, i quali subiscono un aumento di più del doppio rispetto al valore che avevano nel caso attivo.

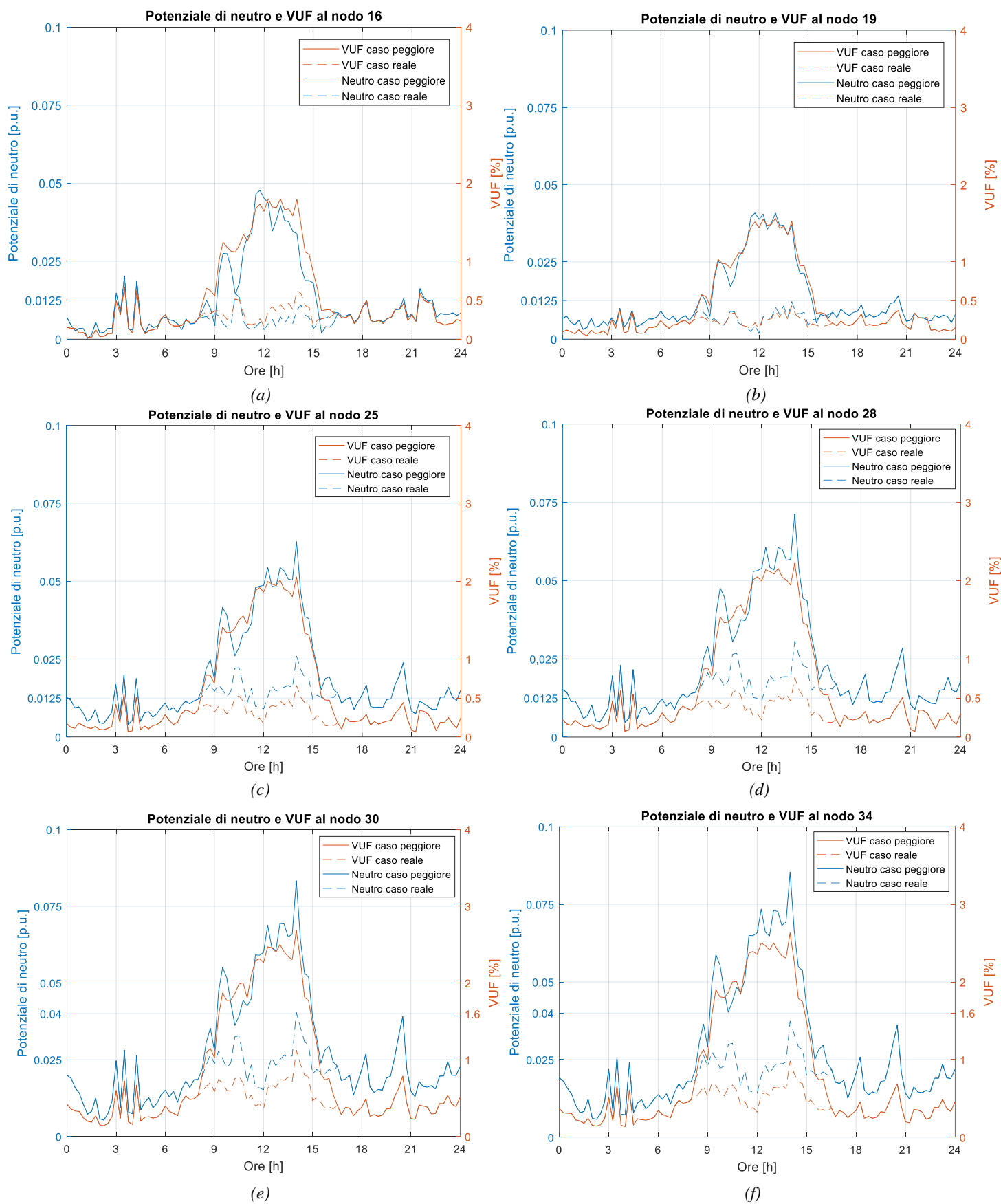


Figura 4.25: Confronto potenziale di neutro e VUF tra scenario peggiore e scenario attivo.

Tabella 4.10. Valore massimo del potenziale di neutro [p.u.] e del VUF [%] – Scenario peggiore vs scenario attivo

Potenziale di neutro			VUF		
Nodo	S. peggiore	S. attivo	Nodo	S. peggiore	S. attivo
16	0.0477	0.0203	16	1.8010	0.6711
19	0.0408	0.0140	19	1.5654	0.4333
25	0.0627	0.0259	25	2.0541	0.6614
28	0.0713	0.0306	28	2.2216	0.7588
30	0.0833	0.0404	30	2.6851	1.1245
34	0.0854	0.0374	34	2.6318	0.9826

4.5 Elevata penetrazione della GD: scenario migliore

Si va ora a studiare lo scenario opposto a quello visto nel paragrafo precedente, cioè andremo a considerare lo scenario di connessione migliore. Anche in questo verrà analizzata la rete caratterizzata da un'elevata penetrazione della generazione distribuita. Il criterio di scelta dei generatori aggiuntivi da connettere ai vari nodi è il medesimo utilizzato per lo scenario peggiore ma, a differenza del caso precedente è stato scelto quel collegamento dei generatori tale da ottenere uno squilibrio più basso possibile. I dati dei nuovi generatori sono riportati nella tabella A.8 dell'appendice. Anche per questo scenario è stato stabilito di inserire un numero di GD tale da avere una potenza installata totale di 150 kW, per cui sono stati aggiunti 30 nuovi generatori, ciascuno avente una potenza di 5 kW. Rimane tuttavia il problema del fattore di correzione dovuto al profilo del fotovoltaico, per cui anche in questo caso l'effettiva potenza di installazione dei generatori è corretta a 7072,136 kW. Per quanto riguarda il trasformatore, la potenza netta al secondario è la stessa che si ha per lo scenario peggiore, poiché i carichi connessi alla rete sono sempre gli stessi. Come detto in precedenza, in questo scenario la scelta dei nodi a cui le GD sono connesse è stata effettuata in modo tale da ottenere una situazione di minimo squilibrio. I generatori sono stati collegati anche a nodi dove non vi è connesso nessun carico, come il 6, il 17, il 26 ed altri ancora, per cui la potenza netta risulta essere negativa, non essendoci il contributo del carico. Nella Figura 4.26 è dunque riportata la potenza netta ai nodi della rete per un'ora precisa della giornata, le ore 12, ora in cui si verifica il picco di generazione. Come si può vedere, la maggior parte della potenza netta risulta essere negativa, come verifica appunto della presenza di un'elevata penetrazione della generazione distribuita. In questo caso, a differenza dello scenario peggiore visto nel paragrafo precedente, si nota come la potenza sia distribuita in modo abbastanza eguale in tutte e tre le fasi, così da rendere la rete più bilanciata. Non vi è più quindi una fase più caricata rispetto alle altre, come accadeva per la fase 2 nel caso peggiore, e viceversa risulterà esserci una caduta di tensione molto contenuta, a differenza di quanto accadeva nello scenario visto nel precedente paragrafo. Questo si può appunto vedere nella Figura 4.26. Prendendo ad esempio in considerazione il nodo 19, si vede come la potenza sia molto più bilanciata nelle tre fasi rispetto al caso peggiore (Figura 4.20). Ciò si spiega in virtù di una connessione dei generatori aggiuntivi tale da non rendere una fase più, o viceversa meno, caricata rispetto alle altre. Considerando sempre il nodo 19, nel caso peggiore la potenza netta nella fase 2 era molto negativa, essendo infatti la maggior parte dei generatori, allacciati in questo nodo, connessi a tale fase, rendendo così la potenza dei fotovoltaici molto superiore rispetto a quella dei carichi (connessi sempre al nodo

19). Ora invece i generatori collegati ad un determinato nodo non sono connessi ad una sola fase, lasciando le altre con molta meno potenza, ma vengono maggiormente distribuiti, rendendo così la rete meno squilibrata.

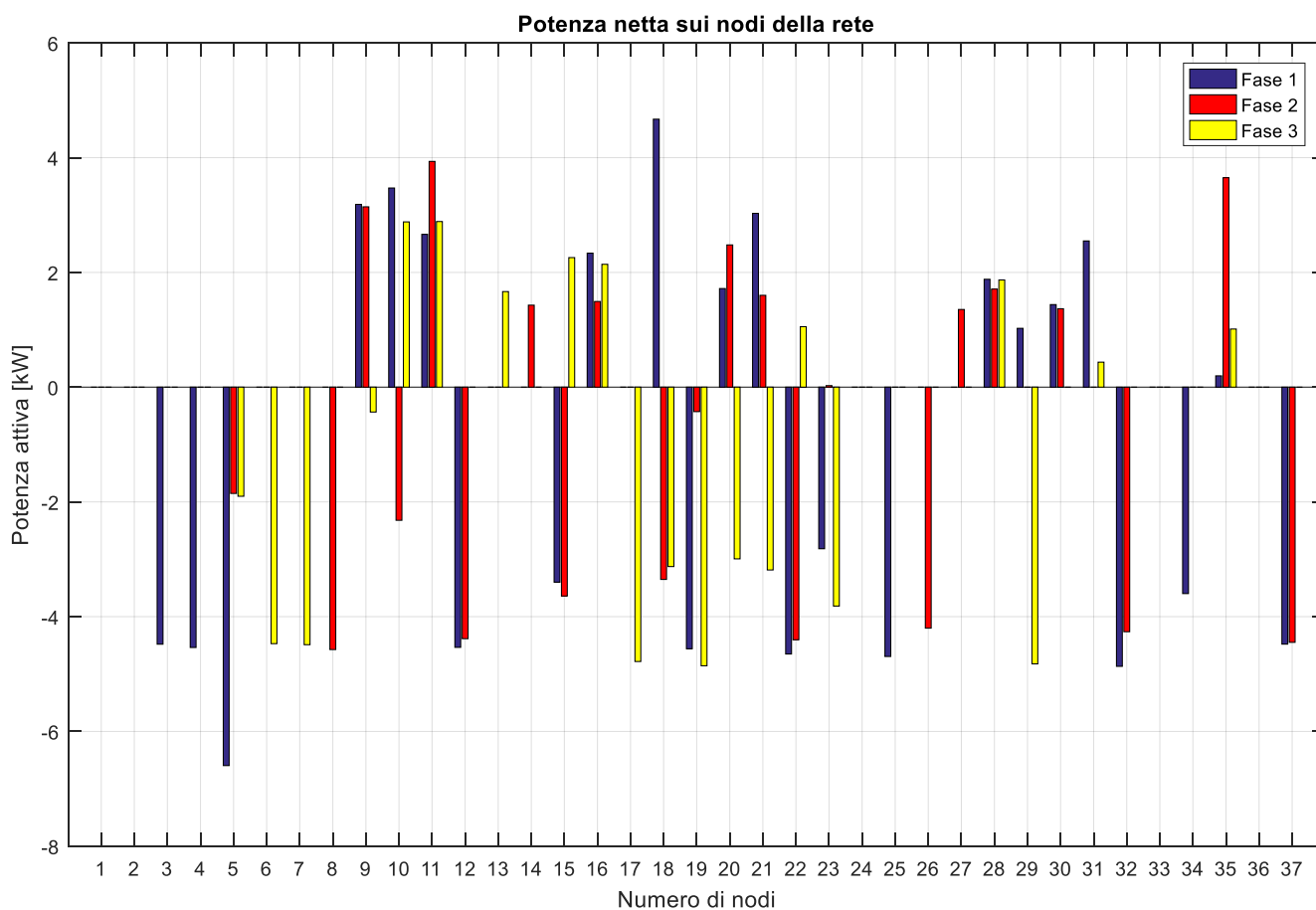


Figura 4.26: Potenza netta ai nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) - Scenario migliore.

La presenza di molti generatori ha un importante impatto anche per quanto riguarda la tensione. Per prima cosa andiamo a considerare la rete nella sua totalità, come mostrato nella Figura 4.27. Prendendo in esame sempre le ore 12, essendo l'ora della giornata in cui si verifica il picco della generazione, si nota come in questo caso la tensione presenti valori molto inferiori rispetto allo scenario peggiore, per quanto riguarda sia il picco che la caduta di tensione. Grazie all'ottimale connessione dei generatori, vi è quindi un notevole miglioramento rispetto al caso precedente. Ora i valori di picco ai nodi più lontani dalla cabina secondaria (quelli più soggetti a squilibrio) sono di poco superiori all'1 p.u., con la fase 1 che presenta un notevole innalzamento della tensione, al contrario di quanto accadeva nello scenario peggiore dove era quella con la maggiore caduta. Situazione opposta è invece quella della fase 2, dove prima era la più caricata, con valori di picco molto elevati, mentre ora la connessione dei generatori è tale da ridurre la tensione al di sotto dell'1 p.u. anche per i nodi che sono più lontani dalla sbarra secondaria del trasformatore. La fase 3 presenta anche qui un andamento abbastanza regolare, come accadeva nello scenario peggiore. Sono infine riportate anche le componenti alle sequenze, dove si può notare come esse presentino un valore massimo molto inferiore rispetto al caso precedente.

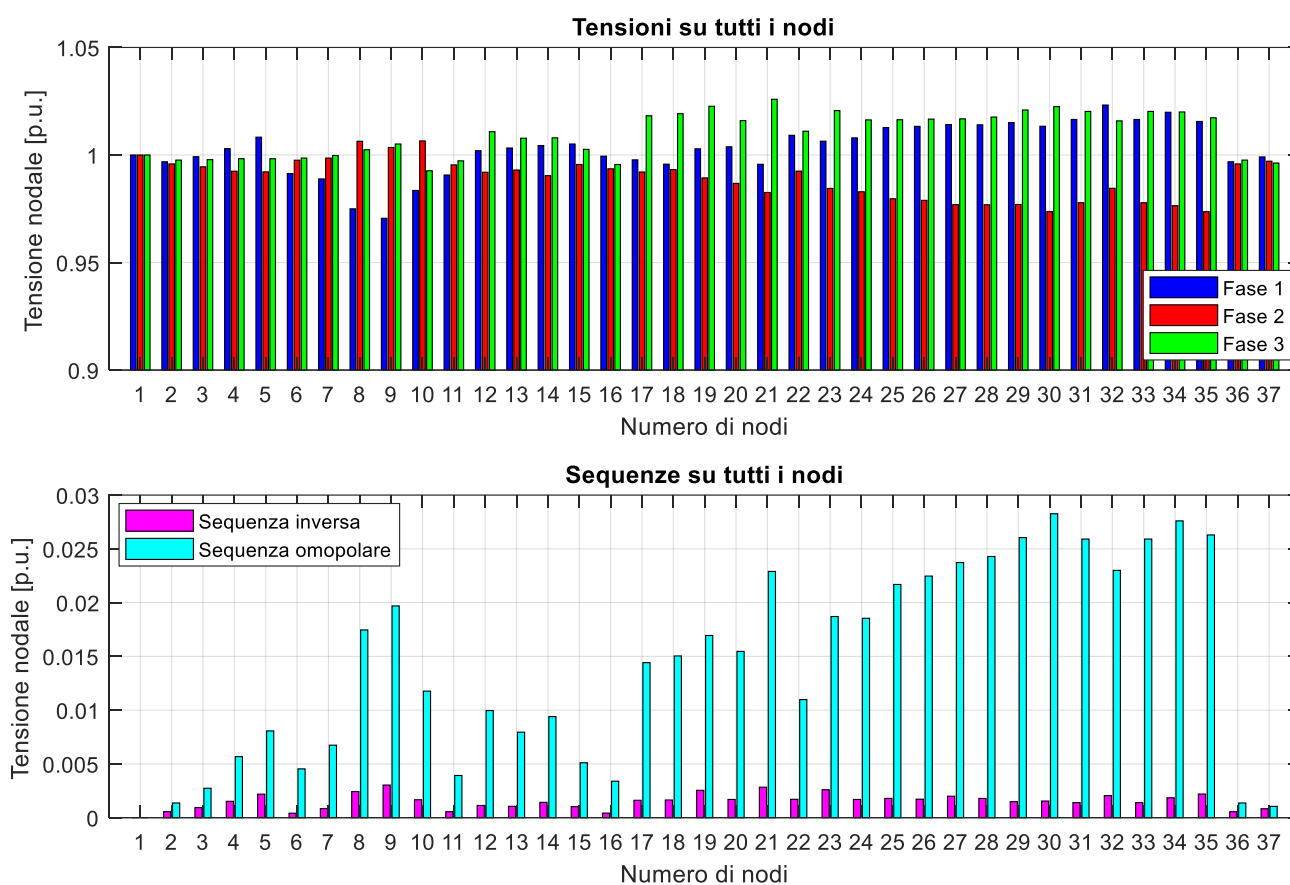


Figura 4.27: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12 del 15 giugno) - Scenario migliore.

Andiamo ora a considerare l'andamento delle tensioni in ciascun nodo per l'intero arco della giornata. Nella Figura 4.28 viene mostrato il confronto tra l'andamento della tensione del caso attivo, e dello scenario migliore per il nodo 16. Il nodo 19 è invece riportato nella Figura 4.29, mentre per quanto riguarda i nodi più soggetti allo squilibrio, si è deciso di considerare gli stessi del caso peggiore, il 25, 28, 30 e 34, mostrati rispettivamente nelle Figure 4.30a, 4.30b, 4.30c e 4.30d. Anche in questo caso vale il medesimo concetto visto in precedenza, ovvero che la differenza tra i due scenari si verifica solo durante le ore centrali della giornata, orari in cui entrano in azione i generatori fotovoltaici, mentre per le ore restanti gli andamenti sono gli stessi. Analizzando le figure si vede come, in questo scenario, la presenza dei generatori vada ad innalzare il valore della tensione rispetto a quello che si aveva nel caso attivo. Questo vale in particolare per la fase 1, che prima presentava una discreta caduta di tensione nelle ore centrali mentre ora, grazie all'intervento dei generatori, è caratterizzata da valori di picco massimo che superano l'1 p.u. Inoltre, la differenza tra i due casi va via via ad aumentare mano a mano che si considerano i nodi più lontani, come per esempio il 30 e 34. Viceversa la fase 2 è sì soggetta ad un aumento di tensione rispetto al caso reale, ma se si confronta lo scenario migliore con il peggiore si nota come non vi sia più il valore di picco elevato di prima, presentando ora valori più contenuti, segno di come la connessione dei generatori è stata effettuata in modo da rendere la rete più stabile. L'aumento della tensione, rispetto al caso reale, si ha anche per la fase 3, la quale presenta comunque un andamento abbastanza regolare

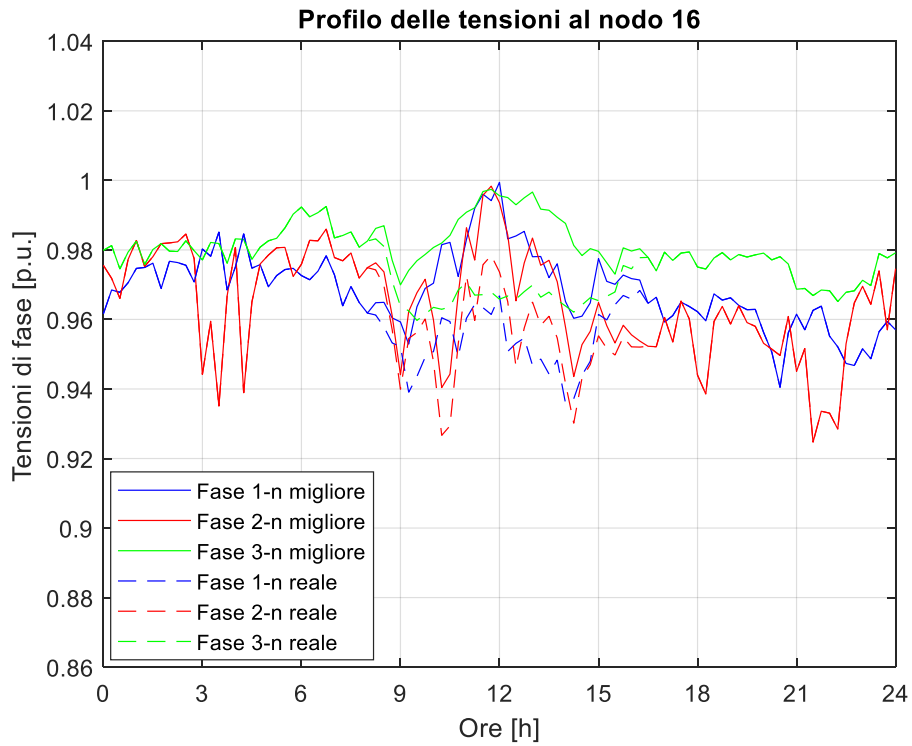


Figura 4.28: Confronto tra il profilo delle tensioni dello scenario migliore e del caso attivo al nodo 16.

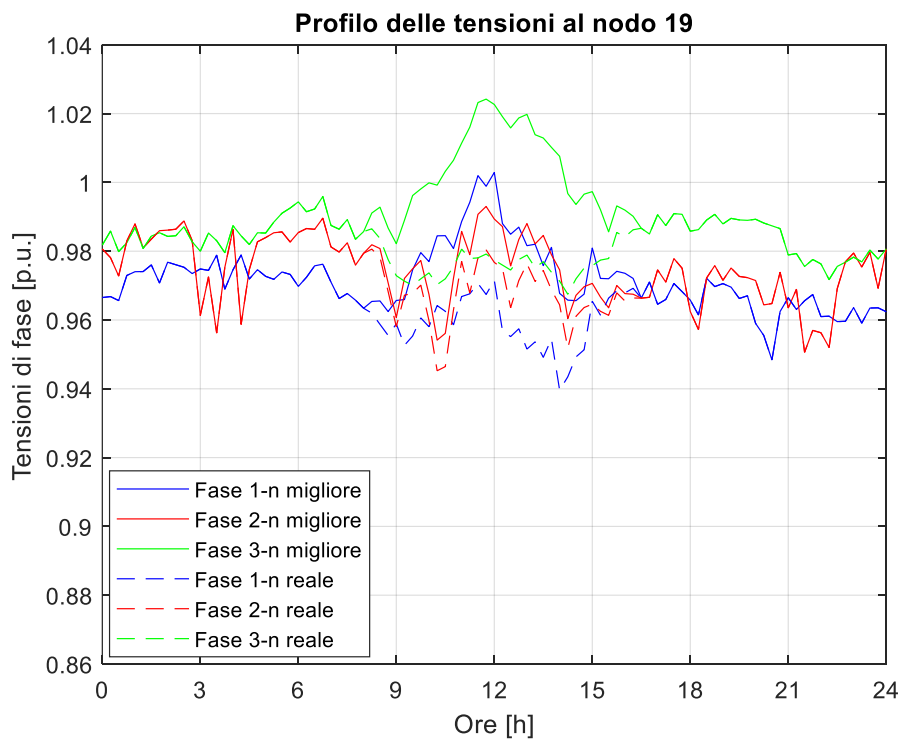


Figura 4.29: Confronto tra il profilo delle tensioni dello scenario migliore e del caso attivo al nodo 19.

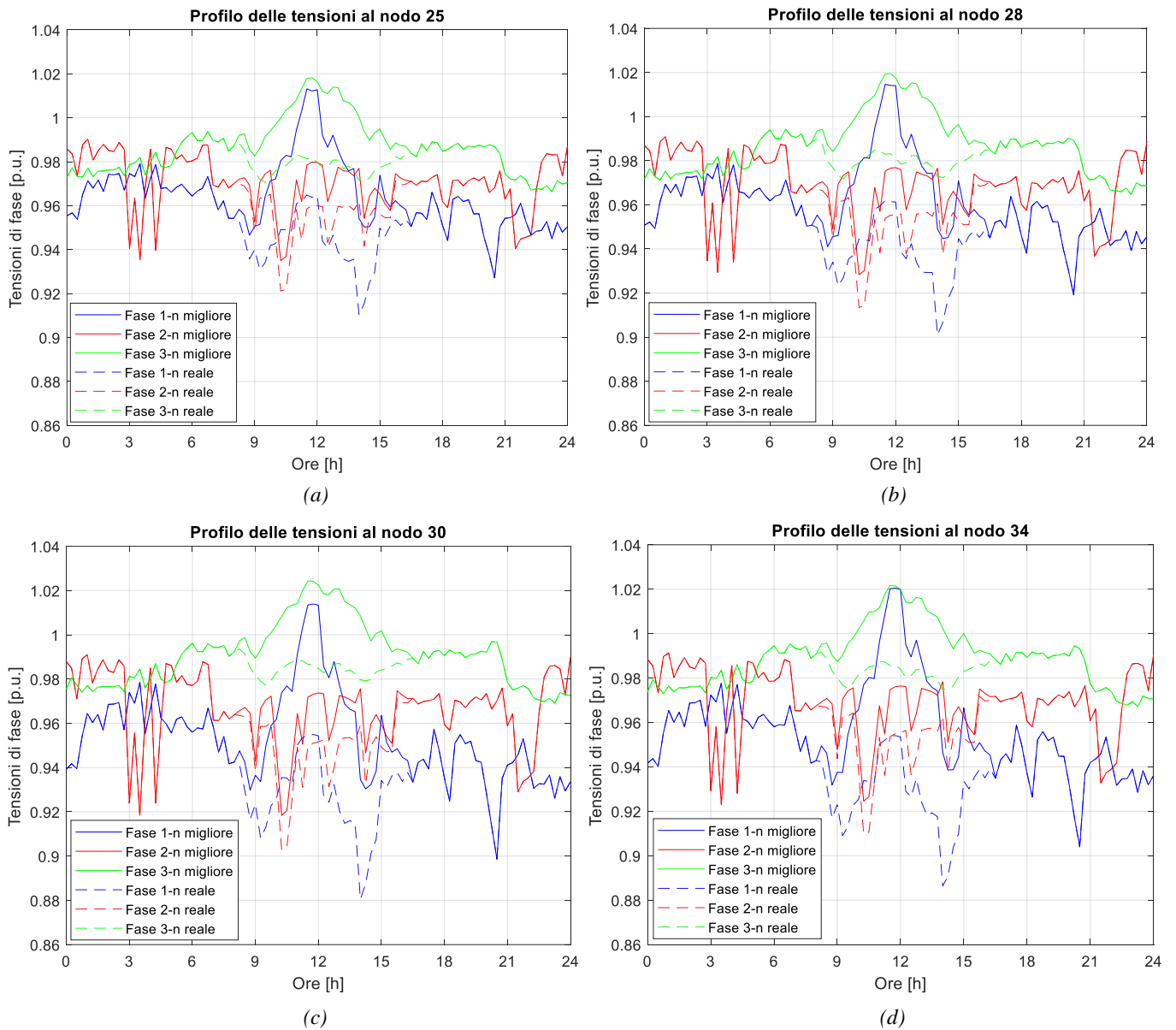


Figura 4.30: Confronto tra i profili delle tensioni del caso attivo e del caso migliore ai nodi 25, 28, 30 e 34.

Tabella 4.11. Valore massimo delle tensioni di fase ai nodi – Scenario migliore vs scenario attivo

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	S. migliore	S. attivo	S. migliore	S. attivo	S. migliore	S. attivo
16	0.9994	0.9851	0.9983	0.9860	0.9974	0.9925
19	1.0029	0.9789	0.9930	0.9896	1.0242	0.9959
25	1.0131	0.9791	0.9903	0.9903	1.0182	0.9937
28	1.0146	0.9786	0.9909	0.9909	1.0195	0.9943
30	1.0139	0.9785	0.9910	0.9910	1.0243	0.9969
34	1.0205	0.9777	0.9913	0.9913	1.0216	0.9954

Tabella 4.12. Valore minimo delle tensioni di fase ai nodi – Scenario migliore vs scenario attivo

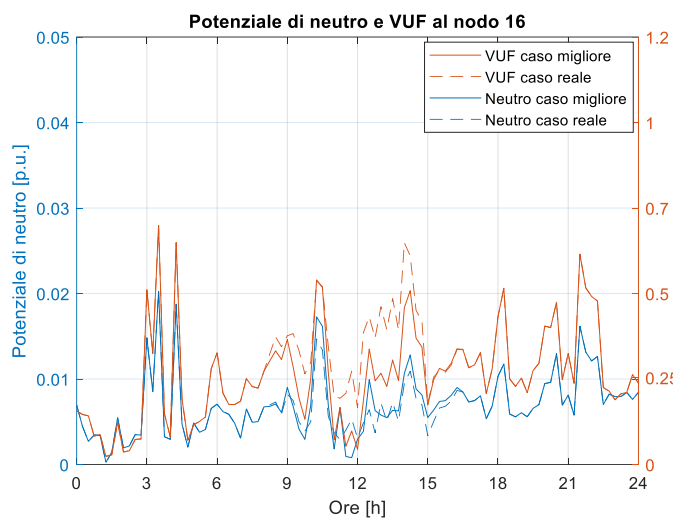
Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	S. migliore	S. attivo	S. migliore	S. attivo	S. migliore	S. attivo
16	0.9405	0.9360	0.9247	0.9247	0.9652	0.9597
19	0.9484	0.9396	0.9506	0.9452	0.9717	0.9675
25	0.9271	0.9104	0.9350	0.9212	0.9663	0.9663
28	0.9191	0.9010	0.9283	0.9134	0.9648	0.9648
30	0.8986	0.8805	0.9184	0.9029	0.9691	0.9691
34	0.9039	0.8863	0.9230	0.9098	0.9672	0.9672

con valori che rimangono ampiamente entro i limiti stabiliti dalla norma [2], soprattutto per quanto riguarda la caduta di tensione.

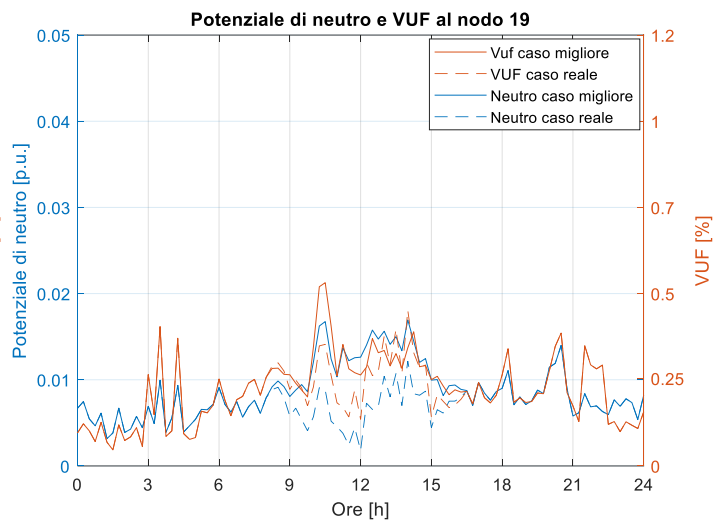
Per confrontare meglio lo scenario migliore con il caso attivo, nelle tabelle 4.11 e 4.12 sono stati riportati i valori massimi e minimi delle tensioni di fase per i nodi considerati. Si vede quindi come vi sia, per la fase 1, un aumento dei valori minimi rispetto allo scenario attivo, andando così ad ottenere un miglioramento per quanto riguarda la caduta di tensione. C'è inoltre un incremento dei valori massimi, come testimonianza del contributo fornito dai generatori. Per la fase 2 vi è anche qui un innalzamento dei valori minimi mentre per la fase 3 la situazione è abbastanza analoga a quanto accade nel caso peggiore, con un aumento della tensione nelle ore centrali della giornata.

