Scuola Dottorale di Ingegneria
Sezione di Ingegneria dell'Elettronica Biomedica,
dell'Elettromagnetismo e delle Telecomunicazioni

XXV CICLO DEL CORSO DI DOTTORATO

Ottimizzazione dei Sistemi Smart Grids ed Energy Harvesting nelle Smart Cities

Dottorando: Daniele Altomonte _____

(firma)

Docente Guida: Prof. Francesco Riganti Fulginei _____

(firma)

Coordinatore: Prof. Lucio Vegni _____

(firma)

Ai miei Genitori,

per il supporto, la fiducia, la disponibilità,

i consigli, la pazienza, la motivazione, l'incitazione.

Ma soprattutto per l'energia trasmessami che mi

ha accompagnato in questo percorso straordinario,

e senza la quale non avrei mai raggiunto questo risultato.

Grazie davvero.

Sommario

INTRODUZIONE *5*

Capitolo 1 - Energy Harvesting nelle Smart Cities *9*
Smart City: definizione 9
Dispositivo piezo-elettromeccanico per il recupero energetico dal transito dei veicoli 10
Stima della produzione di energia elettrica 26
Conclusioni 30

Capitolo 2 - Dalle reti elettriche tradizionali alle Smart Grids *31*
Introduzione 31
La rete elettrica tradizionale 34
La Generazione Distribuita (GD) 39
L'impatto della Generazione Distribuita (GD) sulle reti di distribuzione 44
La Regolazione della tensione 50
Regolazione della tensione alla sbarra MT dei trasformatori AT/MT 57
Regolazione a tensione costante 60
Regolazione a compensazione di corrente 60
Campo di variazione della tensione AT 65
Impatto della GD sulla regolazione di tensione nelle reti di distribuzione MT 66
Tecnologie di risoluzione della regolazione della tensione nelle reti di distribuzione MT e BT 71
Energy Storage System (ESS) 74
Applicazioni ed effetti in rete 76
Dimensionamento e allocazione di Energy Storage System sulla rete di distribuzione 85
Dimensionamento di un ESS in cabina primaria per la limitazione del flusso di potenza verso l'AT 85
Analisi del power flow 96
La regolazione della tensione attraverso l'utilizzo del Virtual Power Plant 103
Il fenomeno dell'Islanding 109
Definizione di isola indesiderata 109
Metodi di risoluzione dell'isola indesiderata 114
Da isola indesiderata a desiderata: gli Smart Links 119

Capitolo 3 - Ottimizzazione dei sistemi Smart Grids attraverso l'utilizzo di Swarm -Based Algorithms *123*
Introduzione 123
Algortimi Swarm-Based per la minimizzazione dei campi magnetici degli elettrodotti interrati 125
Introduzione 125
Discrete Flock-of-Starling Opitimization 126
Codifica del problema di ottimizzazione per la configurazione dei cavi di potenza 129
Codifica e configurazione dei cavi di potenza 131

Risultati 133
Conclusioni 137

Minimizzazione delle perdite per Effetto Joule nei sistemi Smart Grids tramite l'utilizzo del Metric - Topological - Evolutionary Optimization 138

Introduzione 138
METEO 140
Particle Swarm Optimization e Flock-of-Starlings Optimization 141
Bacterial Chemotaxis Algorithm 143
Validazione di METEO per la minimizzazione delle perdite di rete su linee di trasmissione 145
Implementazione dell'algoritmo METEO 149
MATPOWER performance 150
METEO vs MATPOWER 151
Conclusioni 152

Conclusioni ***153***

Ringraziamenti ***155***

Bibliografia ***156***

INTRODUZIONE

“Quando non c’è energia, non c’è forma, non c’è colore, non c’è vita”.

