

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in
Ingegneria Elettrica

Tesi di Laurea Magistrale

Load-flow armonico delle reti di distribuzione



Relatori

Prof.ssa Angela RUSSO

Prof. Andrea MAZZA

Candidato

Salvatore Giuseppe
ROSSOROLLO

Luglio 2022

SOMMARIO

ABSTRACT.....	2
INTRODUZIONE	3
CAPITOLO 1 – POWER QUALITY	6
1.1 Normative di riferimento.....	7
1.2 La distorsione Armonica	8
1.3 Flicker	9
1.4 Squilibri di Tensione	12
1.5 Variazioni della tensione di alimentazione	14
1.6 Buchi di Tensione	16
CAPITOLO 2 - DISTORSIONE ARMONICA	18
2.1 Le armoniche dal punto di vista matematico	19
2.2 Sorgenti di Distorsione Armonica.....	21
2.2.1 Convertitori Statici	22
2.2.2 Forni ad Arco	24
2.2.3 Dispositivi Saturabili	24
2.3 Gli effetti della distorsione armonica	25
2.3.1 La Risonanza.....	27
2.4 Limiti di compatibilità della distorsione armonica	29
2.5 Indici che caratterizzano l'inquinamento armonico	30
2.6 La Distorsione Interarmonica.....	33

CAPITOLO 3 - METODI DI ANALISI DEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE ALLA FONDAMENTALE E ALLE ARMONICHE.....	35
3.1 Power flow: aspetti generali.....	35
3.2 Harmonic Power Flow	40
3.3 Metodo di analisi di tipo diretto	45
3.4 Metodo di Analisi di tipo Iterativo.....	46
3.4.1 BFS Armonico	48
CAPITOLO 4 CASO STUDIO	53
4.1 Caso Studio – porzione di rete reale	53
4.1.1 Risultati Ottenuti	58
4.2 Caso Studio - rete test IEEE standard a 33 nodi	63
4.2.1 Risultati Ottenuti	65
CONCLUSIONI	69
BIBLIOGRAFIA	71

ABSTRACT

L'obiettivo di questa tesi è quello di dare un'applicazione concreta al metodo del BFS (Backward/Forward Sweep) Armonico, utilizzando questo algoritmo nella risoluzione degli studi di Harmonic Power Flow per l'analisi delle reti elettriche di distribuzione affette da inquinamento armonico.

Il problema della distorsione armonica è di notevole importanza per la qualità della fornitura dell'energia elettrica, e dunque per l'intero concetto della Power Quality, in quanto un forte indice di distorsione armonica nella rete provocherebbe gravi conseguenze a tutti i dispositivi ad essa connessi.

Il metodo di analisi utilizzato sfrutta la tecnica del backward/forward sweep per la risoluzione della rete, partendo però dalla conoscenza delle iniezioni di corrente nella rete dovute alle sorgenti armoniche e dal calcolo delle correnti armoniche assorbite dai condensatori installati nella rete che svolgono la funzione di rifasamento del sistema.

L'algoritmo è stato implementato mediante l'utilizzo di MATLAB, con il quale sono state analizzate due differenti reti: una rete test a 13 nodi ed una rete test IEEE a 33 nodi, in cui le utenze sono di tipo residenziale, industriale e terziarie.

Le simulazioni svolte e gli indicatori calcolati hanno reso possibile la quantificazione della distorsione armonica della tensione nei nodi della rete.

In particolare, in alcuni casi, elevati valori di distorsione armonica totale della tensione sono stati calcolati. In questi casi, gli effetti della distorsione armonica sono molto marcati, e, per limitarne gli effetti, bisognerebbe implementare appropriate tecniche di compensazione o installare opportuni sistemi di filtraggio.

INTRODUZIONE

Nei sistemi di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica l'uso di dispositivi con caratteristiche non lineari è cresciuto a dismisura con il passare del tempo. Basti pensare all'uso massiccio nella quotidianità di ogni individuo di elettrodomestici, PC, alimentatori switching, dispositivi regolabili basati sull'elettronica di potenza sia in ambito industriale che in quello domestico, o comunque di qualsiasi altra apparecchiatura capace di alterare la qualità della fornitura di energia elettrica provocando distorsione armonica nella rete.

Quindi il fenomeno dell'inquinamento armonico è diventato sempre più tangibile e da tenere sotto controllo, tanto da diventare oggetto di studio per ridurre al minimo questo disturbo e comprendere entro quali limiti questo può risultare accettabile dalla rete e dai dispositivi ad essa connessi.

A tal proposito sono state definite specifiche normative sul concetto generale di qualità dell'energia elettrica, più comunemente identificato con il termine Power Quality, e imposti dei vincoli minimi ai distributori di energia elettrica sulla distorsione armonica totale di una rete, affinché non arrechino problemi o guasti agli utenti.

Avere una rete fortemente influenzata dalla distorsione armonica può provocare gravi malfunzionamenti nei dispositivi, importanti perdite nel sistema che ne riducono l'efficienza energetica, sovraccarico e surriscaldamento della rete stessa, e nei casi più estremi guasti che comportano l'interruzione della fornitura di energia elettrica.

Di conseguenza è molto importante studiare il comportamento di un sistema affetto da queste problematiche, simulare l'andamento dei componenti e dei dispositivi connessi alla rete, individuare possibili soluzioni per l'eliminazione o mitigazione di questo disturbo.

Diverse sono le metodologie impiegate per l'analisi di una rete elettrica dove la penetrazione delle armoniche nel sistema è molto marcata. Esse possono essere condotte nel dominio del tempo, aspettando di avere il sistema nella condizione di regime ed analizzare la rete per intervalli abbastanza lunghi col vantaggio di ottenere risultati molto accurati, oppure utilizzare dei metodi nel dominio della frequenza, impiegando all'occorrenza anche dei modelli semplificati dei dispositivi lineari e non-lineari connessi alla rete, al fine di avere una soluzione abbastanza precisa in tempi molto minori.

L'obiettivo di questa tesi è perciò quello di fornire un'analisi sulle questioni inerenti all'inquinamento armonico, individuando fra i vari metodi di analisi per lo studio delle armoniche in rete quello che abbia delle buone prestazioni in tempi di calcolo e accuratezza nei risultati, ed applicarlo ad una rete test per simularne il comportamento e la risposta per ciascun ordine armonico.

In sintesi, la tesi è strutturata nel modo seguente:

- Nel primo capitolo verranno affrontate tutte le problematiche relative alla qualità della fornitura di energia elettrica, con importanti riferimenti e vincoli normativi imposti dalla Norma EN 50160 e le conseguenze che provocano sul sistema.
- Nel secondo capitolo verrà trattato nel dettaglio il disturbo della distorsione armonica, iniziando da una definizione matematica del concetto di armonica, definendo poi quali sono le sorgenti che causano questo disturbo e le relative conseguenze e gli effetti sulla rete stessa e sui dispositivi ad essa connessi. Successivamente si definiranno degli indicatori che permettono di valutare il "grado" di inquinamento armonico della rete.
- Nel terzo capitolo verranno descritti i metodi di analisi delle reti di distribuzione per la risoluzione degli studi di Power Flow, con l'estensione di queste metodologie alle reti affette da inquinamento armonico. Verrà in particolare dettagliato il funzionamento dell'algoritmo del BFS armonico.

- Nel quarto capitolo verranno riportati i risultati relativi all'applicazione del metodo del BFS armonico su due tipi di rete: una porzione di rete reale costituita da 13 nodi dove le utenze sono di tipo residenziale, industriale e agricolo, mentre il secondo tipo di rete è una rete test IEEE a 33 nodi.
- Nel capitolo conclusivo verranno presentate le considerazioni finali su questo progetto di tesi, e i possibili lavori futuri di prosecuzione per un'analisi in diverse condizioni di funzionamento della rete.

CAPITOLO 1 – POWER QUALITY

In questo primo capitolo verranno introdotti i principali temi riguardanti la qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica, indicata nella letteratura più recente con il termine Power Quality. Proprio con questa espressione viene rappresentato il concetto della qualità del servizio del sistema elettrico, basata essenzialmente su tre fattori:

- continuità dell'alimentazione
- qualità della tensione
- qualità commerciale

Si potrebbe inoltre dare una doppia interpretazione alla rappresentazione di Power Quality, definendola da un lato, come la capacità dei sistemi elettrici di alimentare i carichi senza disturbi e senza arrecare loro nessun danno (strettamente legato alla qualità della tensione di alimentazione); dall'altro invece, può essere intesa come la capacità dei carichi di funzionare in assenza di disturbi e senza ridurre l'efficienza della rete di alimentazione (strettamente legato in questo caso alla qualità della forma d'onda della corrente).

Queste caratteristiche possono subire alterazioni durante le normali condizioni di funzionamento, dovute alle variazioni del carico, ai disturbi generati dalle apparecchiature e all'occorrenza dei guasti causati maggiormente da eventi esterni.

Nei paragrafi successivi verrà presentata, inizialmente, la definizione di Power Quality sotto l'aspetto normativo, secondo il quale l'energia elettrica è un prodotto e, come tale, deve rispondere a dei requisiti di qualità (in termini di frequenza, ampiezza, forma d'onda e simmetria della tensione); successivamente verranno presentati una serie di disturbi che inficiano sulla qualità dell'energia elettrica.

1.1 Normative di riferimento

Dal punto di vista normativo, il testo che definisce le caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica in media e bassa tensione è il documento EN 50160[1], il quale,

“definisce, descrive e specifica le caratteristiche principali della tensione ai terminali di un utente della rete pubblica di bassa, media o alta tensione in c.a., in normali condizioni di esercizio”

per fornire condizioni di alimentazione soddisfacenti al funzionamento dei dispositivi dell'utente.

La norma limita il suo campo di utilizzo alla sola *“fornitura”* di energia elettrica, non considerando la determinazione di livelli di compatibilità, di emissione, o di immunità, per le apparecchiature. L'energia elettrica è considerata come un *“prodotto”* per il quale le caratteristiche della tensione fornita dalle reti di distribuzione debbano essere contenute entro certi limiti imposti.

Di conseguenza una fornitura di energia elettrica dovrebbe garantire la continuità di esercizio, entro tolleranze di tensione e frequenza, avere una tensione con forma d'onda sinusoidale priva di distorsioni, non causare malfunzionamenti alle apparecchiature dell'utente finale senza arrecargli danni, e mantenere simmetrica la terna di tensioni.

L'obiettivo della norma sopracitata è quello di descrivere le caratteristiche della tensione di alimentazione, quali la frequenza, la forma d'onda, l'ampiezza e la simmetria della tensione. Queste caratteristiche *“sono soggette a variazioni durante il normale esercizio di un sistema di alimentazione a seguito di variazioni di carico, disturbi generati da apparecchiature e dal verificarsi di guasti causati da eventi esterni”*.

In ambito internazionale le norme di riferimento riguardanti la Power Quality sono le norme di compatibilità elettromagnetica pubblicate dall'IEC (IEC 61000-x-x) e dall'IEEE (1159, 519)[2][3].

In particolare, la norma IEC 61000-4-7 descrive le tecniche sulla misurazione (e relativa strumentazione) di armoniche e interarmoniche per i sistemi di alimentazione e le apparecchiature connesse ad essi.

La norma IEC 61000-4-30 analizza, invece, direttamente i metodi di misura della Power Quality. Per quanto riguarda le norme IEEE, la IEEE-519[2] definisce le pratiche raccomandate e i requisiti per il controllo armonico nei sistemi di energia elettrica.

La maggior parte delle norme che regolano la compatibilità elettromagnetica sono delle raccomandazioni e servono soprattutto come riferimento. Nonostante ciò, alcune di esse sono state introdotte nelle norme di riferimento dell'Unione Europea.

Con riferimento alla norma EN 50160 si può pertanto stilare un elenco di categorie distinte che riassumono le problematiche della qualità dell'energia elettrica, intese come perturbazioni dalle condizioni ideali:

- La distorsione armonica
- Le fluttuazioni di tensione (fenomeno meglio noto con il termine di flicker)
- Squilibrio di tensione
- Variazioni della tensione di alimentazione
- Buchi di tensione

1.2 La distorsione Armonica

Definire la fonte di origine della distorsione armonica può essere difficile; tuttavia, è improbabile che i problemi all'interno di un impianto sorgano per cause esterne, ma spesso sono da ricercarsi principalmente nelle apparecchiature o nella loro installazione presso l'utente finale.

La distorsione armonica è causata perciò dalla non-linearità dei carichi connessi alla rete elettrica, dove per carico non-lineare s'intende un dispositivo che ha una relazione tensione/corrente che non è direttamente proporzionale.

Problematiche importanti derivanti dalla distorsione armonica sono l'aumento di correnti nei conduttori, guasto nei condensatori, surriscaldamento dei trasformatori, problemi di funzionamento di motori e sistemi di controllo.

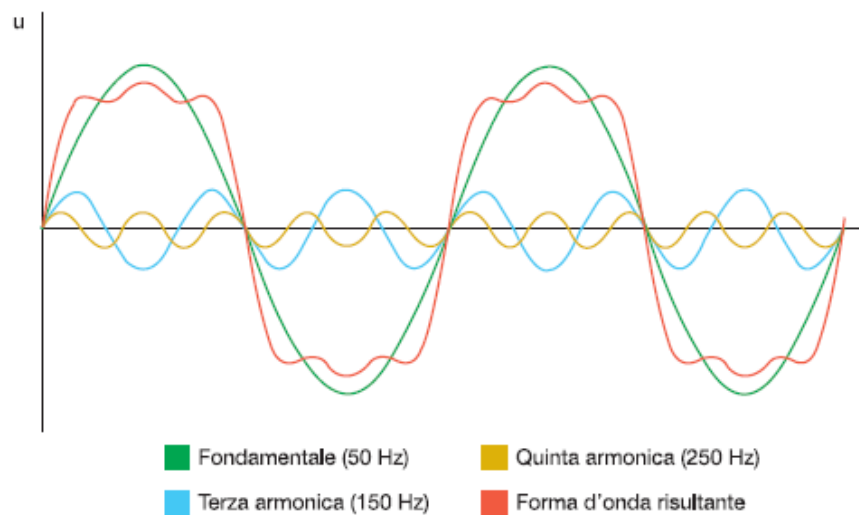


Figura 1- ESEMPIO DI FORME D'ONDA: Fondamentale e Armoniche di tensione

Il concetto di distorsione armonica, oggetto di questo progetto di tesi, verrà analizzato più in dettaglio nei successivi capitoli.

1.3 Flicker

In una rete elettrica, le variazioni di ampiezza della tensione caratterizzate da un periodo maggiore rispetto a quello della fondamentale sono note con il termine di fluttuazione di tensione. Queste fluttuazioni della tensione possono essere di ampiezza e di frequenza casuale e avere differenti forme d'onda.

Se le fluttuazioni di tensione rientrano nell'intervallo di frequenze compreso tra $0.5 \div 30$ Hz, ed hanno ampiezza non trascurabile, il fenomeno elettrico si traduce in

un fenomeno fisico percepito dall'occhio umano. Infatti, nell'illuminazione elettrica, anche le più piccole variazioni di tensione causano fluttuazioni di intensità luminosa che possono creare e causare effetti negativi all'uomo.

Questo disturbo elettrico prende il nome di light flicker (in italiano sfarfallio di luce), o più semplicemente flicker.

Una definizione di flicker abbastanza generale può essere quindi la seguente:” il flicker è un'impressione di instabilità della sensazione visiva indotta da stimoli di luce la cui luminosità o distribuzione spettrale fluttua con il tempo”.

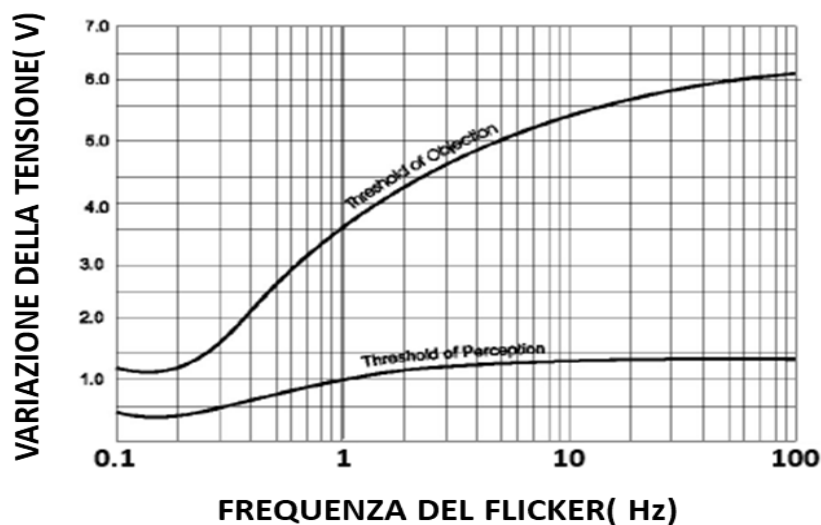


Figura 2- Misura irritazione occhio umano [3]

Generalmente, questo fenomeno dipende da variazioni nel tempo delle condizioni di funzionamento di generatori e carichi elettrici non lineari, come ad esempio forni elettrici ad arco, saldatrici ad arco, l'avvio di grosse macchine ad induzione, ascensori, pompe, sistemi eolici, ecc..

La visibilità di tali oscillazioni luminose dipende dal tipo di lampada, dall'ampiezza e dalla frequenza delle interarmoniche nella tensione di alimentazione. Nel caso di lampade a incandescenza, solo interarmoniche con frequenze $20 \text{ Hz} < f < 80 \text{ Hz}$ possono causare flicker. Nelle lampade fluorescenti le interarmoniche con frequenze maggiori di 100 Hz sono trasformate in modo da dar luogo a fluttuazioni luminose a bassa frequenza e quindi visibili dall'occhio umano.