Si può inoltre studiare meglio lo squilibrio dovuto ai generatori fotovoltaici andando a considerare il fattore di sbilanciamento delle tensioni. Il VUF ed il potenziale di neutro per i nodi 16, 19, 25, 28, 30 e 34 sono mostrati nella Figura 4.31. Come ripetuto anche nel paragrafo precedente, i due termini sono tra loro legati essendo espressione dello stesso fenomeno e questo si può notare dall'andamento analogo che essi presentano, a meno di un fattore di scala. Si può notare come in questo scenario lo squilibrio sia molto ridotto, soprattutto facendo il confronto con il caso peggiore. Inoltre, con l'eccezione del nodo 19, vi è un miglioramento dello squilibrio anche rispetto al caso reale, beneficio ottenuto grazie al modo in cui sono stati connessi i vari generatori. L'effetto è più marcato per i nodi 30 e 34 dove, rispetto al caso reale, il fattore di sbilanciamento subisce una notevole riduzione, con valori massimi ampiamente al di sotto dell'1%. Si nota quindi come questo scenario sia ottimo dal punto di vista dello squilibrio, essendo il VUF ampiamente al di sotto della soglia massima del 2%, andando così a rendere la rete più equilibrata rispetto ai casi precedenti. Questo è valido anche per il potenziale di neutro il quale, sempre per le ore centrali della giornata, presenta una diminuzione dei valori di picco, ad eccezione del nodo 19 dove invece si verifica un aumento rispetto al caso reale. Tale fenomeno, sia per quanto riguarda il fattore di sbilanciamento che per il potenziale di neutro, diventa sempre più evidente via via che si vanno a considerare nodi sempre più lontani dalla cabina di trasformazione secondaria.

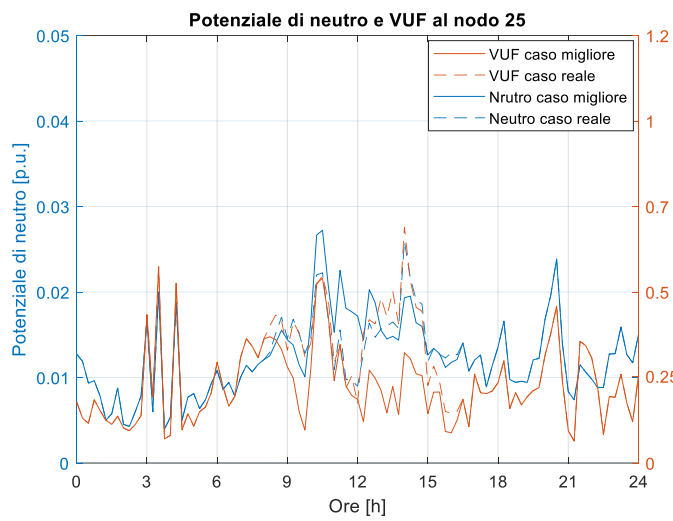
Nella tabella 4.13 sono inoltre riportati i valori massimi del potenziale di neutro e del VUF per lo scenario migliore in confronto a quelli del caso attivo. Per quanto riguarda il neutro, i valori massimi sono molto simili per entrambi gli scenari, questo perché il valore di picco non sempre si verifica durante le ore centrali della giornata e dunque non viene influenzato dalla presenza dei generatori. Ciò è valido anche per il fattore di sbilanciamento, ma nel caso il massimo si verifichi nelle ore in cui i fotovoltaici siano attivi, dai dati in tabella si vede come vi sia un miglioramento rispetto al caso attivo permettendo così un sistema meno squilibrato.



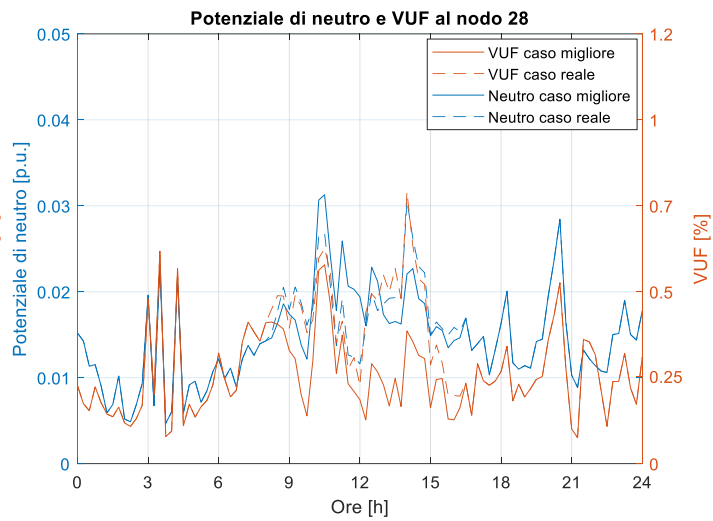
(a)



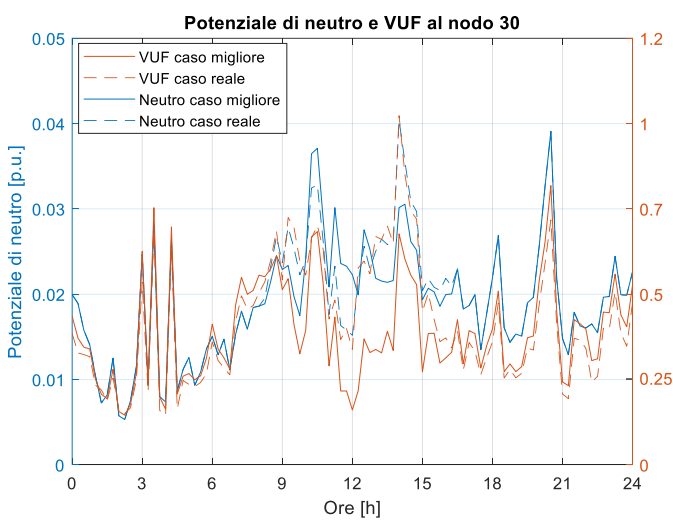
(b)



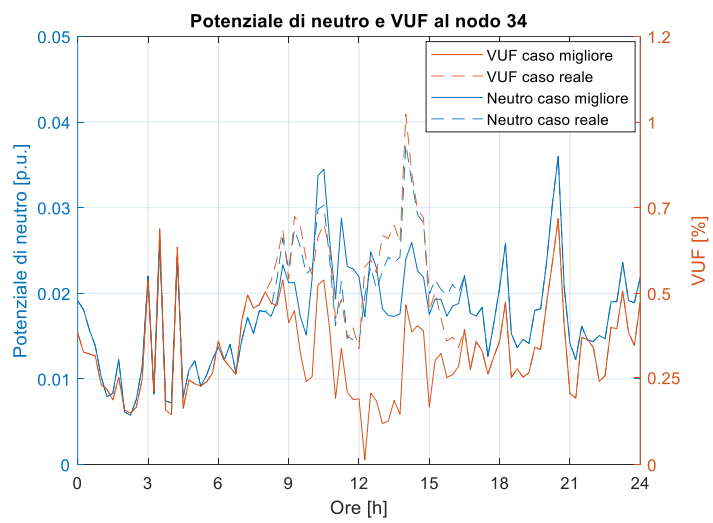
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 4.31: Confronto potenziale di neutro e VUF tra scenario migliore e scenario attivo.

Tabella 4.13. Valore massimo del potenziale di neutro [p.u.] e del VUF [%] – Scenario migliore vs scenario attivo

Potenziale di neutro			VUF		
Nodo	S. migliore	S. attivo	Nodo	S. migliore	S. attivo
16	0.0203	0.0203	16	0.6711	0.6711
19	0.0169	0.0140	19	0.5104	0.4333
25	0.0272	0.0259	25	0.5510	0.6614
28	0.0313	0.0306	28	0.5934	0.7588
30	0.0391	0.0404	30	0.7856	1.1245
34	0.0360	0.0374	34	0.6894	0.9826

In questo capitolo è stata quindi presentata la rete oggetto di studio, una rete reale di Verona. Dopo aver fatto una descrizione generale del sistema, nei vari paragrafi si è andato ad analizzarlo considerando scenari differenti, partendo dal caso passivo senza generatori, studiando poi il caso reale ed infine prendendo in considerazione uno scenario con un'elevata penetrazione della generazione distribuita, analizzando prima il caso di maggior squilibrio e successivamente quello con la condizione migliore.

Il prosieguo della trattazione riguarderà invece le varie strategie adottabili per la regolazione della tensione, metodi tali da portare un contributo positivo per la stabilità della rete stessa. Nel prossimo capitolo verranno dunque presi in esame i due scenari con alta penetrazione della GD a cui saranno applicati la regolazione tramite il trasformatore OLTC, la regolazione locale operata dagli inverter dei generatori fotovoltaici ed infine l'ulteriore contributo dato dalla regolazione degli inverter trifase.

Capitolo 5

Strategie di regolazione

Nei paragrafi precedenti sono state presentate le caratteristiche della rete oggetto di studio, evidenziandone la topologia, i vari carichi e generatori e così via. Successivamente il sistema è stato studiato considerando diversi scenari, analizzando la rete in condizioni passive, cioè staccando tutti i generatori, esaminandola poi nella sua condizione reale, ovvero com'è effettivamente nella realtà ed andando infine a studiarla nel caso di un'elevata penetrazione della generazione distribuita. In quest'ottica sono stati esaminati due scenari: il primo prevede una situazione in cui i generatori aggiuntivi sono stati connessi in modo tale da causare un elevato grado di squilibrio, viceversa nel secondo caso i generatori sono stati connessi in modo tale da ottenere uno squilibrio minore possibile.

In questo capitolo vengono dunque presentate le varie tecniche di regolazione aventi il fine di migliorare le condizioni del sistema, analizzando i miglioramenti che portano alla rete, nel caso questa si trovi prima nella condizione di massimo squilibrio e poi in quella di minimo. Dunque, per entrambi gli scenari (quello peggiore e quello migliore) saranno valutati gli effetti dovuti alla regolazione imposta da un trasformatore con variatore sottocarico, aggiungendo a questa la regolazione locale effettuata dagli inverter che interfacciano le GD e considerando l'ulteriore intervento mediante la regolazione trifase, sfruttando in questo caso la potenza attiva.

5.1 Regolazione della tensione tramite OLTC

Il trasformatore variatore sottocarico o OLTC permette di variare il rapporto di trasformazione, in modo da garantire un accoppiamento elastico tra linee a tensione diversa e mantenere costante (entro una certa tolleranza) la tensione ai capi di uno dei due avvolgimenti. Il dispositivo che permette di variare il rapporto spire del trasformatore è il variatore (*tap-changer*), cioè un cursore meccanico che ad ogni tacca esclude o include un certo numero di spire operando quindi una variazione di tensione discontinua.

L'inserimento di un trasformatore sottocarico nel distributore di distribuzione collocato in cabina di trasformazione è un intervento che consente di regolare il profilo delle tensioni nelle linee a valle. Le possibilità di controllo applicabili sono molteplici: il tap-changer può essere movimentato in modo coordinato tra le fasi (controllo sincrono) oppure in maniera indipendente su ciascuna fase (controllo asincrono o disaccoppiato). Oltre a questo, ci sono varie possibilità di regolazione, che si differenziano in base a punto in cui viene eseguita la misura della tensione. Tra queste vi è la regolazione con misura in un punto fisso della rete, con misura nei nodi di carico e di generazione, cioè quei nodi a cui sono direttamente connesse utenze attive o passive e con misura nel baricentro elettrico. Nel seguito verrà brevemente illustrato l'algoritmo adottato per la regolazione con misura in un punto fisso della rete, essendo questo il tipo di controllo utilizzato nelle simulazioni.

5.1.1 Regolazione con misura in un punto fisso della rete

Il metodo più semplice per regolare la tensione in una rete di distribuzione radiale è ottenuto usando le misure di tensione tramite un dispositivo di misura voltmetrico in un punto della rete predeterminato. La tensione misurata, U_{mis} , viene confrontata con una tensione di riferimento, U_{rif} , e viene decisa l'azione da eseguire al verificarsi di specificate condizioni. Il controllo dell'OLTC può essere sincrono o disaccoppiato tra le fasi.

Se il controllo è di tipo sincrono, vi è il problema di come considerare la misura effettuata nel punto prescelto della rete. Il controllore deve infatti decidere quale delle tre fasi considerare istante per istante. Solitamente si possono attuare tre scelte:

1. Ipotizzare di scegliere una delle tre tensioni di fase U_1 , U_2 o U_3 non considerando il valore che assumono le due restanti e confrontando la fase prescelta con il riferimento di tensione. Tale metodo ha il vantaggio di richiedere una sola misura di tensione per ogni istante di simulazione, ma potrebbe portare ad azioni di correzione che compromettono o peggiorano lo stato delle altre due fasi. Per cui, tale alternativa potrebbe essere giustificata soltanto in reti caratterizzate da piccoli squilibri, dove i carichi e i generatori sono perfettamente distribuiti tra le fasi.
2. Misurare i valori delle tre tensioni di fase istante per istante e considerare U_{mis} come la media aritmetica dei loro valori. Per fare questo è necessaria la presenza di tre voltmetri nel punto di misura scelto. Tale soluzione permette di regolare il valore medio delle tre tensioni di fase, evitando i problemi visti nel punto precedente.
3. Misurare i valori delle tre tensioni di fase istante per istante e identificare il valore massimo e minimo in ogni passo di simulazione. Il valore confrontato con la tensione di riferimento sarà quello, tra il massimo e il minimo rilevato, che più si discosta dal riferimento. Questo metodo risulta poco efficace se la rete è squilibrata poiché l'intervento sulla fase con tensione più critica tende a migliorare la tensione della fase stessa, ma comporta un peggioramento sulle altre due.

Se U_{mis} è scelta come misura di tensione su una fase o come media delle misure sulle tre tensioni di fase, una volta stabilito il punto di misura in cui vengono collocati i voltmetri, l'algoritmo di controllo si basa sulla seguente logica:

1. Definizione della tensione di riferimento U_{rif} e della tensione di gradino U_{step} .
2. Definizione di una finestra di non intervento: tipicamente $U_{rif} \pm U_{step}/2$. La banda di non intervento è necessaria per impedire il nascere di fenomeni oscillatori attorno al valore di riferimento.
3. Confronto tra U_{mis} e $U_{rif} \pm U_{step}/2$.

Se il controllo è disaccoppiato tra le fasi, ovvero ogni singola fase può essere regolata dal tap-changer indipendentemente dalle altre due, è necessario prevedere un voltmetro per ogni fase nel punto di regolazione considerato.

Si pone infine il problema della scelta del nodo da controllare. In linea generale, la scelta più semplice sarebbe quella di considerare i valori delle tensioni misurate alla sbarra secondaria del trasformatore di trasformazione. Tuttavia, una simile scelta preclude la possibilità di controllare agevolmente i profili di tensione dei nodi a valle, poiché le variazioni che qui si verificano sono di solito modeste, essendo la tensione secondaria imposta dal trasformatore e

verificandosi cadute di tensione limitate a causa della vicinanza al trasformatore stesso. La scelta di un nodo di carico o di generazione pone problematiche opposte: i valori misurati non sarebbero rappresentativi degli altri nodi di carico dislocati in posizioni fisicamente diverse e con valori di potenza istantaneamente assorbita ed erogata che possono differire notevolmente. La soluzione più logica sembrerebbe dunque quella di monitorare un nodo posto lungo il feeder principale, la cui scelta sarà discussa nei prossimi paragrafi.

5.2 Regolazione locale della tensione

Nell'ambito di esercizio degli impianti di piccola generazione distribuita dotati di inverter per l'interfacciamento alla rete di distribuzione BT, è previsto dalle attuali normative tecniche che essi partecipino alla regolazione locale della tensione scambiando potenza reattiva con il sistema. La normativa a cui ci si riferisce è la Norma CEI 0-21 [2].

Le tipologie di regolazione previste, mostrate nella Figura 5.1, sono differenziate in funzione della potenza nominale dell'impianto. Gli impianti provvisti di inverter con $P_n \leq 11,08 \text{ kW}$ devono seguire una curva di capability triangolare, mentre i restanti, con $P_n \geq 11,08 \text{ kW}$, devono scambiare potenza reattiva con la rete secondo la curva di capability rettangolare. Oltre alle curve appena citate, ne esiste una terza, la cui attuazione per il momento non è prevista, ma che risulta essere quella che teoricamente permette di raggiungere i risultati migliori: la curva di capability semicircolare.

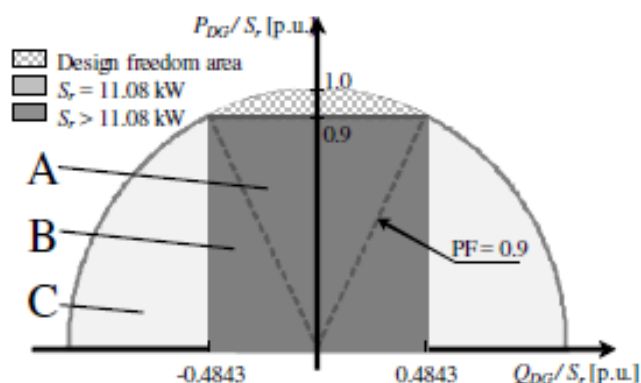


Figura 5.1: Curve di capability triangolare (A), rettangolare (B) e semicircolare (C).

Per quanto riguarda la capability triangolare, si nota che l'inverter è chiamato ad erogare o assorbire una potenza reattiva Q in funzione del valore istantaneo della potenza attiva erogata, con la condizione di mantenere il $\cos \varphi$ a 0,9. Il valore istantaneo di Q risulta essere:

$$Q(t) = P(t) \cdot \tan(\arccos 0,9) \quad (5.1)$$

con il vincolo che $\frac{P(t)}{S_r} > 0,05$. La banda morta, rappresentata nella Figura 5.1 dal rettangolo in grigio, indica che il sistema di regolazione blocca lo scambio di reattiva quando la potenza attiva erogata dall'impianto è inferiore al 5% della potenza nominale del generatore.

A differenza della curva triangolare, se si considera la capability rettangolare l'inverter eroga o assorbe una potenza reattiva costante indipendente dal valore della potenza attiva istantanea erogata e pari a:

$$Q(t) = P_n \cdot \tan(\arccos 0,9) \quad (5.2)$$

con il vincolo che $\frac{P(t)}{S_r} > 0,05$. Anche in questa tipologia di regolazione è prevista una banda di non intervento che limita l'erogazione o l'assorbimento di potenza reattiva ai valori erogati di potenza attiva superiori al 5% della potenza nominale. Ne deriva che le regolazioni locali effettuate con una curva di capability triangolare o rettangolare non sono utilizzabili quando l'impianto non è in produzione (per esempio nelle ore notturne o in condizioni di basso irraggiamento).

Infine, è possibile regolare la potenza reattiva in uscita dall'inverter di un impianto GD usando la capability semicircolare. In particolare, come si può vedere dalla Figura 5.1, la regione del piano P-Q dove l'inverter può collocare il suo punto di funzionamento è quella compresa all'interno della circonferenza di raggio S_r . Non vi è quindi alcun limite imposto da un $\cos \varphi$ minimo, né un valore minimo di potenza attiva erogata richiesto per l'intervento del processo di regolazione. Questo significa che la capability semicircolare permette il funzionamento in regolazione con qualsiasi valore di potenza attiva erogata dal sistema, comprese le ore notturne, e consente quindi di sfruttare la massima disponibilità di potenza reattiva che l'inverter può scambiare con la rete, ottenendo un intervento di regolazione locale della tensione più incisivo rispetto alle curve di capability precedentemente descritte. Per questo motivo, quando si andrà ad analizzare gli interventi delle varie regolazioni, si prenderà in considerazione solo l'intervento della capability semicircolare, essendo appunto la regolazione locale più efficace.

Per quanto riguarda invece le strategie di controllo, possono esserci due diverse possibilità, a seconda che si utilizzi la capability triangolare o la rettangolare, come si può vedere nelle Figure 5.2a e 5.2b.

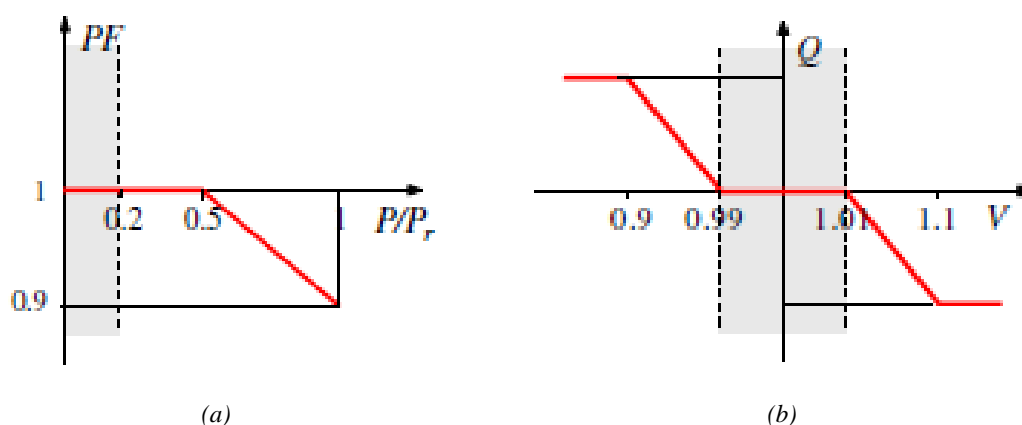


Figura 5.2: Caratteristiche di controllo della regolazione locale: controllo $\cos \varphi$ (a) e controllo $Q(V)$ (b).

Per gli inverter con $P_n \leq 11,08 \text{ kW}$, il controllo è quello mostrato nella Figura 5.2a, con il fattore di potenza (PF) unitario quando la potenza attiva generata è inferiore al 50% di P_n e diminuisce linearmente con il PF, fino ad un minimo di 0,9 quando $P = P_n$.

Per quanto concerne invece la strategia di controllo per un inverter con $P_n \geq 11,08 \text{ kW}$, il controllo è quello riportato in Figura 5.2b, dove i distributori hanno la possibilità di richiedere un servizio ausiliario impostando le tensioni minime e massime (tensioni di lock-in e lock-out) che, insieme alla potenza reattiva massima scambiabile, costituiscono la caratteristica di regolazione dell'inverter. Il principio di regolazione è il seguente: quando la tensione V_{mis} al nodo di connessione dell'impianto di generazione si discosta localmente dal valore di riferimento V_{rif} , allora $\Delta V = V_{mis} - V_{rif} \neq 0$, con segno positivo se la tensione nel punto di connessione dell'inverter è superiore al riferimento e negativo se nel caso opposto. Quando $1.01 < V_{rif} + \Delta V < 1.1$, l'inverter assorbe potenza reattiva seguendo il segmento rappresentato nella curva di Figura 5.2b, finché, superato il valore di 1.1, il valore di Q assorbita rimane costante, in accordo con la curva di capability considerata. Analogamente, quando $0.99 < V_{rif} - \Delta V < 0.9$, l'inverter eroga potenza reattiva secondo la caratteristica con il fine di compensare la caduta di tensione nel punto di connessione. Raggiunto 0.9, il valore di Q erogata rimane costante, in accordo con la curva di capability attuata. Nell'intervallo compreso tra 0.99 e 1.01 l'intervento è interdetto e il regolatore non scambia potenza attiva con la rete.

5.2.1 Unbalance compensation

Insieme ai controlli locali sulla potenza reattiva discussi nel paragrafo precedente, viene ora considerato il controllo coordinato degli inverter interfacciati alle GD presentato in [17], il quale comporta una compensazione dello squilibrio di tensione su un bus regolato.

La Figura 5.3 mostra il diagramma a blocchi della strategia proposta, volto a valutare le variazioni di corrente di fase necessarie per compensare lo squilibrio del flusso di potenza in una sezione della rete (le variabili indicate in grassetto si riferiscono alle matrici che contengono i valori per le tre fasi).

Le variabili di ingresso sul lato sinistro sono la terna di correnti \mathbf{I}_{m_k} , misurate nella sezione di linea che parte dal nodo controllato k , e la relativa terna di tensione di fase \mathbf{E}_k . Le correnti di bilanciamento \mathbf{dI}_B sono derivate da \mathbf{I}_m azzerando la componente alla sequenza diretta e cambiando il segno della sequenza inversa e omopolare. Nel diagramma a blocchi, il termine ΔP_{obj} viene aggiunto alla variazione di potenza attiva dovuta all'iniezioni delle correnti di bilanciamento per impostare la variazione della potenza attiva trifase desiderata nella sezione di rete controllata. Sul lato destro della Figura 5.3 sono indicate le correnti risultanti \mathbf{dI} e la variazione totale della potenza complessa \mathbf{dS}_k . Il significato di ciascuna componente della corrente descritta precedentemente è mostrato nel diagramma vettoriale in Figura 5.4.

Una volta valutate le richieste di potenza di fase attiva e reattiva, un controller centrale, chiamato LVNC (Low Voltage Network Controller), le inoltra alle GD collegate a valle della sezione controllata in base ai loro margini di capability. Nell'ipotesi di non perseguire alcun contributo extra di potenza attiva dalle GD, ΔP_{obj} è impostata a zero, cioè la somma dei segnali di fase indicati in blu nella Figura 5.3 è zero. I segnali in rosso indicano i set-points di potenza

reattiva che vengono inoltrati a tutti gli inverter, calcolati come una parte dei margini di capability disponibili sulla rispettiva fase.

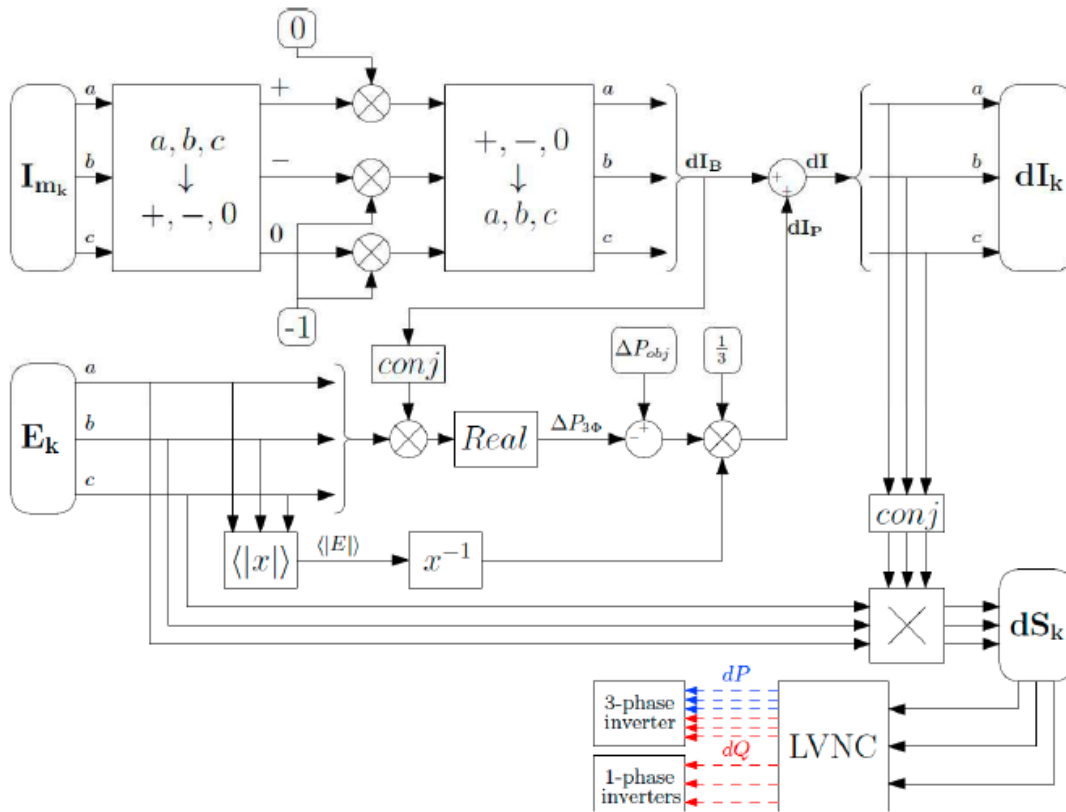


Figura 5.3: Schema di controllo per la voltage unbalance compensation.

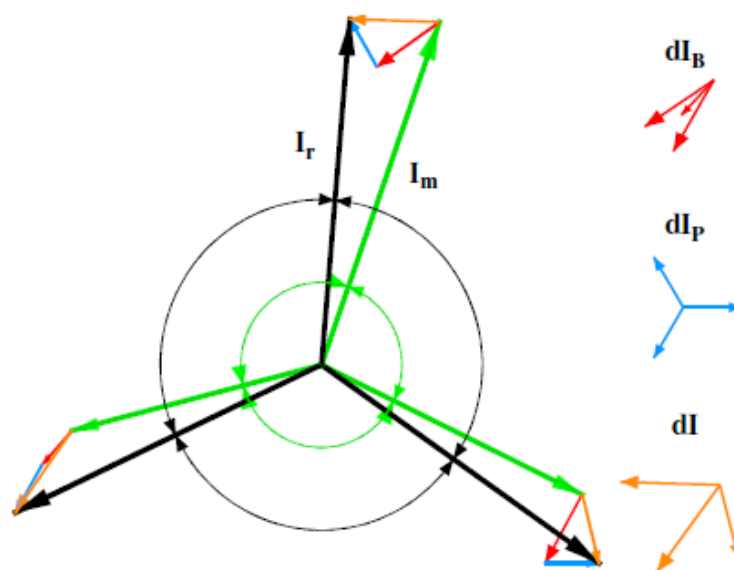


Figura 5.4: Rappresentazione vettoriale delle correnti coinvolte nel controllo dell'unbalance compensation.

5.3 Regolazione della rete oggetto di studio: scenario peggiore

Dopo aver visto brevemente i concetti principali riguardanti la regolazione tramite il trasformatore variatore sottocarico e le caratteristiche della regolazione locale, compresa l'*unbalance compensation*, si va ora ad applicare queste strategie di regolazione alla rete presentata nel capitolo precedente. Come già accennato, la rete oggetto di studio è stata analizzata sotto diversi scenari, considerando il caso passivo, quello attivo e lo scenario con un'elevata penetrazione della generazione distribuita, distinguendo tra i casi con condizione di peggiore e migliore squilibrio.