È come se il Caravaggio ne fosse già a conoscenza negli anni a cavallo tra il XVI e XVII secolo. L’energia è l’essenza vitale su cui si basa la Società così come noi la conosciamo. A volte viene data per scontata, a volte perdiamo la pazienza se “manca la corrente” per qualche minuto. Questo perché ci dimentichiamo di quali infrastrutture ci siano alla base di un sistema così complesso, ma che offre un servizio con una importanza inestimabile e valenza strategica per qualsiasi nazione dell’era contemporanea. Ma l’energia elettrica ha un costo, in termini ambientali, da non sottovalutare. È sufficiente pensare a quanti processi ambientalmente distruttivi bisogna soddisfare per portare la corrente nelle nostre città, campagne, industrie, isole e montagne. Dall’estrazione dei combustibili fossili, al trasporto e combustione degli stessi per trasformare il calore generato in energia elettrica che viaggia per centinaia di chilometri su linee elettriche, per essere utilizzata dagli utenti finali. In particolare abbiamo una infrastruttura elettrica di dimensioni inimmaginabili. Solo in Italia si contano più di un milione di chilometri di linee elettriche. Basti pensare che la distanza Terra - Luna è circa 380.000 km per rendersi conto della quantità e complessità impiantistica che è necessario gestire e migliorare continuamente per avere un così prezioso servizio. A tutto ciò si affianca l’incremento demografico e maggiori migrazioni della popolazione verso le città che stanno assumendo sempre più la forma di megalopoli. Le città pertanto rappresentano il maggiore centro di assorbimento di energia (elettrica e termica, a cui si aggiunge la mobilità), e quindi una delle principali cause di emissioni di sostanze clima alteranti. Proprio per questo ci si sta orientando sempre più verso le Smart Cities.

Con il termine Smart City (Città Intelligente) si delinea un nuovo criterio di concepire la città, una città ambientalmente sostenibile e responsabile, il cui obiettivo principale è la riduzione di qualsiasi forma di inquinamento.

Essenzialmente una città intelligente è un ambiente urbano che sia in grado di migliorare la qualità della vita dei cittadini stessi, conciliando le esigenze sia di imprese che di istituzioni. Ovviamente alla base di questa idea risiede il grande sviluppo delle Tecnologie dell'Informazione e della Telecomunicazione (TIC) negli ambiti di maggiore interesse come la mobilità, l'energia e l'ambiente. Una città smart è una città in cui l'energia elettrica viene prodotta da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), fonti rinnovabili in grado non solo di ridurre la quantità di anidride carbonica immessa in atmosfera, ma anche di essere la fonte primaria per la mobilità nelle città. La mobilità tradizionale infatti rappresenta una percentuale importante dell'inquinamento atmosferico. L'introduzione di veicoli elettrici in grado di ricaricarsi grazie ad impianti FER dislocati sul territorio darebbe un forte contributo all'abbattimento delle emissioni. La ricerca in questo settore evolve verso lo studio di nuove tecnologie di accumulo, in grado non solo di accumulare sempre più grandi quantità di energia a parità di volume, ma anche di avere tempi di ricarica sempre più ristretti. Altro tema cruciale e di valenza straordinaria all'interno delle città smart risiede nella stessa infrastruttura elettrica, la cui evoluzione negli ultimi anni è stata necessaria per affrontare l'incremento di impianti di produzione da FER. Si parla in questo caso di Smart Grids (più recentemente di Super Grids), ovvero di reti elettriche intelligenti. L'intelligenza risiede nella capacità della rete di gestire quanti più componenti attivi vengano ad essa connessi. Infatti negli ultimi anni solo in Italia sono stati realizzati e connessi sulla rete di Trasmissione e Distribuzione di energia elettrica più di 330.000 impianti fotovoltaici (al 31/12/2011), a cui si aggiungono tutte le altre tecnologie di produzione da FER. Nella Tab. 1, estratta dal sito del GSE (Gestore dei Servizi Energetici), è evidente l'impatto in termini di numero e potenza installata degli impianti alimentati da FER.