Rilievi sperimentali e studi dedicati sono stati effettuati osservando una lampada soggetta a variazioni di tensione. La percezione del flicker dipende dalla frequenza e dalla gravità del disturbo. Quest'ultima viene valutata mediante due indici: severità di breve durata o percezione del flicker a breve termine (P_{st} , misurato ogni 10 minuti) e severità di lunga durata o percezione del flicker a lungo termine (P_{lt} , calcolato a partire da una sequenza di valori di P_{st} , es. 2 ore).

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{st,i}^3}{N}} \quad \text{con } N=12 \text{ (valori successivi di } P_{st}) \quad (1.1)$$

Il flicker è valutato mediante uno strumento chiamato flickermetro, il quale misura le fluttuazioni di tensione ed elabora il segnale risultante di uscita considerando il numero di oscillazioni, la variazione della fluttuazione, il tipo di lampada considerata, il modello della percezione della luce dell'occhio umano e a livello celebrale.

La grandezza in uscita di questo strumento è il valore P_{st} prima introdotto, che per valori maggiori di 1, per convenzione, irritano l'occhio umano, mentre per valori minori non provocano disturbi.

La norma EN 50150 definisce inoltre un limite superiore, in quanto *“la severità a lungo termine non deve superare P_{lt} pari a 1 per il 95% del tempo”*.

Con il passare del tempo però diversi sono i problemi che sono sorti legati al flicker; in particolare, uno di questi è il fatto che la lampada di riferimento utilizzata per la caratterizzazione del flicker era una lampada ad incandescenza da 60W a 230V, ma queste sono state gradualmente eliminate e il loro utilizzo è vietato nell'Unione Europea. Questo comporta quindi la determinazione di una nuova lampada di riferimento per la caratterizzazione delle fluttuazioni.

Altre problematiche associate al flicker sono quelle della diffusione di carichi e sistemi di generazione non lineare; quindi, il numero di apparecchiature che possono influire sul flicker sono aumentate notevolmente.

Per limitare ed attenuare il flicker, le principali soluzioni adottano filtri composti da banchi di condensatori e reattori opportunamente controllati da dispositivi elettronici di potenza.

1.4 Squilibri di Tensione

Lo squilibrio di tensione nei sistemi trifase è definito come [1] la *“condizione nella quale i valori efficaci delle tensioni tra le fasi (componente fondamentale), o gli angoli di fase tra tensioni di fase consecutive, non sono tutti uguali”*.

Questa disuguaglianza è espressa come rapporto fra le componenti simmetriche a sequenza inversa e la componente a sequenza diretta. Ma per comprendere cosa rappresentano questi fattori, bisogna innanzitutto definire cos'è un sistema simmetrico ed equilibrato.

Un sistema trifase di tensioni o di correnti si dice simmetrico o, rispettivamente, equilibrato quando è costituito da tre grandezze uguali e sfasate di 120° l'una rispetto all'altra. Nel caso in cui una delle due o entrambe le condizioni non siano verificate, la rete sarà definita squilibrata o non simmetrica.

Lo studio di questo fenomeno, sia per le tensioni che per le correnti, viene svolto utilizzando il metodo delle componenti simmetriche. Il principio alla base di tale procedimento di analisi afferma che una terna non simmetrica può essere rappresentato mediante tre terne simmetriche: una terna di sequenza diretta, una di sequenza inversa e una di sequenza omopolare.

La terna diretta è composta da tre fasori con uguale valore efficace sfasati di 120° che si susseguono nel senso ciclico stabilito; la terna inversa è composta invece da tre fasori con uguale valore efficace e sfasati di 120° che si susseguono nel senso ciclico inverso; infine, la terna omopolare è costituita da tre fasori caratterizzati dalla stessa fase.

La norma EN50160[1] definisce che *“in normali condizioni di esercizio, il 95% dei valori medi efficaci, calcolati su 10 minuti, della componente a sequenza inversa*

(fondamentale) della tensione di alimentazione deve essere compreso nell'intervallo tra lo 0 e il 2% della componente a sequenza diretta (fondamentale) “.

Le cause che portano a questo disturbo possono derivare da eventi di guasto alla rete di distribuzione: possono provocare l'interruzione di una fase, portare a guasti monofase a terra o a guasti bifase. Questi guasti, oltre che dar luogo a squilibri della tensione, possono anche indurre delle sovratensioni più o meno elevate nelle fasi non coinvolte nel guasto.

Tuttavia, le motivazioni principali di queste perturbazioni sulla tensione di rete sono da ricercare principalmente nei carichi elettrici collegati alla rete stessa. È possibile definire a grandi linee gli effetti negativi sulle principali categorie di dispositivi presenti in rete che vengono alimentate da una terna dissimmetrica di tensione:

- Trasformatori: se alimentati con una tensione caratterizzata da una sequenza inversa, essi si comportano come se fossero alimentati da una tensione di sequenza diretta. Il comportamento nei confronti di una sequenza omopolare dipende invece dalla tipologia del collegamento primario e secondario e dalla presenza del conduttore di neutro
- Linee: aumentano lo stress al dielettrico del cavo. Questo effetto riduce la vita utile del cavo. Aumenta anche il numero di guasti e quindi il costo delle riparazioni.
- Convertitori elettronici: sono caratterizzati dalla capacità intrinseca di produrre correnti armoniche e quindi uno squilibrio nella rete trifase, in quanto essi presenti nella maggior parte degli utilizzatori monofase domestici che creano uno squilibrio tra le correnti.

Esistono diversi modi per ridurre il fenomeno fin qui analizzato. Una delle prime soluzioni prevede una successiva redistribuzione dei carichi in modo da rendere equilibrata la rete. Per cercare poi di ridurre il peso delle correnti di sequenza

inversa, che causano delle cadute di tensione della medesima sequenza, si deve cercare di ridurre l'impedenza dell'impianto.

Infine, per carichi trifase squilibrati è possibile utilizzare dispositivi elettronici a rapida compensazione come gli SVC, in grado di variare rapidamente la propria impedenza per compensare le variazioni di impedenza del carico.

1.5 Variazioni della tensione di alimentazione

Si parla di interruzione della tensione di alimentazione quando questa è inferiore al 5% della tensione di riferimento. Queste sono per natura variabili e molto imprevedibili, e sono di tipo programmate o accidentali. Nel caso di interruzioni accidentali, causate da guasti transitori o permanenti, queste sono classificate a loro volta in base alla durata:

- Interruzione lunga: maggiore di tre minuti
- Interruzione breve: minore di tre minuti

Nel caso di tensione di alimentazione al di sotto della soglia del 90% della tensione di riferimento si parla di buco di tensione, cioè quindi di una riduzione temporanea della tensione efficace in un punto nel sistema di alimentazione. Anch'essi sono imprevedibili, molto variabili e sono generalmente causate da guasti che si producono nella rete pubblica o negli impianti degli utenti; la durata è compresa fra 10 ms e il minuto.

Nel caso di tensione di alimentazione maggiore del 110% della tensione di riferimento, cioè quindi di un aumento temporaneo della tensione efficace in un punto del sistema, si parla di sovratensione di breve durata. La durata è compresa fra 10 ms e il minuto. Sono generalmente causate da manovre e da sconnessioni del carico.

Questa è la classificazione riportata dalla norma EN 50160, mentre la norma IEEE 1159 riporta delle diversità sulle durate dei fenomeni. Questi sono riportati nella tabella 1 e nel grafico di Fig. 3 per confronto:

	DURATA	CARATTERISTICHE TENSIONE
INTERRUZIONI DI BREVE DURATA	0.5 CICLI- 1 MINUTO	< 0.05 pu
BUCHI DI TENSIONE	0.5 CICLI- 1 MINUTO	0.1-0.9 pu
SOVRSTENSIONI BREVE DURATA	0.5 CICLI- 1 MINUTO	1.1-1.8 pu
INTERRUZIONI PROLUNGATE	> 1 MINUTO	< 0.05 pu
ABBASSAMENTI DELLA TENSIONE	> 1 MINUTO	0.8-0.9 pu
SOVRSTENSIONI LUNGA DURATA	> 1 MINUTO	1.1-1.2 pu

Tabella 1 - Variazione tensione di alimentazione secondo lo standard IEEE 1159 [3]

Nel caso invece di variazioni di breve durata con $T < 1$ minuto si parla di:

- Interruzioni di breve durata (tensione di alimentazione minore del 5% della tensione di riferimento)
- Buchi di tensione (tensione di alimentazione al di sotto della soglia del 90% della tensione di riferimento)
- Sovratensioni breve durata (tensione di alimentazione maggiore del 110% della tensione di riferimento)

Nel caso invece di variazioni di lunga durata con $T > 1$ minuto si parla complementariamente di:

- Interruzioni prolungate (tensione di alimentazione minore del 5% della tensione di riferimento)
- Abbassamenti della tensione (tensione di alimentazione al di sotto della soglia del 90% della tensione di riferimento)

- Sovratensioni di lunga durata (tensione di alimentazione maggiore del 110% della tensione di riferimento)

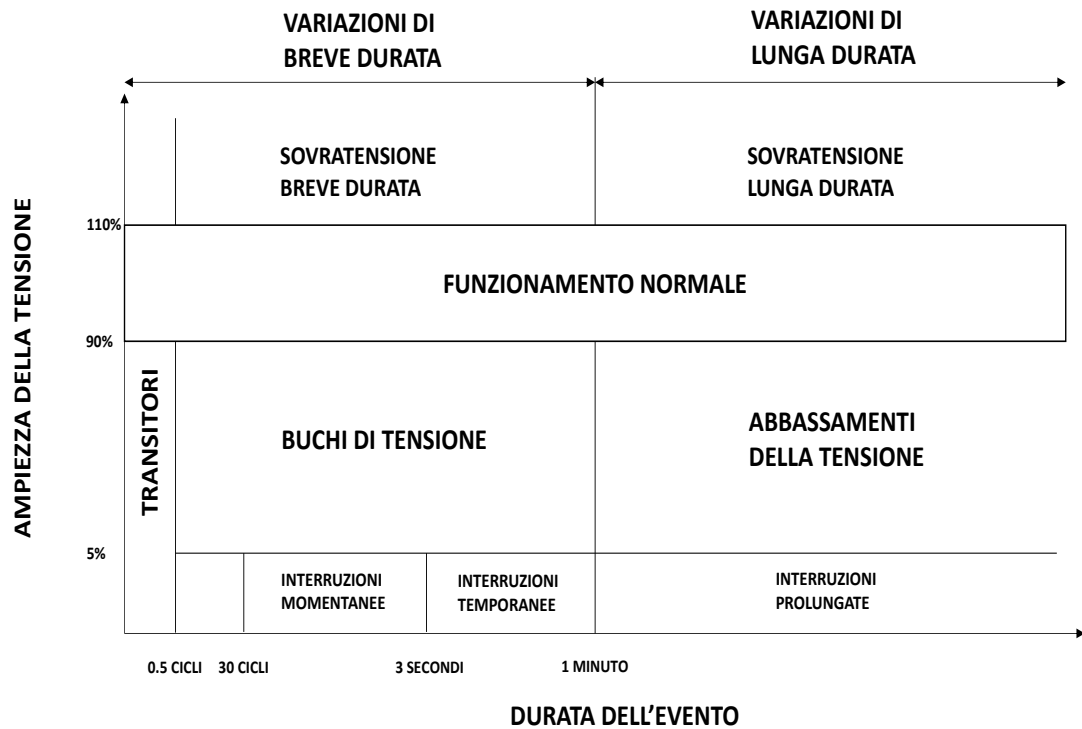


Figura 3 - Variazione tensione di alimentazione al variare del tempo –
Standard IEEE 1159

1.6 Buchi di Tensione

Entrando più nel dettaglio riguardo i buchi di tensione (o voltage dips), questo fenomeno rappresenta la riduzione temporanea della tensione efficace in un determinato punto del sistema elettrico al di sotto di una determinata soglia. Le cause che portano a questa problematica sono principalmente dovute a guasti alle apparecchiature (ad esempio cedimento dell'isolamento o invecchiamento), cause esterne (quali fulmini, animali o scavi sulla rete), operazioni svolte sulla rete elettrica (ad esempio, commutazione dei carichi, avviamento di motori asincroni, eccitazione

dei trasformatori) oppure dovuti a condizioni particolari a cui la rete è sottoposta (come cortocircuiti e sovraccarichi).

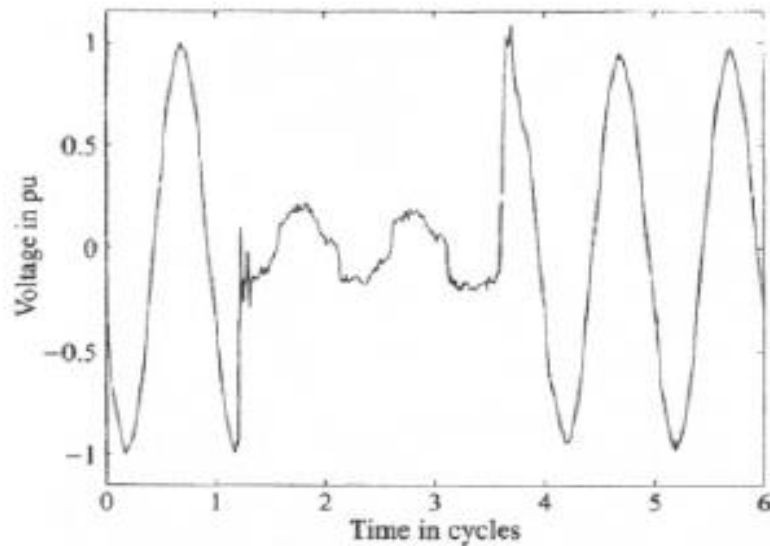


Figura 4- Rappresentazione Voltage dips [5]

I voltage dips hanno di conseguenza effetti dannosi su diversi tipi di apparecchiature: azionamenti a velocità regolabile, apparecchiature di controllo di processo e computer sono noti per la loro sensibilità alla tensione ai loro terminali.

Il singolo fenomeno dell'abbassamento della tensione, però, non è così dannoso per il sistema e per le apparecchiature come lo è un'interruzione (lunga o breve che sia), ma poiché ci sono molti più cali di tensione rispetto al numero di interruzioni, il danno totale dovuto a questo fenomeno è maggiore. Inoltre, se le interruzioni hanno la loro origine di guasto nella rete di distribuzione locale, gli sbalzi della tensione ai capi delle apparecchiature connesse alla rete possono essere dovuti, ad esempio, a guasti di cortocircuito posti a centinaia di chilometri di distanza dal dispositivo stesso. Quindi i buchi di tensione sono un problema molto più globale, che interessano l'intera rete.

CAPITOLO 2 - DISTORSIONE ARMONICA

In questo capitolo verrà trattato più in dettaglio un particolare disturbo della qualità della rete elettrica, la distorsione armonica.

La distorsione armonica è causata essenzialmente dalla non-linearità dei carichi connessi alla rete elettrica, dove per carico non-lineare si intende un dispositivo che ha una relazione tensione/corrente che non è proporzionale, mentre dipende in misura molto più ridotta da elementi non lineari della rete stessa.

Lo sviluppo tecnologico in ambito industriale e domestico ha portato alla rapida diffusione di dispositivi elettronici, sia a bassa potenza (semplici raddrizzatori, alimentatori elettronici, etc.) che ad alta potenza (convertitori di potenza, grossi carichi non lineari come laminatoi e forni ad arco, etc.), che a causa del loro funzionamento assorbono una corrente non sinusoidale. Questo provoca, nella rete elettrica, una caduta di tensione non sinusoidale con la conseguenza che altri carichi connessi alla rete vengono alimentati con una tensione distorta.

L'inquinamento armonico caratterizza fortemente i sistemi elettrici di distribuzione dell'energia elettrica che di conseguenza subiscono un forte aumento le perdite nel sistema e la deformazione della tensione sui carichi; questo può dimostrarsi deleterio sulla vita totale dei carichi e sul regolare funzionamento del sistema stesso.

Inizialmente verrà definito l'approccio dal punto di vista matematico per lo studio delle armoniche, successivamente si procederà alla descrizione delle principali sorgenti di distorsione e del loro impatto e gli effetti sullo stato armonico del sistema. Questo può essere valutato esaminando globalmente il peggioramento di funzionamento del sistema e quantificando la riduzione delle prestazioni dell'apparecchiature. Successivamente verranno valutati gli indici che caratterizzano l'inquinamento armonico.

2.1 Le armoniche dal punto di vista matematico

Nello studio della distorsione armonica ha un ruolo molto importante la proprietà delle onde periodiche, la quale consente di ricostruire l'onda originale distorta come somma delle componenti sinusoidali risultanti dalla scomposizione in serie di Fourier; ogni componente ha una frequenza che è un multiplo intero della frequenza fondamentale dell'onda originale.

Grazie a questa proprietà, lo studio delle correnti armoniche nella rete può essere svolto valutando una singola armonica alla volta,

La scomposizione in serie di Fourier permette di suddividere, come affermato in precedenza, l'onda originale distorta in diverse componenti puramente sinusoidali aventi frequenza che è un multiplo intero di quella fondamentale. In generale, un'onda distorta, $f(t)$, periodica, con pulsazione w , può essere espressa nel seguente modo:

$$f(t) = F_0 + \sum_{h=1}^{\infty} f_h(t) = \frac{1}{2}a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \{a_h \cos(hwt) + b_h \sin(hwt)\} \quad (2.1)$$

dove F_0 è il valore medio, pari a zero in caso di forma d'onda alternata, e $f_h(t)$ è la componente sinusoidale a frequenza multipla della fondamentale.