Si prende ora dunque in considerazione lo scenario peggiore di elevata penetrazione della GD, presentato nel paragrafo 4.4, andando a vedere gli effetti dovuti all'intervento delle varie strategie di regolazione, partendo da quella svolta dall'OLTC, passando poi per la regolazione locale degli inverter e considerando infine l'*unbalance compensation* (la regolazione operata dagli inverter trifase).

5.3.1 Regolazione con OLTC

Si vuole quindi studiare la risposta della rete alla regolazione effettuata da un trasformatore con variatore sottocarico caratterizzato dalla possibilità di variare il rapporto di trasformazione senza soluzione di continuità. Per fare ciò, viene usato un trasformatore avente le seguenti caratteristiche, riportate nella tabella 5.1:

Tabella 5.1. Dati del trasformatore utilizzato per la regolazione – Scenario peggiore

U_{1n} [V]	U_{2n} [V]	S_n [kVA]	$v_{cc\%}$ [%]	$p_{cc\%}$ [%]	Conn	dU [%]	tap_{max}	tap_{min}	V_{rif} [p.u.]	db [%]
20000	415	250	4	1,47	Dyn11	0,1	100	-100	1	0,15

Con lo scopo di effettuare una regolazione più fine possibile viene considerato un OLTC con un numero di tacche abbastanza elevato (in questo caso 200 tacche totali) aventi un'ampiezza di 0,1%, quindi abbastanza ridotta. La dead-band, cioè l'intervallo entro il quale la tensione può variare senza che intervenga il regolatore ed il cui valore è associato al numero di tacche scelto, è di 0,15%, un po' più grande rispetto alla singola tacca per evitare che quando una tacca viene spostata questa ricada sempre fuori dalla dead-band, creando così una situazione di instabilità che introduce oscillazioni attorno al valore di riferimento. Si è scelto infine una tensione di riferimento $V_{rif} = 1$ [p.u.].

Il tipo di regolazione operata dall'OLTC è un controllo disaccoppiato con misura delle tensioni ad un nodo predefinito. Il nodo controllato è il 20, nodo che si trova lungo il feeder principale e che è ad una distanza intermedia tra la sbarra secondaria del trasformatore e il nodo più lontano, così da evitare una propagazione dello squilibrio troppo grande a causa della presenza dell'OLTC stesso. Brevemente, l'algoritmo di controllo è il seguente:

1. Acquisizione del modulo delle tre tensioni di fase $U_1(t)$, $U_2(t)$, $U_3(t)$ al nodo 20 all'istante t .
2. Per ogni fase i , valutazioni delle condizioni di $U_{i,nodo_{20}}$ rispetto a U_{rif} .

3. Verifica delle condizioni rispetto al valore di riferimento $U_{rif} \pm U_{db}$.
4. Per ogni fase i , si determina il numero di prese da commutare Δtap_i nel rispetto dei valori massimi e minimi dettati dal tipo di variatore considerato.

L'uso di un variatore con regolazione indipendente delle fasi permette di agire sulle singole tensioni in modo da non influenzarne reciprocamente l'andamento.

Nella Figura 5.5 è mostrato l'andamento delle tensioni ai nodi della rete alle ore 12 della giornata di simulazione. I valori ottenuti sono il risultato della regolazione effettuata dall'OLTC, valori molto differenti rispetto al caso senza regolazione, riportato nella Figura 4.21. Si nota come vi sia un consistente aumento della tensione di fase 1 per i nodi dal 2 all'11 e 36 e 37, poiché molto vicini al trasformatore e, viceversa, una notevole diminuzione della fase 2. Invece per gli altri nodi vi è un miglioramento della situazione, poiché l'intervento dell'OLTC fa sì che la fase 1 aumenti così da avvicinarsi alla tensione di riferimento $U_{rif} = 1$ mentre la tensione della fase 2 diminuisce per convergere anch'essa verso la U_{rif} . Per quanto riguarda la fase 3, questa mantiene un andamento pressoché simile al caso senza regolazione. Si nota infine come vi sia una significativa riduzione della sequenza omopolare, al contrario della sequenza inversa che invece presenta un aumento rispetto al caso senza regolazione.

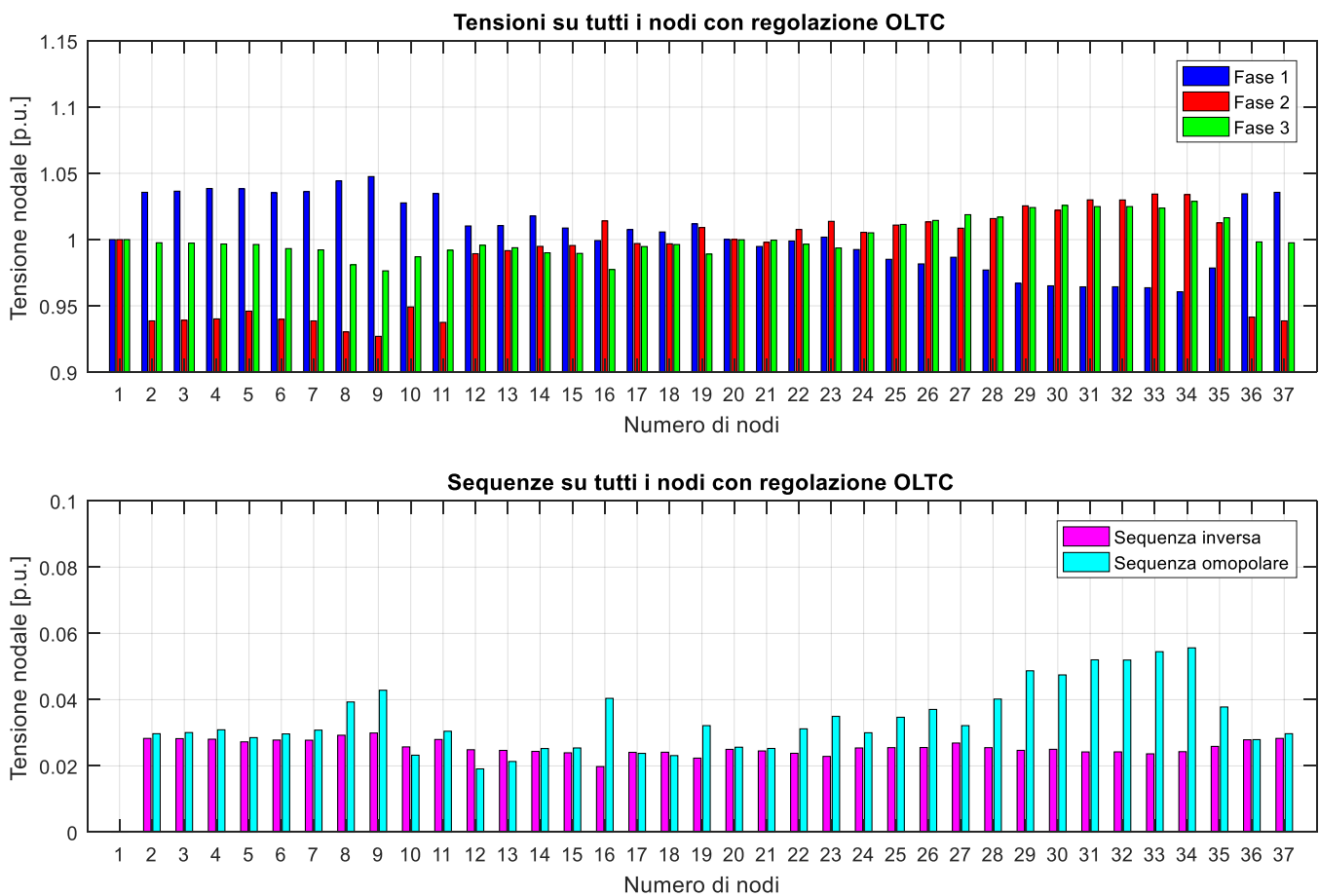


Figura 5.5: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12 del 15 giugno) con regolazione dell'OLTC – Scenario peggiore.

Nella Figura 5.6 sono riportati gli andamenti temporali regolati delle tensioni di fase ai nodi 2, 20 e 34, confrontati con le curve senza l'intervento di alcun tipo di regolazione. In particolare, nella Figura 5.6a sono mostrate le tensioni di fase al nodo 2, ovvero alla sbarra secondaria del trasformatore, e si nota come gli scostamenti tra le fasi siano molto ampi rispetto al caso non regolato, questo perché si aumenta lo squilibrio a monte, come si vede anche dalla Figura 5.7a, in quanto abbiamo regolato un punto intermedio nel feeder. Così facendo si riesce però a regolare meglio le tensioni, come per esempio per il nodo 34 mostrato in Figura 5.6c, il quale, essendo il nodo più lontano, presentava prima una deviazione delle tensioni molto ampia mentre ora si ha una deviazione massima ampiamente accettabile.

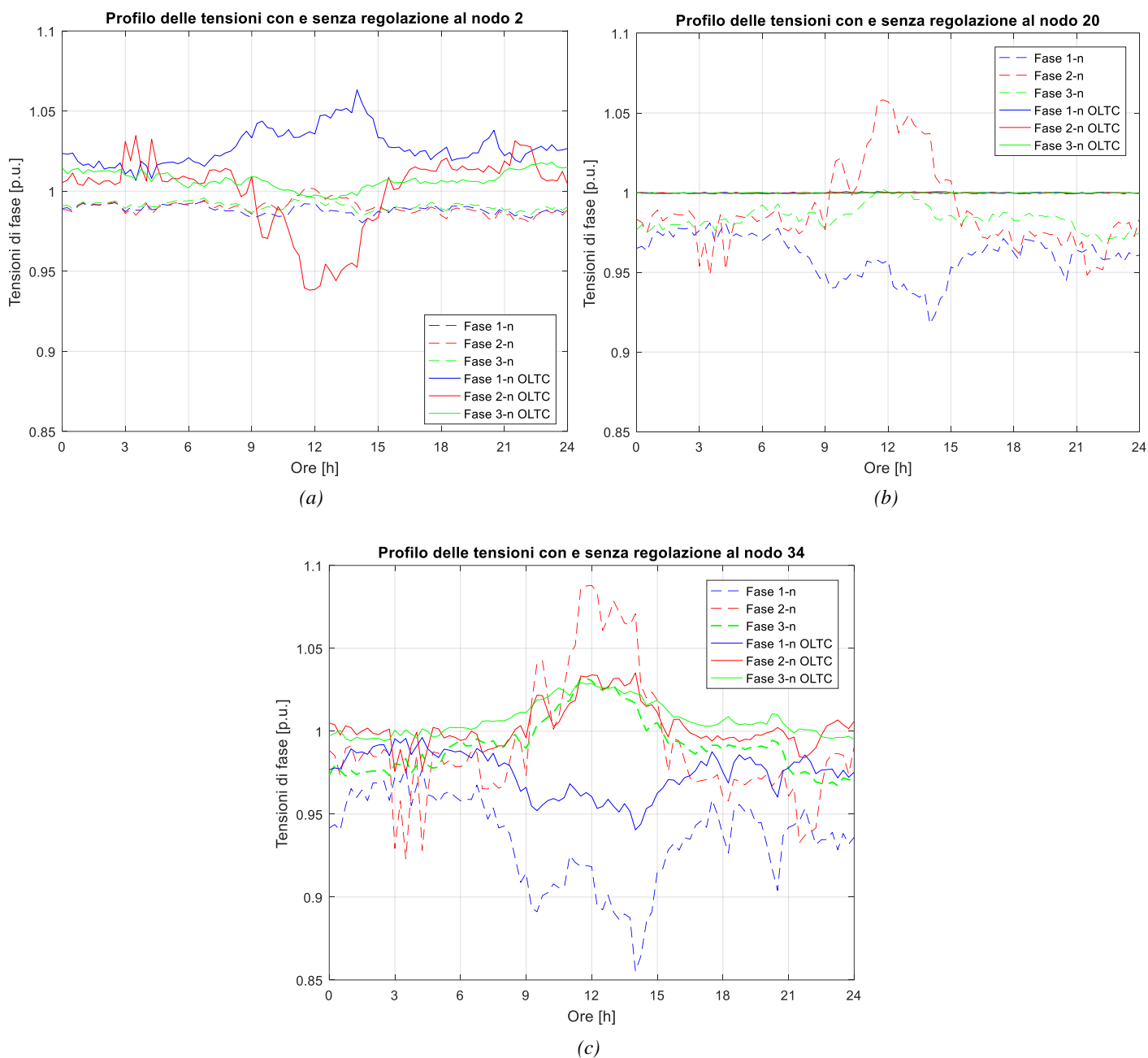


Figura 5.6: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.

Osservando le curve in Figura 5.6b, che riporta lo sviluppo temporale delle tensioni di fase al nodo regolato, si nota che esse si portano al valore di riferimento. Quindi, la regolazione disaccoppiata permette di regolare le singole tensioni di fase mediante un'azione indipendente del variatore, escludendo l'influenza reciproca tra le fasi. Dunque, con solo l'uso dell'OLTC possiamo avere una buona regolazione delle tensioni perché si riesce a contenere molto la deviazione massima, che si riduce fino ad un intervallo di circa $\pm 5\%$, ma dal punto di vista dello squilibrio vi è un peggioramento, essendo che questo si propaga a monte. Questo perché la sequenza inversa di tensione cambia molto poco mentre d'altra parte si sta riducendo il modulo di sequenza diretta, con un conseguente aumento del rapporto e quindi del VUF. Questo si nota considerando la figura 5.7a, dove il fattore di sbilanciamento delle tensioni al nodo 2 aumenta notevolmente rispetto al caso non regolato.

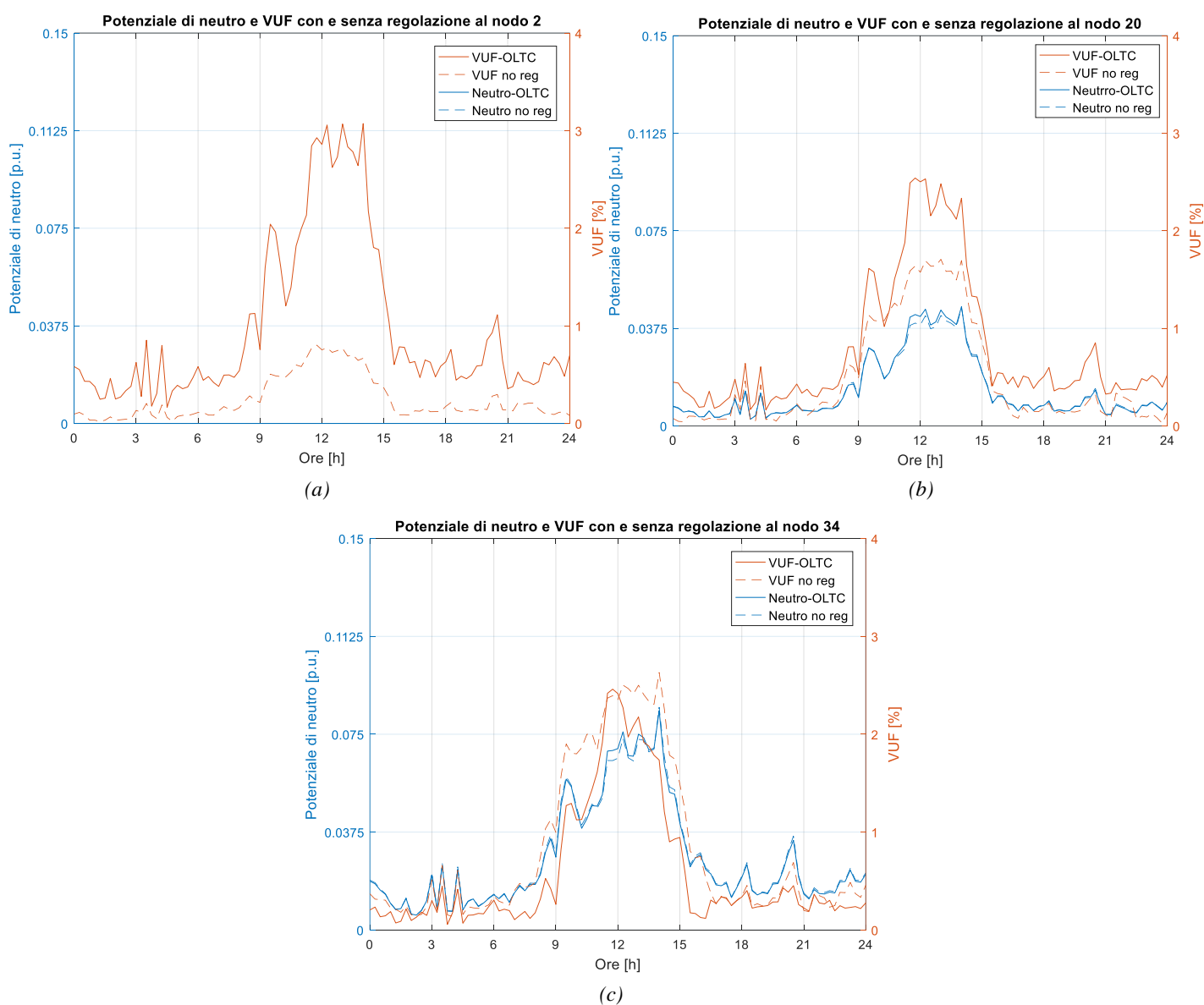


Figura 5.7: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.

Questo accade anche per il nodo 20, mostrato in Figura 5.7b, mentre il nodo 34 in fondo alla linea si verifica un leggero miglioramento rispetto al caso non regolato, come si vede dalla Figura 5.7c. Per quanto riguarda invece il potenziale di neutro, questo rimane pressoché uguale in entrambi i casi, con il neutro al nodo 2 che è zero essendo questo il nodo corrispondente alla sbarra secondaria del trasformatore e dunque connesso a terra.

Nella Figura 5.8 è mostrato l'andamento delle posizioni assunte dal variatore. Si nota che il dispositivo è soggetto a continue commutazioni causate dal valore molto ridotto che assume la tensione di gradino, per poter così simulare una regolazione continua. Le fasi sono dunque chiaramente regolate in modo indipendente e presentano esigenze contrastanti: la fase 3 è soggetta ad una regolazione abbastanza limitata poiché non presenta particolari criticità nei profili di tensione. Le fasi 1 e 2 hanno invece comportamenti opposti, in particolare durante le ore centrali della giornata: la prima necessita di una regolazione spinta a causa degli elevati assorbimenti dei carichi. La seconda necessita invece di essere abbassata a causa delle sovratensioni che si verificano (elevata generazione sulla fase).

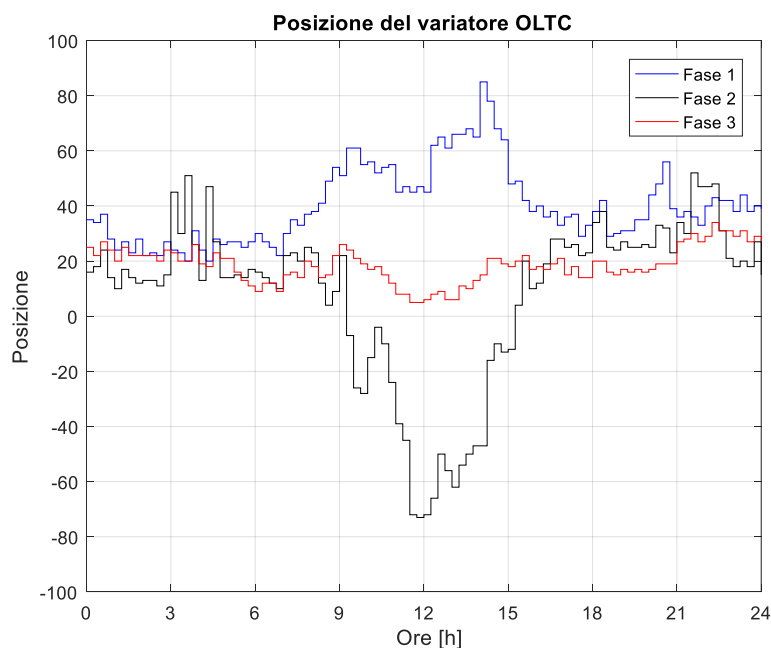


Figura 5.8: Posizione del variatore con controllo disaccoppiato – Scenario peggiore.

Quindi, grazie all'OLTC vi è un buon miglioramento per quanto riguarda la regolazione delle tensioni a discapito però dello squilibrio il quale, come si è appena visto, subisce un notevole aumento. Per ovviare a ciò si ricorre alla regolazione locale e, in particolare, alla regolazione dello squilibrio (*unbalance compensation*) operata dagli inverter trifase. Dunque si arriverà alla fine dove, grazie all'una e all'altra tipologia di regolazione, ci sarà una condizione molto positiva sia dal punto di vista della regolazione della tensione sia dal punto di vista dello squilibrio.

5.3.2 Regolazione con OLTC e regolazione locale

Nel paragrafo precedente abbiamo visto gli effetti dell'intervento del trasformatore variatore sottocarico, il quale va a migliorare la situazione per quanto riguarda la regolazione della tensione, a discapito però di una maggiore propagazione dello squilibrio nella rete. Ora, alla regolazione dell'OLTC si aggiunge quella effettuata dagli inverter della GD, la regolazione locale.

Come detto in precedenza, la regolazione locale operata dagli inverter lavora con tre diverse curve di capability: la capability triangolare, rettangolare e semicircolare. In questa analisi si considera la capability semicircolare. Con questa strategia i generatori sono chiamati alla regolazione locale della tensione e quindi alla produzione di reattivo anche nei momenti in cui non vi è produzione di potenza attiva. Parte di questa reattiva va ai vari carichi che hanno tutti $p.f = 0,9$.

Nella Figura 5.9 è mostrato l'andamento delle tensioni ai nodi della rete alle ore 12 della giornata di simulazione. Si vede come ci sia ancora una notevole differenza rispetto al caso non regolato, ma d'altra parte, facendo il confronto con la Figura 5.5 dell'intervento del solo OLTC, la regolazione locale operata dagli inverter porta un contributo minimo alla rete, avendo infatti i due casi una differenza molto sottile. Differenza che è molto piccola anche per quanto riguarda le componenti alle sequenze, dove i valori sia della componente inversa che di quella omopolare presentano una riduzione minima rispetto al caso del solo OLTC.

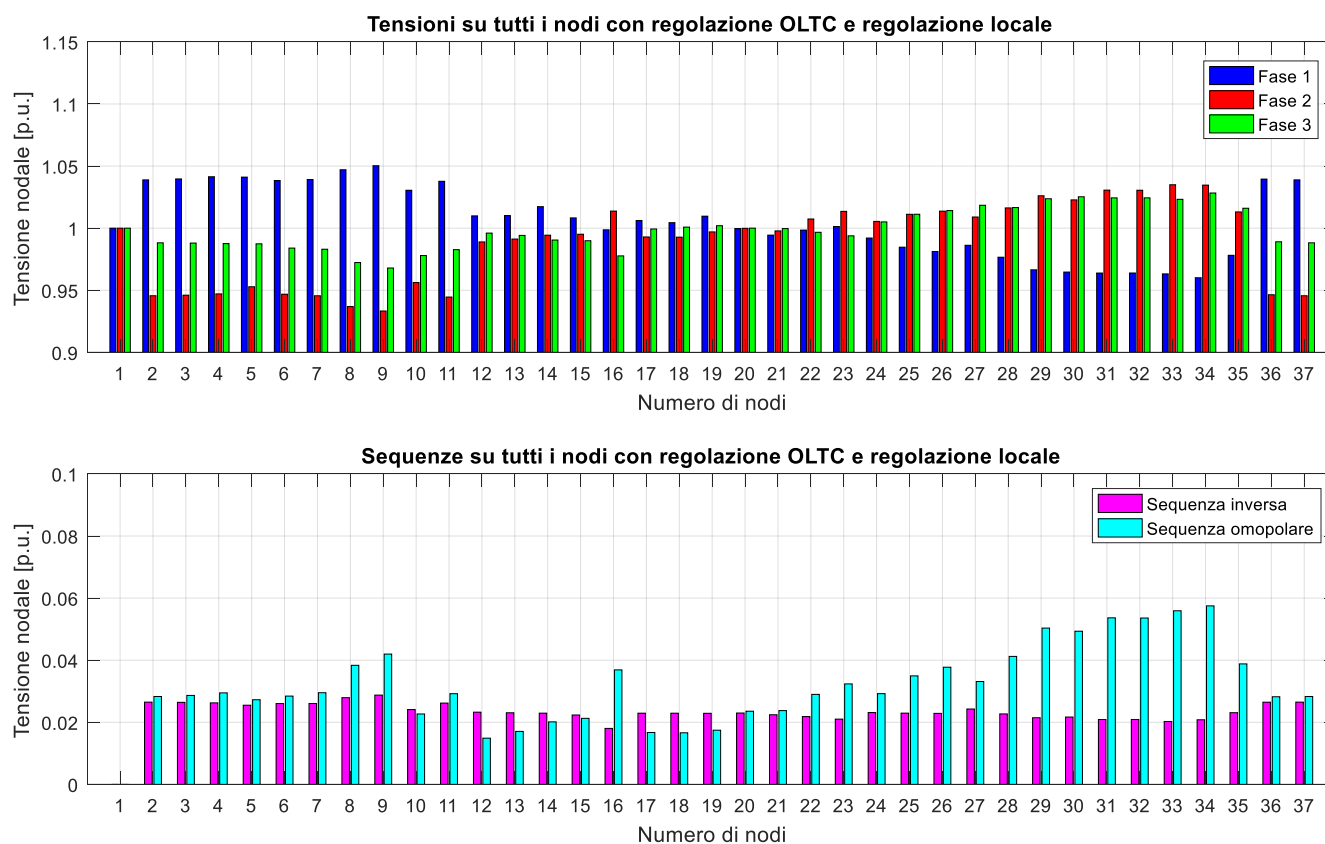


Figura 5.9: Valore delle tensioni e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con regolazione dell'OLTC e regolazione locale – Scenario peggiore.

La differenza tra la regolazione del solo trasformatore variatore e la regolazione dell'OLTC a cui viene aggiunta quella locale degli inverter è minima anche per quanto riguarda il modulo delle tensioni di fase. Questo si vede anche dalle figure sottostanti, dove è riportato il confronto tra la situazione senza e con regolazione ai nodi 2, 20 e 34. Dunque, per quanto riguarda le tensioni, il contributo dato dalla regolazione locale è minimo, anche se si sta considerando la curva di capability semicircolare. Infatti, tralasciando il nodo 20 che è quello controllato, per i nodi 2 e 34 la situazione cambia poco, il che potrebbe significare che la regolazione effettuata dall'OLTC è già sufficiente a dare un buon miglioramento per quanto riguarda l'andamento delle tensioni.

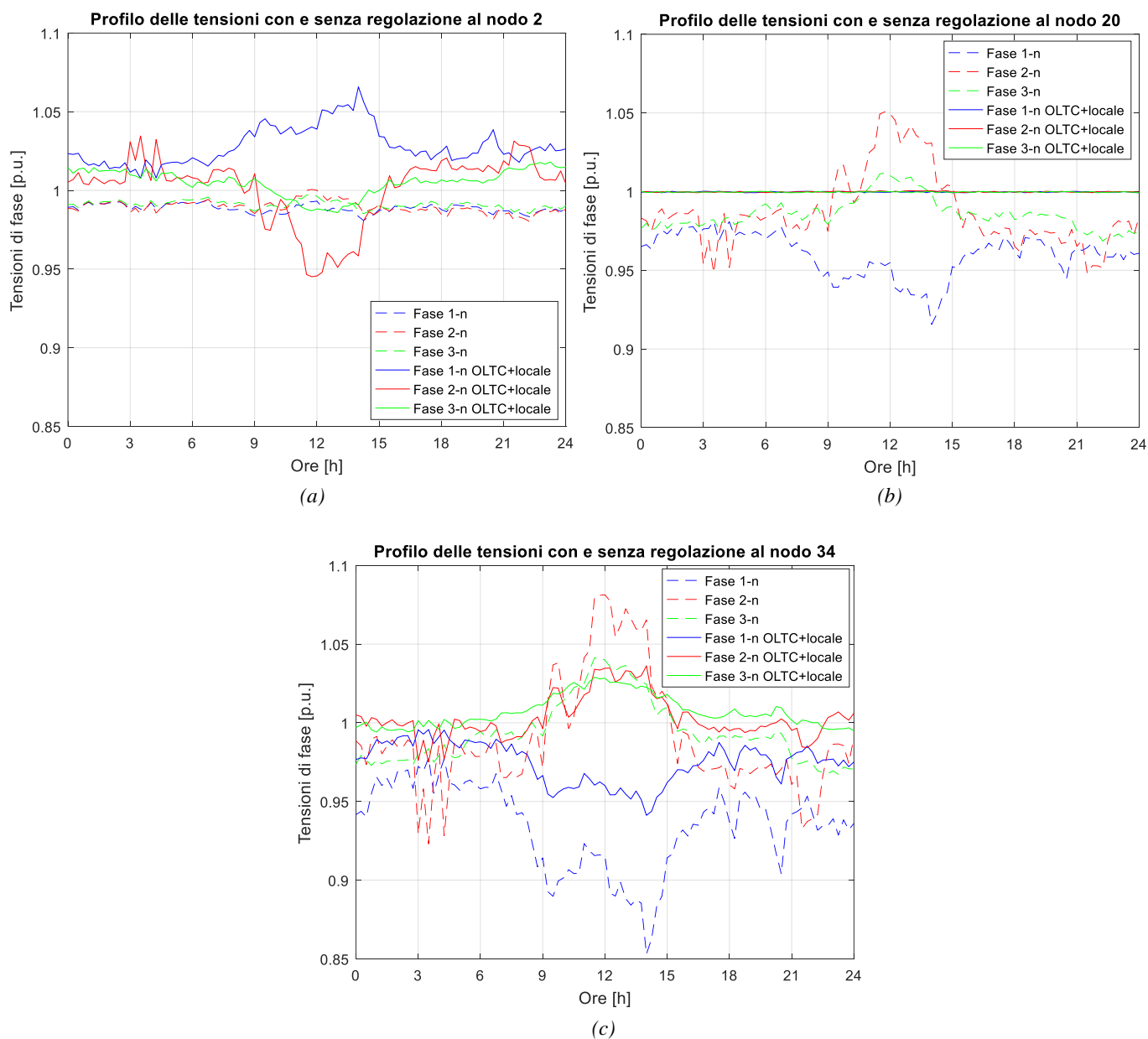


Figura 5.10: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC più regolazione locale ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.