	2010		2011		2011 / 2010 Variazione %	
	n°	kW	n°	kW	n°	kW
Idraulica	2.729	17.876.169	2.902	18.092.298	6,3	1,2
0 _ 1 (MW)	1.727	523.491	1.858	567.728	7,6	8,5
1 _ 10 (MW)	700	2.210.451	743	2.328.321	6,1	5,3
> 10 (MW)	302	15.142.227	301	15.196.249	-0,3	0,4
Eolica	487	5.814.281	807	6.936.146	65,7	19,3
Solare	155.977	3.469.880	330.196	12.773.407	111,7	268,1
Geotermica	33	772.000	33	772.000	0,0	0,0
Bioenergie	669	2.351.545	1.213	2.825.330	81,3	20,1
Biomasse	142	1.242.659	170	1.288.502	19,7	3,7
– da rifiuti urbani	*71*	*797.929*	*71*	*827.504*	*0,0*	*3,7*
– altre biomasse	*71*	*444.730*	*99*	*460.998*	*39,4*	*3,7*
Biogas	451	507.704	819	773.433	81,6	52,3
– da rifiuti	*228*	*341.338*	*260*	*356.357*	*14,0*	*4,4*
– da fanghi	*47*	*14.569*	*60*	*29.721*	*27,7*	*104,0*
– da deiezioni animali	*95*	*41.371*	*165*	*89.487*	*73,7*	*116,3*
– da attività agricole e forestali	*81*	*110.426*	*334*	*297.868*	*312,3*	*169,7*
Bioliquidi	97	601.182	275	763.395	183,5	27,0
– oli vegetali grezzi	*86*	*510.016*	*234*	*653.861*	*172,1*	*28,2*
– altri bioliquidi	*11*	*91.166*	*41*	*109.534*	*272,7*	*20,1*
Totale	159.895	30.283.875	335.151	41.399.181	109,6	36,7

Tab. 1 - Numerosità e potenza delle fonti rinnovabili in Italia.

È pertanto evidente come una infrastruttura pensata, progettata e realizzata per il trasporto di un flusso unidirezionale di potenza elettrica, richieda un processo evolutivo ristretto nei tempi ed in grado di gestire l'aleatorietà dei flussi che transitano su di essa. Le diverse tecnologie infatti vengono connesse alla rete elettrica con priorità di dispacciamento, ovvero con priorità in termini di immissione di energia elettrica rispetto alle centrali di produzione tradizionale. Ma mentre le centrali sono disposte sul territorio con criteri di ottimizzazione, le FER sono disposte sul territorio quasi randomicamente, così come randomica ed imprevedibile è la quantità di energia che possono immettere in rete nel tempo, da cui deriva il termine di fonti energetiche non programmabili. Tutto ciò comporta una serie di problemi per i gestori dell'infrastruttura elettrica, sia esso il Distributore ovvero il DSO (Distribution System Operator) che Gestore della Trasmissione ovvero il TSO (Trasmission System Operator), sia da un punto

di visto dei componenti costituenti la rete elettrica, sia da un punto di vista di gestione dei parametri elettrici e quindi più esplicitamente di Power Quality.

Facendo inoltre riferimento alla Tab. 1 è immediato notare che la grande quantità di impianti installati ha portato ad un incremento della infrastruttura elettrica stessa in termini di cabine di trasformazione, dispositivi di rete in generale e chilometri di linee elettriche sia aeree che interrate. Partendo da queste considerazioni ci siamo posti l'obiettivo di trovare la giusta disposizione (in termini di distanza e posizione dei conduttori nel suolo) e relazione di fase con la quale posare i cavi interrati, affinché l'intensità del campo magnetico percepibile sulla superficie sia ridotta al minimo, ma senza interferire sulle prestazioni del sistema. Altro tema che è stato affrontato riguarda la minimizzazione delle perdite di rete. Le due tematiche sono state affrontate con l'ausilio di algoritmi di ottimizzazione, in particolare DFSO (Discrete Flock-of-Starling Optimization) e METEO (Metric – Topological – Evolutionary Optimization). METEO si basa sull'ibridazione di due euristiche (Particle Swarm Optimization e Flock-of-Starling Optimization) con un terzo algoritmo: BCA (Bacterial Chemotaxis Algorithm). Questo algoritmo di ottimizzazione ben si presta ad essere utilizzato nei tipici problemi di Load Flow. Sia gli algoritmi che le ottimizzazioni eseguite saranno descritte nel dettaglio nel seguito del lavoro.