I termini a_h e b_h si ricavano come:

$$a_h = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(t) \cos(hwt) d(wt) \quad h = 0, \dots, \infty \quad (2.2)$$

$$b_h = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(t) \sin(hwt) d(wt) \quad h = 0, \dots, \infty \quad (2.3)$$

Ogni componente di frequenza può essere rappresentata come un fasore in funzione del suo valore efficace e della fase:

$$\bar{F}_h = F_h e^{j\vartheta_h} \quad (2.4)$$

dove il suo valore efficace è

$$F_h = \frac{\sqrt{a_h^2 + b_h^2}}{\sqrt{2}} \quad (2.5)$$

e la fase può essere ricavata come

$$\tan(\vartheta_h) = \frac{(-b_h)}{a_h} \quad (2.6)$$

Il valore efficace della funzione $f(t)$ può essere espresso in termini di valori efficaci delle componenti della sua serie di Fourier:

$$F = (F_0^2 + \sum_{h=1}^{\infty} F_h^2)^{1/2} \quad (2.7)$$

Per quanto riguarda le potenze, nel regime non sinusoidale, bisogna tenere conto di una componente distorcente D che fa sì che:

$$S \neq \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.8)$$

E quindi

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (2.9)$$

Il fattore di potenza PF (*Power Factor*) è calcolato come il rapporto tra la potenza attiva P e la potenza apparente S assorbite da un'utente o da un sistema; molto spesso il fattore di potenza viene scambiato con il $\cos\varphi$:

$$PF = \frac{P}{S} \quad \cos\varphi = \frac{P_1}{S_1} \quad (2.10)$$

P_1 e S_1 sono rispettivamente la potenza attiva e apparente che si avrebbero ipotizzando nullo il contenuto armonico, ossia la potenza attiva e apparente associate alla fondamentale: PF e $\cos\varphi$ sono uguali solo in caso di assenza di armoniche.

2.2 Sorgenti di Distorsione Armonica

Le sorgenti della distorsione armonica si possono raggruppare in due categorie principali: le sorgenti con le saturazioni e tutte quelle che usano l'elettronica di potenza per il loro funzionamento.

È importante precisare però che un carico elettrico genera una corrente, ma assorbe una corrente; cioè è il carico stesso che costringe la rete a fornirle la corrente di cui ha bisogno, compreso il contenuto armonico.

Particolari tipi di carico connessi alla rete sono contraddistinti da un modello comune di funzionamento, assimilabile a “generatori di armoniche di corrente”. A seconda del tipo di carico, le correnti possono essere in fase, o in controfase tra di loro, sommandosi o eliminandosi a vicenda.

I livelli di distorsione di tensione dipendono sia dalle impedenze della rete, sia dalla distorsione armonica totale di corrente. Finché i condensatori di rifasamento non vengono installati nella rete, l'impedenza del sistema è dominata dalle impedenze dei conduttori e da quella dei trasformatori.

Nelle applicazioni industriali, i principali tipi di apparecchiature che generano armoniche sono:

- Convertitori statici
- Forni ad arco
- Illuminazione
- Reattori saturi
- Altre attrezzature, come ad esempio macchine rotanti che generano armoniche

In generale i carichi industriali non lineari possono essere divisi in tre macrocategorie che verranno descritte separatamente. Una è proprio quella dei convertitori statici trifase, poi c'è quella dei forni ad arco ed infine quella dei dispositivi saturabili; in questo gruppo ricadono i trasformatori, i motori e tutti quei dispositivi elettromagnetici con un nucleo centrale in ferro.

2.2.1 Convertitori Statici

I dispositivi non lineari maggiormente utilizzati nelle reti elettriche sono i convertitori elettronici di potenza; essa è divenuta, anno dopo anno, sempre più presente e di fondamentale utilizzo, in quanto sta alla base di qualunque dispositivo atto ad effettuare, ad esempio, azionamenti di regolazione della velocità dei motori, alimentatori elettronici e negli innumerevoli apparati funzionanti grazie ad inverter e raddrizzatori.

Le moderne reti industriali sono caratterizzate, come anticipato in precedenza, da una diffusa presenza di carichi non lineari i quali assorbono correnti armoniche nella rete di distribuzione, causando la distorsione della tensione; questo problema viene aggravato dal fatto che normalmente questa classificazione di carichi ha un fattore di potenza sostanzialmente basso. Per questo, i vari utenti connessi alla rete installano banchi di condensatori per ottimizzare il fattore di potenza; quest'operazione però è potenzialmente in grado di creare possibili condizioni di risonanza.

I convertitori statici trifase, costituiti da diodo e tiristori, generano armoniche lato rete, ma hanno il vantaggio a differenza dei convertitori monofase di non generare correnti di terza armonica. Lo schema di Fig. 5 rappresenta la semplificazione di un circuito raddrizzatore trifase al quale è collegato un carico, schematizzato come in figura.

Questo insieme di componenti può essere visto come un carico non lineare. Il carico non lineare alimentato da una tensione sinusoidale assorbe quindi una corrente che non ha la stessa forma, non è cioè sinusoidale, poiché contiene armoniche. Vengono inoltre riportate le forme di tensione e corrente.

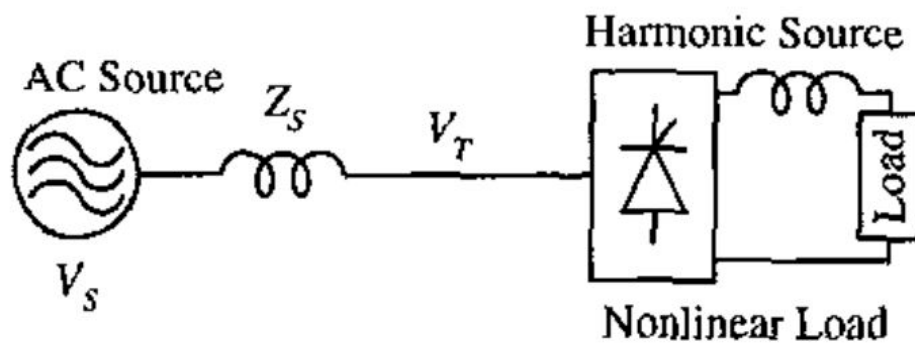


Figura 5- Raddrizzatore a tiristori per azionamenti in cc, riscaldatori, ecc.. [6]

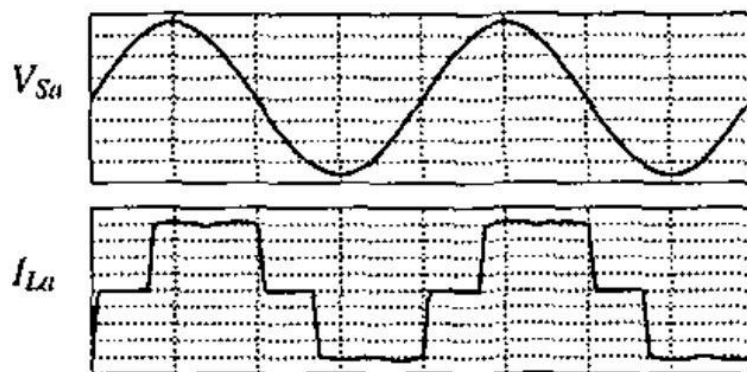


Figura 6- Forme d'onda di tensione e corrente per un raddrizzatore a tiristori; V_{Sa} generatore di tensione e I_{La} corrente di linea [6]

Inoltre, nella figura seguente vengono rappresentate le forme d'onda della corrente di fase e il relativo spettro armonico.

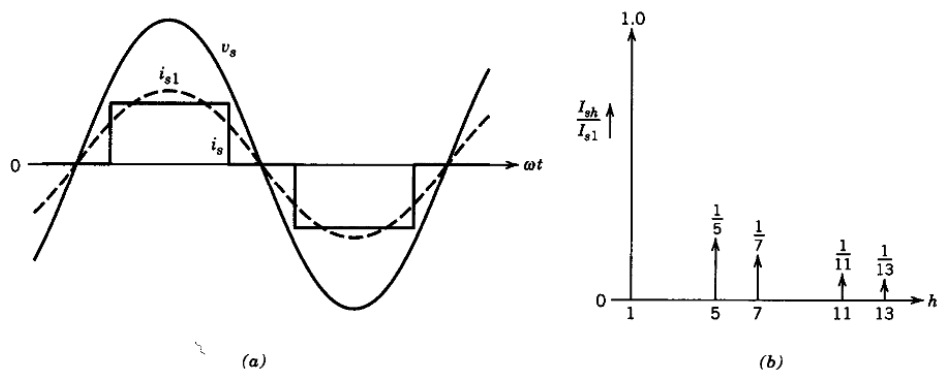


Figura 7-(a) Forma d'onda della corrente di fase (b) Spettro armonico [7]

2.2.2 Forni ad Arco

Per quanto riguarda invece i forni ad arco, l'arco è caratterizzato da una spiccata proprietà di non linearità, è fortemente instabile e asimmetrico. Il circuito equivalente di un forno ad arco è riportato in Fig.8; è sostanzialmente un generatore di tensione non lineare con in serie una reattanza che ha il compito di limitare la corrente. Successivamente all'innesco dell'arco, la tensione tende a decrescere al crescere della corrente d'arco.

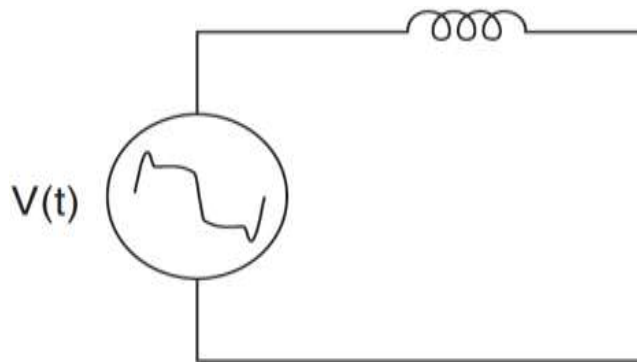


Figura 8- Circuito equivalente forno ad arco

I forni ad arco usati nell'industria siderurgica possono essere del tipo AC o DC.

Nei forni ad arco in AC, si viene a generare uno spettro che ha armoniche sia di ordine pari che di ordine dispari; lo spettro dipende dal tipo di forno, dalla potenza e dall'impiego per il quale è stato costruito.

Nei forni ad arco in DC, l'arco è alimentato da un raddrizzatore e per questo è più controllabile rispetto a quello in AC.

2.2.3 Dispositivi Saturabili

I dispositivi saturabili sono fonte di distorsione armonica a causa della curva di magnetizzazione del ferro, la quale è anch'essa una caratteristica non lineare.

- Trasformatori: sono costruiti per avere il loro punto di funzionamento al di sotto del “ginocchio” della caratteristica di magnetizzazione. Durante il normale funzionamento, il trasformatore è contraddistinto da una corrente di eccitazione con un elevato numero di armoniche, ma di ampiezza molto bassa; quindi, i trasformatori non sono un grosso problema di cui tener conto per la creazione di armoniche in rete, come lo sono invece i convertitori.
- Macchine rotanti: si originano armoniche di ordine abbastanza alto ma di ampiezza trascurabile. Però ci possono essere anche dei motori monofase o di piccola potenza che generano una forma d’onda quasi triangolare, con conseguenti residui armonici alla terza armonica sufficientemente elevati; queste vanno a causare surriscaldamento dei resistori di messa a terra del centro stella e malfunzionamento dei dispositivi di protezione contro i guasti.

2.3 Gli effetti della distorsione armonica

Gli effetti dovuti alla presenza di armoniche nella rete, anche se non istantaneamente visibili, possono portare a serie conseguenze nel medio e lungo termine. Esse sono principalmente legate al funzionamento dei dispositivi e dei componenti, sia della rete sia dell’impianto dell’utente finale, a tensioni, correnti e frequenze per le quali questi oggetti non erano stati dimensionati.

Le conseguenze di carattere generale per l’intero sistema sono surriscaldamenti (aumento delle perdite con riduzione della possibilità di funzionare a pieno carico), aumento dei valori di picco delle tensioni di alimentazione, vibrazioni e fatica meccanica, invecchiamento precoce delle apparecchiature.

Alti livelli di distorsione armonica vanno a causare grandi problemi al sistema di distribuzione, portando anche al guasto o gravi malfunzionamenti delle apparecchiature connesse. Le armoniche influenzano negativamente la maggior parte

dei componenti del sistema elettrico come conduttori, condensatori, trasformatori, motori e generatori.

In particolare, le armoniche:

- nei trasformatori e nei reattori, incrementano le perdite dovute alle correnti parassite e all'isteresi, quindi perdite nel ferro e nel rame; queste ultime e il conseguente riscaldamento termico, sono quindi pesantemente condizionate dal contenuto armonico in quanto crescono quadraticamente con la frequenza; le perdite per isteresi, essenzialmente, dipendono non dalla forma d'onda ma dai valori di picco che l'induzione raggiunge nel percorrere il ciclo.
- nei cavi, l'effetto pelle tende ad aumentare e potrebbe verificarsi il cedimento del dielettrico con conseguente perdita dell'isolamento del cavo.
- nei relè, vanno a disturbare ed alterare i tempi di ritardo caratteristici causando interferenze, specialmente se il loro funzionamento è legato all'utilizzo di microprocessori per il pilotaggio.
- nei generatori, provocano il surriscaldamento del rotore producendo di conseguenza ripple di coppia; questo si traduce in una continua manutenzione necessaria alla macchina o in casi estremi nella rottura del generatore stesso.
- nei motori, creano un aumento delle perdite nel ferro e nel rame in quanto vanno ad aumentare le correnti parassite e l'effetto pelle.
- nei condensatori, aumentano le perdite nel dielettrico, causando in casi estremi anche la rottura dello stesso, in quanto cresce la potenza reattiva. Si incrementano anche le possibilità di sovratensioni e risonanze.

- causano malfunzionamenti ai dispositivi elettronici, interferenze nei telefoni e influiscono in modo negativo sui sistemi di protezione dei dispositivi; quindi, i dispositivi basati sull'elettronica di potenza, oltre ad essere tra i principali responsabili nella generazione di armoniche, subiscono l'influenza della presenza di armoniche riscontrando problemi di sincronizzazione e commutazione.
- possono indurre nella rete fenomeni di risonanza serie o parallelo.

2.3.1 La Risonanza

Tutti i circuiti elettrici composti di induttanze e capacità sono caratterizzati da una o più frequenze naturali di risonanza. Se queste frequenze di risonanza coincidono con gli ordini armonici, e quindi con quelle determinate frequenze armoniche presenti nella rete, potrebbe verificarsi la condizione di risonanza armonica. In queste situazioni, le forma d'onda di tensione e/o corrente saranno decisamente distorte in corrispondenza di quella determinata frequenza di risonanza.

La risposta dell'intero sistema alle varie frequenze armoniche determina di conseguenza il reale impatto dei carichi non lineari sulla distorsione del sistema stesso.

La risonanza può provocare gravi malfunzionamenti dei dispositivi elettronici connessi in rete mentre nei condensatori di rifasamento porta elevate correnti armoniche; infatti, le armoniche rappresentano il disturbo di cui risentono principalmente i condensatori di rifasamento.

- **RISONANZA SERIE**: Nei casi in cui un condensatore di rifasamento e l'induttanza di un trasformatore o di una linea di distribuzione (quindi in generale l'induttanza della rete) risultano essere in serie rispetto ad una sorgente di armoniche di corrente, se la frequenza di risonanza del sistema corrisponde alla frequenza armonica caratteristica del carico non lineare, la

corrente nel condensatore sarà molto elevata, nonostante la tensione armonica sia bassa.

Ciò porta a disturbi, sovracorrenti e il danneggiamento dei componenti della rete.

- **RISONANZA PARALLELO**: Nel caso in cui il carico non lineare (sorgente di armoniche di corrente) e il condensatore di rifasamento si trovano ad essere connessi nello stesso punto, la risonanza parallelo avviene nel momento in cui la reattanza capacitiva e quella del carico non lineare si compensano a vicenda; in questa condizione l'impedenza risultante risulta molto grande e anche una piccola armonica di corrente può causare elevate tensioni.

La tensione vicino ai condensatori può essere molto elevata e distorta.

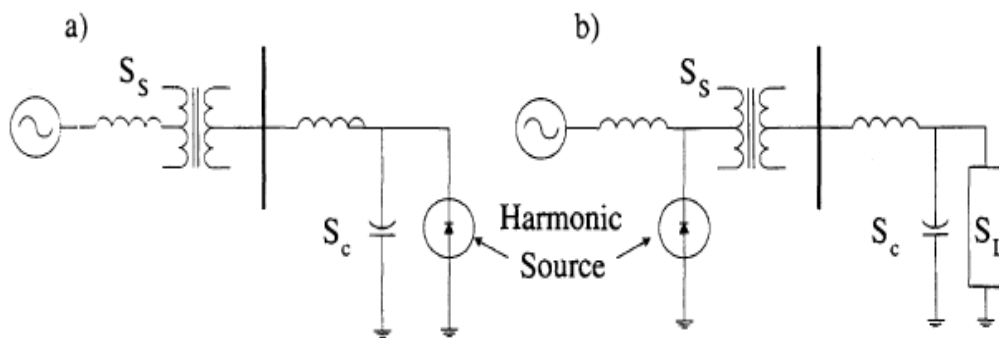


Figura 9- Circuiti semplificati della risonanza a) parallela e b) serie

Il problema della distorsione armonica è quindi largamente amplificato dal fenomeno della risonanza. Una possibile soluzione a questo problema può essere quella di modificare la risposta in frequenza del sistema, e quindi mantenere la frequenza di risonanza il più lontano possibile dalle frequenze armoniche che hanno ampiezze considerevoli.

È possibile utilizzare vari accorgimenti, quali: inserzione o rimozione dei condensatori di rifasamento oppure la variazione della capacità, installazione dei filtri parallelo oppure induttanze in modo da spostare i picchi di risonanza lontano dalle armoniche principali.