Anche per quanto riguarda lo squilibrio la situazione non migliora granché. Nella Figura 5.11 è riportato l'andamento del fattore di sbilanciamento delle tensioni facendo il confronto tra il caso regolato e non. Prendendo in considerazione il nodo 2 si vede come, confrontandolo con la regolazione effettuata dal solo OLTC in Figura 5.7a, l'effetto positivo della regolazione locale sia minimo, con una piccola riduzione del valore di picco del VUF. Questo è valido anche per il nodo 20, mentre per il 34, mostrato nella Figura 5.11c, si può vedere come il valore massimo si sia abbassato di più rispetto agli altri nodi avvicinandosi al limite massimo del 2%, segno che la regolazione locale operata dagli inverter ha comunque portato un miglioramento, seppur minimo.

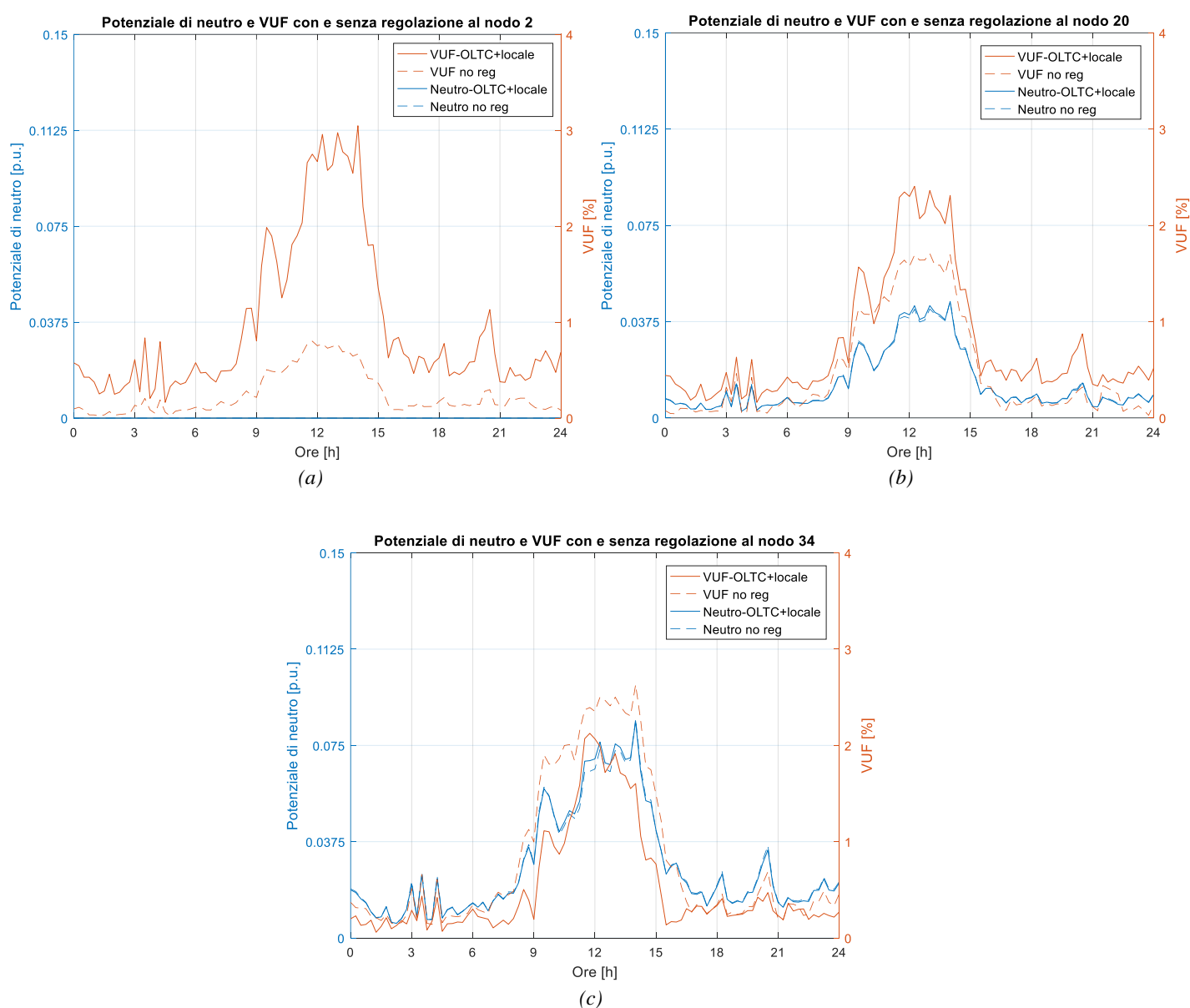


Figura 5.11: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC più regolazione locale ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.

Quindi, da quanto si è visto, l'intervento dell'OLTC migliora notevolmente l'andamento delle tensioni di fase a discapito però di un incremento dello squilibrio a monte, ovvero verso la sbarra secondaria del trasformatore. Per porre rimedio a questo si è andati ad aggiungere la regolazione locale degli inverter della GD che tuttavia non hanno portato un evidente miglioramento, sia per quanto riguarda i moduli delle tensioni (già dunque ottimamente regolati dall'OLTC) ma soprattutto per quanto riguarda lo squilibrio. Per questo, a questi due tipi di regolazione ne verrà aggiunta una terza, l'*unbalance compensation* (la regolazione dello squilibrio) operata dagli inverter trifase. Verranno dunque prima visti gli effetti dati dalla sola regolazione trifase, per poi andare ad aggiungerla all'OLTC e alla regolazione locale, considerando quindi assieme le tre strategie di regolazione.

5.3.3 *Unbalance compensation*: regolazione dello squilibrio

Nei paragrafi precedenti sono state prese in considerazione due diverse metodologie di regolazione: l'intervento del trasformatore variatore sottocarico e quello degli inverter che interfacciano le GD alla rete. Si è visto come l'OLTC porti un buon contributo per quanto riguarda i moduli delle tensioni di fase mentre provoca un sensibile aumento dello squilibrio a monte, ovvero vicino alla sbarra secondaria del trasformatore stesso. Per migliorare questo è stata presa in considerazione la regolazione locale, ma si è visto che il suo contributo alla stabilità della rete è minimo. Per questo si va ora a considerare l'*unbalance compensation*, ovvero si va a sfruttare l'iniezione di potenza attiva fornita dagli inverter trifase per andare a migliorare il più possibile il fattore di sbilanciamento della rete.

In questo paragrafo si considera quindi l'intervento della sola regolazione dello squilibrio, tralasciando per ore le altre due strategie di regolazione. A differenza della locale dove entra in gioco il contributo di potenza reattiva fornita dai singoli generatori monofase, con l'*unbalance compensation* si sfrutta la redistribuzione di potenza attiva fornita da eventuali generatori trifase, che nella rete studiata sono connessi ai nodi 5, 19 e 36. In questo modo si va a compensare efficacemente lo squilibrio, rendendo così la rete più stabile. Il nodo in cui si effettua la misura di tensione è il 2, ovvero alla sbarra secondaria del trasformatore, per poter così considerare tutti e tre i generatori trifase ed ottenere un effetto il più positivo possibile.

Per quanto riguarda la rete nella sua totalità, nella Figura 5.12 è mostrato l'andamento delle tensioni ai nodi alle ore 12 della giornata di simulazione, orario in cui si verifica il picco di generazione. Rispetto ai casi precedenti, riportati nelle Figure 5.5 e 5.9, si nota come ora vi sia un buon miglioramento per quanto riguarda le tensioni di fase, in particolare per i nodi più vicini al trasformatore. Infatti, si verifica una diminuzione della tensione di fase 1 e un aumento della fase 2 e 3, con l'avvicinarsi dei valori di tensione al valore ottimale di 1 p.u., cosa che si può notare anche per i nodi 36 e 37 essendo questi collegati direttamente alla sbarra del trasformatore. La situazione non migliora però di molto per i nodi più lontani, poiché appunto la distanza è un fattore che causa l'aumento di squilibrio rendendo così più difficile l'azione degli inverter.

Mentre la componente omopolare della tensione presenta ancora valori abbastanza simili ai casi precedenti, si verifica invece un notevole miglioramento per quanto riguarda la componente inversa, soprattutto per i nodi più lontani. Questa presenta infatti ora valori più bassi rispetto a prima, a cui seguirà, come vedremo in seguito, una riduzione del VUF.

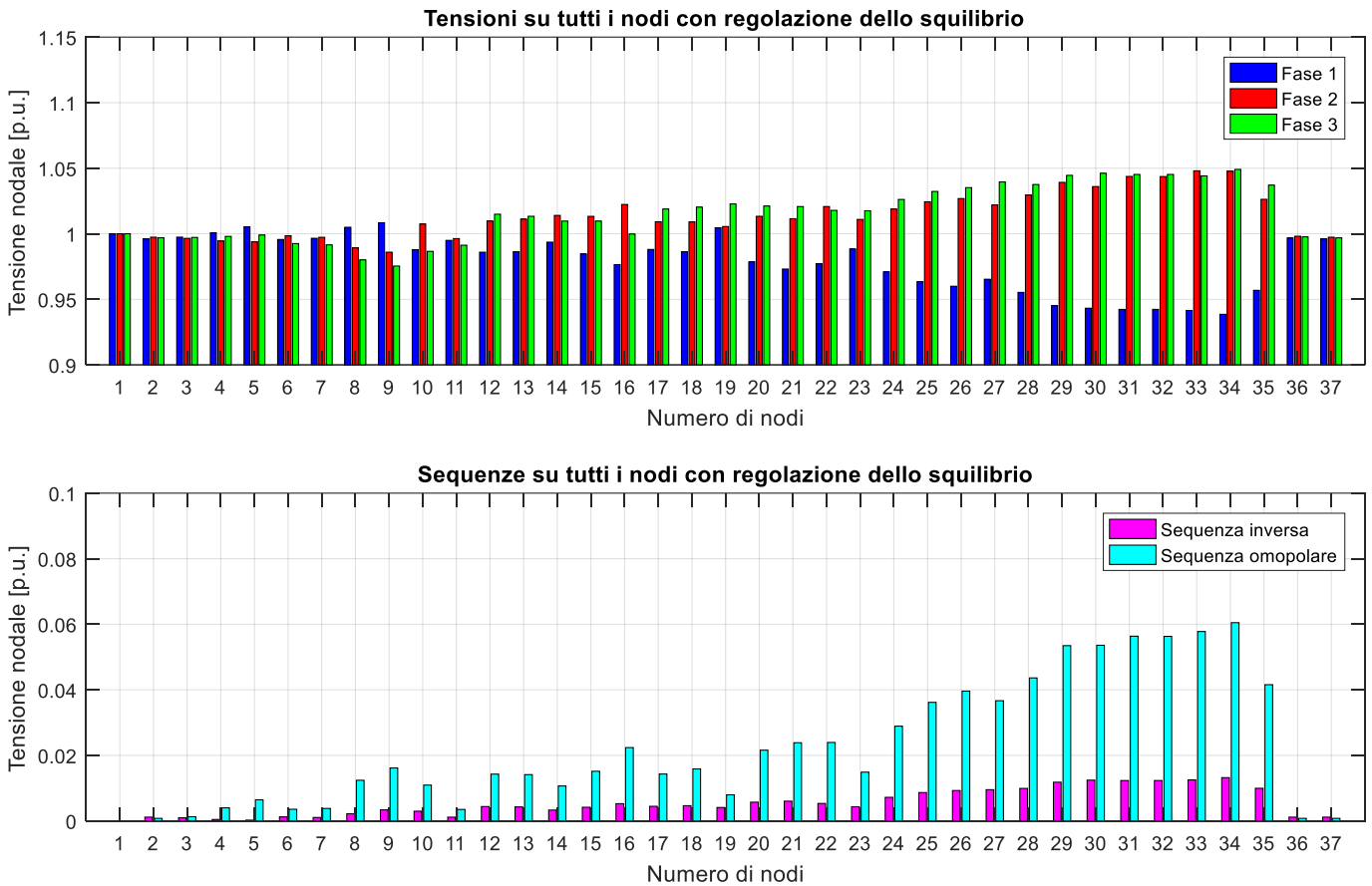


Figura 5.12: Valore delle tensioni e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con l'unbalance compensation – Scenario peggiore.

Consideriamo ora gli andamenti temporali delle tensioni di fase in alcuni nodi. Nelle Figure 5.13a, 5.13b e 5.13c sono mostrate rispettivamente le curve di tensione ai nodi 2, che corrisponde alla sbarra secondaria del trasformatore, 20, che è quello scelto come nodo regolato dall'OLTC e 34, che è il nodo più lontano. Questi andamenti, simulati con il solo intervento dell'unbalance compensation, sono stati confrontati con quelli ottenuti senza considerare alcuna regolazione. Il nodo 2, che ora è visto senza lo squilibrio provocato dall'OLTC, presenta tensioni praticamente equilibrate, con un ulteriore miglioramento nelle ore centrali della giornata. Miglioramenti che si notano anche per gli altri due nodi presi in esame, il 20 e il 34. Il primo, che non ha più tutte le tensioni ad 1 p.u. essendo omessa l'azione del trasformatore, presenta un cambiamento positivo per quanto riguarda i moduli delle tensioni di fase, con un aumento della fase 1 ed una notevole riduzione della fase 2, con un conseguente miglioramento della stabilità in tale nodo. La situazione è analoga anche per il nodo 34, il quale mostra una buona miglioria rispetto al caso senza regolazioni. Si nota infatti come l'intervento dei generatori trifase porti ad un effetto positivo, con un innalzamento della tensione della fase 1 ed un abbassamento della 2, mentre la fase 3 rimane invece pressoché inalterata.

Tuttavia la sola azione dell'unbalance compensation non è sufficiente a portare i valori di tensione entro i limiti previsti dalle norme (per quanto riguarda il nodo 34), per questo si andrà

ad aggiungere l'OLTC che, come visto in precedenza, ha un effetto molto positivo sui moduli delle tensioni di fase.

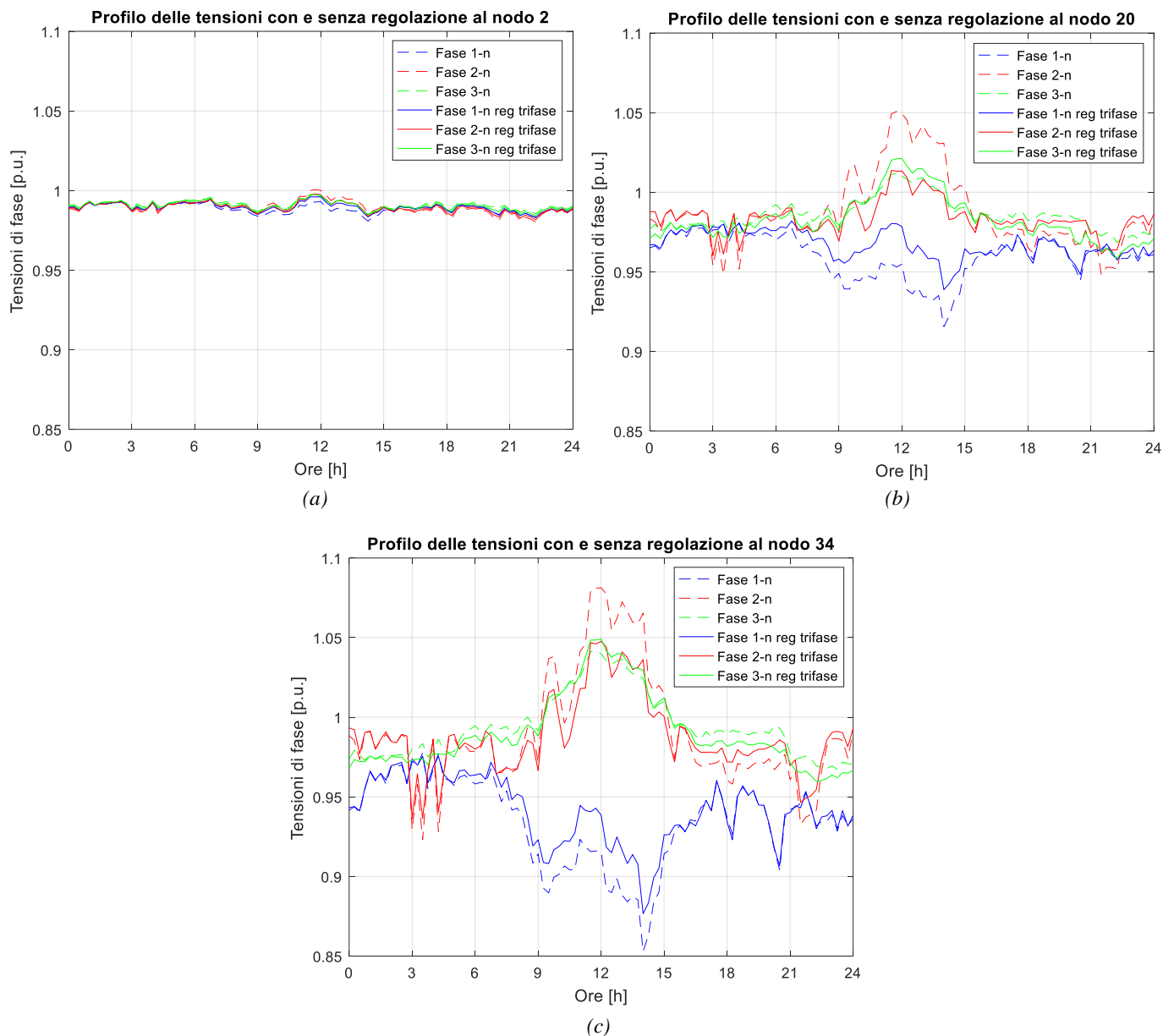


Figura 5.13: Confronto andamenti della tensione senza e con l'unbalance compensation ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.

Il maggior contributo che deriva dall'azione dei generatori trifase si ha per lo squilibrio. Nella Figura 5.14 è riportato l'andamento del VUF e del potenziale di neutro per gli stessi nodi analizzati prima, il 2, il 20 e il 34. Anche in questo caso viene fatto il confronto tra il caso senza alcun intervento delle regolazioni e la situazione che si viene a creare in virtù della presenza della sola regolazione trifase. Il nodo 2, essendo praticamente il secondario del trasformatore, ha uno squilibrio già abbastanza basso di suo, squilibrio che viene ulteriormente ridotto fino quasi ad annullarsi confermando così l'importanza dell'unbalance compensation, soprattutto nell'ottica di ridurre il VUF che aumenta di molto quando entra in azione l'OLTC.

Il potenziale di neutro è naturalmente a zero, a conferma della messa a terra del trasformatore. Come si nota dalle figure, avviene una riduzione dello squilibrio anche per gli altri due nodi considerati, il 20 e il 34. Il 20 aveva un fattore di sbilanciamento già al di sotto del limite massimo del 2%, ma grazie all'intervento dei generatori trifase questo scende persino sotto l'1%. Ma il risultato più significativo si ha per il nodo 34 il quale, essendo il più lontano e dunque a fondo linea, presentava un VUF molto alto, ben oltre i limiti consentiti. Ora questo presenta valori tutti al di sotto del tetto massimo stabilito dalla norma [3], segnale di quanto importante sia la presenza, e il conseguente intervento, dei generatori trifase. Una diminuzione rispetto al caso base senza regolazioni si verifica anche per il potenziale di neutro, segnale di un ulteriore miglioramento delle condizioni della rete.

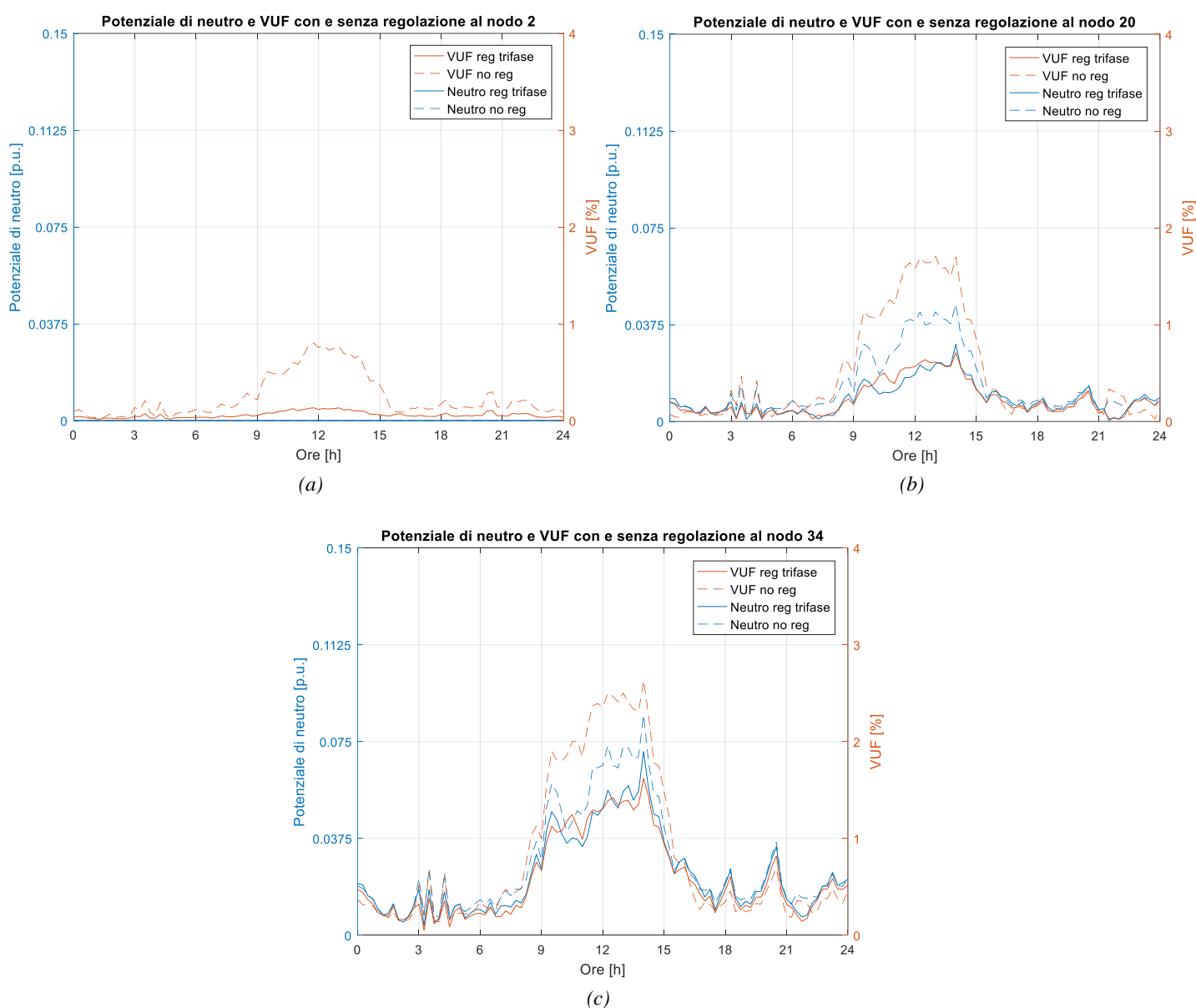


Figura 5.14: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con l'unbalance compensation ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.

La sola *unbalance compensation* porta dunque un notevole miglioramento alla rete studiata, sia per quanto riguarda il modulo delle tensioni di fase ma soprattutto per lo squilibrio. Perciò questa strategia di regolazione verrà aggiunta alle altre due viste in precedenza con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la condizione della rete, condizione che è migliorata dal punto di vista delle tensioni grazie all'OLTC, ma che è invece peggiorata per quanto riguarda il VUF, sempre a causa del trasformatore. Inoltre, poiché la regolazione locale non ha portato cambiamenti evidenti, sarà proprio la regolazione trifase la strategia che porterà i miglioramenti più importanti, in modo tale da rendere la rete più equilibrata possibile.

5.3.4 Regolazione con OLTC, locale e *unbalance compensation*

Dopo aver visto le tre tecniche di regolazione ed i loro effetti sulla rete oggetto di studio, queste vengono ora applicate tutte assieme con l'obiettivo di contenere il più possibile lo squilibrio e la deviazione delle tensioni, rendendo così il sistema più stabile. Dunque alla regolazione dell'OLTC e alla regolazione locale già viste assieme, viene ora aggiunta la regolazione dello squilibrio che, come visto nel paragrafo precedente, dovrebbe contribuire in modo notevole nel ridurre lo squilibrio che è aumentato molto rispetto al caso non regolato a causa dell'intervento del trasformatore. Nel prosieguo della trattazione vengono quindi analizzati gli effetti della combinazione delle tre tipologie di regolazione, considerando prima la rete nella sua totalità e poi gli andamenti delle tensioni ai nodi 2, 20 e 34 e le rispettive curve del potenziale di neutro e del VUF.

Si considera quindi inizialmente tutta la rete. Nella Figura 5.15 vengono mostrati i valori di tensione ai nodi alle ore 12 della giornata di simulazione, orario in cui si verifica il picco di generazione. In questo caso l'aggiunta dell'*unbalance compensation* contribuisce maggiormente rispetto all'aggiunta della sola regolazione locale all'OLTC, riportata nella Figura 5.9. In particolare, si nota come la tensione della fase 1 sia diminuita per i nodi più vicini alla sbarra secondaria del trasformatore, avvicinandosi sempre di più al valore ideale di 1 p.u. La situazione è invece opposta per la fase 2 dove, a differenza del caso precedente, la tensione è aumentata, superando anche i valori della fase 3 (riferito ai nodi più vicini al secondario del trasformatore). Per tutti gli altri nodi la situazione rimane pressoché invariata, con quelli centrali che hanno valori di tensione molto vicini a quello ottimale per tutte e tre le fasi, mentre mano a mano che ci si allontana sempre di più dalla sbarra secondaria del trasformatore la deviazione delle tensioni aumenta, in particolare tra le fasi 2 e 3 e la prima. Dunque, il maggior contributo della regolazione trifase è volto a migliorare la situazione dei nodi più vicini alla sbarra, nodi che hanno subito un peggioramento della loro condizione rispetto al caso non regolato a causa dell'intervento dell'OLTC.

Un effetto positivo è però quello della notevole riduzione della componente inversa della tensione, come si vede nella Figura 5.15. Infatti, rispetto alla situazione precedente, l'intervento dell'*unbalance compensation* ne riduce di molto il modulo, con un conseguente miglioramento del fattore di sbilanciamento delle tensioni. Questo avviene in particolare per i nodi più lontani, i quali risulteranno avere un VUF molto basso. Tuttavia, come vedremo in seguito, si verifica un buon miglioramento dello squilibrio anche per gli altri nodi, infatti la riduzione della sequenza inversa interessa praticamente tutta la rete. Infine, una leggera diminuzione avviene anche per la sequenza omopolare, con un conseguente miglioramento della condizione generale del sistema BT.

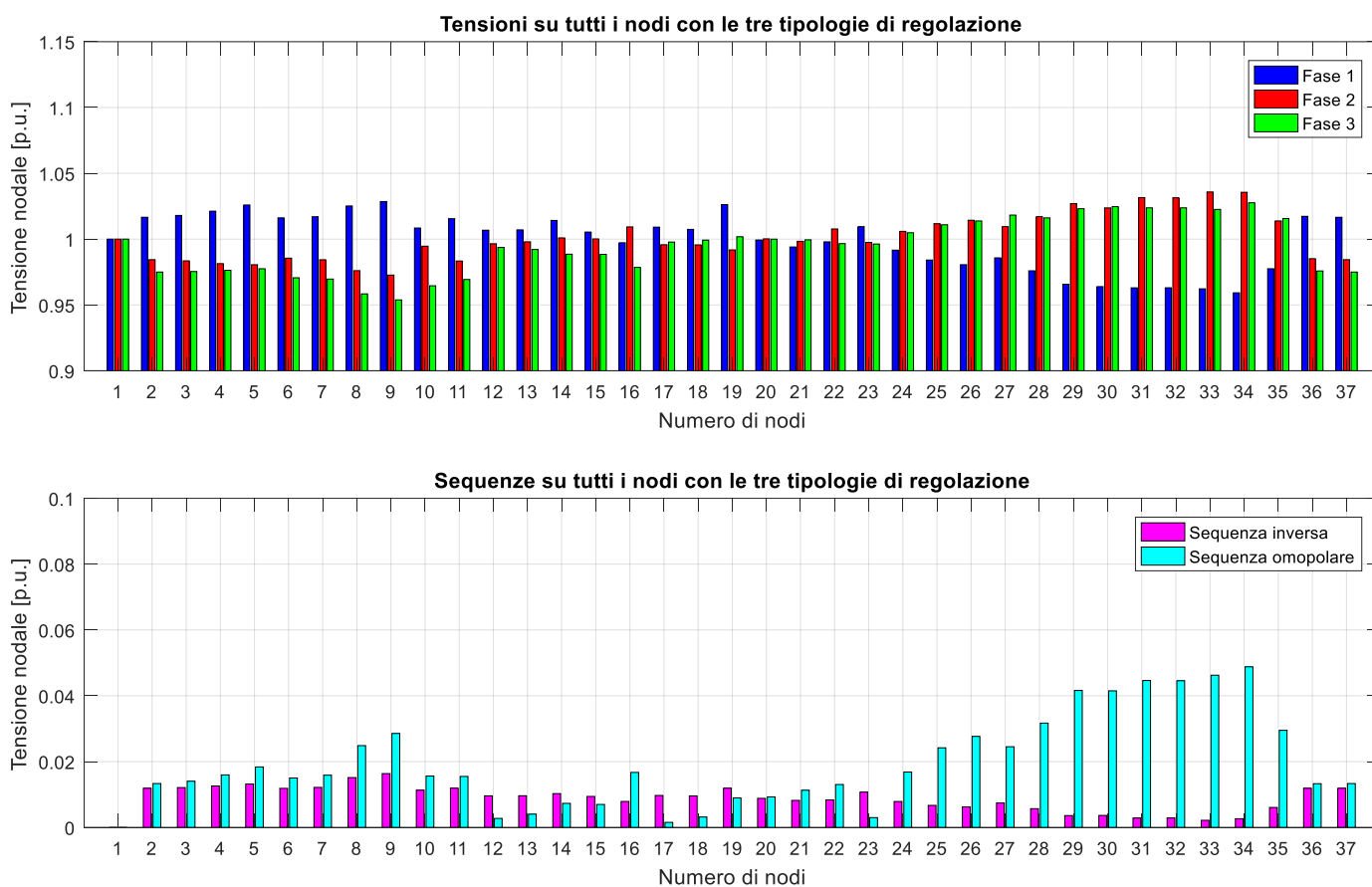


Figura 5.15: Valori delle tensioni e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con le tre tipologie di regolazione – Scenario peggiore.