Capitolo 1 - Energy Harvesting nelle Smart Cities

Smart City: definizione

Sempre più spesso si sente parlare di Smart City. In effetti il termine "smart" sta diventando quasi una moda, ed è utilizzato in una grande quantità di contesti differenti. Possiamo ricondurre lo sviluppo della visione delle smart city all'humus del Rinascimento. L'idea nasce nell'epoca del Rinascimento italiano in particolare con le città di Pienza, Sabbioneta, Ferrara e Urbino. La motivazione alla base della città ideale risiede in una rivoluzione dell'architettura e dell'urbanistica. Città in cui l'armonia e la bellezza dell'architettura urbana si sposano con la lungimiranza del governo politico e la vita associata della comunità civica, in un gioco di delicati equilibri che coniuga esigenze ed aspirazioni funzionali, estetiche, comunitarie. L'idea più moderna di Smart City nasce invece negli anni Novanta in concomitanza con la liberalizzazione delle telecomunicazioni ed il grande sviluppo di Internet, in quanto è proprio nella infrastruttura ICT che risiede la chiave di volta dell'intelligenza urbana dove il termine intelligente sta ad indicare un utilizzo concreto, efficace ed esteso delle tecnologie digitali.

Le accezioni di Smart City oggi esistenti sono pertanto molteplici, per lo più declinate in base al punto di vista del singolo proponente. Volendo tentare una sistematizzazione per tipologia di stakeholder proponente (istituzionale, accademico o imprenditoriale) e per ambiti di focalizzazione, è possibile rilevare che la sostenibilità ambientale è l'unico aspetto comune a tutte le differenti definizioni, con la priorità rivolta ad un corretto ed efficiente uso delle risorse, che sta diventando sempre più essenziale soprattutto rispetto alle future generazioni che risiederanno nelle città. Le interpretazioni degli enti europei sono tendenzialmente più restrittive. Il focus è sulle infrastrutture di rete (energia, mobilità e ICT) ipotizzando un modello di sviluppo urbano "wired" dove la connettività è considerata fattore di crescita nel breve periodo. Si pongono, invece, in secondo piano le sfaccettature della Smart City connesse alla qualità della vita.

Gli interventi sono focalizzati fondamentalmente su:

- Mobilità pulita;
- Riqualificazione energetica di edifici pubblici e privati;
- Energy saving ed energy harvesting, senza tralasciare l'importante contributo derivante da una efficace sensibilizzazione dei cittadini in tema di consumi energetici;
- Infrastrutture urbane (teleriscaldamento, illuminazione pubblica, smart grids, etc.).

Si tratta, dunque, di una città in cui le fonti di energia rinnovabile sono integrate nel sistema energetico e le soluzioni per l'efficienza energetica sono applicate nei settori industriale, residenziale, infrastrutturale e nei trasporti. Un città in cui si producono meno rifiuti, ed i rifiuti prodotti vengono gestiti in maniera differenziata per produrre energia. Ed infine una città dove gli sprechi idrici ed elettrici vengono evitati grazie a sistemi di rilevamento e monitoraggio avanzati, sistemi di telecontrollo e sensori su lampioni pubblici, impianti di irrigazione e nuove tecnologie per il recupero energetico. Da un nostro punto di vista una smart city è pertanto una città in cui il tema centrale è l'energia. Recuperare energia è il tema su ci si è soffermati nella prima parte del Dottorato di Ricerca. In particolare abbiamo realizzato un dispositivo in grado di recuperare interessanti quantità di energia elettrica dal transito di veicoli in movimento che sarà trattato nel dettaglio nel paragrafo che segue.