Per quanto riguarda i filtri, sia i filtri attivi che quelli passivi vengono utilizzati per eliminare le armoniche alla loro origine. I filtri passivi vengono collegati in parallelo al carico non lineare generatore di distorsione armonica, creando un percorso a bassa impedenza per la corrente armonica; mentre per quanto riguarda i filtri attivi, il loro funzionamento si basa sull'iniezione di corrente armonica di segno opposto a quella del carico generatore di armoniche, ottenendo l'annullamento della corrente armonica.

2.4 Limiti di compatibilità della distorsione armonica

La norma IEC 61000-3-3 [8] riporta in modo molto più dettagliato i limiti e i livelli di compatibilità, di emissione elettromagnetica e di immunità dei dispositivi; in questo paragrafo si cerca di dare una idea generale del concetto in questione.

La distorsione armonica, come ogni altro disturbo che affligge la rete di distribuzione, deve sottostare a dei livelli di compatibilità, cioè dei limiti entro i quali quel disturbo può esistere e se ne deve tener conto in un dato ambiente. Di conseguenza, tutti i dispositivi connessi alla rete devono avere un certo grado di tolleranza, o per meglio dire, immunità a questi disturbi almeno entro tali limiti.

Per tracciare questi limiti di compatibilità, si deve tener conto del fatto che questi livelli sono quelli che possono essere sopportati dalle apparecchiature senza avere problemi nel funzionamento, riuscendo ad essere di conseguenza immuni al disturbo.

In un sistema reale esistono molte sorgenti di disturbo che contribuiscono ad avere un determinato livello di distorsione in un determinato punto, ma il contributo effettivo di ogni singola sorgente dipende da molteplici fattori difficili da prevedere.

La norma [1] non riporta alcuna informazione sui livelli di compatibilità, ma definisce le caratteristiche che deve avere la tensione “fornita” dal distributore; in particolare la norma prevede che “il 95% dei valori efficaci di ogni singola armonica, mediati su 10 minuti, deve essere inferiore o uguale ai valori indicati nella Tabella 1, durante ciascun periodo di una settimana”.

Armoniche dispari				Armoniche pari	
Non multiple di 3		Multiple di 3		Ordine h	Tensione relativa
Ordine h	Tensione relativa	Ordine h	Tensione relativa		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1.5%	4	1%
11	3.5%	15	0.5%	6...24	0.5%
13	3%	21	0.5%		
17	2%				
19	1.5%				
23	1.5%				
25	1.5%				

Tabella 2 - Limiti della distorsione armonica secondo la norma EN 50160

2.5 Indici che caratterizzano l'inquinamento armonico

L'indice che permette di valutare il valore efficace della componente armonica del segnale originale prende il nome di *THD*, ovvero “*Total Harmonic Distortion*”, il quale può essere valutato sia rispetto alla corrente che alla tensione.

Partendo dalla corrente, e definendo la componente distorta $i_{dis}(t)$ come:

$$i_{dis}(t) = i_s(t) - i_{s1}(t) = \sum_{h>1} i_{sh}(t) \quad (2.11)$$

dove $i_s(t)$ è l'onda distorta di partenza e $i_{s1}(t)$ è la componente della fondamentale.

In termini di valore efficace si traduce in:

$$I_{dis} = [I_S^2 - I_{S1}^2] = (\sum_{h>1} I_{sh}^2)^{1/2} \quad (2.12)$$

Quindi il THDi sarà pari a:

$$\%THD_i = 100 * \frac{I_{dis}}{I_{S1}} = 100 * \frac{\sqrt{I_S^2 - I_{S1}^2}}{I_{S1}} = 100 * \sqrt{\sum_{h>1} \left(\frac{I_{sh}}{I_{S1}}\right)^2} \quad (2.13)$$

Analogamente, è possibile calcolare il THDv come:

$$\%THD_v = 100 * \sqrt{\sum_{h>1} \left(\frac{V_{sh}}{V_{S1}}\right)^2} \quad (2.14)$$

Il valore del THDi può risultare alle volte ingannevole perché una corrente di piccole entità può avere un alto valore di THDi% ma per la rete potrebbe essere poco significativa. Per ovviare a ciò, si definisce un ulteriore indice, il TDD ovvero “*Total Demand Distortion*”, che secondo la norma IEEE 519[2] è definito come:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{Hmax} I_{sh}^2}}{I_L} \quad (2.15)$$

I_L rappresenta il picco della fondamentale di corrente che viene assorbita dal carico al punto di connessione comune.

Secondo la norma EN 50160 “*il THD della tensione di alimentazione deve essere inferiore o uguale all’8%*”. In particolare, se questo indicatore ha valore minore al 5% non è indispensabile prendere alcun accorgimento. Se questo valore è racchiuso tra il 5% e l’8%, significa che la rete è caratterizzata da una intensa distorsione e sarà alta la probabilità che vi sono dei malfunzionamenti nel sistema. Se invece

l'indicatore è maggiore dell'8%, è necessario prevedere azioni correttive per evitare malfunzionamenti e ulteriori gravi problemi.

Un' alternativa al classico THD è quella di misurare il TWD [2][9], ovvero “*Total Waveform Distortion*”, che però è ottenuto nel dominio del tempo. Si calcola come:

$$TWD = \frac{Y_{non\ fond}}{Y_{H1}} = \frac{\sqrt{Y_{tot}^2 - Y_{H1}^2}}{Y_{H1}} \quad (2.16)$$

dove Y_{tot} , Y_{H1} e $Y_{non\ fond}$ sono rispettivamente i valori efficaci dello spettro totale di tensione o corrente, la sua componente fondamentale e le sue componenti armoniche.

Altri articoli in letteratura riportano il calcolo di altri indicatori sulla qualità della rete elettrica.

In particolare, se le misure sulla distorsione armonica vengono effettuate sul secondario dei trasformatori di distribuzione, è possibile confrontare la distorsione totale di corrente con la corrente nominale del trasformatore I_R . Questo nuovo indice per la distorsione di corrente prende il nome di TRD [10], calcolato nel modo seguente:

$$TRD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{Hmax} I_{sh}^2}}{I_R} \quad (2.17)$$

Facendo riferimento a [9], è possibile calcolare altri due indici come il DFH (differential harmonic factors) e il IFH (integral harmonic factors), i quali permettono di calcolare il $THDi$ di sistemi, noti i parametri del carico, ed evitando la necessità di ottenere ed elaborare le equazioni matematiche delle correnti. Le espressioni 2.18 e 2.19 riportano il calcolo di questi fattori:

$$DFH^q = \sqrt{\sum_{h=2}^{Hmax} \left(\frac{h*q*V_{H,h}}{V_{H,1}} \right)^2} \quad (2.18)$$

$$IFH^q = \sqrt{\sum_{h=2}^{Hmax} \left(\frac{V_{H,1}}{h*q*V_{H,h}} \right)^2} \quad (2.19)$$

dove l'ordine q dipende dal tipo di carico.

L'indice IFH deve essere calcolato in corrispondenza di una rete sotto analisi prevalentemente di tipo induttivo, mentre l'indice DFH deve essere usato quando la rete è prevalentemente di tipo capacitivo.

2.6 La Distorsione Interarmonica

Le interarmoniche sono componenti sinusoidali di tensioni o correnti con una frequenza che è un multiplo non intero della frequenza fondamentale del sistema. Esse sono sempre più presenti a causa dei convertitori elettronici di potenza. Le armoniche e le interarmoniche di una forma d'onda sono definite in termini delle componenti spettrali su un intervallo definito di frequenze. Due sono le cause principali che vanno a generare interarmoniche:

- La prima riguarda essenzialmente il fenomeno della modulazione in ampiezza e/o di fase della frequenza. In corrispondenza di questo, si ha la generazione di componenti spettrali simmetriche rispetto alla frequenza modulata. Le interarmoniche sono generate da carichi che operano in uno stato transitorio temporaneo o continuo provocando una modulazione di ampiezza della tensione e della corrente;

- La seconda riguarda l'operazione di switching asincrono degli interruttori nei convertitori statici di potenza. Esempi tipici sono i cicloconvertitori e i convertitori PWM. Le interarmoniche generate dai convertitori PWM possono essere localizzate ovunque nello spettro di frequenza rispetto alle armoniche.

Le correnti interarmoniche causano una distorsione interarmonica della tensione che dipende dall'ampiezza di queste componenti della corrente e dall'impedenza della rete a quella specifica frequenza.

Maggiore è l'intervallo in cui vanno a ricadere queste componenti interarmoniche nello spettro di frequenza, più grande è il rischio che si verifichi un fenomeno di risonanza non voluto, che può, in aggiunta a tutti gli altri disturbi, incrementare la distorsione della corrente e causare sovraccarichi e disturbi nei dispositivi degli utenti.

Gli effetti più importanti per la presenza di interarmoniche sono la variazione del valore efficace della tensione e il flicker.

CAPITOLO 3 - METODI DI ANALISI DEI SISTEMI DI DISTRIBUZIONE ALLA FONDAMENTALE E ALLE ARMONICHE

Dopo aver affrontato più in dettaglio il problema della distorsione armonica, avendone definito le cause e gli effetti che questo disturbo ha sulla rete, in questo capitolo si fornirà una panoramica generale sui metodi di analisi delle reti di distribuzione per lo studio delle armoniche in rete. Verrà inizialmente definito il concetto di Power Flow nei sistemi elettrici, e le principali metodologie di risoluzione dei problemi di Power flow. Successivamente questo concetto verrà esteso allo studio delle armoniche, fornendo uno stato dell'arte sui metodi presenti ed utilizzabili allo stato attuale per lo studio delle armoniche nelle reti elettriche.

3.1 Power flow: aspetti generali

Il concetto del Power Flow è alla base dello studio e del calcolo dei flussi di potenza di qualsiasi rete elettrica. A partire dai flussi di potenza, con diversi metodi a disposizione, è possibile ottenere tutti i valori della rete sotto analisi.

In particolare, risolvendo un sistema non lineare di equazioni, partendo dalla conoscenza della struttura della rete e di un determinato numero di parametri elettrici che la caratterizzano, si determinano i valori delle tensioni in tutti i nodi del sistema. Determinati questi valori è possibile, poi, calcolare, con semplici espressioni, qualunque altra grandezza di interesse della rete.

Le analisi sul Power-Flow, discusse nel dettaglio in letteratura [11] [12], sfruttano le principali tecniche matematiche dell'analisi numerica per trovare le soluzioni del sistema non lineare di equazioni [13]. Generalmente si tratta di algoritmi iterativi nei

quali il sistema iniziale, quindi la rete elettrica, viene ripetutamente approssimato ad un più semplice sistema lineare con il quale è più semplice operare, fino a ottenere la convergenza di alcune delle grandezze calcolate rispetto al corrispondente valore noto di partenza.

La risoluzione dei problemi di Power flow nelle reti elettriche è una tematica di rilevante importanza per la regolazione e la stabilità del sistema stesso. Le metodologie principali di calcolo si basano su due grandi famiglie di metodi iterativi:

- Tecniche basate sugli algoritmi di Newton-Raphson (uso di equazioni differenziali)
- Tecniche basate sulle leggi di Ohm e di Kirchhoff (uso esclusivo delle regole base dell'elettrotecnica)

Sebbene tutte le tecniche basate su Newton-Raphson abbiano elevate performance e un piccolo numero di iterazioni per raggiungere la convergenza del sistema, queste caratteristiche sono indubbiamente penalizzate dalla velocità di esecuzione degli algoritmi. Mentre facendo riferimento alla seconda famiglia di tecniche sopra citate, uno degli algoritmi che trova maggiormente utilizzo negli studi di Power Flow nelle reti di distribuzione radiali è il Backward-Forward Sweep, o più brevemente BFS [15].

Questo algoritmo, largamente utilizzato per la soluzione del calcolo dei flussi di potenza nelle reti radiali, prende il nome dal tipo di procedimento risolutivo, distinto in due fasi:

1. Fase di Backward: si fissano in partenza le tensioni complesse ai terminali dei carichi e si calcolano le correnti di linea. Di conseguenza questo calcolo avviene “all’indietro”, cioè partendo dai punti terminali si procede verso la radice della rete.

2. Fase di Forward: note le correnti di linea calcolate nella fase precedente, si ricalcolano le tensioni complesse ai terminali dei carichi. Si tratta quindi di un calcolo “in avanti”, che dalla radice procede verso i punti terminali della rete

Entrambe le fasi esaminate sono ripetute iterativamente (prima la fase di backward e successivamente quella di Forward, e quindi prima il calcolo delle correnti di linea e poi il calcolo delle tensioni) finché il criterio di convergenza scelto non è soddisfatto: Un esempio di criterio di convergenza è che la differenza tra la tensione di carico calcolata all'iterazione attuale i e quella calcolata all'iterazione precedente $i-1$ deve risultare inferiore ad un determinato limite imposto, ritenuto accettabile come errore massimo.

Entrando più nel dettaglio nella descrizione dell'algoritmo BFS, la prima operazione da effettuare è quella di imporre la tensione in tutti i nodi, ad esempio in modo che tutte le tensioni nodali coincidano con la tensione del nodo di alimentazione.

Successivamente si avvia il processo iterativo; la generica iterazione k è quindi composta da due fasi:

- fase Backward: in base alle caratteristiche dei carichi e delle tensioni dell'iterazione precedente si calcola il vettore delle correnti nodali $\mathbf{i}_s^{(k)}$, le cui componenti sono date dalla somma di:

- per carichi a impedenza assegnata: $\bar{i}_{si} = \bar{V}_i / \bar{Z}_{ci}$ (3.1)

- per carichi a potenza assegnata: $\bar{i}_{si} = \bar{S}_{ci}^* / \bar{V}_i^*$ (3.2)

Definito quindi il vettore delle correnti nodali è possibile calcolare il vettore $\bar{i}_B^{(k)}$ delle correnti di linea tramite la relazione seguente:

$$i_B^{(k)} = \Gamma^T * i_S^{(k)} \quad (3.3)$$

dove la matrice Γ è l'inversa della matrice delle incidenze L .

La matrice delle incidenze rappresenta quella matrice per la quale gli elementi della stessa sono assegnati considerando un ramo per volta e valutando quale relazione esiste tra i vari nodi con quel ramo, considerando la codifica

- **-1** se il nodo considerato è un nodo di arrivo,
 - **+1** se il nodo considerato è un nodo di partenza
 - **0** se il ramo considerato non contiene il nodo.
- fase di Forward: si calcola la tensione di ogni nodo partendo dalla radice della rete, ovvero il nodo di alimentazione 0, tramite la relazione:

$$\bar{V}^{(k)} = \bar{V}_0 - \Gamma \bar{Z}_B i_B^{(k)} \quad (3.4)$$

in cui la matrice Γ rappresenta un “filtro” applicato sulla matrice $\bar{Z}_B$, matrice diagonale delle impedenze di tutti i rami della rete, che permette di considerare per ogni nodo solo le impedenze che si trovano nel percorso tra il nodo considerato e il nodo di alimentazione; praticamente si calcolano tutte le cadute di tensione che avvengono tra il nodo di alimentazione e il nodo considerato e si sottraggono dal valore fissato di tensione.

Il processo iterativo termina quando viene raggiunta la convergenza, ovvero quando, per ogni nodo, la differenza tra la tensione della corrente iterazione e quella calcolata all'iterazione precedente è inferiore di una certa soglia prefissata, calcolata come:

$$\max \left\{ \frac{|V_i^{(k+1)} - V_i^{(k)}|}{V_i^{(k)}} \right\} < \varepsilon \quad \text{per } i = 1, \dots, n \quad (3.5)$$

dove n è il numero totale di nodi.

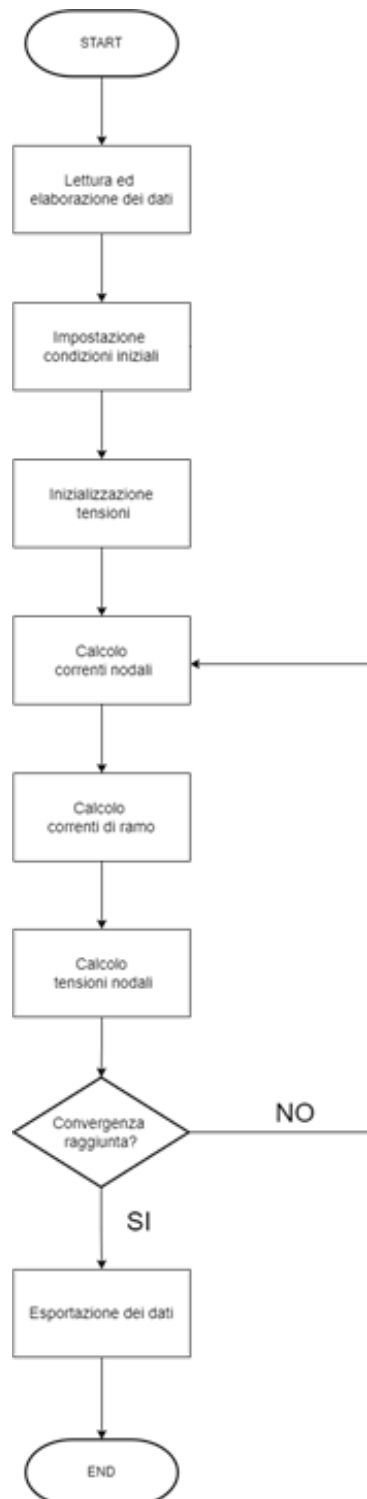


Figura 10-Diagramma di flusso dell'algoritmo Backward-Forward Sweep

Altri diversi tipi di Power flow possono essere implementati per lo studio delle reti di distribuzione, a seconda delle loro caratteristiche di funzionamento; in particolare:

- nel caso di reti sbilanciate, lo studio dei flussi di potenza è effettuato sfruttando le equazioni di Carson e la teoria dei conduttori immagine.
- nel caso di reti nelle quali alcune variabili di input sono variabili casuali, è possibile calcolare in modo probabilistico le variabili di uscita dello studio di Power Flow (tensioni nei nodi, corrente nei rami, perdite). Ciò può essere possibile sfruttando ad esempio la tecnica del Metodo Monte Carlo, e tutta la teoria sulle probabilità che regge l'intera questione.
- nel caso di reti affette da distorsione armonica, e quindi dalla presenza di armoniche in rete, lo studio del Power avviene mediante il cosiddetto Power Flow Armonico, il quale verrà esaminato nel prossimo paragrafo.