Consideriamo ora gli andamenti temporali delle tensioni di fase in alcuni nodi. Nelle Figure 5.16a, 5.16b e 5.16c sono mostrate rispettivamente le curve di tensione ai nodi 2, 20 e 34, confrontando il caso non regolato con quello in cui entrano in gioco tutte e tre le regolazioni. Il nodo 20, essendo quello controllato per la regolazione dell'OLTC, è nella stessa condizione del caso precedente, con tutte e tre le tensioni di fase che si mantengono al valore di riferimento di 1 p.u. per l'intera giornata. Per quanto riguarda il nodo 34 l'intervento della regolazione trifase non porta un miglioramento, infatti la situazione, come visto prima durante l'analisi dell'intera rete, rimane pressoché invariata anche con l'*unbalance compensation*. Rispetto al caso non regolato l'andamento delle tensioni a tale nodo è comunque ora molto più equilibrato, segno dell'ottimo lavoro fatto dalle regolazioni, in particolare dell'OLTC.

La situazione è invece migliorata al nodo 2, nodo che praticamente corrisponde alla sbarra secondaria del trasformatore. Rispetto al caso precedente con l'intervento della regolazione del trasformatore e della regolazione locale, mostrato nella Figura 5.10a, le tensioni sono ora molto più equilibrate. La fase 1 presenta una discreta diminuzione, il cui modulo di trova ora entro il 5% del valore ottimale, ma il miglioramento più evidente si verifica per la fase 2, la quale subisce un notevole aumento rispetto al caso precedente, mentre la fase 3 rimane abbastanza simile in entrambi i casi. Si può dunque apprezzare come l'intervento della regolazione trifase vada a migliorare i profili della tensione, andando così a cambiare in meglio la situazione a monte della rete, situazione che era peggiorata con l'intervento dell'OLTC.

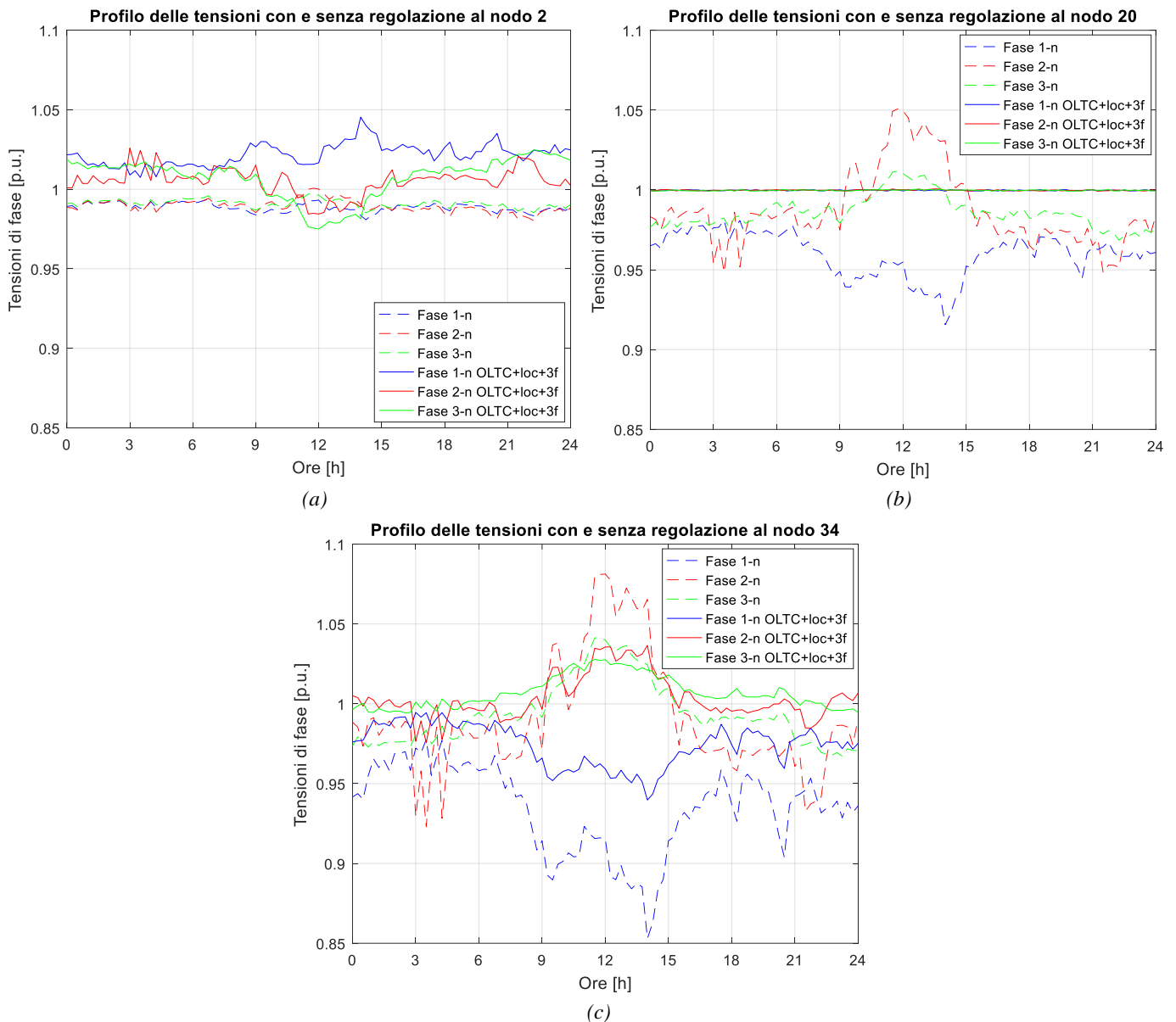


Figura 5.16: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC, regolazione locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.

Il maggior contributo che deriva dall'azione dei generatori trifase si ha per lo squilibrio. Nella Figura 5.17 è riportato l'andamento del VUF e del potenziale di neutro per gli stessi nodi analizzati prima, il 2, il 20 e il 34. Anche in questo caso viene fatto il confronto tra il caso non regolato e la situazione che si viene a creare in virtù della presenza delle tre tipologie di regolazione. Come visto nei paragrafi precedenti, quando si va ad attivare l'OLTC questo migliora lo squilibrio delle tensioni ma causa un notevole aumento del VUF a monte, aumento che la regolazione locale non riesce ad attenuare. Questo problema viene però risolto grazie all'*unbalance compensation* che, considerando il nodo 2 in Figura 5.17a, riduce di molto il fattore di sbilanciamento, con valore di picco che scende al di sotto del limite del 2%. Lo squilibrio in tale nodo è ancora abbastanza alto rispetto al caso non regolato, ma considerando la gravosa, in questo caso, presenza dell'OLTC, grazie alla regolazione trifase

si è tornati ad avere un VUF accettabile. Il miglioramento avviene anche per il nodo regolato, il 20, che vede ridursi lo squilibrio al di sotto dell'1,5%. Ma l'effetto più evidente si verifica al nodo 34. Come sappiamo il 34 è il nodo più lontano dalla sbarra secondaria del trasformatore, motivo per cui nel caso non regolato esso presentava il VUF più alto. Ora invece, grazie all'*unbalance compensation*, il VUF subisce un'enorme riduzione, con valore di picco appena sopra lo 0,5%, dando così un'elevata stabilità al sistema. Il miglioramento avviene anche per il potenziale di neutro il quale, con l'eccezione del nodo 2 il cui potenziale è zero essendo connesso a terra, presenta una riduzione rispetto al caso non regolato, segnale di come sia vantaggiosa la regolazione trifase.

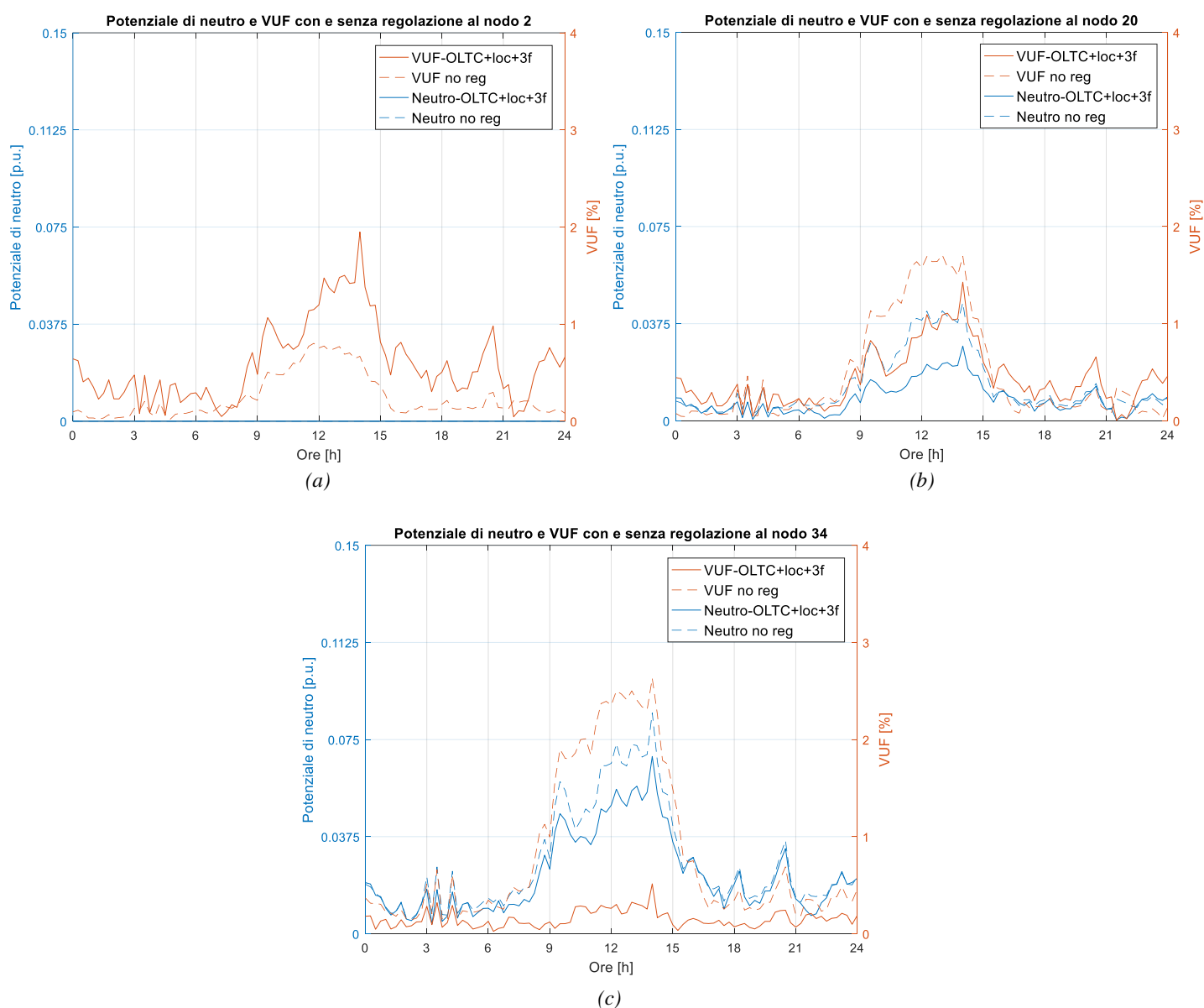


Figura 5.17: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC, regolazione locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.

A titolo esplicativo nella Figura 5.18 è mostrato il confronto tra le varie regolazioni. Da una parte c'è la regolazione effettuata dall'OLTC e dagli inverter delle GD mentre dall'altra vi è aggiunta anche la regolazione trifase. Si nota in maniera evidente come il contributo dell'*unbalance compensation* sia decisivo per rendere equilibrata la rete, andando a ridurre notevolmente il VUF rispetto al caso regolato dal trasformatore e dagli inverter.

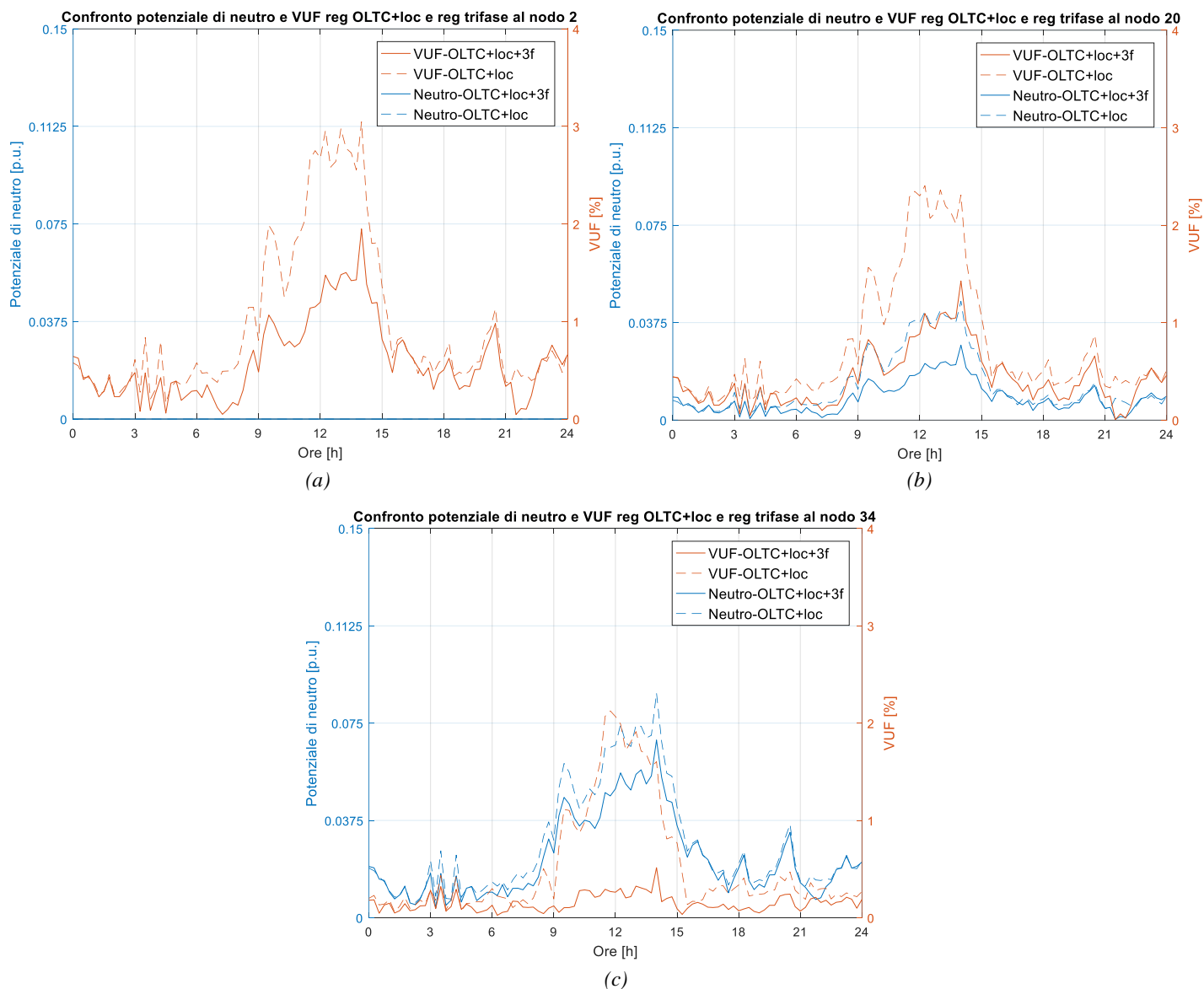


Figura 5.18: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro con regolazione OLTC e locale e con regolazione OLTC, locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 – Scenario peggiore.

Nel corso dei precedenti paragrafi è stata quindi studiata la rete nello scenario peggiore, andando poi a presentare tre diverse tipologie di regolazione e andandone a valutare gli effetti. Si è visto come la prima regolazione considerata, l'intervento del trasformatore variatore sottocarico, abbia portato un netto miglioramento per quanto riguarda i moduli delle tensioni di fase dando però origine ad una propagazione a monte dello squilibrio, con valori del VUF

ben oltre il limite massimo stabilito dalla norma [3] e peggiorando così la stabilità della rete. A questo si è provato a rimediare sfruttando la presenza dei generatori, il cui contributo di potenza reattiva dovrebbe portare dei miglioramenti. Si è visto però nel corso dell'analisi come questo non si sia verificato, con la conseguente necessità di dover ricorrere alla terza regolazione, l'*unbalance compensation*. Il contributo dato dalla regolazione trifase è stato decisivo, in quanto, oltre a migliorare le tensioni al secondario del trasformatore, è riportato il VUF a valori accettabili. Quindi, grazie all'azione combinata di queste tre regolazioni si è riusciti a rendere la rete, considerata nella sua situazione di peggior squilibrio, stabile, raggiungendo così l'obiettivo prefissato.

Andremo ora ad analizzare la rete nel suo scenario migliore, con la possibilità di avere così un confronto tra due casi estremi.

5.4 Regolazione della rete oggetto di studio: scenario migliore

Nei paragrafi precedenti è stata considerata la rete con elevata penetrazione della generazione distribuita nello scenario peggiore, andando poi a considerare tre diverse tipologie di regolazione, quella dell'OLTC, la regolazione locale degli inverter e la regolazione dello squilibrio, con l'obiettivo di rendere la rete equilibrata e stabile.

Ora invece si prenderà in esame la situazione opposta, studiando la rete con elevata penetrazione della GD ma nello scenario migliore, scenario presentato nel paragrafo 4.5. Come per il caso precedente verranno prese in considerazione le medesime tipologie di regolazione, andandone a vedere gli effetti prodotti. Si partirà dunque dalla regolazione dell'OLTC, passando poi per la regolazione locale degli inverter e considerando infine l'*unbalance compensation*.

5.4.1 Regolazione con OLTC

Come per lo scenario peggiore visto nei precedenti paragrafi, si vuole studiare la risposta della rete alla regolazione effettuata da un trasformatore con variatore sottocarico caratterizzato dalla possibilità di variare il rapporto di trasformazione senza soluzione di continuità. Per fare ciò, viene usato un trasformatore avente le seguenti caratteristiche, uguali a quelle del trafo usato per lo scenario peggiore e riportate nella tabella 5.2:

Tabella 5.2. Dati del trasformatore utilizzato per la regolazione – Scenario migliore

U_{1n} [V]	U_{2n} [V]	S_n [kVA]	$v_{cc\%}$ [%]	$p_{cc\%}$ [%]	Conn	dU [%]	tap_{max}	tap_{min}	V_{rif} [p.u.]	db [%]
20000	415	250	4	1,47	Dyn11	0,1	100	-100	1	0,15

Per la regolazione effettuata dall'OLTC valgono le medesime considerazioni presentate nel paragrafo 5.3.1, ed anche per lo scenario migliore il tipo di regolazione operata dal trasformatore è un controllo disaccoppiato con misura delle tensioni ad un nodo predefinito. Il nodo controllato è il 20, nodo che si trova lungo il feeder principale e che è ad una distanza intermedia tra la sbarra secondaria del trasformatore e il nodo più lontano, così da evitare una propagazione dello squilibrio troppo grande a causa della presenza dell'OLTC stesso.

Come nei paragrafi precedenti, anche per l'analisi degli effetti della regolazione del trasformatore variatore sottocarico nel caso dello scenario migliore viene considerata prima la rete nella sua totalità, andando poi nello specifico considerando anche qui i nodi 2, 20 e 34, analizzandone gli andamenti dei moduli delle tensioni di fase, del potenziale di neutro e del VUF.

Nella Figura 5.19 è dunque mostrato l'andamento delle tensioni ai nodi della rete alle ore 12 della giornata di simulazione. I valori ottenuti sono il risultato della regolazione effettuata dall'OLTC, valori che si discostano rispetto al caso senza regolazione, riportato nella Figura 4.27. Nei nodi più vicini al secondario del trasformatore si nota un aumento della tensione della fase 2, aumento che si verifica anche per gli altri nodi così da portarne il valore in prossimità di quello ideale di 1 p.u. Per quanto riguarda i nodi più lontani vi è un miglioramento delle condizioni di rete, con un aumento della tensione della fase 2 e una diminuzione della tensione di fase 1 e 3, portando così i valori delle tre fasi molto vicini al valore di riferimento e rendendo la rete più stabile.

La situazione cambia invece molto per quanto riguarda le componenti inversa ed omopolare della tensione. Si verifica ora una diminuzione della componente zero ma viceversa avviene un importante aumento di quella inversa che comporterà un incremento dello squilibrio rispetto al caso non regolato. Dunque, come per il caso peggiore, l'intervento dell'OLTC migliora la condizione delle tensioni ma dall'altra parte causa un importante aumento dello squilibrio, rendendo così meno stabile il sistema.

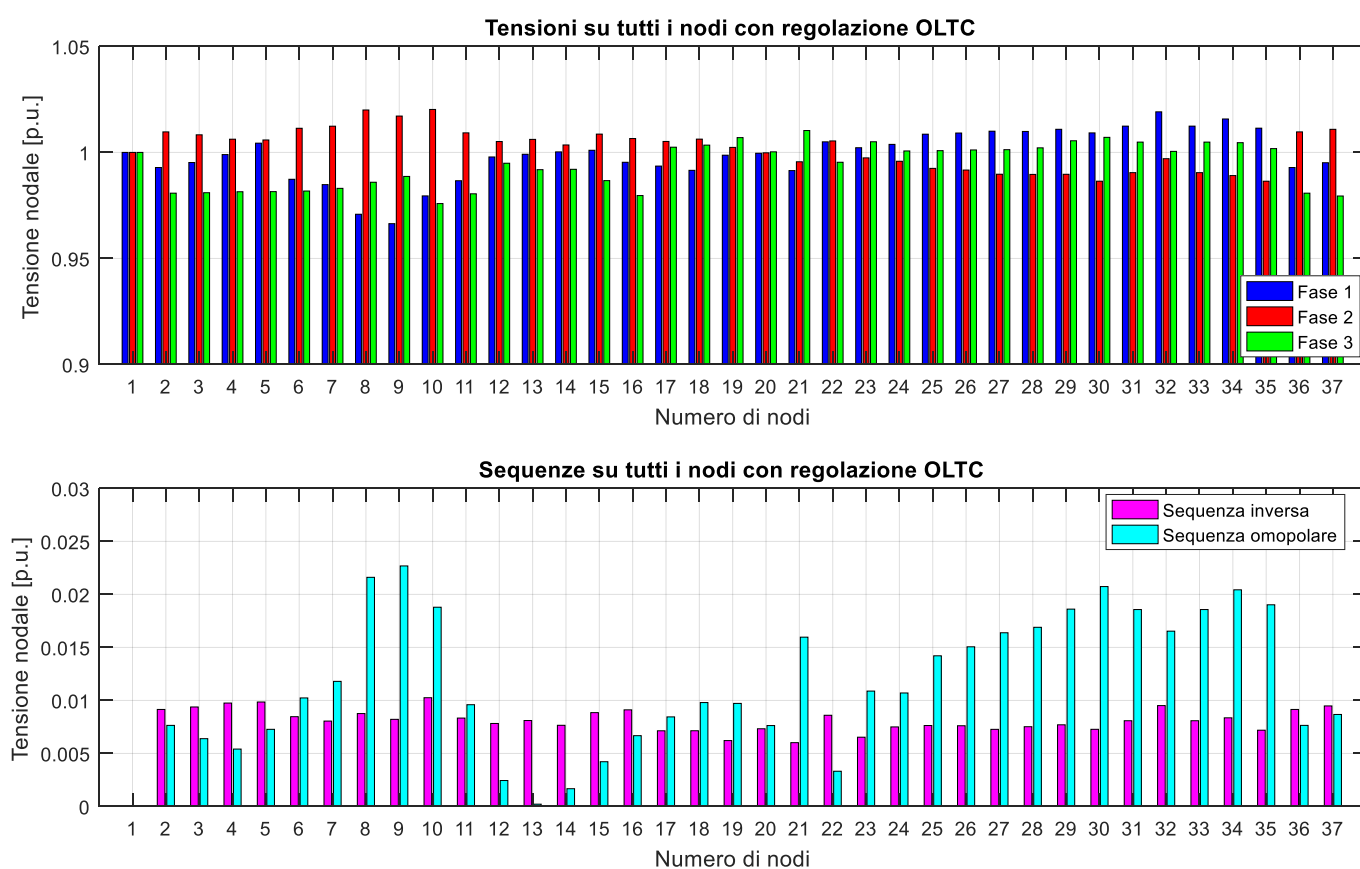


Figura 5.19: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12 del 15 giugno) con regolazione dell'OLTC - Scenario migliore.

Nella Figura 5.20 sono riportati gli andamenti temporali regolati delle tensioni di fase ai nodi 2, 20 e 34, confrontati con le curve senza l'intervento di alcun tipo di regolazione. Gli effetti dell'intervento dell'OLTC sono analoghi a quanto visto per lo scenario peggiore: per il nodo 2, mostrato in Figura 5.20a, vi è un peggioramento per i moduli delle tensioni di fase con un aumento della deviazione delle tensioni a causa della propagazione a monte dello squilibrio, il nodo 20 presenta ora tutte e tre le tensioni ad 1 p.u. per tutta la giornata essendo il nodo regoato, mentre si ha un miglioramento per quanto riguarda il nodo 34, riportato in Figura 5.20c. In questo caso l'effetto della regolazione del trasformatore va a migliorare notevolmente l'andamento delle tensioni rispetto al caso non regolato, con la caduta di tensione molto minore e valori prossimi al valore di riferimento.

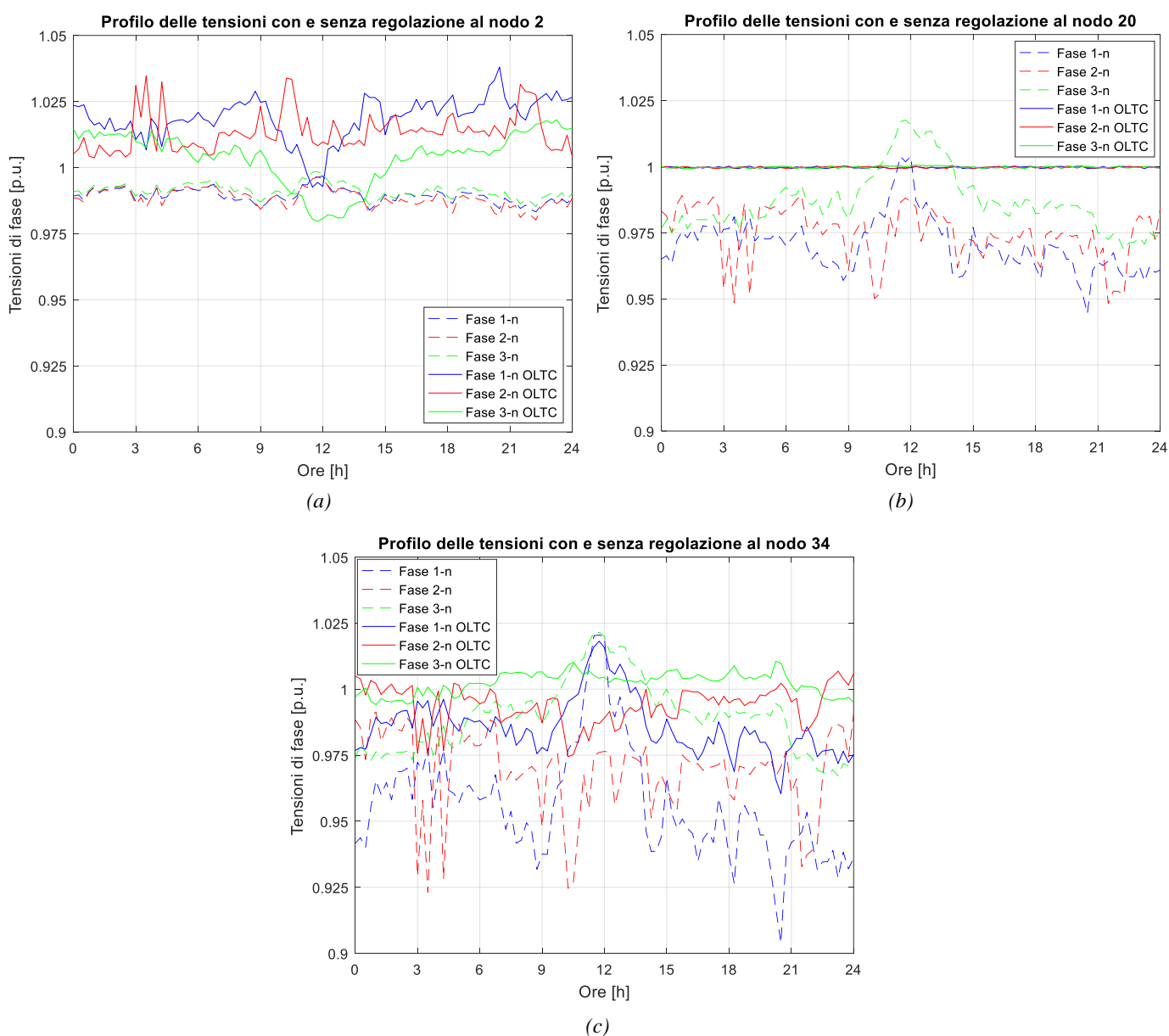


Figura 5.20: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.

Dunque, con solo l'uso dell'OLTC possiamo avere una buona regolazione delle tensioni perché si riesce a contenere molto la deviazione massima, ma dal punto di vista dello squilibrio vi è un peggioramento, essendo che questo si propaga a monte. Questo si nota considerando la figura 5.21a, dove il fattore di sbilanciamento delle tensioni al nodo 2 aumenta notevolmente rispetto al caso non regolato. Ciò accade anche per il nodo 20, mostrato nella Figura 5.31b, mentre per il nodo 34, a differenza dello scenario peggiore, vi è ora un aumento del VUF rispetto al caso non regolato, segnale di come ora l'OLTC vada a peggiorare la situazione nell'intera rete. Per quanto riguarda invece il potenziale di neutro, questo rimane pressoché uguale sia nel caso regolato che non, con il neutro al nodo 2 che è zero essendo questo il nodo corrispondente alla sbarra secondaria del trasformatore e dunque connesso a terra.