Dispositivo piezo-elettromeccanico per il recupero energetico dal transito dei veicoli

Dopo la definizione del protocollo di Kyoto e dell'obiettivo del 20-20-20, la sensibilità in merito al rispetto dell'ambiente e riduzione dell'inquinamento si è amplificata e continua ad aumentare esponenzialmente. Ed è proprio per questo che le tematiche di risparmio energetico, recupero energetico e utilizzo delle fonti rinnovabili sono alla base per l'ottenimento dell'obiettivo prefissato, da raggiungersi entro la scadenza dell'anno 2020. Ed è sulla base

di queste considerazioni che si stanno sviluppando nuove tecnologie per la riduzione dei consumi energetici, ma senza ledere la qualità del servizio erogato. Un esempio classico è lo sviluppo dei nuovi lampioni a led, con una riduzione dei consumi davvero interessante. Sono inoltre state brevettate strisce pedonali con i pannelli fotovoltaici incorporati. Ed ancora. Discoteche che recuperano energia dalle vibrazione che nascono dal movimento delle persone che danzano. E possiamo continuare così per molto. Gli israeliani hanno brevettato strade piezoelettriche in grado di produrre (recuperare) energia dal passaggio degli autoveicoli grazie alla pressione indotta sul manto stradale.

Nella prima parte del Dottorato ci siamo interessati anche noi allo sviluppo di una nuova tecnologia che sia in grado di recuperare energia elettrica dal passaggio degli autoveicoli. Il dispositivo realizzato è essenzialmente un dosso artificiale che racchiude in se un sistema di recupero dell'energia dal passaggio di mezzi in movimento grazie all'utilizzo di pedane piezo-elettromeccaniche. Ciò che viene convertito è il quantitativo di energia cinetica e potenziale dei mezzi in movimento. In particolare queste forme di energia vengono recuperate grazie all'utilizzo di due tecnologie:

- La prima tecnologia sfrutta la legge dell'induzione elettromagnetica, per il recupero dell'energia cinetica;
- La seconda tecnologia invece utilizza la capacità dei materiali piezoelettrici di produrre una differenze di potenziale sulla superficie del cristallo stesso se sottoposto a pressione. Questo principio è stato perciò utilizzato per la conversione dell'energia potenziale posseduta dal mezzo generico.

Il nostro progetto è essenzialmente un generatore di tensione, in quanto esso sfrutta una delle leggi fondamentali dell'elettromagnetismo: la legge di Faraday dell'induzione.

Nella Figura 1.1 è rappresentata una schematizzazione del prototipo.