3.2 Harmonic Power Flow

Diversi sono i metodi utilizzati gli studi di Power flow in un contesto di sistema elettrico caratterizzato da inquinamento armonico. Tutti hanno una diversa complessità di impostazione e accuratezza nel procedimento di risoluzione della rete. Una prima classificazione fra le varie metodologie può essere fatta in base al dominio di risoluzione della rete, e da questo fattore ne scaturiscono due diverse tipologie:

- metodo di analisi nel dominio del tempo
- metodo di analisi nel dominio della frequenza

Per quanto concerne i metodi di analisi nel dominio del tempo, sono basati sulla risoluzione di sistemi di equazioni differenziali che rappresentano, in modo generale,

le condizioni di equilibrio elettrico dell'intero sistema sotto analisi istante per istante. Il sistema di equazioni differenziali è non lineare, quindi necessita di metodi di integrazione numerica per la sua risoluzione.

Fra quelli possibili, i più utilizzati sono quelli con le variabili di stato, oppure l'analisi nodale dove viene sfruttato principalmente l'EMTP [16].

In definitiva, l'analisi nel dominio del tempo fornisce forme d'onda nel dominio del tempo, che per la determinazione degli indicatori e per ottenere le componenti relative agli ordini armonici, devono essere trasformate successivamente nel dominio della frequenza. Inoltre, l'onere computazionale può essere molto elevato.

Mentre per i metodi di analisi nel dominio della frequenza, è possibile fare un'altra distinzione:

- metodo di analisi di tipo diretto: se è ragionevole l'ipotesi di disaccoppiamento tra armoniche di tensione e corrente assorbita dai carichi non lineari, è possibile utilizzare questo metodo
- metodi di analisi di tipo integrato: se non è plausibile l'ipotesi di disaccoppiamento tra armoniche di tensione e corrente assorbita dai carichi non lineari, si deve ricorrere all'utilizzo di metodi integrati

In ogni caso prima di procedere con qualunque metodo per lo studio dei sistemi elettrici in presenza di distorsione armonica, bisogna definire dei modelli alle armoniche per tutti i componenti connessi alla rete al fine di comprenderne il loro comportamento, e conoscere anche il modello dei carichi non lineari per valutare le armoniche di corrente iniettate in rete.

- Generatori sincroni: La schematizzazione del circuito equivalente del generatore sincrono è di seguito riportata, dove vengono specificati i parametri influenzati dall'ordine armonico ($h > 1$)

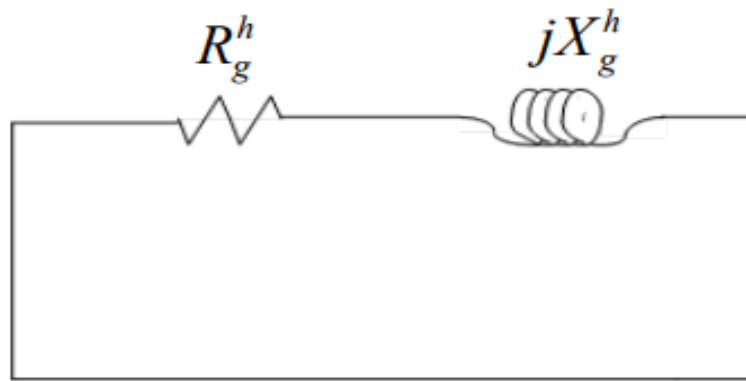


Figura 11 - Modello equivalente generatore sincrono

$$R_g^h = R_g^1 \sqrt{h} \quad (3.6)$$

$$X_g^h = h X_g'' \quad (3.7)$$

dove:

X_g'' : reattanza sub-transitoria del generatore

R_g^1 : resistenza dipendente dalle perdite

- Trasformatori: La schematizzazione del circuito equivalente del trasformatore è di seguito riportata, vengono specificati i parametri influenzati dall'ordine armonico ($h > 1$)

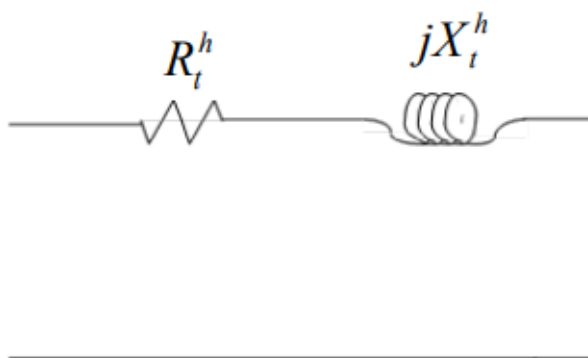


Figura 12 - Modello equivalente del trasformatore

$$R_t^h = R_t^1 \sqrt{h} \quad (3.8)$$

$$X_t^h = h X_t^1 \quad (3.9)$$

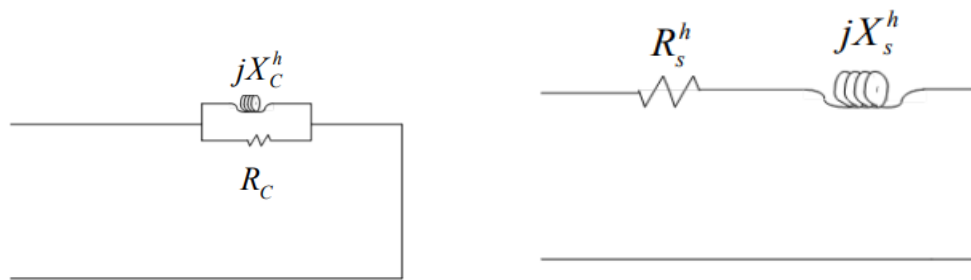
dove:

R_t^1 : resistenza del trasformatore alla frequenza fondamentale

X_t^1 : reattanza di dispersione alla frequenza fondamentale

- Carichi passivi: La schematizzazione del circuito equivalente dei carichi passivi (modello serie e parallelo) è riportata in Fig. 13

Figura 13 - Modello parallelo e Modello serie



$$R_C = \frac{V^2}{P_C} \quad X_C^h = h \frac{V^2}{Q_C} \quad (3.10) \quad R_S^h = k\sqrt{h}R_S^1 \quad X_S^h = hX_S^1 \quad (3.11)$$

V : tensione nominale

R_S^1 : resistenza del carico
alla fondamentale

P_C : potenza attiva assorbita dal carico

X_S^1 : reattanza del carico alla
fondamentale

Q_C : potenza reattiva assorbita dal carico

k : 0.6 o 1

- Motori: La schematizzazione del circuito equivalente dei motori è riportata in Fig 14, vengono specificati i parametri influenzati dall'ordine armonico ($h > 1$)

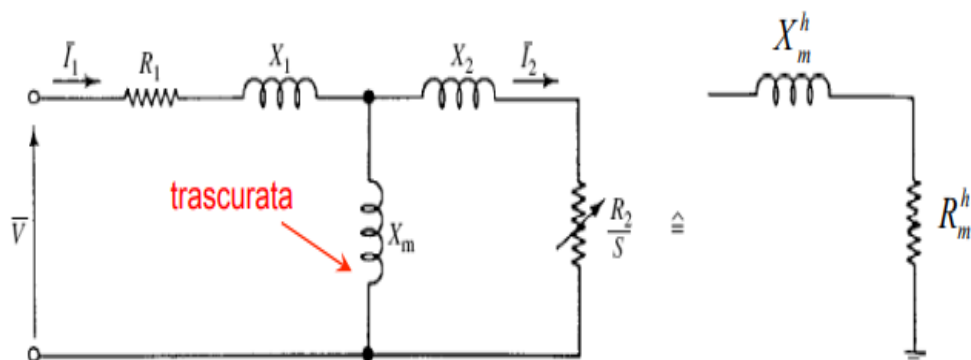


Figura 14 - Modello equivalente del motore

$$R_m^h = R_B \left(a * k_a + \frac{b}{s_h} k_b \right) \quad (3.12)$$

$$X_m^h = h X_B \quad (3.13)$$

R_B : resistenza totale a rotore bloccato

X_B : reattanza totale a rotore bloccato

k_a, k_b : fattori di correzione per tenere conto dell'effetto pelle nello statore e nel rotore

s_h : scorrimento

Per la caratterizzazione dei carichi non lineari, essendo essi la sorgente di distorsione armonica della rete, sono responsabili dell'iniezione di armoniche di corrente nella rete; quindi, il loro modello equivalente alle armoniche può essere inteso come un generatore di corrente, i cui valori di corrente iniettata nel sistema di distribuzione (nella direzione della sorgente di alimentazione) dipendono dall'ordine armonico.

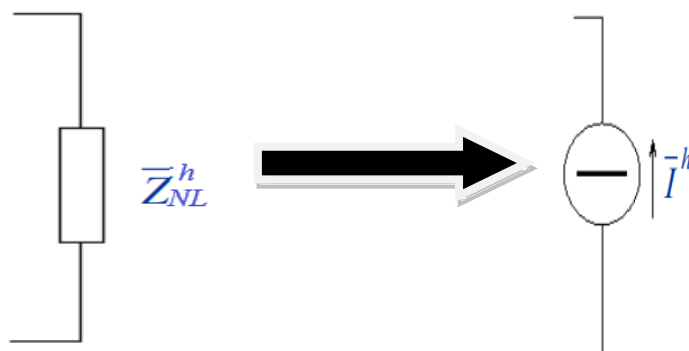


Figura 15 - Impedenza carico non lineare e Modello equivalente generatore di corrente

3.3 Metodo di analisi di tipo diretto

Nell'ipotesi che il calcolo delle sorgenti armoniche è disaccoppiato dalla determinazione delle tensioni armoniche e che i risultati del calcolo dei flussi di potenza sono usati per determinare le forme della corrente assorbita dai carichi non lineari, è possibile utilizzare il metodo di analisi di tipo diretto, definito come “*current injection method*”[17].



Figura 16- Flow chart metodo di tipo diretto

Inoltre, nell'ipotesi di validità del principio di sovrapposizione degli effetti per i diversi ordini armonici, è possibile scomporre il sistema elettrico in più sistemi:

- Uno alla fondamentale, nel quale il carico non lineare viene sostituito con l'equivalente carico lineare che assorbe la sola componente fondamentale di corrente del carico reale
- Infiniti sistemi alle armoniche, in ciascuno dei quali il carico non lineare viene sostituito da un generatore di corrente di valore pari ad ognuna delle armoniche di corrente assorbita dal carico reale

Il legame tra armoniche di tensione e corrente è rappresentato attraverso la matrice di ammettenze nodali alle armoniche, le cui componenti sono individuabili a partire dalla conoscenza delle ammettenze ad ogni ordine armonico h dei componenti della rete.

3.4 Metodo di Analisi di tipo Iterativo

L'utilizzo dell'analisi armonica di tipo iterativo ha portato ad una modifica sostanziale degli studi di penetrazione armonica in quanto, se nei metodi di tipo diretto non si presupponeva alcuna interazione tra rete e carichi non lineari [18][19], nell'analisi armonica di tipo iterativa si considera l'influenza della tensione armonica sul comportamento non lineare del dispositivo [20] [21].

Poiché ancora non è stato definito un metodo chiaro, funzionale, e con tutte le basi scientifiche a supporto su quale sia la procedura più giusta per lo studio delle armoniche in rete, la maggior parte della letteratura di riferimento preferisce utilizzare metodi di tipo iterativo, anche molto più complessi di quello che verrà dettagliato in seguito, in quanto forniscono dei risultati che dimostrano una considerevole efficacia nella risoluzione e studio della rete.

Il metodo risolutivo si basa su una procedura nella quale, ad ogni passo, si risolve dapprima il modello che descrive il funzionamento dei carichi non lineari e successivamente il modello che descrive il comportamento a regime della rete. La convergenza del metodo può avvenire secondo determinati criteri, ad esempio, quando tutte le tensioni variano meno di un valore di tolleranza prefissato.

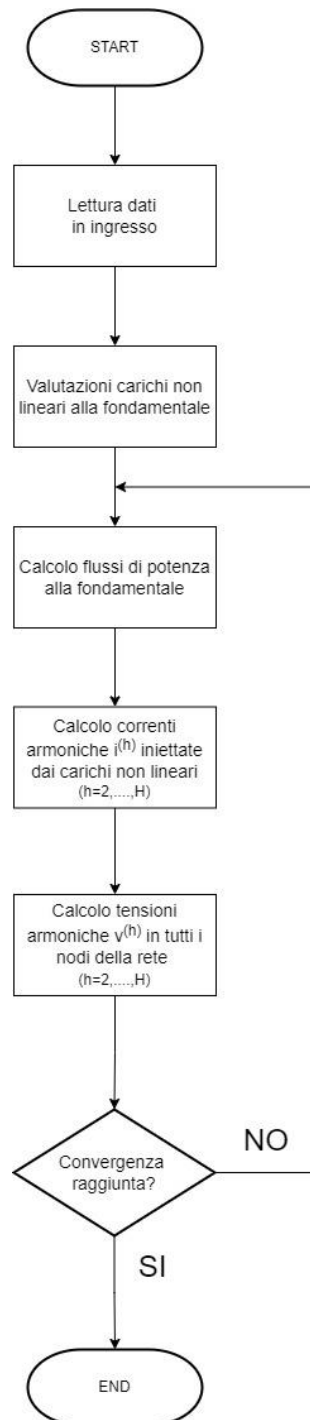


Figura 17-Flow Chart Metodo Iterativo

3.4.1 BFS Armonico

Un metodo proposto in letteratura, che sfrutta le peculiarità di questa metodologia di analisi della rete ed assicura buone prestazioni in termini di tempi di calcolo e accuratezza, è il BFS armonico [22].

Questo algoritmo rappresenta l'estensione alle armoniche del BFS normale alla fondamentale, descritto nel primo paragrafo di questo capitolo.

In particolare, dopo aver calcolato la soluzione del power flow alla frequenza fondamentale e definito il modello dei carichi per tutto il range di frequenze di interesse, si procede all'inizializzazione delle tensioni armoniche.

Una volta inizializzate le tensioni armoniche, questi valori vengono utilizzati come base per il calcolo delle tensioni armoniche finali, usando la stessa procedura iterativa implementata per la risoluzione della rete alla frequenza fondamentale; bisogna però fare attenzione che l'iniezione armonica di corrente dovuta ai carichi non lineari rimane costante sull'intero processo.

Come mostrato nella letteratura di riferimento [23], è possibile utilizzare la tecnica del BFS armonico soltanto calcolando anche le correnti armoniche assorbite dagli “*shunt capacitors*” installati nella rete che svolgono la funzione di rifasamento della rete.

Ciò è dovuto al fatto che in una qualsiasi rete elettrica possono essere presenti diverse frequenze di risonanza, e se durante la procedura di risoluzione della rete alle armoniche mediante il BFS, ci si avvicina a queste frequenze, l'algoritmo potrebbe divergere allontanandosi irrimediabilmente dalla soluzione della rete.

Di conseguenza definendo le correnti di shunt, è poi possibile applicare il metodo del BFS alla rete per ottenere le relazioni alla fine le tensioni in ogni nodo della rete per ciascun ordine armonico.

Nello studio della rete, i carichi non lineari vengono trattati come sorgenti di corrente armonica. Altri componenti della rete, come i carichi lineari sono trattati con il modello equivalente alle armoniche e possono essere espressi anch'essi come sorgenti di iniezione di corrente armonica.

Ad esempio, se con $\bar{Z}_i^{(h)}$ si indica l'impedenza equivalente del carico lineare al nodo i , la corrente equivalente di iniezione armonica alla generica iterazione k , sarà espressa come:

$$\bar{I}h_i^{(h),k} = \frac{\bar{V}_i^{(h),k}}{\bar{Z}_i^{(h)}} \quad (3.14)$$

Il vettore di correnti armoniche $[\bar{I}^{(h),k}]$ può essere diviso in due categorie:

- Le correnti armoniche dei carichi non lineari e carichi lineari della rete $[\bar{I}h^{(h)}]$
- Le correnti armoniche assorbite dai condensatori di rifasamento $[\bar{I}S^{(h)}]$

e possono essere espressi in forma vettoriale, per una generica iterazione k , come:

$$[\bar{I}^{(h),k}] = \begin{bmatrix} \bar{I}h^{(h),k} \\ \dots \\ \bar{I}S^{(h),k} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

In generale, se m sono le sorgenti armoniche e n gli shunt capacitors, allora il vettore $[\bar{I}h^{(h)}]$ sarà un vettore di dimensione $m \times 1$, il vettore $[\bar{I}S^{(h)}]$ avrà dimensione $n \times 1$, ed il vettore $[\bar{I}^{(h)}]$ che può essere visto come la composizione dei due avrà dimensione $(m+n) \times 1$.

Successivamente si definisce un vettore i cui elementi indicano se il sistema di correnti armoniche fluisce nei rami della rete; viene definito con il nome di $[A_{ij}^{(h)}]$ e rappresenta tramite i suoi coefficienti (0 o 1) la circolazione di corrente armonica nel ramo compreso tra i nodi i e j .

L'espressione in forma vettoriale è riportata nell'equazione 3.16 per una generica iterazione k :

$$\begin{bmatrix} A_{ij}^{(h)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Ah_{ij}^{(h),k} \\ As_{ij}^{(h),k} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

dove $\begin{bmatrix} Ah_{ij}^{(h)} \end{bmatrix}$ e $\begin{bmatrix} As_{ij}^{(h)} \end{bmatrix}$ sono rispettivamente i vettori dei coefficienti relativi al percorso delle correnti armoniche $\begin{bmatrix} \bar{I}h^{(h),k} \end{bmatrix}$ e di quello delle correnti assorbite dai condensatori di shunt $\begin{bmatrix} \bar{I}s^{(h),k} \end{bmatrix}$.