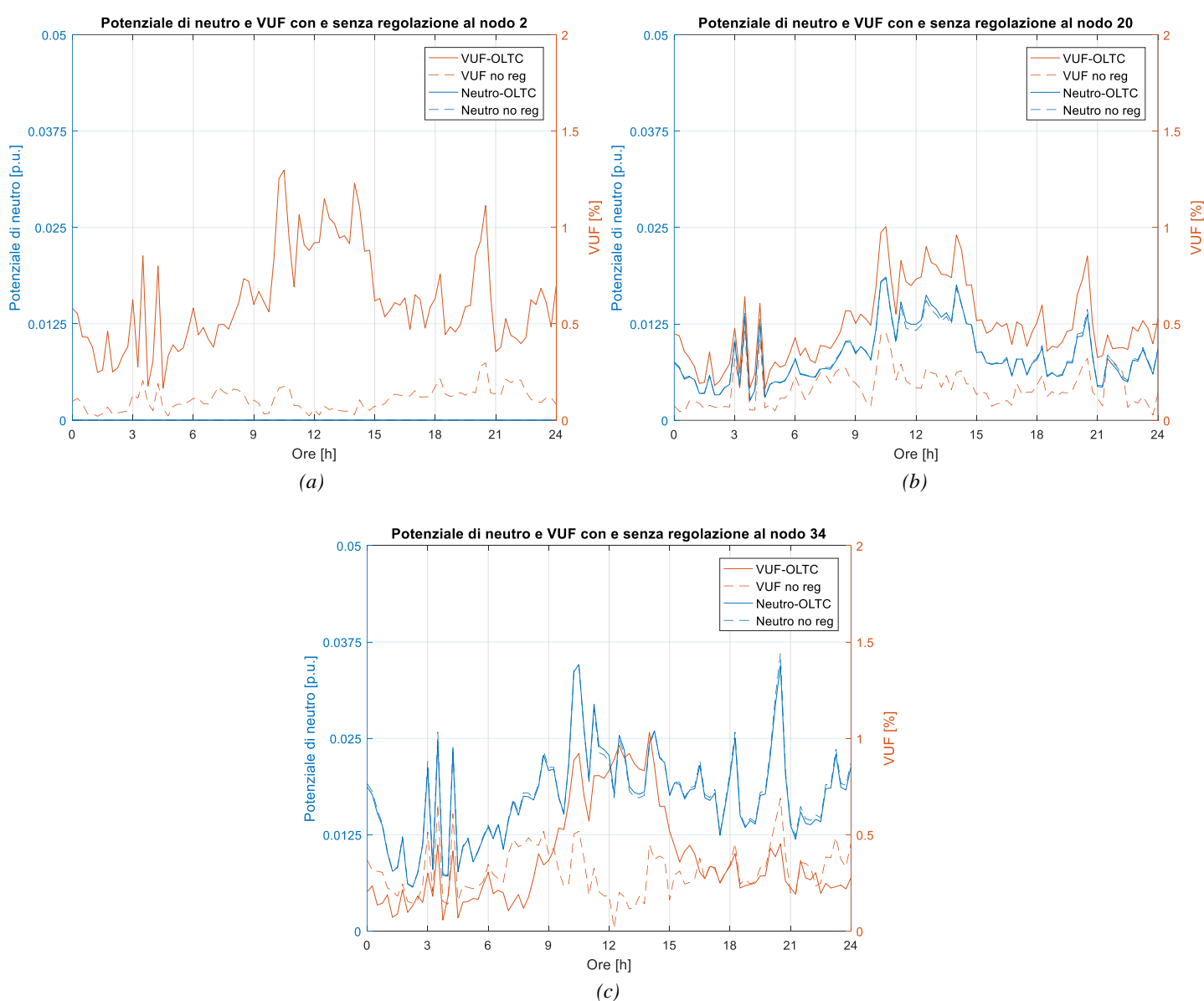


Figura 5.21: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.

Nella Figura 5.22 è mostrato l'andamento delle posizioni assunte dal variatore. Si nota che il dispositivo è soggetto a continue commutazioni causate dal valore molto ridotto che assume la tensione di gradino, per poter così simulare una regolazione continua. A differenza dello scenario precedente, si può vedere come ora l'andamento è omogeneo per tutte e tre le fasi, essendo il caso analizzato già di per sé abbastanza stabile, che non necessita quindi di un pesante lavoro da parte dell'OLTC per regolare le tensioni.

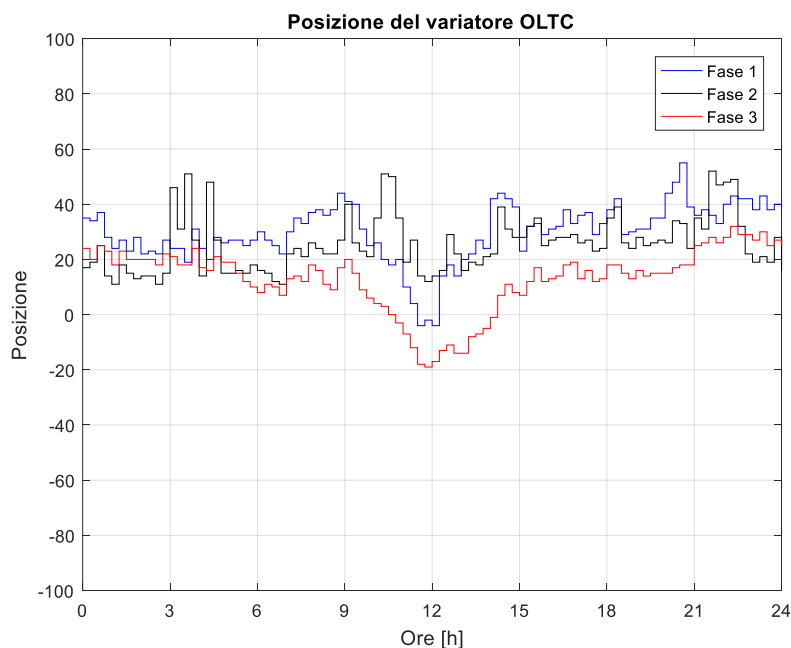


Figura 5.22: Posizione del variatore con controllo disaccoppiato - Scenario migliore.

Quindi, anche in questo scenario, grazie all'OLTC vi è un buon miglioramento per quanto riguarda la regolazione delle tensioni a discapito però dello squilibrio il quale, come si è appena visto, subisce un notevole aumento. Per ovviare a ciò si ricorre alla regolazione locale e, in particolare, alla regolazione dello squilibrio (*unbalance compensation*) operata dagli inverter trifase.

5.4.2 Regolazione con OLTC e regolazione locale

Nel paragrafo precedente abbiamo visto gli effetti dell'intervento del trasformatore variatore sottocarico, il quale va a migliorare la situazione per quanto riguarda la regolazione della tensione, a discapito però di una maggiore propagazione dello squilibrio nella rete. Ora, alla regolazione dell'OLTC si aggiunge quella effettuata dagli inverter della GD, la regolazione locale. Anche in questo caso si considera la regolazione locale effettuata con la curva di capability semicircolare, dunque le condizioni in cui si andrà ad effettuare la simulazione sono le stesse dello scenario peggiore viste nel paragrafo 5.3.2.

Nella Figura 5.23 è mostrato l'andamento delle tensioni ai nodi della rete alle ore 12 della giornata di simulazione. Si vede come ci sia ancora una notevole differenza rispetto al caso non regolato, ma d'altra parte, facendo il confronto con la Figura 5.19 dell'intervento del solo

OLTC, la regolazione locale operata dagli inverter porta un contributo minimo alla rete, avendo infatti i due casi una differenza pressoché minima. Differenza che è molto piccola anche per quanto riguarda le componenti alle sequenze, dove i valori sia della componente inversa che di quella omopolare presentano una riduzione minima rispetto al caso del solo OLTC.

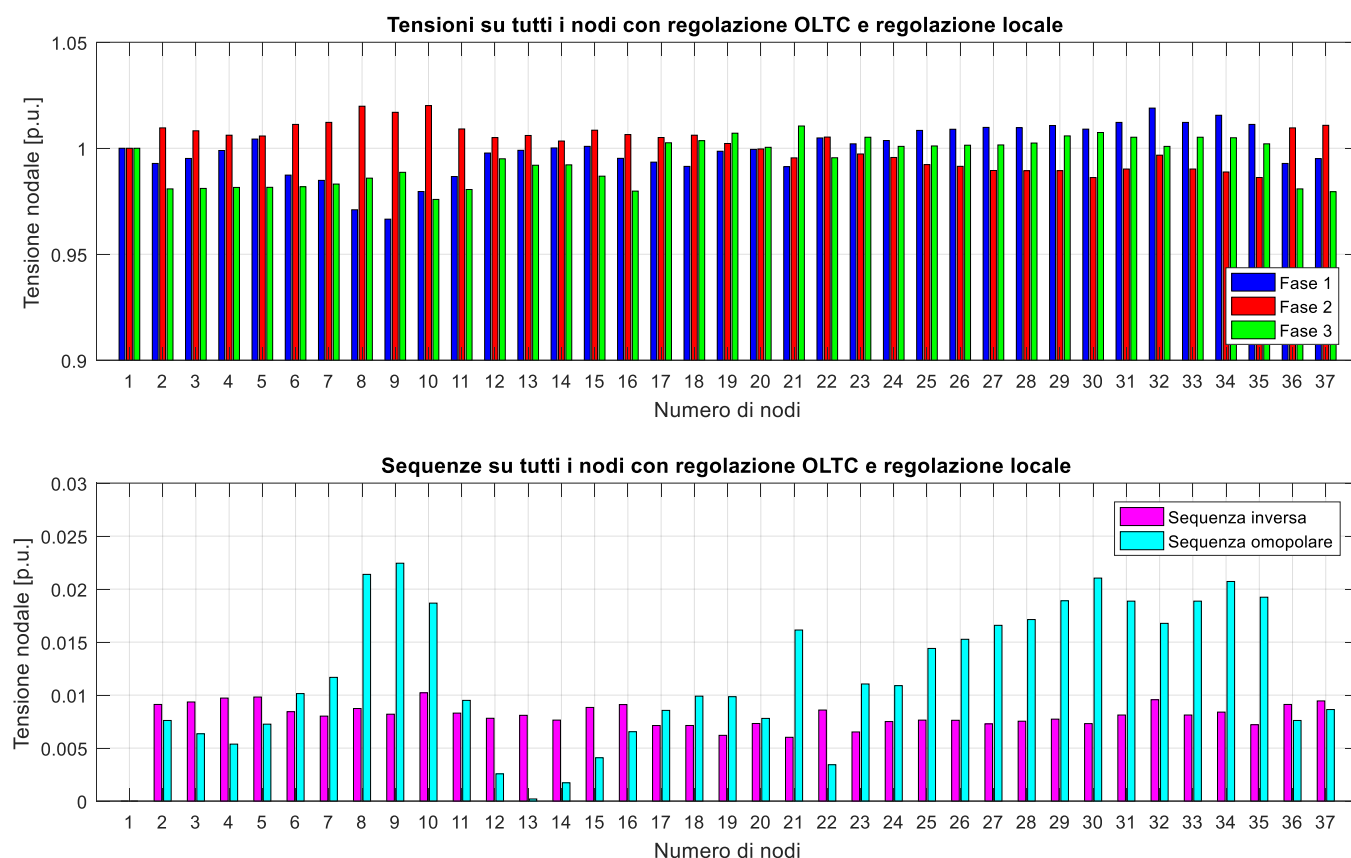


Figura 5.23: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con regolazione dell'OLTC e regolazione locale - Scenario migliore.

La differenza tra la regolazione del solo trasformatore variatore e la regolazione dell'OLTC a cui viene aggiunta quella locale degli inverter è minima anche per quanto riguarda il modulo delle tensioni di fase. Dunque non vi è molto contributo fornito degli inverter interfacciati alla GD e questo si nota anche osservando la Figura 5.24, dove è riportato il confronto tra la situazione senza e con regolazione ai nodi 2, 20 e 34. Per quanto riguarda le tensioni, il contributo dato dalla regolazione locale è minimo, anche se si sta considerando la curva di capability semicircolare. Infatti, tralasciando il nodo 20 che è quello controllato, per i nodi 2 e 34 la situazione cambia poco, il che potrebbe significare che la regolazione effettuata dall'OLTC è già sufficiente a dare un buon miglioramento per quanto riguarda l'andamento delle tensioni. Come per lo scenario peggiore, anche per quello migliore la regolazione effettuata dagli inverter non è quindi in grado di portare un ulteriore miglioramento delle condizioni di rete, miglioramento che non si verifica anche andando ad analizzare il fattore di sbilanciamento delle tensioni.

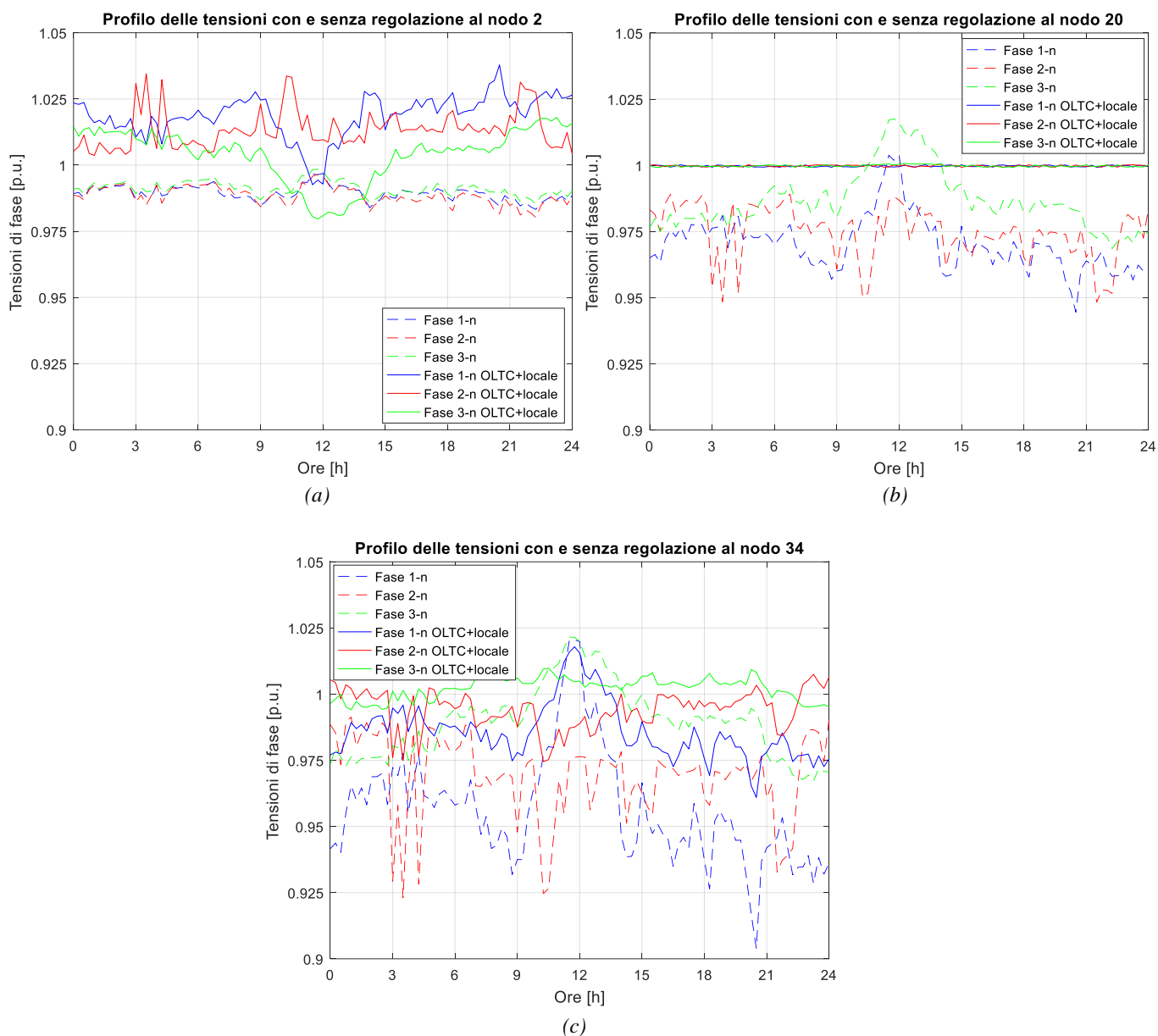


Figura 5.24: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC più regolazione locale ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.

Quindi, anche per quanto riguarda lo squilibrio la situazione non migliora granché. Nella Figura 5.25 è riportato l'andamento del fattore di sbilanciamento delle tensioni facendo il confronto tra il caso regolato e non. Prendendo in considerazione il nodo 2 si vede come, confrontandolo con la regolazione effettuata dal solo OLTC in Figura 5.21a, l'intervento della regolazione locale provochi addirittura un aumento del VUF. Stessa cosa avviene per il nodo 20, segnale di come in questo caso la regolazione degli inverter monofase non sia in grado di abbassare lo squilibrio a monte generato dall'OLTC, probabilmente a causa della disposizione con cui sono stati connessi i generatori per lo scenario migliore. Per il nodo 34, mostrato in Figura 5.25c, si verifica invece una riduzione, seppur minima, del VUF, a testimonianza di come la regolazione locale abbia comunque portato un contributo positivo per il nodo a fondo linea.

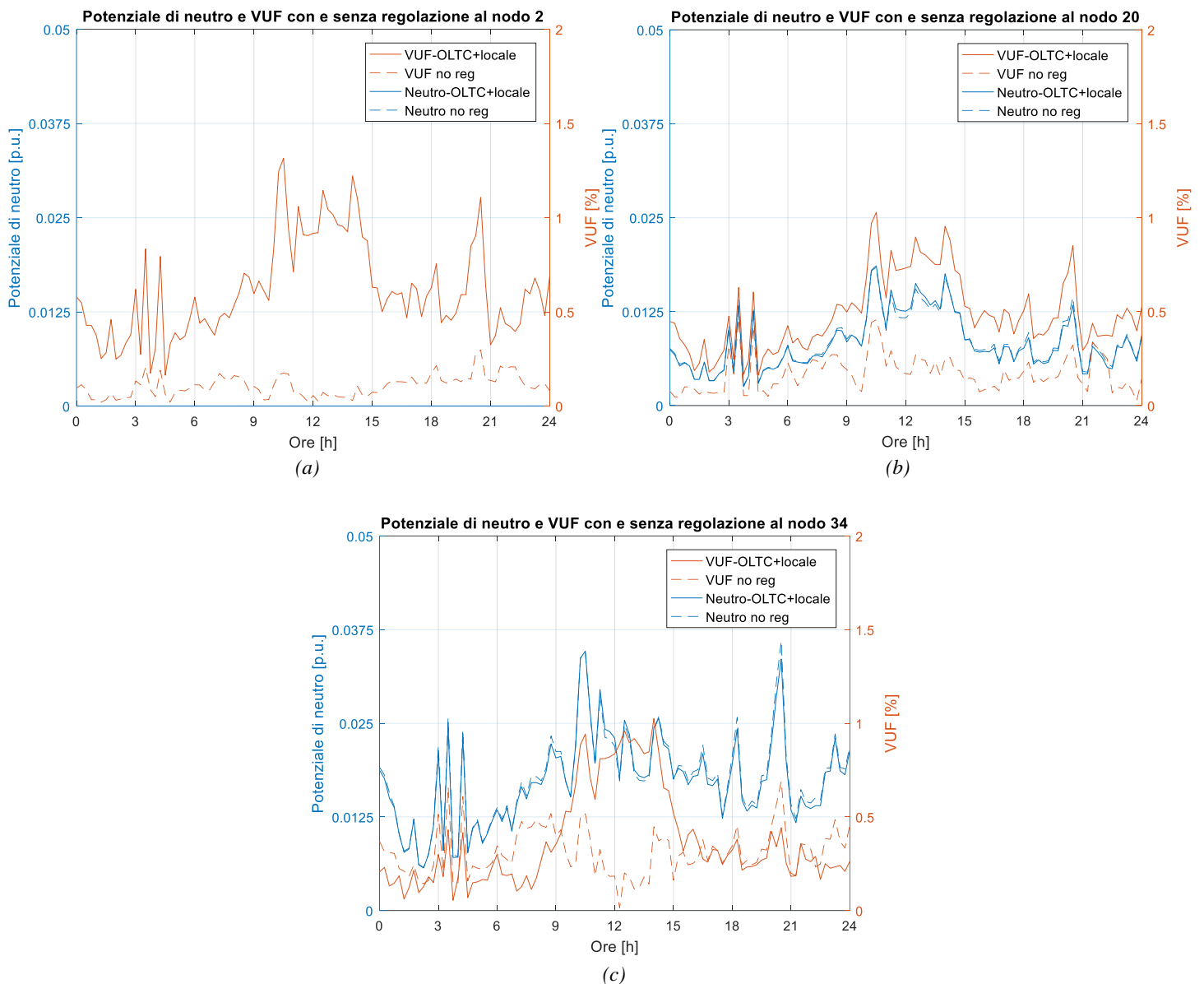


Figura 5.25: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC più regolazione locale ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.

Quindi, anche per lo scenario migliore, l'intervento dell'OLTC migliora notevolmente l'andamento delle tensioni di fase a discapito però di un incremento dello squilibrio a monte, ovvero verso la sbarra secondaria del trasformatore. Per porre rimedio a questo si è andati ad aggiungere la regolazione locale degli inverter che tuttavia non hanno portato un evidente miglioramento, sia per quanto riguarda i moduli delle tensioni (già dunque ottimamente regolati dall'OLTC) ma soprattutto per quanto riguarda lo squilibrio. Per questo, a questi due tipi di regolazione ne verrà aggiunta una terza, l'*unbalance compensation* (la regolazione dello squilibrio) operata dagli inverter trifase. Come per lo scenario peggiore analizzato nei paragrafi precedenti, verranno dunque prima visti gli effetti dati dalla sola regolazione trifase, per poi andare ad aggiungerla all'OLTC e alla regolazione locale, considerando quindi assieme le tre tipologie di regolazione.

5.4.3 Unbalance compensation: regolazione dello squilibrio

Nei paragrafi precedenti sono state dunque prese in considerazione due diverse metodologie di regolazione: l'intervento del trasformatore variatore sottocarico e quello degli inverter che interfacciano le GD alla rete. Come per lo scenario peggiore, si è visto come l'OLTC porti un buon contributo per quanto riguarda i moduli delle tensioni di fase mentre provoca un sensibile aumento dello squilibrio a monte, ovvero vicino alla sbarra secondaria del trasformatore stesso. Per migliorare questo è stata presa in considerazione la regolazione locale, ma si è visto che il suo contributo alla stabilità della rete è minimo. Per questo si va ora a considerare l'*unbalance compensation*, ovvero si va a sfruttare l'iniezione di potenza attiva fornita dagli inverter trifase per andare a migliorare il più possibile il fattore di sbilanciamento della rete. In questo paragrafo si considera quindi l'intervento della sola regolazione dello squilibrio, regolazione che sfrutta la redistribuzione di potenza attiva fornita da eventuali generatori trifase, che nella rete studiata nel caso migliore sono connessi ai nodi 19 e 23.

Per quanto riguarda la rete nella sua totalità, nella Figura 5.26 è mostrato l'andamento delle tensioni ai nodi alle ore 12 della giornata di simulazione, orario in cui si verifica il picco di generazione. Rispetto ai casi precedenti, riportati nelle Figure 5.19 e 5.23, si nota come ora vi sia un buon miglioramento per quanto riguarda le tensioni di fase, in particolare per i nodi più vicini al trasformatore. Infatti, si verifica una diminuzione della tensione di fase 2 ed un aumento della fase 3, avvicinandone così i valori a quello ideale di 1 p.u.

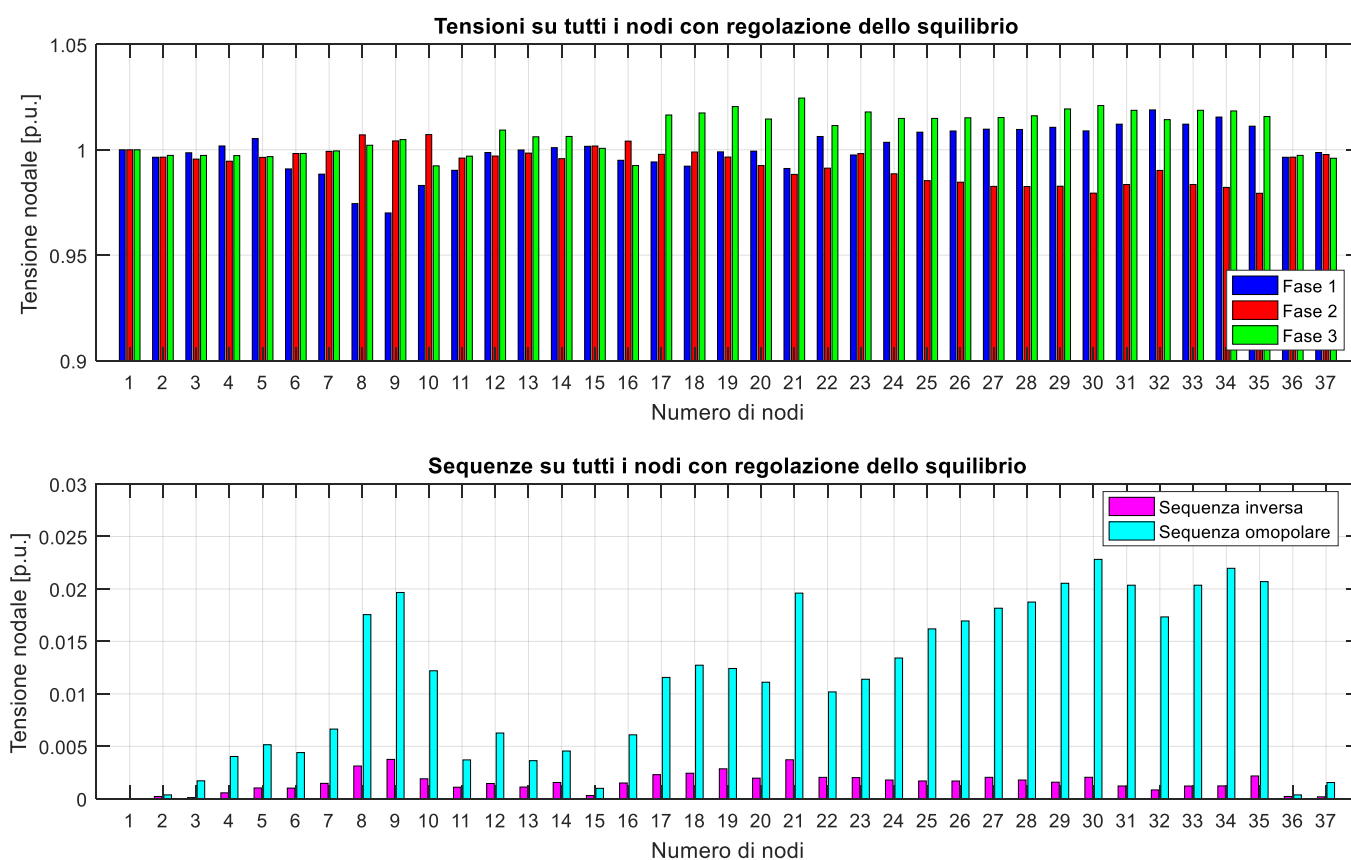


Figura 5.26: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con l'unbalance compensation - Scenario migliore.

La situazione per i nodi più lontani rimane pressoché uguale per quanto riguarda la fase 1, a differenza della 2 che diminuisce e della 3 che aumenta.

Mentre la componente omopolare della tensione presenta ancora valori abbastanza simili ai casi precedenti, si verifica invece un notevole miglioramento per quanto riguarda la componente inversa, soprattutto per i nodi più lontani. Questa presenta infatti ora valori più bassi rispetto a prima, a cui seguirà, come vedremo in seguito, una riduzione del VUF.

Consideriamo ora gli andamenti temporali delle tensioni di fase in alcuni nodi. Nelle Figure 5.27a, 5.27b e 5.27c sono mostrate rispettivamente le curve di tensione ai nodi 2, 20 e 34. Come per il caso peggiore, questi andamenti, simulati con il solo intervento dell'*unbalance compensation*, sono stati confrontati con quelli ottenuti senza considerare alcuna regolazione.

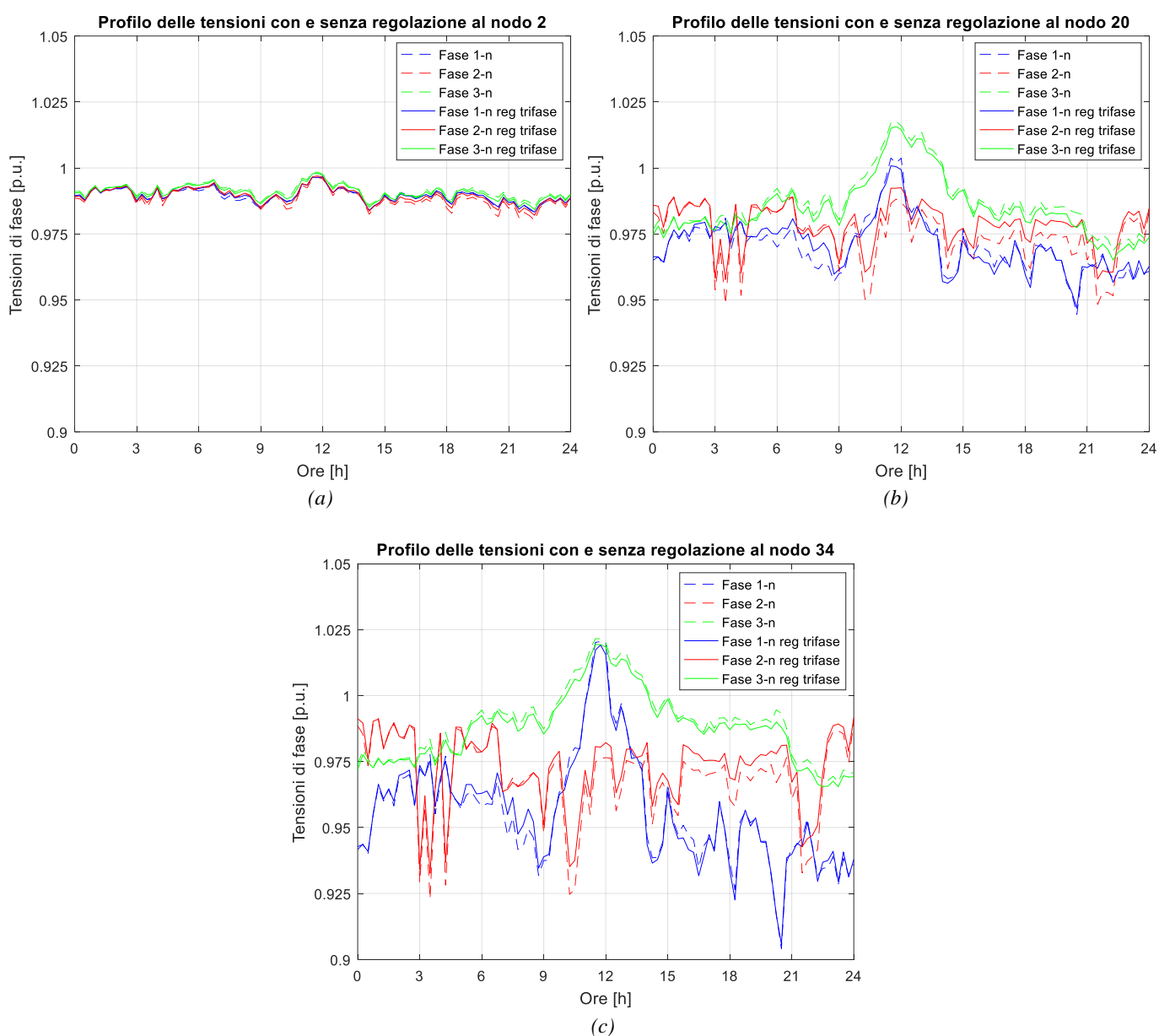


Figura 5.27: Confronto andamenti della tensione senza e con l'unbalance compensation ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.