Mediante la definizione di $\begin{bmatrix} A_{ij}^{(h)} \end{bmatrix}$ è possibile calcolare le correnti armoniche nei rami della rete utilizzando l'equazione (3.17), che rappresenta quindi la fase di backward current sweep nell'algoritmo del BFS.

$$\bar{B}_{ij}^{(h),k} = \begin{bmatrix} A_{ij}^{(h),k} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \bar{I}^{(h),k} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Le cadute di tensione derivanti quindi dalla presenza del sistema di correnti armoniche $\begin{bmatrix} \bar{I}^{(h)} \end{bmatrix}$ nella rete sono calcolate tramite l'equazione (3.18):

$$\overline{\Delta V}_{ij}^{(h),k} = \bar{Z}_{ij}^{(h)} \begin{bmatrix} A_{ij}^{(h),k} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \bar{I}^{(h),k} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

dove $\bar{Z}_{ij}^{(h)}$ è l'impedenza del ramo compresa tra il nodo i e il nodo j .

Dopo aver determinato le cadute di tensione fra un nodo e l'altro della rete, è possibile determinare il vettore delle tensioni $\begin{bmatrix} \bar{V}^{(h)} \end{bmatrix}$ per mezzo dell'equazione (3.19) che rappresenta perciò la fase di forward voltage sweep dell'algoritmo del BFS.

$$\begin{bmatrix} \bar{V}^{(h),k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{HA}^{(h),k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}^{(h),k} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

dove la matrice $\begin{bmatrix} \overline{HA}^{(h)} \end{bmatrix}$ rappresenta il legame tra il vettore tensione nei nodi della rete e il sistema armonico di correnti.

La tensione del generico *shunt capacitor* i è calcolata come $\overline{V}_{S_i}^{(h),k} = -\overline{I}_{S_i}^{(h),k} * \overline{Z}_{S_i}^{(h)}$, di conseguenza è possibile scrivere:

$$[\overline{V}_S^{(h),k}] = [\overline{H}A_S^{(h),k}] [\overline{I}^{(h),k}] \quad (3.20)$$

L'equazione (3.20) può essere riscritta come:

$$-\begin{bmatrix} \overline{Z}_{S_1}^{(h)} \overline{I}_{S_1}^{(h),k} \\ \vdots \\ \overline{Z}_{S_{n-1}}^{(h)} \overline{I}_{S_{n-1}}^{(h),k} \\ \overline{Z}_{S_n}^{(h)} \overline{I}_{S_n}^{(h),k} \end{bmatrix} = [\overline{H}A_{sh}^{(h),k} : \overline{H}A_{ss}^{(h),k}] \begin{bmatrix} \overline{I}\overline{h}^{(h),k} \\ \vdots \\ \overline{I}\overline{S}^{(h),k} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$\left([\overline{H}A_{ss}^{(h),k}] + \begin{bmatrix} \overline{Z}_{S_1}^{(h)} & & \\ & \dots & \\ & & \overline{Z}_{S_n}^{(h)} \end{bmatrix} \right) [\overline{I}\overline{S}^{(h),k}] = -[\overline{H}A_{sh}^{(h),k}] [\overline{I}\overline{h}^{(h),k}] \quad (3.22)$$

ed in definitiva come:

$$[\overline{H}\overline{L}\overline{F}^{(h),k}] [\overline{I}\overline{S}^{(h),k}] = -[\overline{H}A_{sh}^{(h),k}] [\overline{I}\overline{h}^{(h),k}] \quad (3.23)$$

La matrice $[\overline{H}\overline{L}\overline{F}^{(h)}]$ è una matrice $n \times n$.

Dopo il calcolo delle correnti di shunt mediante l'inversione dell'equazione (3.23), sfruttando l'equazione (3.19) è possibile calcolare le tensioni ad ogni nodo della rete per ogni ordine armonico.

Il criterio di arresto per l'esecuzione dell'algoritmo per ogni ordine armonico è rappresentato dall'espressione (3.24):

$$\left| \overline{V}_i^{(h),k+1} - \overline{V}_i^{(h),k} \right| \leq \varepsilon \quad \text{per } i = 1, \dots, N \quad (3.24)$$

dove ε rappresenta il valore di tolleranza prescelto e i il numero dei nodi.

È possibile riassumere il funzionamento del BFS Armonico tramite il seguente Flow Chart, valido per una singola armonica, in modo così da rendere più chiara la sequenza di esecuzione delle operazioni per la risoluzione della rete e l'utilizzo delle equazioni riportate.

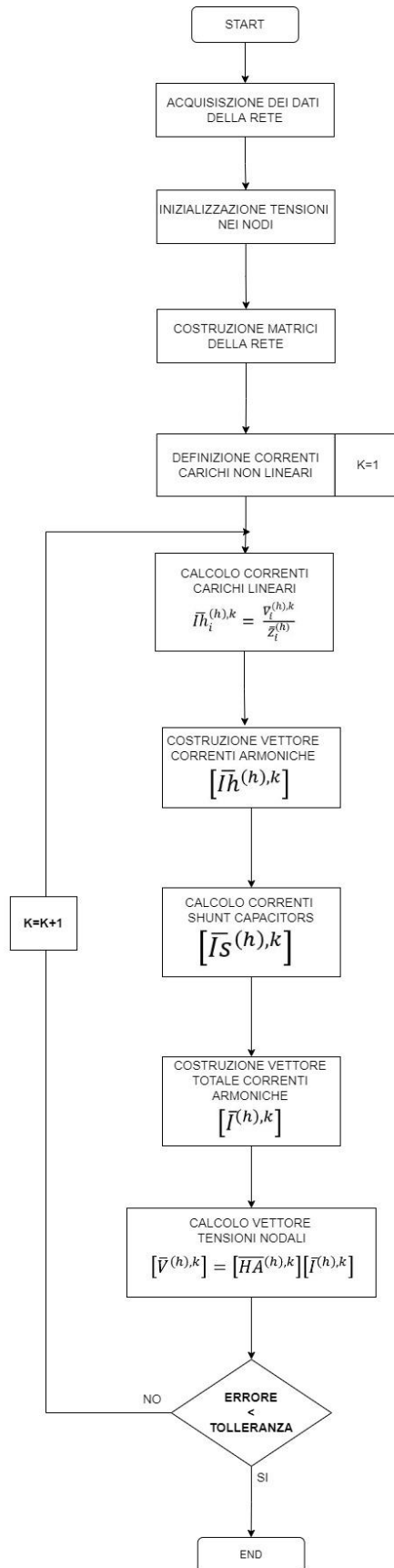


Figura 18 - Flow Chart del BFS Armonico [23]

CAPITOLO 4 CASO STUDIO

In questo capitolo si vuole fornire un'applicazione concreta al metodo del BFS Armonico descritto nel capitolo precedente, fornendo dei risultati dei casi studio condotti sull'utilizzo di questo algoritmo; inizialmente verranno riportati i risultati delle simulazioni effettuate, mediante l'utilizzo di uno script in Matlab, su una porzione di rete reale di distribuzione a 13 nodi caratterizzata dalla presenza di utenti di tipo agricolo, residenziale e industriale. Successivamente l'algoritmo implementato è testato sulla rete test IEEE a 33 nodi per il calcolo delle perdite.

4.1 Caso Studio – porzione di rete reale

Per lo studio in oggetto è stata utilizzata una porzione di rete reale di distribuzione a 13 nodi, facente parte di una rete maggiormente più estesa e costituita da 102 nodi, alimentata a 20 kV e alla potenza di 1000 kVA.

Questa rete è caratterizzata dalla presenza di utenti di tipo residenziali (dove il consumo può variare in base al numero di abitazioni servite, al numero di componenti per famiglia e al loro stile di vita), industriale (dove il consumo è standardizzato in due picchi giornalieri, una scarsa richiesta notturna ed una ristretta tipologia di carichi connessi alla rete) e agricolo (avente come utenze le singole attività agricole e/o abitazioni rurali).

La rete utilizzata per questo tipo di studio è rappresentata nella Fig. 19, si può anche notare la presenza delle sorgenti armoniche dei carichi non lineari della rete e dei condensatori di rifasamento inseriti per il rifasamento della stessa.

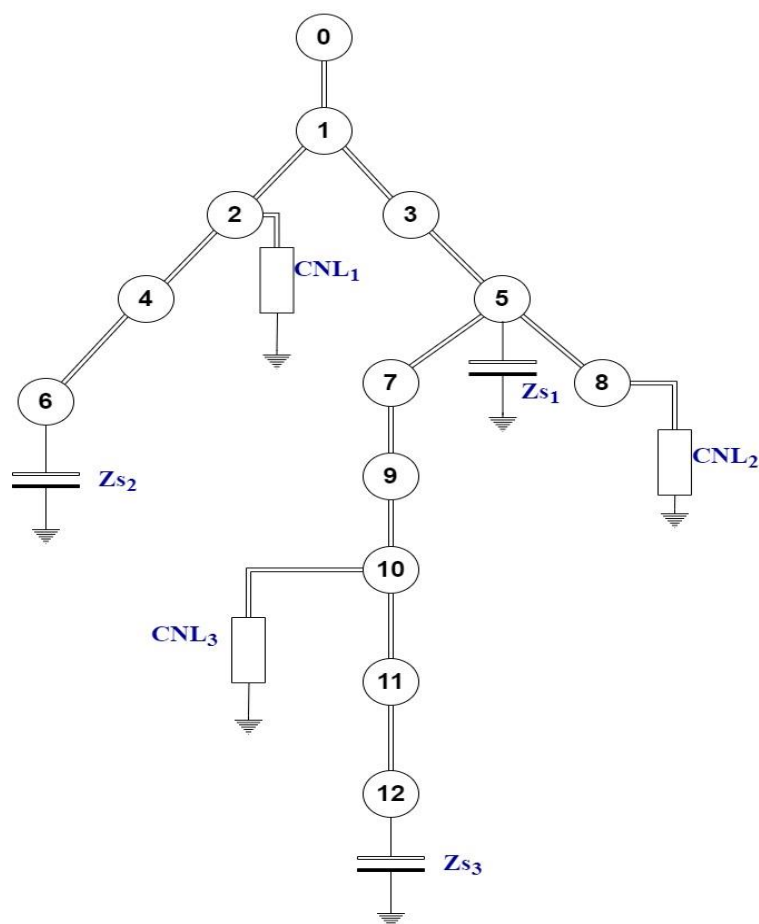


Figura 19- Porzione di rete reale: Rete test 13 nodi

Le sorgenti armoniche dei carichi non lineari sono state impostate come esposto da uno studio presente in letteratura [24], e del quale si riportano i dati nella Tabella 3.

In particolare, i carichi non lineari sono rappresentati da:

- PWM-ASD: dispositivo per il controllo variabile della velocità dei motori basato sulla modulazione PWM;
- SIX-PULSE variable frequency drive converter: raddrizzatore a diodi a sei impulsi a frequenza variabile;
- SIX-PULSE converter : raddrizzatore a diodi a sei impulsi;

PWM-ASD			SIX-PULSE variable frequency drive			SIX- PULSE		
Harmonic order	Magnitude (%)	Phase (°)	Harmonic order	Magnitude (%)	Phase (°)	Harmonic order	Magnitude (%)	Phase (°)
1	100	0	1	100	0	1	100	0
5	2	0	5	23.52	111	5	20	0
7	1.2	0	7	6.08	109	7	14.3	0
11	5.5	0	11	4.57	-158	11	9.1	0
13	3.7	0	13	4.2	-178	13	7.7	0
17	0.2	0	17	1.8	-94	17	5.9	0
19	0	0	19	1.37	-92	19	5.3	0
23	0.2	0	23	0.75	-70	23	4.3	0
25	0.4	0	25	0.56	-70	25	4	0
29	0	0	29	0.49	-20	29	3.4	0
31	0	0	31	0.54	7	31	3.2	0

Tabella 3 - Correnti armoniche carichi non lineari [24]

Inoltre, per l'analisi armonica della rete le impedenze di linea sono ridefinite per i differenti ordini armonici tenendo conto dell'equazione (4.1):

$$\bar{Z}_L^{(h)} = R_L + jhX_L \quad (4.1)$$

Per l'applicazione alla rete test dell'algoritmo descritto nel capitolo precedente sono state costruite le matrici, le quali sono di fondamentale importanza per la risoluzione della rete stessa, definite secondo opportune regole.

In particolare, la matrice $[\overline{HA}^{(h)}]$ è rappresentata nell'espressione (4.2). Essa è una matrice di dimensione 12×6 , 12 quanti sono i nodi della rete escluso il nodo di alimentazione e 6 quante sono le sorgenti armoniche (carichi non lineari (3) e i condensatori di shunt (3) collegati alla rete test).

Essa rappresenta il legame fra il vettore delle tensioni nodali e il vettore del sistema armonico di corrente, formato, come definito nel capitolo precedente, dalle correnti delle sorgenti armoniche dei carichi non lineari e dalle correnti assorbite dai condensatori di shunt.

$$(4.2)$$

La matrice $\left[\overline{HASS}^{(h)} \right]$ è rappresentata nell'espressione 4.3, di dimensione 3×3 :

(4.3)

La matrice $\left[\overline{H} A s h^{(h)} \right]$ è rappresentata nell'espressione 4.4, di dimensione 3×3 :

(4.4)

La matrice $\left[\overline{HLF}^{(h)}\right]$ è rappresentata nell'espressione 4.5, di dimensione 3×3 :

$$\left[\overline{HLF}^{(h)}\right] = \begin{bmatrix} \bar{Z}_1^{(h)} + \bar{Z}_3^{(h)} + \bar{Z}_5^{(h)} + \bar{Z}_{S_1}^{(h)} & \bar{Z}_1^{(h)} & \bar{Z}_1^{(h)} + \bar{Z}_3^{(h)} + \bar{Z}_5^{(h)} \\ \bar{Z}_1^{(h)} & \bar{Z}_1^{(h)} + \bar{Z}_2^{(h)} + \bar{Z}_4^{(h)} + \bar{Z}_6^{(h)} + \bar{Z}_{S_2}^{(h)} & \bar{Z}_1^{(h)} \\ \bar{Z}_1^{(h)} + \bar{Z}_3^{(h)} + \bar{Z}_5^{(h)} & \bar{Z}_1^{(h)} & \bar{Z}_1^{(h)} + \bar{Z}_3^{(h)} + \bar{Z}_5^{(h)} + \bar{Z}_7^{(h)} + \bar{Z}_9^{(h)} + \bar{Z}_{10}^{(h)} + \bar{Z}_{11}^{(h)} + \bar{Z}_{12}^{(h)} + \bar{Z}_{S_3}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

È opportuno notare che le matrici $\left[\overline{H\bar{A}sh}^{(h)}\right]$ e $\left[\overline{H\bar{A}ss}^{(h)}\right]$ sono state derivate dalla matrice $\left[\overline{H\bar{A}}^{(h)}\right]$; la matrice $\left[\overline{H\bar{A}sh}^{(h)}\right]$ può essere costruita partendo dalle impedenze interessate dalle tre sorgenti armoniche di corrente nel percorso tra la radice e gli shunt di riferimento (osservando la matrice per righe); mentre la matrice $\left[\overline{H\bar{A}ss}^{(h)}\right]$ rappresenta le impedenze interessate dagli shunt nel percorso tra la radice e gli shunt stessi (osservando la diagonale della matrice).

4.1.1 Risultati Ottenuti

Come indicato in precedenza, per la risoluzione della rete è stato implementato uno script in MATLAB, il quale sfrutta le equazioni definite nel capitolo precedente (3.19) - (3.23), le matrici (4.2) - (4.5) e i dati della rete origine opportunamente estratti.

I risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate sulla rete sotto analisi, tenendo fissa la variabile tempo, e quindi considerando un singolo istante di funzionamento della rete, sono riportati nel seguito.

Inizialmente lo studio è condotto applicando l'algoritmo del BFS per la risoluzione del sistema alla fondamentale, quindi senza la presenza di contributo armonico.

La Fig.20 mostra la tensione nodale calcolata alla fondamentale, nelle condizioni della rete sopra descritte.