Il nodo 2, che ora è visto senza lo squilibrio provocato dall'OLTC, presenta tensioni praticamente equilibrate, mentre per i nodi 20 e 34 la regolazione trifase porta sì un miglioramento ma che non è così evidente come nel precedente scenario. Per entrambi questi due nodi le fasi tendono comunque ora ad avvicinarsi verso il valore ideale, con il nodo 34 che presenta ancora una rilevante caduta di tensione ma che è tuttavia all'interno del limite del 10% stabilito dalla norma [3].

Il maggior contributo che deriva dall'azione dei generatori trifase si ha per lo squilibrio. Nella Figura 5.28 è riportato l'andamento del VUF e del potenziale di neutro per gli stessi nodi analizzati in precedenza. Anche in questo caso viene fatto il confronto tra il caso senza alcun intervento delle regolazioni e la situazione che si viene a creare in virtù della presenza della sola regolazione trifase.

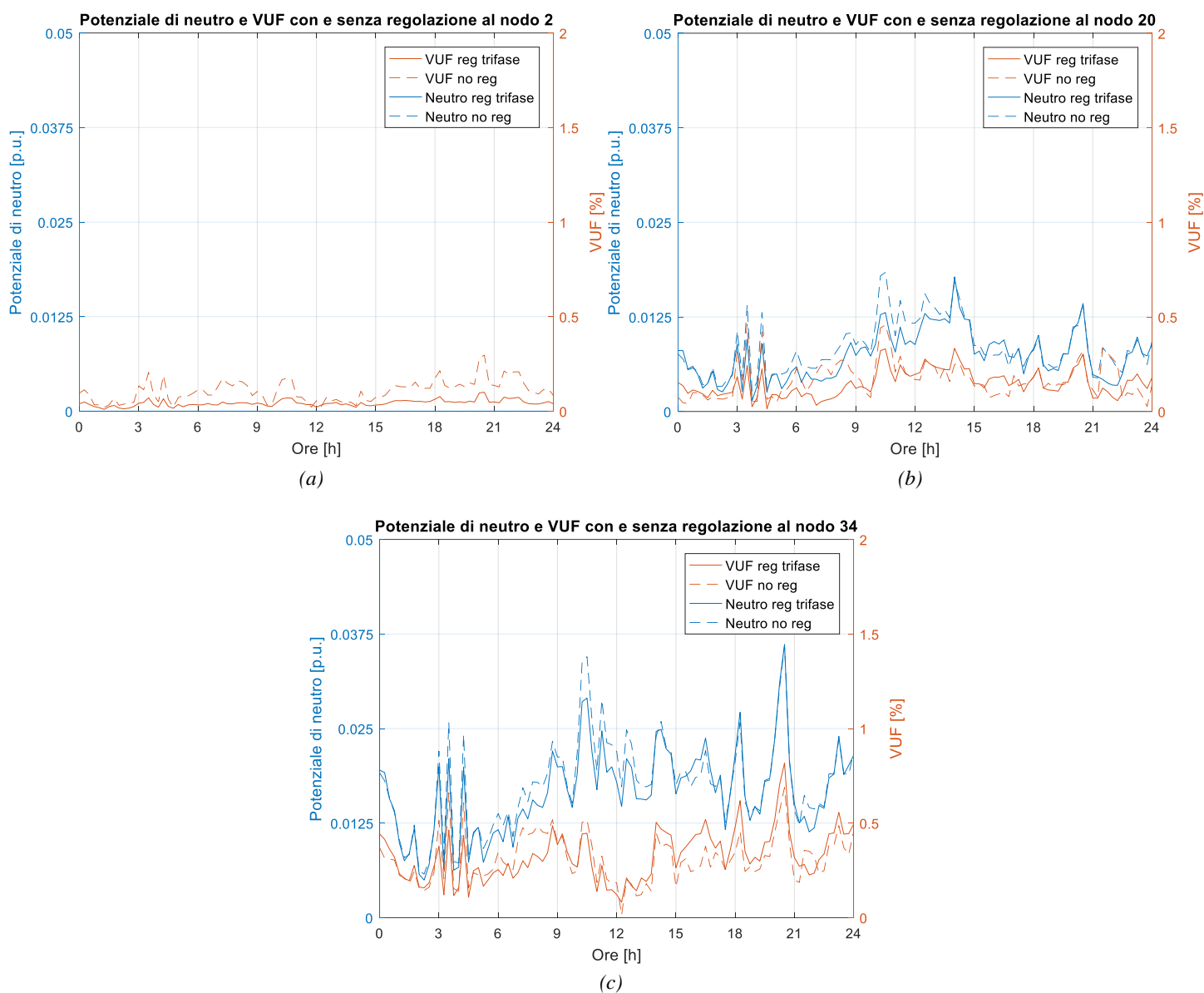


Figura 5.28: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con l'unbalance compensation ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.

Si possono notare gli stessi effetti verificatisi nello scenario peggiore con il nodo 2 che, essendo praticamente il secondario del trasformatore, ha uno squilibrio già abbastanza basso di suo, squilibrio che viene ulteriormente ridotto fino quasi ad annullarsi confermando così l'importanza dell'*unbalance compensation*, soprattutto nell'ottica di ridurre il VUF che aumenta di molto quando entra in azione l'OLTC. Il potenziale di neutro è naturalmente a zero, a conferma della messa a terra del trasformatore. Una riduzione del fattore di sbilanciamento avviene anche per il nodo 20, ma la diversità rispetto allo scenario precedente è che il VUF al nodo 34 non diminuisce, anzi aumenta. Questo potrebbe essere dovuto dalla connessione dei vari generatori monofase utilizzata per ottenere lo scenario migliore, dove, guardando i dati in tabella A.8 dell'appendice, è presente un generatore monofase proprio al nodo 34. Questo infatti dà il suo contributo per controllare lo squilibrio a monte però localmente io vedo un incremento della potenza monofase, non migliorando quindi la situazione in locale essendo appunto che si sta tentando di regolare lo squilibrio a monte. Globalmente però la situazione migliora, come si vede considerando i nodi 2 e 20, ed una diminuzione rispetto al caso base senza regolazioni si verifica anche per il potenziale di neutro, segnale di come la regolazione trifase abbia portato un miglioramento delle condizioni di rete. Come già fatto in precedenza per lo scenario peggiore, l'*unbalance compensation* verrà aggiunta alle altre due regolazioni viste in precedenza con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la condizione del sistema, condizione che è migliorata dal punto di vista delle tensioni grazie all'OLTC, ma che è invece peggiorata per quanto riguarda il VUF, sempre a causa del trasformatore.

5.4.4 Regolazione con OLTC, locale e *unbalance compensation*

Come per lo scenario peggiore, le tre regolazioni viste in precedenza vengono ora applicate tutte assieme con l'obiettivo di contenere il più possibile lo squilibrio e la deviazione delle tensioni, rendendo così il sistema più stabile. Dunque alla regolazione dell'OLTC e alla regolazione locale già viste assieme, viene ora aggiunta la regolazione dello squilibrio che, come visto nel paragrafo precedente, dovrebbe contribuire nel ridurre lo squilibrio che è aumentato molto rispetto al caso non regolato a causa dell'intervento del trasformatore. La metodologia di esposizione è la medesima usata nei paragrafi precedenti, considerando prima la rete nella sua totalità e poi gli andamenti delle tensioni ai nodi 2, 20 e 34 e le rispettive curve del potenziale di neutro e del VUF.

Si considera quindi inizialmente tutta la rete. Nella Figura 5.29 vengono mostrati i valori di tensione ai nodi alle ore 12 della giornata di simulazione, orario in cui si verifica il picco di generazione. A differenza dello scenario peggiore si vede però come l'aggiunta della regolazione trifase non cambi di molto la situazione rispetto al caso con OLTC e regolazione locale, mostrato in Figura 5.23. I valori della tensione sono rimasti abbastanza simili al caso di regolazione precedente per tutte e tre le fasi, con un piccolo aumento della fase 1 e diminuzione della fase 2 per i nodi più vicini al trasformatore. Per la restante porzione di rete la situazione non cambia particolarmente, segnale di come in questo caso l'*unbalance compensation* non abbia contribuito in modo evidente alla regolazione della rete.

Questo si verifica anche per le componenti alle sequenze della tensione. La componente omopolare resta abbastanza simile al caso precedente, mentre per quanto riguarda quella inversa c'è una riduzione rispetto a quella che si era ottenuta con la regolazione dell'OLTC e

locale degli inverter, riduzione che, come vedremo, porterà ad una conseguente riduzione del VUF.

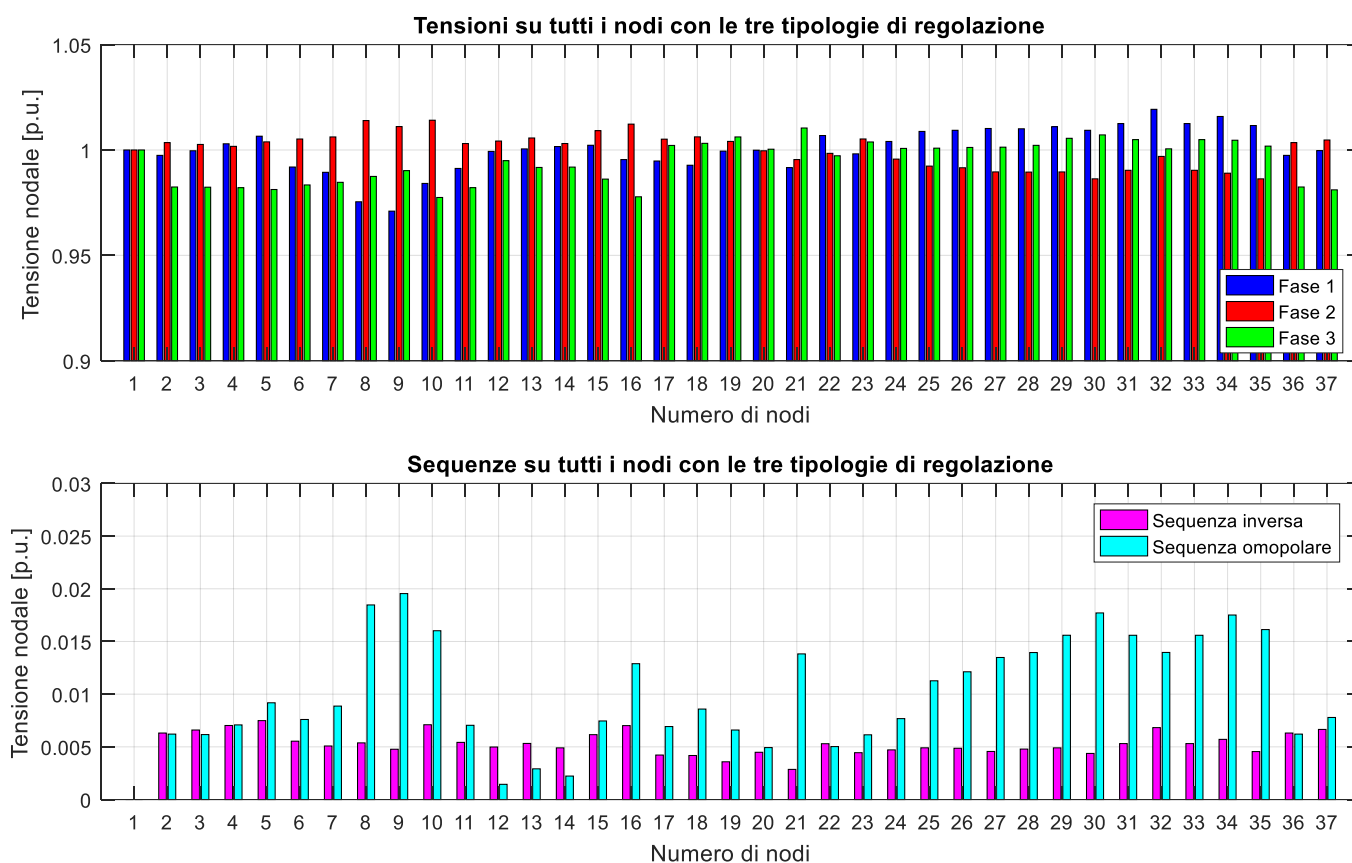


Figura 5.29: Valori della tensione e delle sequenze per tutti i nodi della rete ad un'ora precisa della giornata (ore 12) con le tre tipologie di regolazione - Scenario migliore.

Consideriamo ora gli andamenti temporali delle tensioni di fase in alcuni nodi. Nelle Figure 5.30a, 5.30b e 5.30c sono mostrate rispettivamente le curve di tensione ai nodi 2, 20 e 34, confrontando il caso non regolato con quello in cui entrano in gioco tutte e tre le regolazioni. Il nodo 20, essendo quello controllato per la regolazione dell'OLTC, è nella stessa condizione del caso precedente, con tutte e tre le tensioni di fase che si mantengono al valore di riferimento di 1 p.u. per l'intera giornata. Per quanto riguarda il nodo 34 l'intervento della regolazione trifase non porta un miglioramento, infatti la situazione, come visto prima durante l'analisi dell'intera rete, rimane pressoché invariata anche con l'*unbalance compensation*. Rispetto al caso non regolato l'andamento delle tensioni a tale nodo è comunque ora molto più equilibrato, segno dell'ottimo lavoro fatto dalle regolazioni, in particolare dell'OLTC. La situazione rimane invariata anche per il nodo 2, dove l'intervento della regolazione trifase non è in questo caso in grado di migliorarne l'andamento delle tensioni di fase, a differenza di quanto accadeva nello scenario peggiore dove la deviazione delle tensioni a questo nodo si riduceva. Tuttavia, nonostante il contributo portato dall'*unbalance compensation* non sia ora così evidente, la situazione per quanto riguarda le tensioni è molto positiva, con valori che rimangono tutti all'interno del $\pm 5\%$ sia al nodo 34, il più lontano, sia al 2, quello più soggetto a squilibrio a causa dell'intervento del trasformatore.

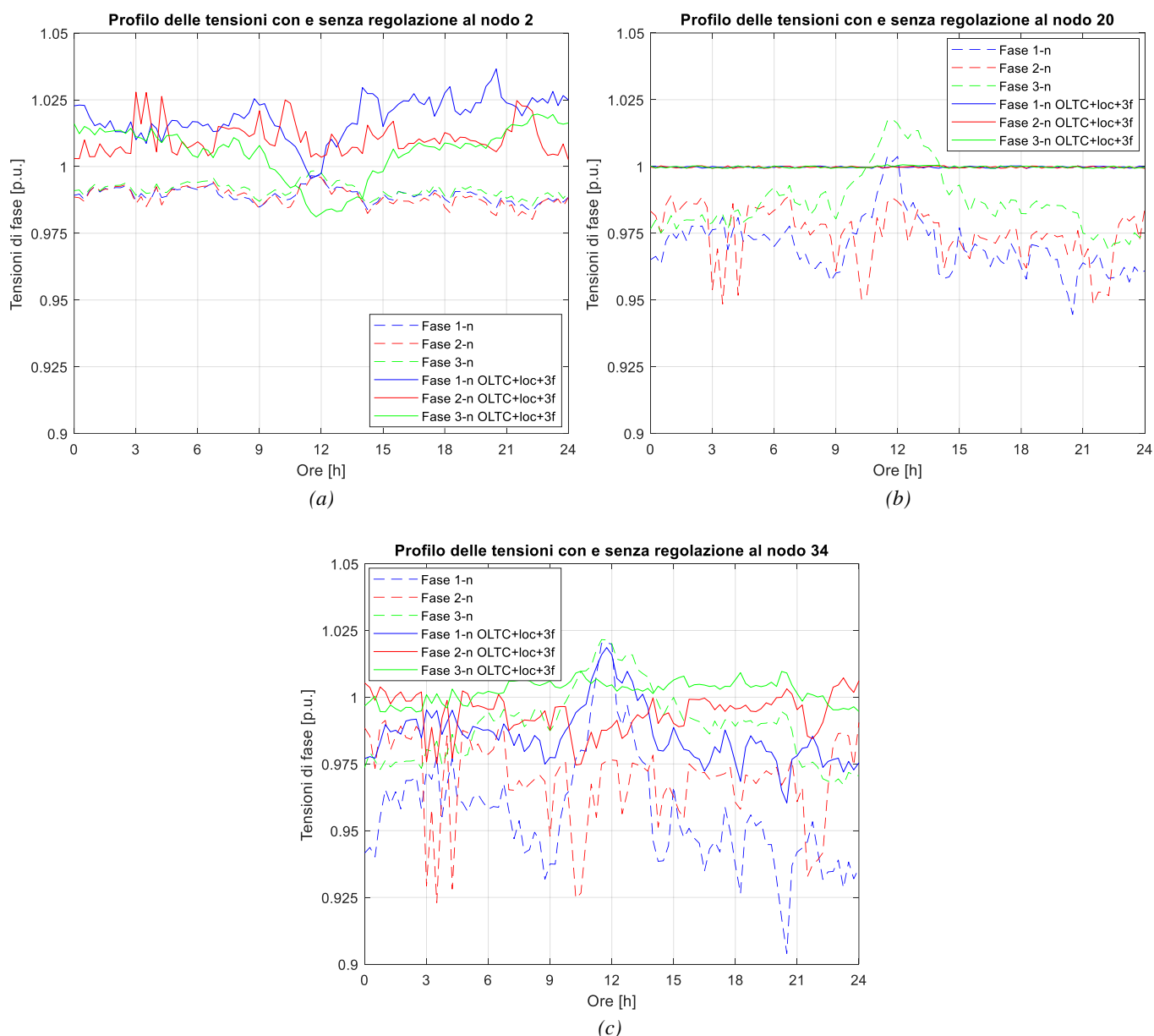


Figura 5.30: Confronto andamenti della tensione senza e con regolazione dell'OLTC, regolazione locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.

Un contributo in più dato dall'intervento dei generatori trifase si ha per lo squilibrio. Nella Figura 5.31 è riportato l'andamento del VUF e del potenziale di neutro per gli stessi nodi analizzati prima, il 2, il 20 e il 34. Anche in questo caso viene fatto il confronto tra il caso non regolato e la situazione che si viene a creare in virtù della presenza delle tre tipologie di regolazione. Come visto nei paragrafi precedenti, quando si va ad attivare l'OLTC questo migliora lo squilibrio delle tensioni ma causa un notevole aumento del VUF a monte, aumento che la regolazione locale non riesce ad attenuare. Questo problema viene però in parte risolto grazie all'*unbalance compensation* che riduce il fattore di sbilanciamento delle tensioni. La situazione è quindi migliorata per tutti e tre i nodi considerati, anche se in maniera meno evidente rispetto allo scenario peggiore, dove la regolazione trifase aveva contribuito in modo decisivo nel riportare il VUF entro i limiti.

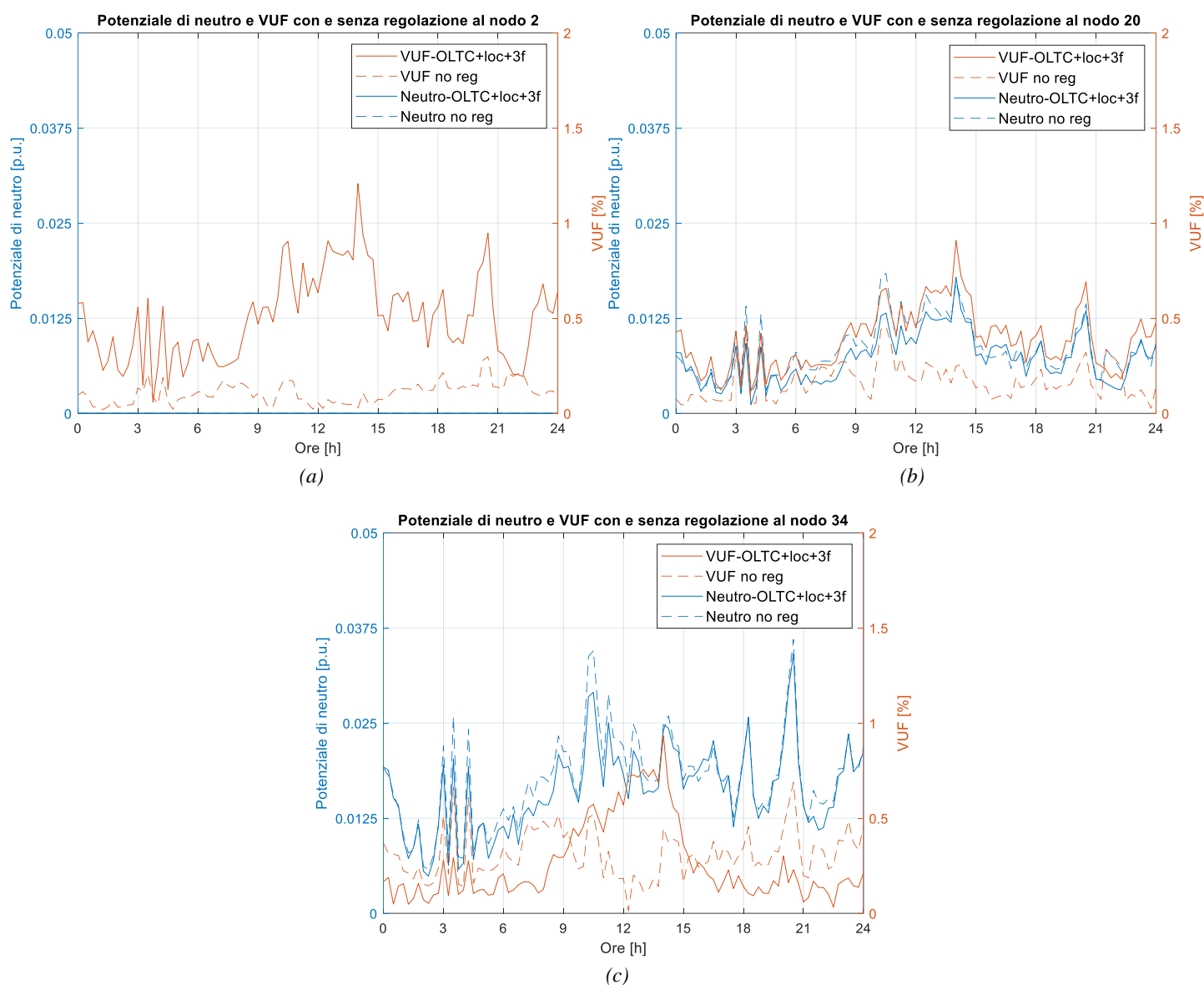


Figura 5.31: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro senza e con regolazione dell'OLTC, regolazione locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 - Senario migliore.

Infatti ora lo squilibrio non è sceso molto rispetto al caso visto con le altre due regolazioni, sia al nodo 34 a fondo linea sia a monte al nodo 2. L' *unbalance compensation* è riuscita ad abbassare di poco il VUF rispetto a quanto accaduto nello scenario peggiore, VUF che, pur rimanendo ampiamente all'interno dei limiti stabiliti dalla norma [3], rimane dunque molto alto rispetto al caso non regolato. Nello scenario migliore l'intervento dell'OLTC è quindi pesato molto per lo squilibrio, che è talmente aumentato da non poter essere contenuto dalla regolazione trifase, a differenza di quanto accadeva nel caso peggiore.

A titolo esplicativo nella Figura 5.32 è mostrato il confronto tra le varie regolazioni. Da una parte c'è la regolazione effettuata dall'OLTC e dagli inverter delle GD mentre dall'altra vi è aggiunta anche la regolazione trifase. Come detto prima la regolazione dello squilibrio non porta ad un così evidente miglioramento come per lo scenario peggiore, ma nonostante questo è grazie a questo tipo di regolazione se vi è almeno una riduzione, anche se ridotta, del VUF.

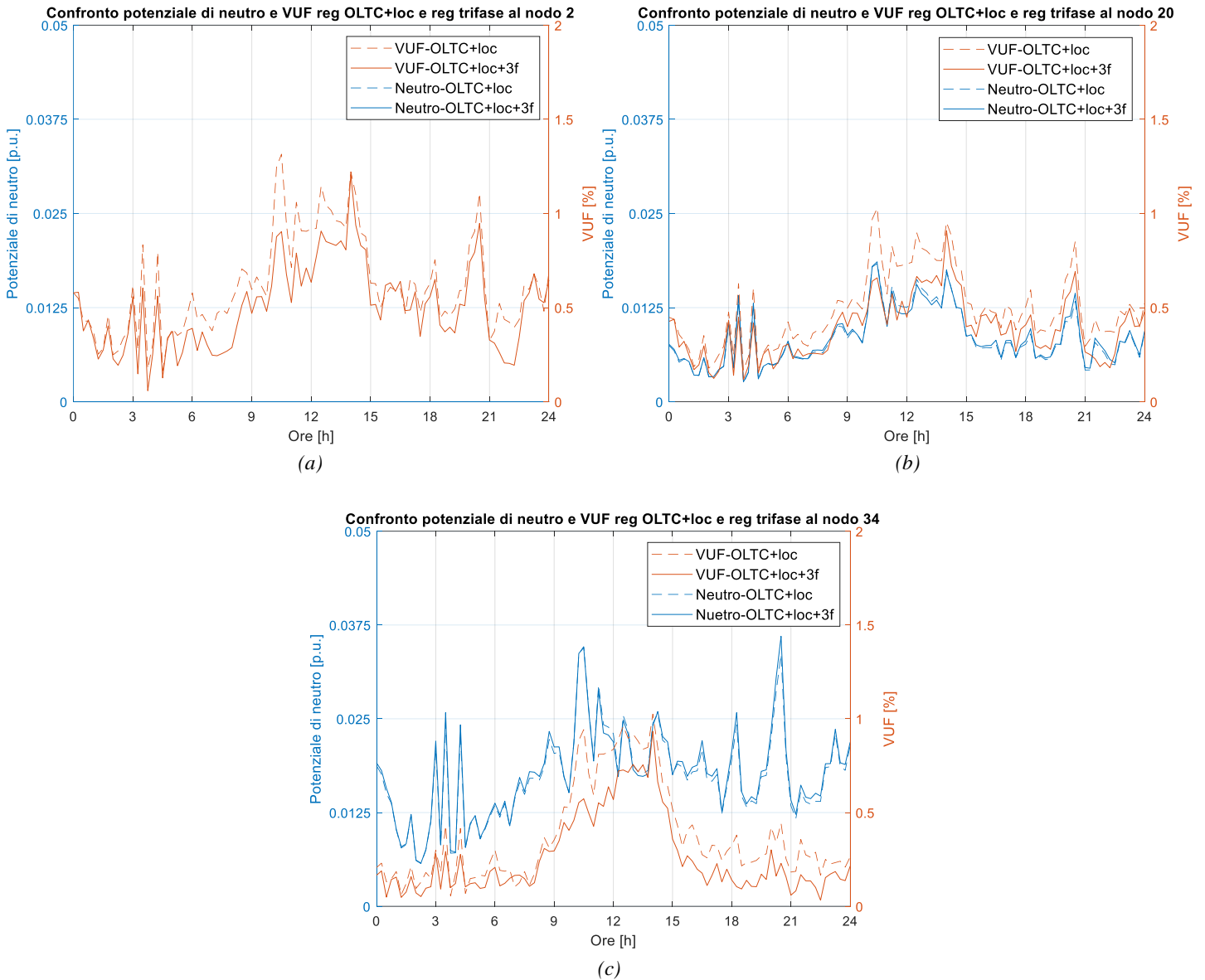


Figura 5.32: Confronto andamenti VUF e potenziale di neutro con regolazione OLTC e locale e con regolazione OLTC, locale e trifase ai nodi 2, 20 e 34 - Scenario migliore.

Nei precedenti paragrafi sono state quindi introdotte nello scenario migliore le medesime tipologie di regolazione adottate per quello peggiore. Anche in questo caso si è visto come l'intervento dell'OLTC abbia contribuito in maniera molto positiva nel regolare le tensioni a fondo linea a discapito però di un aumento della deviazione del modulo delle tensioni alla sbarra secondaria del trasformatore. Ciò ha dunque causato una propagazione a monte dello squilibrio, con un notevole incremento del VUF in tutta la rete. Per rimediare a questo si è andati ad introdurre la regolazione locale degli inverter ma si è visto che, come per lo scenario peggiore, il suo contributo è stato pressoché nullo.

Come soluzione a questo problema è stata considerata l'*unbalance compensation* ma, come si è visto nel paragrafo precedente, anche con il suo intervento non si è riusciti a ridurre di molto il VUF, VUF che è dunque rimasto abbastanza alto rispetto al caso non regolato.

Nel prossimo paragrafo verranno brevemente confrontati, per entrambi gli scenari, i risultati ottenuti dalle tre tipologie di regolazione viste in precedenza, in modo tale da avere una panoramica su quanto ottenuto dalle simulazioni.

5.5 Confronto tra le regolazioni

Nei paragrafi precedenti sono stati esaminati gli effetti introdotti da tre tipologie di regolazione, la regolazione del trasformatore variatore sottocarico, la regolazione locale degli inverter interfacciati alle GD e la regolazione dello squilibrio. Tali regolazioni sono state applicate alla rete già vista, prima in uno scenario peggiore con un'elevata penetrazione della generazione distribuita e dunque con un elevato squilibrio e poi nello scenario migliore.

In questo paragrafo verranno quindi brevemente riportati alcuni valori ottenuti dalle varie analisi, prendendo in considerazione gli stessi elementi visti in precedenza (i nodi 2, 20 e 34), facendo così un confronto del contributo portato dalle tre regolazioni.

Considerando prima lo scenario peggiore, di seguito sono riportati i valori massimi e minimi della tensione ed i valori massimi e medi del potenziale di neutro e del VUF ai nodi visti nei precedenti paragrafi, con un particolare riguardo all'*unbalance compensation*.