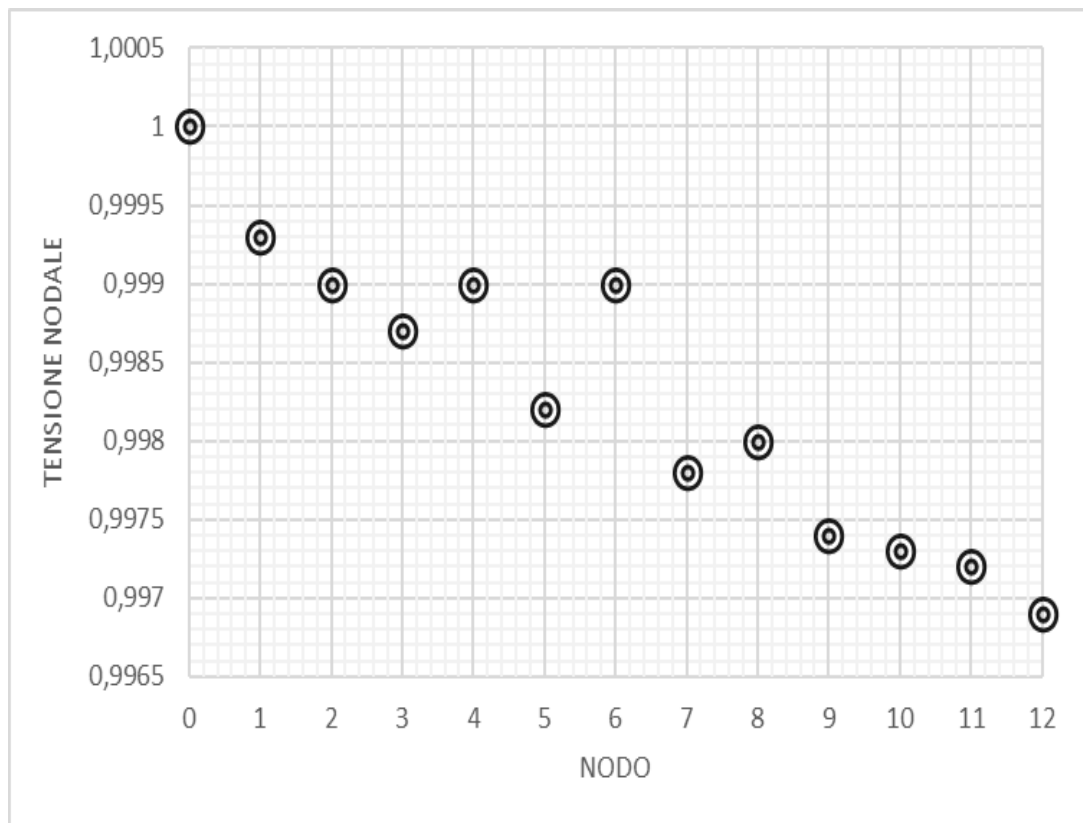


Figura 20- Tensione nodale alla fondamentale espressa in p.u

È possibile, inoltre, sottolineare dalle analisi svolte che il tempo di calcolo è molto breve, in quanto in poche iterazioni si giunge alla convergenza della rete, ottenendo risultati abbastanza accurati.

La Fig. 21 mostra invece le tensioni per ciascun nodo ottenuti dall'analisi effettuata concentrandosi sulla 5° armonica.

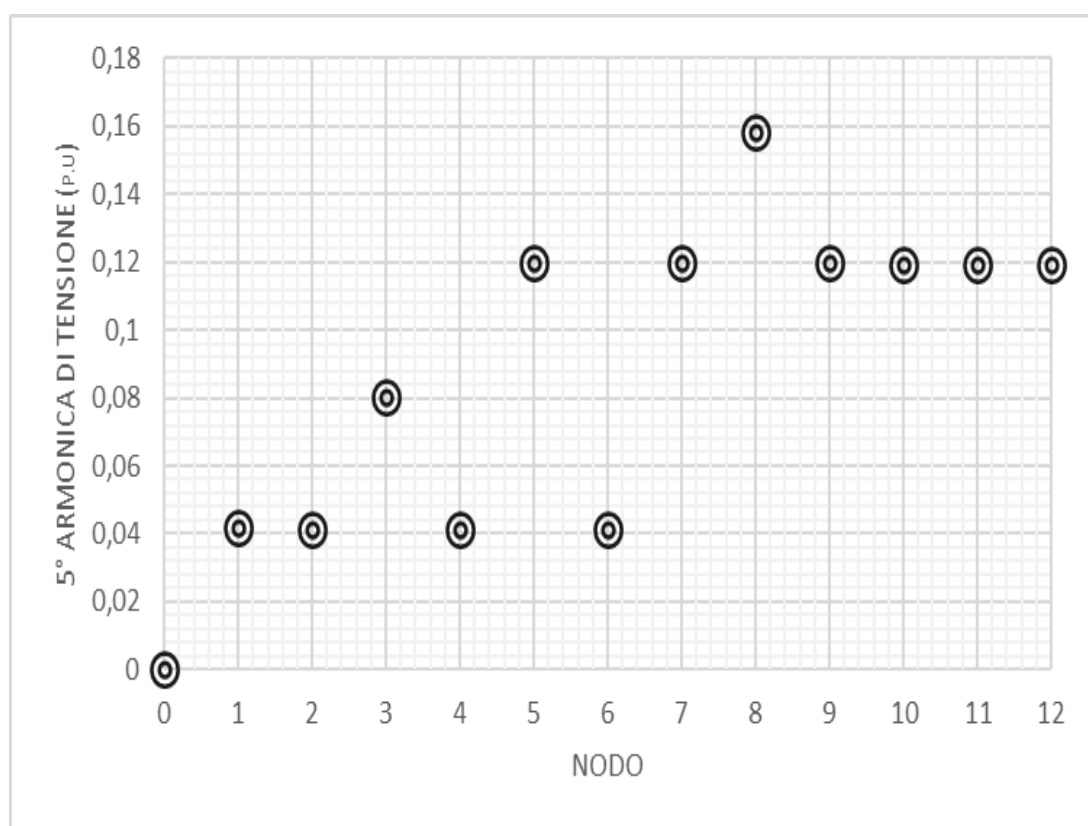


Figura 21- Tensione nodale alla 5° armonica espressa in p.u.

Si evidenzia un'elevata componente di 5° armonica in corrispondenza del nodo 8, dove è presente una particolare sorgente di inquinamento armonico (SIX-PULSE variable frequency drive); nonostante la presenza di altri dispositivi di rifasamento nella rete in nodi vicini questa componente ha un valore abbastanza marcato.

Nella Fig. 22 è riportato l'andamento del THD (%) di tensione per ogni nodo della rete. Si può notare come questo in più della metà dei nodi sia molto maggiore del limite imposto dalla norma EN 50160 (8%).

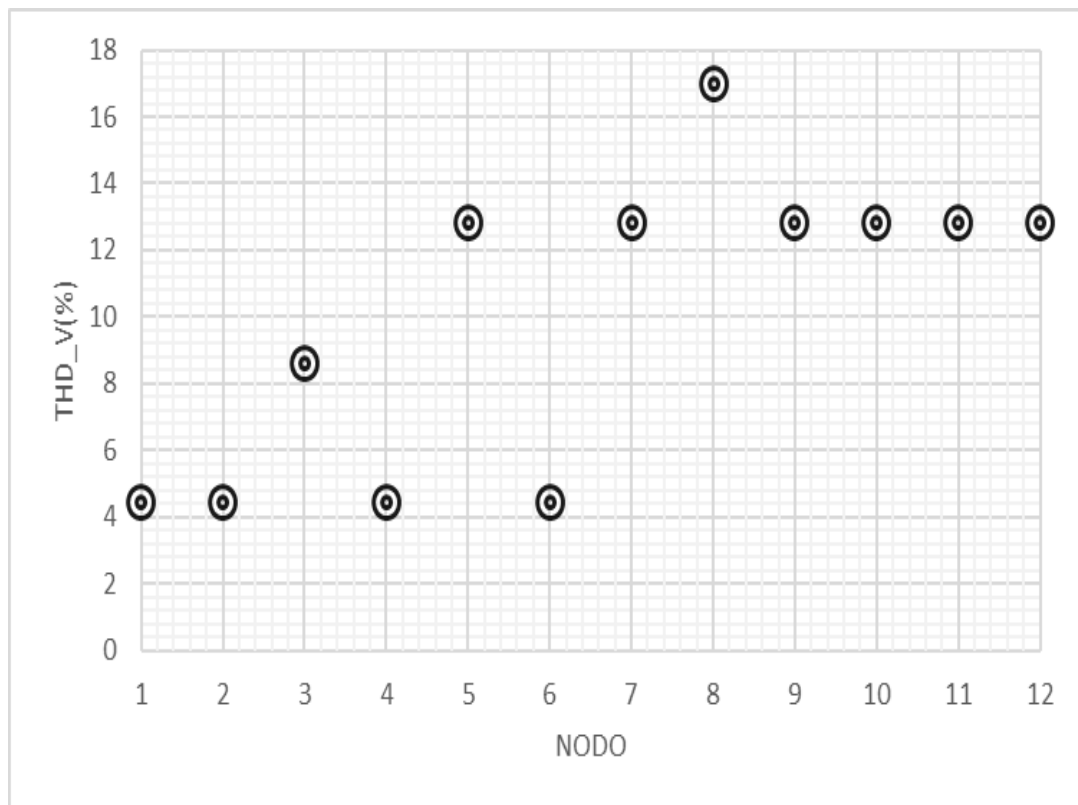


Figura 22 – THD_V (%)

Sono state effettuate altre simulazioni della rete in corrispondenza di una diversa configurazione di funzionamento, in quanto è stata modificata la posizione del collegamento dei condensatori di shunt nella rete.

Sono state costruite nuovamente le matrici di riferimento per lo studio della nuova configurazione della rete; si è pensato quindi di posizionare i condensatori per il rifasamento nei nodi 3,4,5 e si è visto se con questa nuova struttura della rete fosse cambiato qualcosa.

Nella Fig. 23 viene riportata la componente armonica di tensione sempre alla 5° armonica, la quale ci mostra come l'effettivo posizionamento dei condensatori di shunt con i valori imposti in queste simulazioni non ha un forte impatto sulle armoniche, in quanto troppo predominante l'inquinamento armonico della rete. I valori delle tensioni nei nodi si sono leggermente modificati ma sono pressoché simili a quelli della configurazione precedente.

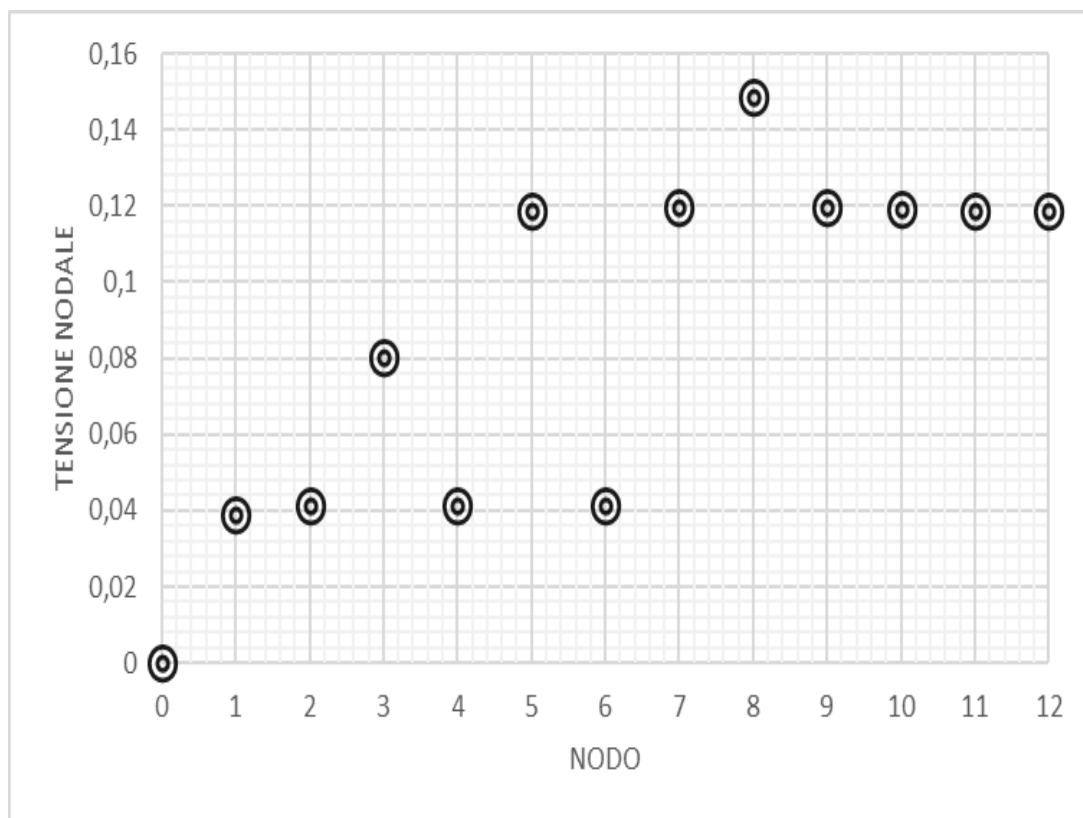


Figura 23 - Tensione nodale alla 5° armonica espressa in p.u. con diverso posizionamento dei condensatori di shunt nella rete

Nel seguito si riporta uno stralcio del codice dell'implementazione fatta per il calcolo del BFS Armonico:

```

% Ciclo di calcolo load-flow backward/forward sweep alle armoniche

for h= 2:N_Harmonics
    V(:,h)=V0;
    Zh_inv(:,h)= (1./R_CL) + 1./(1i*Harmonics(h).*X_CL);
    errore=inf;
    k=0;
%while loop
    while(errore>tolleranza)
        k=k+1;

        for i=1:cl
            I_CL(:,h)= - V(:,h)* Zh_inv(:,h);
            end
            I_ht(:,h)=I_CNL(:,h)+ I_CL(:,h);

            for i=1:m
                I_h(i,h)=I_ht(nl_position(i),h);
            end
            I_shunt(:,h)=- (HLF \ HAsH) *I_h(:,h);
            I_TOT(:,h)=[I_h(:,h) ; I_shunt(:,h)];

            V_TOT(:,h)= HA *I_TOT(:,h);
            Vnew(1)=Vh(h);
            Vnew(2:NumNodi_mod)=V_TOT(:,h);

            for i=1:NumNodi_mod
                errore=abs(Vnew(i)-V(i,h));

                if errore>tolleranza
                    break
                end
            end

            V(:,h)=Vnew;
        end
    end
end

```


4.2 Caso Studio - rete test IEEE standard a 33 nodi

Per quanto riguarda invece l'analisi condotta sulla rete IEEE a 33 nodi [25], questa è una rete test utilizzata molto in letteratura per lo studio di tutte le problematiche dei sistemi tradizionali di distribuzione dell'energia elettrica.

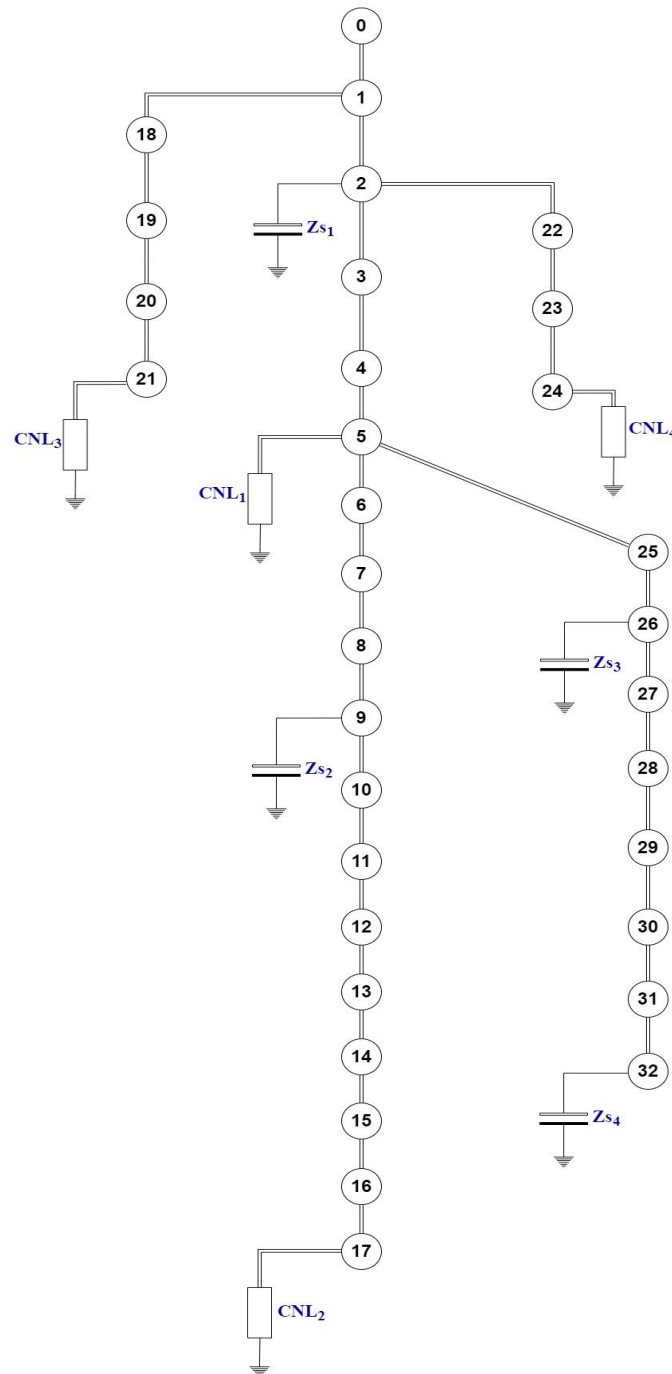


Figura 24 - Rete IEEE standard 33 nodi

È una rete di distribuzione radiale costituita da 33 nodi, 32 rami fissi e 5 commutabili per ottenere delle nuove configurazioni della rete (non rappresentati in figura). È alimentata da una singola sorgente (nodo slack 0). Lo schema della rete è riportato in Fig. 24.

Il carico della rete è suddiviso da diverse tipologie di utenza:

- Residenziale
- Industriale
- Terziario
- Fotovoltaico
- Acqua fluente

Nella Fig. 24 sono riportati anche gli elementi fonte di inquinamento armonico per la rete. In particolare, sono stati scelti gli stessi carichi non lineari utilizzati per le simulazioni effettuate per la rete precedente, con la sola variazione che lo spettro armonico del PWM-ASD introdotto nella Tabella 3, è stato riutilizzato per due differenti sorgenti armoniche connesse alla rete test.

Nei nodi 2,9,26 e 32 sono stati posizionati i condensatori di rifasamento della rete. Anche in questa situazione di studio della rete la scelta sulla connessione dei condensatori di shunt è stata del tutto casuale.

Per quanto riguarda invece le sorgenti di iniezione armonica di corrente nella rete, per non modificare i livelli di carico e in generale la potenza totale del singolo nodo, è stato scelto di considerare come potenza del carico non lineare il 50% della potenza totale del nodo, mentre il restante 50% rimane come carico lineare.