Tabella 5.3. Valori massimi in [p.u.] delle tensioni ai nodi analizzati con l'intervento delle tre regolazioni – Scenario peggiore

Nodo	Fase 1			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.9937	1.0632	1.0658	1.0453
20	0.9810	1.0002	1.0002	1.0002
34	0.9777	0.9962	0.9957	0.9946

Nodo	Fase 2			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	1.0019	1.0347	1.0346	1.0259
20	1.0583	1.0007	1.0006	1.0007
34	1.0880	1.0352	1.0362	1.0365

Nodo	Fase 3			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.9965	1.0181	1.0181	1.0247
20	1.0021	1.0002	1.0002	1.0005
34	1.0320	1.0294	1.0289	1.0279

Tabella 5.4. Valori minimi in [p.u.] delle tensioni ai nodi analizzati con l'intervento delle tre regolazioni – Scenario peggiore

Nodo	Fase 1			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.9803	1.0067	1.0077	1.0075
20	0.9176	0.9993	0.9993	0.9993
34	0.8553	0.9405	0.9412	0.9397

Nodo	Fase 2			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.9802	0.9382	0.9451	0.9844
20	0.9482	0.9993	0.9993	0.9993
34	0.9230	0.9748	0.9751	0.9758

Nodo	Fase 3			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.9847	0.9949	0.9859	0.9750
20	0.9685	0.9993	0.9993	0.9993
34	0.9672	0.9941	0.9941	0.9943

Tabella 5.5. Valori massimi del potenziale di neutro [p.u.] e del VUF [%] ai nodi analizzati con l'intervento delle tre regolazioni – Scenario peggiore

Nodo	Potenziale di neutro			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0456	0.0458	0.0454	0.0288
34	0.0854	0.0841	0.0843	0.0685

Nodo	VUF			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.8022	3.0729	3.0474	1.9492
20	1.7075	2.5406	2.4056	1.4279
34	2.6318	2.4606	2.1254	0.5147

Tabella 5.6. Valori medi del potenziale di neutro [p.u.] e del VUF [%] ai nodi analizzati con l'intervento delle tre regolazioni – Scenario peggiore

Nodo	Potenziale di neutro			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0137	0.0137	0.0136	0.0086
34	0.0277	0.0274	0.0277	0.0229

Nodo	VUF			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.2452	0.9699	0.9599	0.5961
20	0.4763	0.7731	0.7572	0.4285
34	0.8194	0.5828	0.5264	0.1516

Tabella 5.7. Valore massimo in [p.u.] delle tensioni di fase ai nodi caso senza regolazioni vs caso con sola unbalance compensation – Scenario peggiore

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	No reg.	Reg. trifase	No reg.	Reg. trifase	No reg.	Reg. trifase
2	0.9937	0.9960	1.0019	0.9978	0.9965	0.9975
20	0.9810	0.9820	1.0583	1.0137	1.0021	1.0212
34	0.9777	0.9755	1.0880	1.0477	1.0320	1.0491

Tabella 5.8. Valore minimo in [p.u.] delle tensioni di fase ai nodi caso senza regolazioni vs caso con sola unbalance compensation – Scenario peggiore

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	No reg.	Reg. trifase	No reg.	Reg. trifase	No reg.	Reg. trifase
2	0.9803	0.9830	0.9802	0.9816	0.9847	0.9840
20	0.9176	0.9389	0.9482	0.9603	0.9685	0.9585
34	0.8553	0.8767	0.9230	0.9363	0.9672	0.9597

Tabella 5.9. Valore massimo del potenziale di neutro [p.u.] e del VUF [%] caso senza regolazioni vs caso con sola unbalance compensation – Scenario peggiore

Potenziale di neutro			VUF		
Nodo	No reg.	Reg. trifase	Nodo	No reg.	Reg. trifase
2	0.0000	0.0000	2	0.8022	0.1323
20	0.0456	0.0299	20	1.7075	0.7109
34	0.0854	0.0711	34	2.6318	1.6197

Nelle tabelle dalla 5.3 alla 5.9 sono dunque stati riportati alcuni valori ottenuti con le regolazioni applicate nello scenario peggiore. Andiamo ora a mostrare quanto ottenuto per quello migliore, i cui valori sono mostrati nelle tabelle dalla 5.10 alla 5.16.

Tabella 5.10. Valori massimi in [p.u.] delle tensioni ai nodi analizzati con l'intervento delle tre regolazioni – Scenario migliore

Nodo	Fase 1			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.9968	1.0380	1.0378	1.0366
20	1.0038	1.0002	1.0002	1.0002
34	1.0205	1.0181	1.0179	1.0186

Nodo	Fase 2			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.9964	1.0347	1.0345	1.0279
20	0.9891	1.0004	1.0004	1.0003
34	0.9913	1.0068	1.0075	1.0072

Nodo	Fase 3			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.9984	1.0181	1.0180	1.0196
20	1.0176	1.0007	1.0007	1.0006
34	1.0216	1.0106	1.0098	1.0098

Tabella 5.11. Valori minimi in [p.u.] delle tensioni ai nodi analizzati con l'intervento delle tre regolazioni – Scenario migliore

Nodo	Fase 1			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.9832	0.9926	0.9926	0.9955
20	0.9445	0.9993	0.9993	0.9993
34	0.9039	0.9603	0.9610	0.9604

Nodo	Fase 2			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.9802	1.0036	1.0036	1.0026
20	0.9482	0.9993	0.9993	0.9993
34	0.9230	0.9744	0.9745	0.9746

Nodo	Fase 3			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.9853	0.9796	0.9797	0.9812
20	0.9685	0.9993	0.9993	0.9993
34	0.9672	0.9941	0.9941	0.9945

Tabella 5.12. Valori massimi del potenziale di neutro [p.u.] e del VUF [%] ai nodi analizzati con l'intervento delle tre regolazioni – Scenario migliore

Nodo	Potenziale di neutro			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0184	0.0186	0.0186	0.0179
34	0.0360	0.0346	0.0346	0.0341

Nodo	VUF			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.2971	1.2977	1.3153	1.2072
20	0.4619	1.0051	1.0286	0.9085
34	0.6894	1.0313	1.0252	0.9336

Tabella 5.13. Valori medi del potenziale di neutro [p.u.] e del VUF [%] ai nodi analizzati con l'intervento delle tre regolazioni – Scenario migliore

Nodo	Potenziale di neutro			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	0.0085	0.0084	0.0083	0.0073
34	0.0177	0.0175	0.0173	0.0163

Nodo	VUF			
	No reg.	OLTC	OLTC+locale	OLTC+locale+trifase
2	0.1072	0.6190	0.6153	0.5032
20	0.1709	0.4915	0.4888	0.3874
34	0.3115	0.3781	0.3725	0.2635

Tabella 5.14. Valore massimo in [p.u.] delle tensioni di fase ai nodi caso senza regolazioni vs caso con sola unbalance compensation – Scenario migliore

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	No reg.	Reg. trifase	No reg.	Reg. trifase	No reg.	Reg. trifase
2	0.9968	0.9964	0.9964	0.9970	0.9984	0.9980
20	1.0038	1.0008	0.9891	0.9925	1.0176	1.0157
34	1.0205	1.0192	0.9913	0.9916	1.0216	1.0193

Tabella 5.15. Valore minimo in [p.u.] delle tensioni di fase ai nodi caso senza regolazioni vs caso con sola unbalance compensation – Scenario migliore

Nodo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	No reg.	Reg. trifase	No reg.	Reg. trifase	No reg.	Reg. trifase
2	0.9832	0.9833	0.9802	0.9821	0.9853	0.9842
20	0.9445	0.9469	0.9482	0.9577	0.9685	0.9651
34	0.9039	0.9057	0.9230	0.9326	0.9672	0.9655

Tabella 5.16. Valore massimo del potenziale di neutro [p.u.] e del VUF [%] caso senza regolazioni vs caso con sola unbalance compensation – Scenario migliore

Potenziale di neutro			VUF		
Nodo	No reg.	Reg. trifase	Nodo	No reg.	Reg. trifase
2	0.0000	0.0000	2	0.2971	0.1002
20	0.0184	0.0178	20	0.4619	0.3336
34	0.0360	0.0361	34	0.6894	0.8175

Esaminando quindi i valori riportati, sia per lo scenario peggiore che migliore, si vede come questi confermino quanto detto nei paragrafi precedenti, cioè la buona regolazione delle tensioni da parte dell'OLTC a discapito però di un notevole aumento dello squilibrio, il poco contributo della regolazione locale e il necessario intervento dell'*unbalance compensation*.

Capitolo 6

Conclusioni e sviluppi futuri

Le simulazioni condotte in questo lavoro hanno dimostrato come l'intervento combinato di un trasformatore con variatore sottocarico, degli inverter monofase interfacciati alla generazione distribuita e degli inverter trifase in una rete di bassa tensione attiva sia in grado di mitigare il VUF e l'escursione delle tensioni di fase ai nodi di carico riportandole all'interno dell'intervallo di valori definito dalla Norma CEI EN 50160, anche in caso di elevata penetrazione di impianti di generazione distribuita.

La rete esaminata in questo elaborato è una rete reale, la quale è stata analizzata considerando diversi scenari, partendo da quello passivo senza generatori, studiando poi quello attivo dove la rete è stata considerata nelle sue condizioni reali e sottoponendola infine ad un'elevata penetrazione della GD. In quest'ultimo scenario sono stati presi in esame il caso peggiore, con squilibrio del sistema più elevato, e il caso migliore, con squilibrio minore, ed è proprio in queste due condizioni estreme che sono state applicate le tre metodologie di regolazione viste in precedenza con lo scopo di migliorare le condizioni della rete.

Per quanto riguarda il trasformatore OLTC, la regolazione può essere effettuata usando dispositivi che variano il rapporto di trasformazione simultaneamente tra le fasi o che regolano singolarmente le singole fasi (controllo disaccoppiato), essendo questi ultimi i più adatti a mantenere dei profili regolari all'interno di reti particolarmente squilibrate. In questo lavoro è stata considerata la regolazione fine con controllo disaccoppiato tra le fasi, che ha raggiunto l'obiettivo di ridurre notevolmente la deviazione delle tensioni di fase rispetto al riferimento impostato. Tuttavia, è stato constatato che la regolazione disaccoppiata comporta un incremento del VUF a monte: tale incremento è tanto maggiore quanto più l'intervento del variatore su una fase differisce istantaneamente dall'intervento eseguito su un'altra fase. Se il livello di penetrazione della generazione distribuita è consistente il fattore di sbilanciamento può superare i valori raccomandati dalla CEI EN 50160, come si è visto nel caso dello scenario peggiore.

Per risolvere tale problema si è andati a considerare la regolazione locale ad opera degli inverter della piccola generazione, operato tramite scambio di potenza reattiva con la rete al punto di connessione. Dalle simulazioni si è però visto come il loro intervento non sia stato in grado di abbassare lo squilibrio causato dall'OLTC ed è per questo motivo che si è ricorso al terzo tipo di regolazione: l'*unbalance compensation*.

Questo tipo di regolazione, presentato nel corso della trattazione, sfrutta lo scambio di potenza attiva con la rete dei generatori trifase. Grazie a ciò si è visto come lo squilibrio a monte sia notevolmente diminuito, soprattutto nello scenario peggiore dove a causa dell'OLTC il VUF era andato ben oltre i limiti stabiliti dalla Norma, mentre ora è nuovamente tornato al di sotto del 2%. Ma l'effetto più evidente si è ottenuto nel nodo a fondo linea che, essendo appunto il più lontano dalla sbarra secondaria del trasformatore, è il nodo con lo squilibrio più elevato ma ora, dopo l'intervento delle tre regolazioni, presenta un VUF ben al di sotto dell'1%.

Dunque, partendo da un caso non regolato con un'elevata penetrazione della generazione distribuita e quindi con una rete molto squilibrata, l'intervento combinato delle tre regolazioni ha fatto sì che questo squilibrio diminuisse molto. In sostanza, grazie all'OLTC si riduce molto la deviazione dei moduli delle tensioni di fase con un notevole miglioramento per quanto riguarda gli andamenti delle tensioni, a discapito però di un notevole aumento dello squilibrio a monte. A questo si rimedia ricorrendo alla regolazione locale e, in modo particolare, all'*unbalance compensation* che riesce a ridurre lo squilibrio riportandolo a valori accettabili, ottenendo quindi una rete equilibrata sia per quanto riguarda i moduli della tensione sia per quanto riguarda lo squilibrio.

Per quanto riguarda dei possibili sviluppi futuri, uno spunto di riflessione è costituito dalla possibile interazione che si verifica tra il variatore sottocarico di un trasformatore BT e l'OLTC posizionato a monte (sottostazione AT/MT), andando di conseguenza a studiare un'intera rete di distribuzione, comprendente sia il lato di bassa che di media tensione.

Un'ulteriore idea potrebbe quindi essere quella di utilizzare il metodo di calcolo CCI ad una rete di media tensione e cercando di realizzarne l'applicabilità, così da sfruttarne i vantaggi per il calcolo del load flow.

Infine, si potrebbe anche affrontare uno studio economico per quantificare l'impatto dell'utilizzo di un trasformatore OLTC in una rete in bassa tensione andando a valutarne la convenienza dal punto di vista finanziario, vista la sua utilità nella regolazione della tensione.

Bibliografia

- [1] R. Benato, L. Fellin, *Impianti Elettrici*, Wolters Kluwer Italia, 2014.
- [2] CEI. "Norma tecnica 0-21 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti bt delle imprese distributrici di energia elettrica". Technical report, Comitato Elettrotecnico Italiano, Milano, 2017.
- [3] CEI. "Norma tecnica CEI EN 50160 - caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica". Technical report, Comitato Elettrotecnico Italiano. 2011.
- [4] F. Cazzato, M. Di Clerico, G. Caneponi, F. Marmeggi, and D. Di Martino. "The impact of distributed generation on the Italian distribution network: upgrading of regulatory and technical rules in order to guarantee and improve reliability and efficiency of the electrical system". In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, June 2013.
- [5] P. Esslinger, R. Witzmann. "Regulated distribution transformers in low-voltage networks with a high degree of distributed generation". In *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, Oct 2012.
- [6] D. Castelli, B. Ceresoli, A. Cerretti, E. De Berardinis, G. Simioli, E. Tironi, F. Veremati. "Integrazione e gestione della generazione distribuita collegata alla rete di distribuzione MT/BT". In *workshop AEI-Specialistic group on public utility on Distributed Generation: motivations and perspectives*, (Vol. 8), Milano, May 2003.
- [7] "Orizzontenergia: energia, risparmio energetico e ambiente, [online]. available: http://orizzontenergia.it/testi.php?id_testi=173 [consultato il giorno 27 02 2018]".
- [8] R. Caldon, M. Coppo, R. Turri. "Voltage unbalance compensation in LV networks with inverter interfaced distributed energy resources". In *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*, pages 527-532, Sept 2012.
- [9] Y. Li, P. A. Crossley. "Voltage control on unbalanced LV networks using tap changing transformers". In *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*, pages 1-6, April 2012.
- [10] M. Coppo, R. Turri, M. Martinelli, X. Han. "Voltage management in unbalanced low voltage networks using a decoupled phase-tap-changer transformer". In *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pages 1-6, Sept 2014.
- [11] J. O. Petrinin, M. Shaaban. "Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (65): pages 770-783, 2016.

- [12] K. Sunderland, M. Coppo, M. Conlon, R. Turri. "A correction current injection method for power flow analysis of unbalanced multiple-grounded 4-wire distribution networks". *Electric Power Systems Research*, 132: pages 30-38, 2016.
- [13] M. Coppo, F. Bignucolo, R. Turri. "Generalised transformer modelling for power flow calculation in multi-phase unbalanced networks". *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11.15: 3843-3852, 2017.
- [14] A. Bettanin, F. Bignucolo, M. Coppo, A. Savio, R. Turri. "Voltage management strategies for low voltage networks supplied through phase-decoupled on-load-tap-changer transformers". In *AEIT International Annual Conference*. IEEE, pages 1-6, 2017.
- [15] F. Bignucolo, R. Caldon, M. Coppo, R. Turri. "Power losses reduction in unbalanced Low Voltage networks in presence of distributed generation". In *AEIT International Annual Conference*. IEEE, 2016.
- [16] A. Bokhari, A. Alkan, R. Dogan, M. Diaz-Aguilò, F. de Leòn, D. Czarkowski, Z. Zabar, L. Birenbaum, A. Noel, R. E. Uosef. "Experimental determination of the ZIP coefficients for modern residential, commercial, and industrial loads". *Transactions on Power Delivery*, IEEE, 29.3: 1372-1381, 2014.
- [17] R. Caldon, M. Coppo, R. Turri. "Distributed voltage control strategy for LV networks with inverter-interfaced generators". *Electric Power Systems Research*, 107: pages 85-92, 2014.
- [18] R. Benato, A. Paolucci, R. Turri. "Power flow solution by a complex admittance matrix method". *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 11.3: pages 181-188, 2001.
- [19] A. Paolucci, *Lezioni di Trasmissione dell'energia elettrica*, CLEUP editore, Padova 1998.

Appendice A

Dati della rete di Verona

Tabella A.1: Dati dei conduttori della rete.

<i>Tipo di conduttore</i>	<i>Diametro [m]</i>	<i>Coefficiente GMR</i>	<i>Resistenza conduttore Rc [ohm]</i>	<i>Conduttanza g [S]</i>	<i>Imax [A]</i>
1	0,005541	0,7788	0,734	0	166
2	0,007592	0,7788	0,391	0	166
3	0,0035	0,7788	1,84	0	55
4	0,005541	0,7788	0,734	0	166
5	0,007602	0,7788	0,39	0	166
6	0,007592	0,7788	0,391	0	249
7	0,01075	0,7788	0,195	0	249
8	0,01075	0,7788	0,195	0	311
9	0,013321	0,7788	0,127	0	311
10	0,007575	0,7788	0,628	0	180
11	0,009019	0,7788	0,443	0	180
12	0,005599	0,7788	0,719	0	140
13	0,002714	0,7788	3,06	0	53
14	0,004408	0,7788	1,16	0	91
15	0,005541	0,7788	0,734	0	166
16	0,007592	0,7788	0,391	0	166
17	0,004446	0,7788	1,14	0	105
18	0,006527	0,7788	0,529	0	195
19	0,010611	0,7788	0,32	0	195
20	0,010611	0,7788	0,32	0	245
21	0,013226	0,7788	0,206	0	245
22	0,002714	0,7788	3,06	0	62
23	0,004343	0,7788	1,91	0	65
24	0,004408	0,7788	1,16	0	97
25	0,00548	0,7788	1,2	0	97
26	0,005541	0,7788	0,734	0	137
27	0,007498	0,7788	0,641	0	137
28	0,004343	0,7788	1,91	0	70
29	0,004343	0,7788	1,91	0	65

Tabella A.2: Configurazioni dei conduttori.

<i>Numero di configurazione</i>	<i>Numero di fase</i>	<i>Tipo di conduttore</i>	<i>Distanza tra i conduttori [m]</i>	<i>Distanza da terra [m]</i>
1	1	2	0	-0,8
1	2	2	0,008025	-0,8
1	3	2	0	-0,80802

1	4	1	0,008025	-0,80802
2	1	3	0	-0,8
2	2	3	0,004772	-0,8
2	3	3	0	-0,80477
2	4	3	0,004772	-0,80477
3	1	5	0	-0,8
3	2	5	0,01316	-0,8
3	3	5	0	-0,81316
3	4	4	0,01316	-0,81316
4	1	7	0	-0,8
4	2	7	0,017463	-0,8
4	3	7	0	-0,81746
4	4	6	0,017463	-0,81746
5	1	9	0	-0,8
5	2	9	0,020304	-0,8
5	3	9	0	-0,8203
5	4	8	0,020304	-0,8203
6	1	11	-0,00768	8,515366
6	2	11	0,007683	8,515366
6	3	11	-0,00768	8,5
6	4	10	0,007683	8,5
7	1	12	-0,00525	8,510495
7	2	12	0,005247	8,510495
7	3	12	-0,00525	8,5
7	4	12	0,005247	8,5
8	1	13	-0,00235	8,504698
8	2	13	0,002349	8,504698
8	3	13	-0,00235	8,5
8	4	13	0,002349	8,5
9	1	14	-0,00282	8,505639
9	2	14	0,00282	8,505639
9	3	14	-0,00282	8,5
9	4	14	0,00282	8,5
10	1	16	-0,00456	8,509114
10	2	16	0,004557	8,509114
10	3	16	-0,00456	8,5
10	4	15	0,004557	8,5
11	1	17	-0,00458	8,50917
11	2	17	0,004585	8,50917
11	3	17	-0,00458	8,5
11	4	17	0,004585	8,5
12	1	19	0	-0,8
12	2	19	0,011216	-0,8
12	3	19	0	-0,81122
12	4	18	0,011216	-0,81122
13	1	21	0	-0,8
13	2	21	0,020158	-0,8
13	3	21	0	-0,82016
13	4	20	0,020158	-0,82016
14	1	22	-0,00244	8,50487
14	2	22	0,002435	8,50487

14	3	22	-0,00244	8,5
14	4	22	0,002435	8,5
15	1	23	-0,0037	8,5074
15	2	23	0,0037	8,5074
15	3	23	-0,0037	8,5
15	4	23	0,0037	8,5
16	1	25	0	-0,8
16	2	25	0,006791	-0,8
16	3	25	0	-0,80679
16	4	24	0,006791	-0,80679
17	1	27	0	-0,8
17	2	27	0,007925	-0,8
17	3	27	0	-0,80792
17	4	26	0,007925	-0,80792
18	1	28	0	-0,8
18	2	28	0,008307	-0,8
18	3	28	0	-0,80831
18	4	28	0,008307	-0,80831
19	1	29	0	-0,8
19	2	29	0,0074	-0,8
19	3	29	0	-0,8074
19	4	29	0,0074	-0,8074

Tabella A.3: Dati delle linee della rete: nodi connessi, tipologia di linea e lunghezza in km delle tratte.

Nodo di partenza	Nodo di arrivo	Tipo di linea	Lunghezza [km]
2	3	5	0,03
3	4	5	0,07
4	5	19	0,015
2	6	5	0,07
6	7	5	0,06
7	8	16	0,081
8	9	16	0,033
6	10	17	0,095
6	11	17	0,036
2	12	13	0,17
12	13	1	0,021
13	14	9	0,043
13	15	6	0,048
15	16	8	0,045
12	17	3	0,035
17	18	3	0,014
17	19	18	0,022
12	20	4	0,066
20	21	2	0,037
20	22	18	0,023
20	23	2	0,025
20	24	4	0,078

24	25	12	0,057
25	26	10	0,02
26	27	15	0,02
26	28	10	0,021
28	29	11	0,023
29	30	8	0,022
29	31	7	0,014
31	32	14	0,019
31	33	7	0,04
31	34	7	0,042
28	35	6	0,046
2	36	19	0,005
2	37	13	0,061

Tabella A.4: Dati del trasformatore: nodi connessi, tensioni nominali, potenza nominale, vcc, pcc, connessioni e gruppo.

Nodo di partenza	Nodo di arrivo	V1r [V]	V2r[V]	Sn [kVA]	vcc [%]	pcc [%]	Prim_conn	Sec_conn	gruppo
1	2	20000	415	250	4	1,47	D	y	11

Tabella A.5: Dati dei carichi con fasi a cui sono connessi, potenza attiva e reattiva, coefficienti ZIP, tipo di carico (domestico o non domestico) e fattore di potenza.

Nodo	Fase	P [W]	Q [VAR]	kZp	kIp	kPp	kZq	kIq	kPq	Tipo	p.f.
5	1	3333,33	1614,405	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_7	0,9
5	2	3333,33	1614,405	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_7	0,9
5	3	3333,33	1614,405	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_7	0,9
9	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_4	0,9
9	1	2000	968,6442	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
9	2	2000	968,6442	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
9	3	2000	968,6442	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
9	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
9	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
9	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_4	0,9
9	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
9	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
9	2	4500	2179,449	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
9	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_4	0,9
9	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
9	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
9	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
9	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9

9	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
9	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_4	0,9
9	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
10	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
10	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
10	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
10	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
10	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
10	3	4500	2179,449	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
10	2	4500	2179,449	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
10	1	4500	2179,449	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
10	1	3333,33	1614,405	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
10	2	3333,33	1614,405	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
10	3	3333,33	1614,405	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
10	3	6000	2905,933	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_4	0,9
11	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
11	1	4500	2179,449	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
11	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
11	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
11	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
11	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
11	1	3333,33	1614,405	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
11	2	3333,33	1614,405	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
11	3	3333,33	1614,405	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
11	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
11	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
11	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
11	3	4500	2179,449	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_4	0,9
13	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
13	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
13	3	1000	484,3221	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
14	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
14	2	4500	2179,449	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
15	1	7333,33	3551,694	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_10	0,9
15	2	7333,33	3551,694	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_10	0,9
15	3	7333,33	3551,694	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_10	0,9
15	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
15	1	4500	2179,449	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_4	0,9
16	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_4	0,9
16	2	3000	1452,966	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	DOM_6	0,9
16	1	3000	1452,966	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	DOM_2	0,9
16	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
16	1	3333,33	1614,405	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_4	0,9

16	2	3333,33	1614,405	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_4	0,9
16	3	3333,33	1614,405	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_4	0,9
18	1	6000	2905,933	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_9	0,9
18	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
18	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
18	1	2000	968,6442	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
18	2	2000	968,6442	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
18	3	2000	968,6442	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
18	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
18	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
19	2	4500	2179,449	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
20	1	3333,33	1614,405	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_1	0,9
20	2	3333,33	1614,405	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_1	0,9
20	3	3333,33	1614,405	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_1	0,9
20	2	3000	1452,966	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_6	0,9
21	2	1500	726,4832	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
21	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
21	1	3333,33	1614,405	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
21	2	3333,33	1614,405	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
21	3	3333,33	1614,405	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
22	3	3000	1452,966	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_2	0,9
23	1	3000	1452,966	1,21	-1,61	1,41	4,35	-7,08	3,72	DOM_4	0,9
23	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
23	3	3000	1452,966	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	DOM_3	0,9
27	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
28	1	5000	2421,611	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_8	0,9
28	2	5000	2421,611	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_8	0,9
28	3	5000	2421,611	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_8	0,9
28	3	3000	1452,966	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_5	0,9
29	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
30	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_4	0,9
30	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
30	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
30	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
30	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
31	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
31	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9
31	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_4	0,9
31	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
32	2	4500	2179,449	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
34	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
34	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_3	0,9
35	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9

35	2	1500	726,4832	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_2	0,9
35	2	3000	1452,966	0,57	-0,22	0,65	3,985	-6,42	3,44	NDOM_3	0,9
35	1	2000	968,6442	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_4	0,9
35	2	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_1	0,9
35	1	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_5	0,9
35	3	3000	1452,966	1,56	-2,49	1,93	10,1	-16,75	7,65	DOM_6	0,9

Tabella A.6: Dati dei generatori con nodi e fasi a cui sono connessi, potenza, tipo di generatore (fotovoltaico) e fattore di potenza.

<i>Nodo</i>	<i>Fase</i>	<i>P [W]</i>	<i>Q [VAR]</i>	<i>Tipo</i>	<i>p.f.</i>
5	1	4600	0	PV	1
5	2	4600	0	PV	1
5	3	4600	0	PV	1
16	2	3000	0	PV	1
19	2	3000	0	PV	1
23	1	4700	0	PV	1

Tabella A.7: Dati dei generatori con nodi e fasi a cui sono connessi, potenza, tipo di generatore (fotovoltaico) e fattore di potenza – Scenario peggiore.

<i>Nodo</i>	<i>Fase</i>	<i>P [W]</i>	<i>Q [VAR]</i>	<i>Tipo</i>	<i>p.f.</i>
5	1	4600	0	PV	1
5	2	4600	0	PV	1
5	3	4600	0	PV	1
16	2	3000	0	PV	1
19	2	3000	0	PV	1
23	1	4700	0	PV	1
14	2	7072,136	0	PV	1
34	2	7072,136	0	PV	1
4	1	7072,136	0	PV	1
14	1	7072,136	0	PV	1
22	2	7072,136	0	PV	1
9	1	7072,136	0	PV	1
19	1	7072,136	0	PV	1
20	3	7072,136	0	PV	1
31	2	7072,136	0	PV	1
33	2	7072,136	0	PV	1
23	2	7072,136	0	PV	1
27	3	7072,136	0	PV	1
13	3	7072,136	0	PV	1

23	2	7072,136	0	PV	1
10	2	7072,136	0	PV	1
36	3	7072,136	0	PV	1
19	3	7072,136	0	PV	1
34	3	7072,136	0	PV	1
17	2	7072,136	0	PV	1
36	1	7072,136	0	PV	1
19	2	7072,136	0	PV	1
20	3	7072,136	0	PV	1
29	3	7072,136	0	PV	1
27	1	7072,136	0	PV	1
26	2	7072,136	0	PV	1
18	3	7072,136	0	PV	1
6	2	7072,136	0	PV	1
36	2	7072,136	0	PV	1
16	2	7072,136	0	PV	1
5	2	7072,136	0	PV	1

Tabella A.8: Dati dei generatori con nodi e fasi a cui sono connessi, potenza, tipo di generatore (fotovoltaico) e fattore di potenza – Scenario con connessione migliore.

Nodo	Fase	P [W]	Q [VAR]	Tipo	p.f.
5	1	4600	0	PV	1
5	2	4600	0	PV	1
5	3	4600	0	PV	1
16	2	3000	0	PV	1
19	2	3000	0	PV	1
23	1	4700	0	PV	1
32	2	7072,136	0	PV	1
3	1	7072,136	0	PV	1
18	3	7072,136	0	PV	1
5	1	7072,136	0	PV	1
37	1	7072,136	0	PV	1
23	3	7072,136	0	PV	1
19	1	7072,136	0	PV	1
8	2	7072,136	0	PV	1
6	3	7072,136	0	PV	1
21	3	7072,136	0	PV	1
34	1	7072,136	0	PV	1
19	3	7072,136	0	PV	1
15	1	7072,136	0	PV	1
15	2	7072,136	0	PV	1

37	2	7072,136	0	PV	1
4	1	7072,136	0	PV	1
18	2	7072,136	0	PV	1
10	2	7072,136	0	PV	1
25	1	7072,136	0	PV	1
32	1	7072,136	0	PV	1
22	1	7072,136	0	PV	1
29	3	7072,136	0	PV	1
26	2	7072,136	0	PV	1
23	2	7072,136	0	PV	1
12	1	7072,136	0	PV	1
9	3	7072,136	0	PV	1
12	2	7072,136	0	PV	1
17	3	7072,136	0	PV	1
7	3	7072,136	0	PV	1
20	3	7072,136	0	PV	1