Di conseguenza, i valori degli spettri armonici dei carichi non lineari sono stati opportunamente scalati per tener conto di questa valutazione. Sono stati inseriti nei nodi 5,17,21,24.

4.2.1 Risultati Ottenuti

Nella Fig. 25 sono riportati i valori di tensione alla fondamentale per ciascun nodo della rete.

Mentre in Fig. 26 è riportato l'andamento delle tensioni nodali per ciascun ordine armonico considerato nell'analisi. È evidente che c'è una forte componente di 5° armonica, specialmente nel ramo centrale della rete, dovuta essenzialmente al carico non lineare collegato al nodo 17 (SIX-PULSE variable frequency drive).

Infatti, dai valori dello spettro armonico riportato nella Tabella 3, la componente alla 5° armonica è predominante sulle altre, e questo comporta un forte inquinamento armonico del ramo centrale della rete.

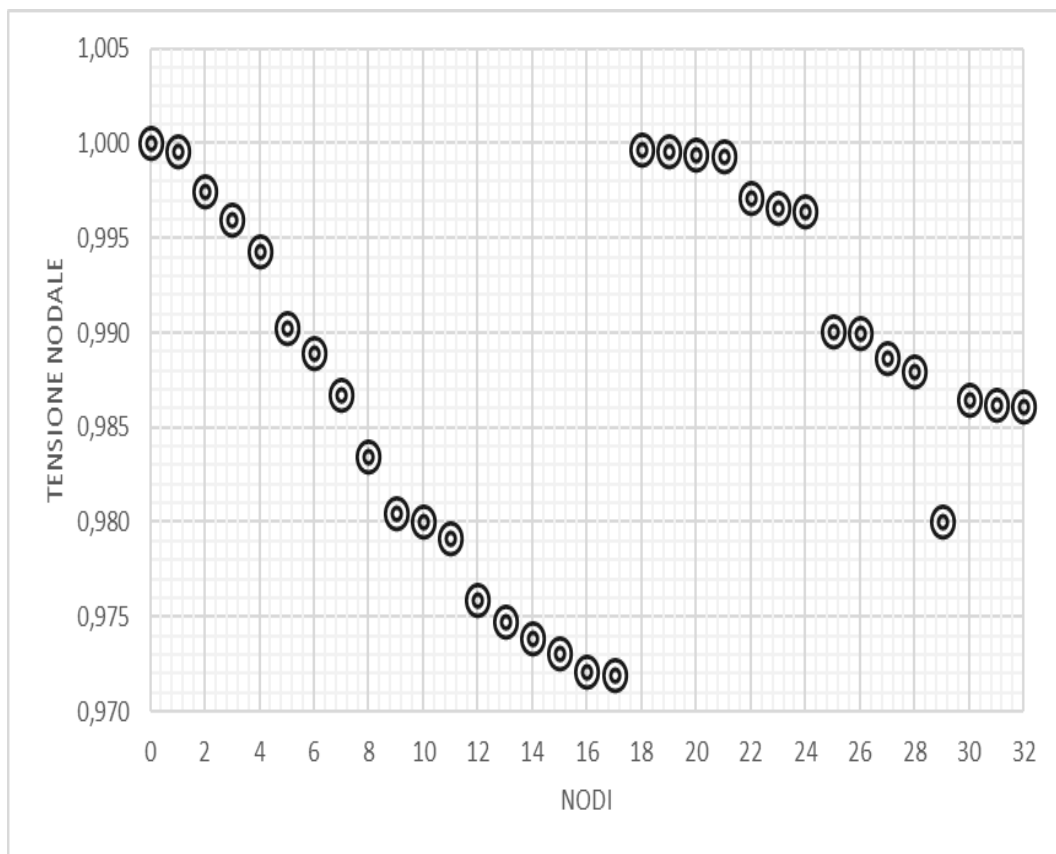


Figura 25 - Tensione fondamentale in p.u. nei nodi della rete

Neanche la presenza del condensatore di shunt posto nel nodo 9 (facente sempre parte del ramo centrale) porta a dei miglioramenti.

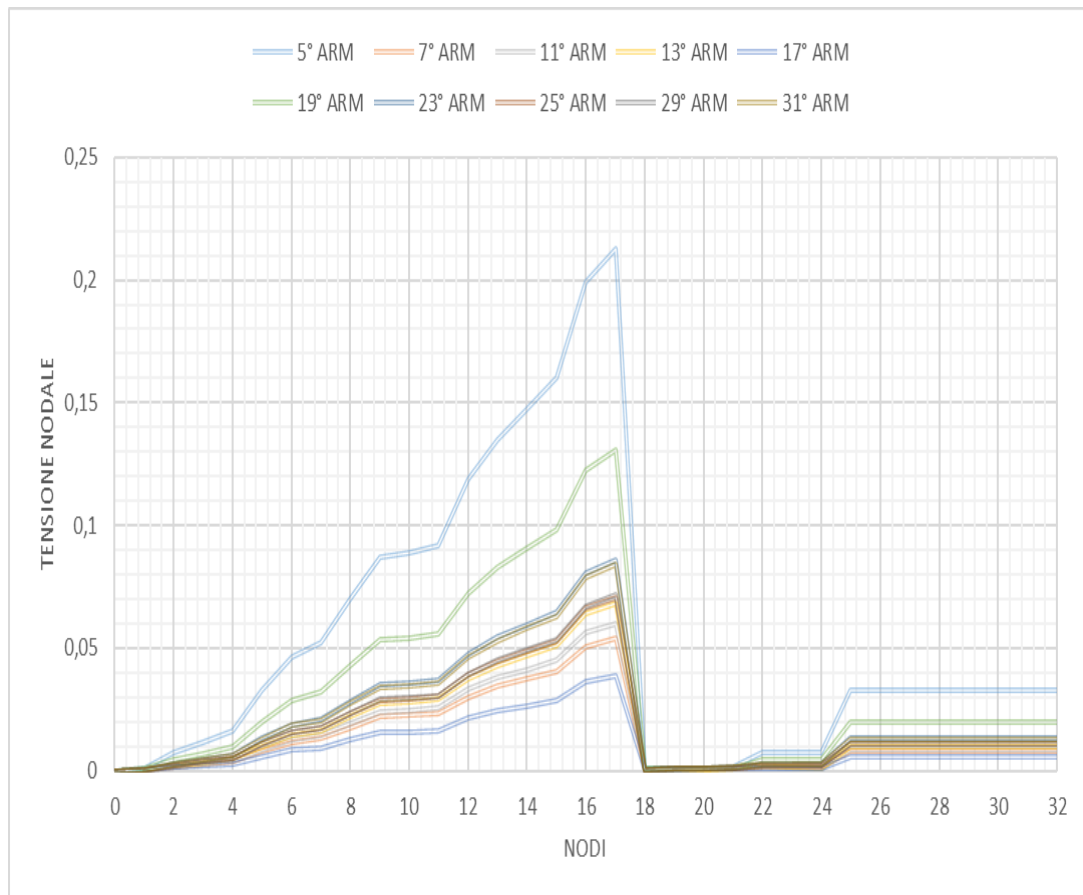


Figura 26 – Armoniche di tensione nei nodi ($h=5,7,11,13,\dots$)

Ulteriori prove sono state condotte variando il valore dei condensatori di shunt presenti nella rete, mantenendone inalterata però la posizione.

Ciò ha portato sicuramente a dei miglioramenti, utilizzando valori anche molto elevati, ma non abbastanza consistenti da avere un drastico miglioramento nella distorsione del ramo centrale.

La Fig. 27 mostra questa condizione di simulazione, dove il valore della capacità dei condensatori di rifasamento è stato aumentato di due ordini di grandezza rispetto al valore di partenza.

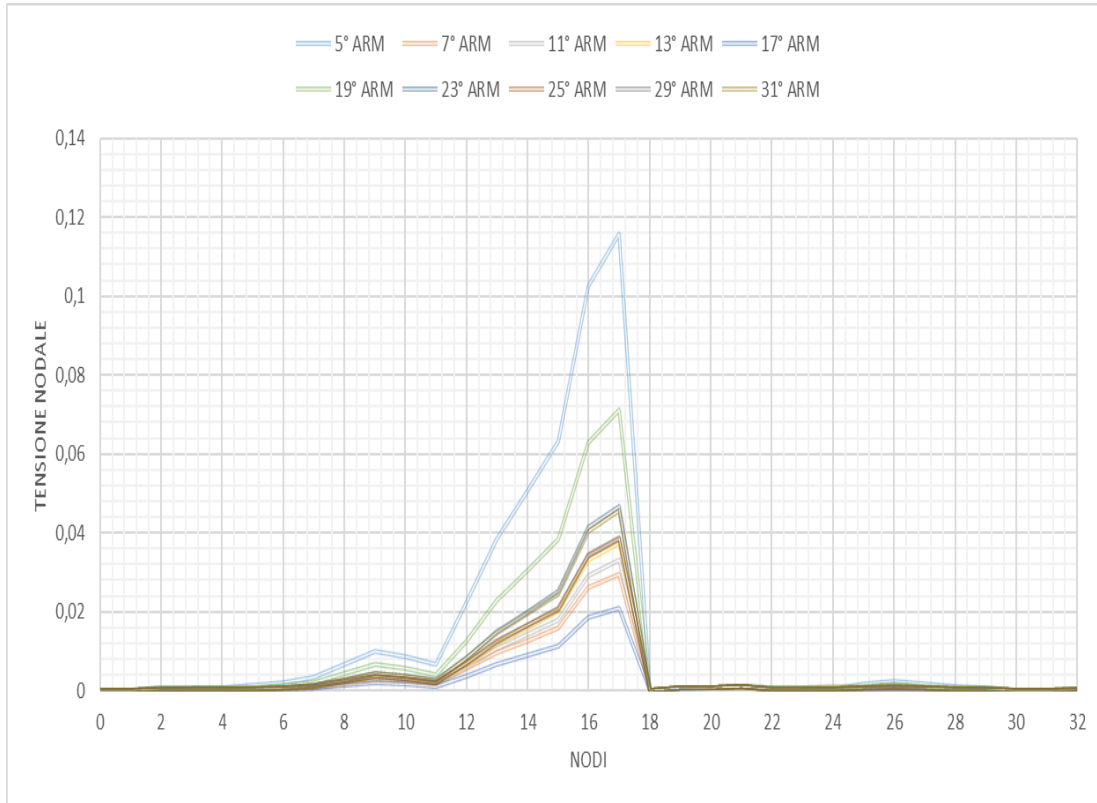


Figura 27 – Armoniche di tensione per ciascun ordine armonico con la variazione dei valori dei Condensatori di rifasamento

Le componenti armoniche della tensione si sono quasi dimezzati nel ramo centrale, e praticamente annullati nel ramo complessivo formato dai nodi 25-32, ma ancora sono pur sempre alti, tanto da avere in buona parte dei nodi del suddetto ramo una cospicua distorsione armonica.

Dunque, è oggettivamente necessario attuare delle opportune tecniche che portino alla riduzione delle armoniche nella rete. Quindi, ad esempio, è utile dimensionare e connettere alla rete dei sistemi di filtraggio, quali filtri attivi di potenza (APF); questi vanno a realizzare una compensazione armonica nella rete, introducendo in essa delle correnti tali da diminuire fortemente la distorsione armonica.

L'algoritmo implementato può essere ampiamente utilizzato anche per il calcolo delle perdite in rete e per valutare l'effetto dell'inserimento di sistemi di compensazione nella rete stessa.

CONCLUSIONI

Nel presente lavoro di tesi è stato affrontato il problema della distorsione armonica, illustrato sia da un punto di vista generale, che da un punto di vista normativo; sono state trattate le problematiche ad esso correlate e le conseguenze che tale fenomeno ha nella rete.

In particolare, però, ci si è concentrati nello studio delle reti di distribuzione di energia elettrica radiali. Dopo una ricerca in letteratura delle metodologie di analisi delle reti affette da inquinamento armonico, è stato scelto di implementare, mediante uno script in MATLAB, l'algoritmo del BFS (backward/forward sweep) Armonico nella risoluzione degli studi di Harmonic Power Flow.

L'algoritmo è stato testato su due tipi di reti: una rete test a 13 nodi e una rete IEEE a 33 nodi. Sono stati utilizzati come sorgenti di distorsione armonica dei carichi non lineari ormai di uso comune nella quotidianità (quali PWM-ASD, SIX-PULSE variable frequency drive converter, SIX-PULSE converter) modellizzati mediante degli spettri armonici opportunamente ottenuti da studi presenti in letteratura sull'argomento. Ai fini dell'applicazione dell'algoritmo del BFS Armonico sono state calcolate anche le correnti assorbite dai condensatori di rifasamento della rete.

Dalle simulazioni effettuate sulle due reti, dai valori dei residui armonici di tensione ottenuti per ciascun ordine armonico, dal calcolo delle perdite e degli indicatori al variare dell'ordine armonico stesso, è stato possibile evidenziare e confermare che la presenza dei carichi non lineari collegati alle reti in questione provoca una marcata distorsione armonica.

È necessario quindi attuare adeguate misure per diminuire l'inquinamento armonico in rete, al fine di prevenire guasti, sovraccarichi e disservizi vari. Bisogna quindi implementare opportune tecniche di compensazione o appropriati sistemi di filtraggio.

Quindi questa tesi getta le basi per ampi sviluppi futuri su questa tematica e per risolvere certe problematiche rimaste ancora non trattate; ad esempio si potrebbe provare a effettuare uno studio sul modello trifase della rete e l'impatto delle armoniche su di essa, realizzare l'analisi non considerando fissa la variabile tempo, ma esaminando l'impatto delle armoniche in un determinato intervallo di tempo e non fermandosi soltanto, come nell'analisi svolta in questo elaborato, in un singolo istante, oppure analizzare l'impatto che ha la generazione distribuita sull'intero sistema in presenza di inquinamento armonico, e di conseguenza studiare come le condizioni cambiano in presenza di questo tipo di generazione.

Infine, un altro spunto di ricerca potrebbe essere quello di progettare adeguati sistemi di filtraggio, ad esempio filtri attivi di potenza, che vadano a compensare le armoniche iniettate in rete.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Norma EN 50160, "Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica", May. 2011
- [2] "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," in *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, vol., no., pp.1-29, 11 June 2014
- [3] "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," in *IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009)*, vol., no., pp.1-98, 13 Aug. 2019
- [4] CP. Xenis, W. Perine, "Slide Rule Yields Lamp Flicker Data". *Electrical World*, October 23, 1937
- [5] E. Styvaktakis and M.H.J. Bollen, "Signatures of Voltage Dips: Transformer Saturation and Multistage Dips", *IEEE Trans. on Power Deliv.*, Vol. 18, No. 1, pp. 265-270, Jan. 2003.
- [6] Peng, F. Z., and D. J. Adams, "Harmonic sources and filtering approaches series/parallel, active/passive, and their combined power filters", *IEEE Industry Applications Conference, Volume 1*, pp. 448–455 vol.1, Oct. 1999
- [7] A.A. Sallam, P. Malik, *Electric Distribution Systems*, Wiley, 2019
- [8] Norma IEC 61000-3-3, "Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 3: Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage supply systems for equipment with rated current $\leq 16\text{ A}$ ", Jun. 1997
- [9] A. Arranz-Gimon, A. Zorita-Lamadrid, D. Morinigo-Sotelo, O. Duque-Perez, "A Review of Total Harmonic Distortion Factors for the Measurement of Harmonic and Interharmonic Pollution in Modern Power Systems. *Energies*", 2021, 14, 6467.
- [10] S. Vlahinic, D. Brnobic and N. Stojkovic, "Indices for Harmonic Distortion Monitoring of Power Distribution Systems," in *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 58, no. 5, pp. 1771-1777, May 2009

- [11] J. Grainger and W. Stevenson, "Power system analysis", McGrawHill New York, 1994.
- [12] S. Nasar and F. Trutt, "Electric power systems", CRC Press, 1998.
- [13] C. Kelley, "Iterative methods for optimization", vol. 18. Siam, 1999.
- [14] W. F. Tinney and C. E. Hart, "Power Flow Solution by Newton's Method," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-86, no. 11, pp. 1449-1460, Nov. 1967
- [15] C. S. Cheng and D. Shirmohammadi, "A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 671-679, May 1995
- [16] C. Balda, Kraig J. Olejniczak, Syh C. Low, "The Electromagnetic Transients Program (EMTP) as an effective tool to evaluate active power filters for harmonic compensation, *Electric Power Systems Research*", Volume 30, Issue 3, 1994,
- [17] V. M. da Costa, N. Martins and J. L. R. Pereira, "Developments in the Newton Raphson power flow formulation based on current injections," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1320-1326, Nov. 1999
- [18] G. T. Heydt, "Electric Power Quality", Stars in a Circle Publications, 1991.
- [19] S. Herraiz, L. Sainz, J. Clua, "Review of harmonic load flow formulations", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 18, No. 3, July 2003, pp. 1079-108
- [20] A. A. Mahmoud, R. D. Shultz, "A method for analyzing harmonic distribution in A.C. power systems", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 6, June 1982, pp. 1815-1824
- [21] J. Arrillaga, C. D. Callaghan, "Three phase AC-DC load and harmonic flows", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 6, No. 1, January 1991, pp. 238-244
- [22] I. Archundia-Aranda and R. O. Mota-Palomino, "Harmonic load flow method for radial distribution networks," *Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP 2010*, 2010, pp. 1-5

[23] J. Teng and C. Chang, "Backward/Forward Sweep-Based Harmonic Analysis Method for Distribution Systems," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1665-1672, July 2007

[24] M. Amini, A. Jalilian, M. Behbahani, "Fast network reconfiguration in harmonic polluted distribution network based on developed backward/forward sweep harmonic load flow", *Electric Power Systems Research*, 2019.

[25] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, April 1989