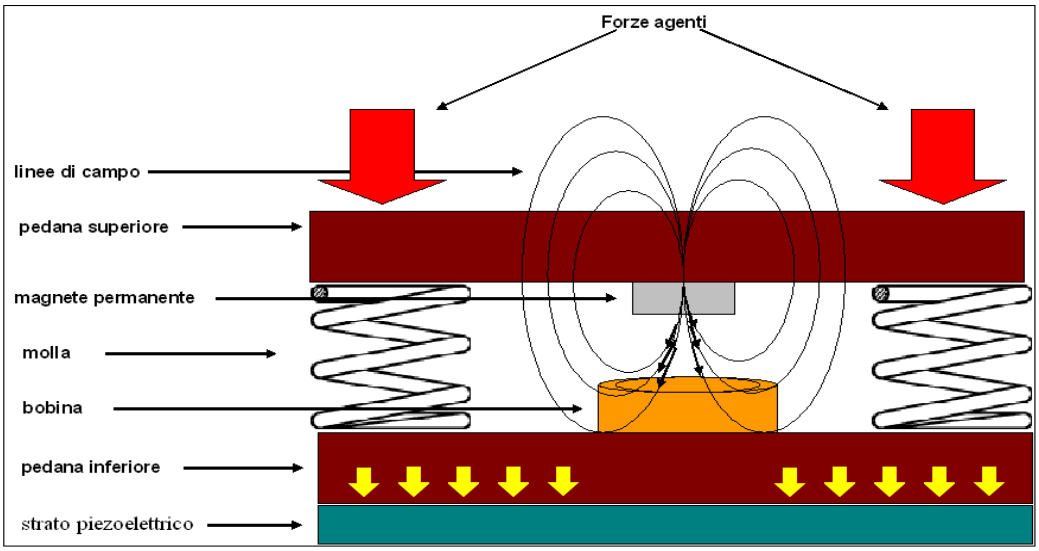


Figura 1.1 – Schematizzazione del prototipo e forze agenti durante la fase di transito del veicolo. L'altezza totale del dispositivo è pari a 6 cm.

Le forze agenti sul dispositivo causano l'ingresso del magnete all'interno della bobina. La situazione è ben rappresentata nella Figura 1.2 per la sola componente induttiva:

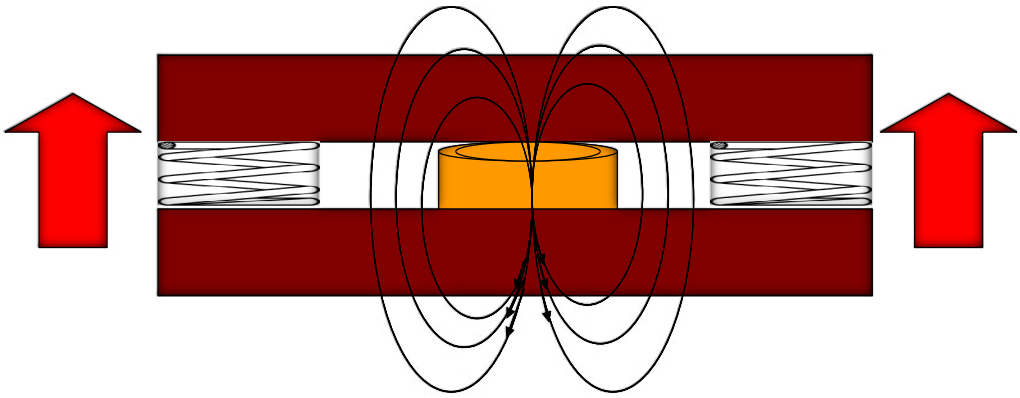


Figura 1.2 – Schematizzazione del prototipo e forze agenti durante la fase di rilascio.

In questo caso abbiamo una differenza di potenziale, che assumeremo come positiva, mentre il magnete penetra all'interno della bobina, ed una seconda differenza di potenziale (negativa), dovuta al rilascio di energia elastica accumulata dalle molle che riportano in posizione di riposo la pedana. Ovviamente la potenza generata in fase di ritorno alla posizione di riposo sarà

senza dubbio inferiore alla prima sollecitazione, in quanto in quest'ultima le forze in gioco sono decisamente più intense.

Tra gli esperimenti di Faraday, ce n'é uno che spiega proprio quello che succede nel nostro prototipo. Consideriamo una spira di filo conduttore collegata ad un galvanometro, un dispositivo che misura la corrente. Se si avvicina un magnete alla spira, l'indice del galvanometro si sposta in un certo verso. Quando il magnete è tenuto fermo, il galvanometro non misura nessuna corrente. Se si allontana il magnete dalla spira, l'indice del galvanometro si sposterà nel verso opposto. Da queste osservazioni si può concludere che una corrente elettrica circola nel galvanometro ogni volta che vi è un moto relativo del magnete rispetto alla spira (e viceversa). Questi risultati sono estremamente interessanti perché portano alla circolazione di corrente nel circuito senza che ci sia una batteria nel circuito stesso. Chiameremo questa corrente corrente indotta, ed essa è generata da una forza elettromotrice indotta. Dunque Faraday concluse che una corrente elettrica può essere generata da un campo magnetico variabile nel tempo. Una corrente non può essere prodotta da un campo magnetico stazionario.

Nel nostro lavoro la variazione del campo magnetico è l'effetto del moto fra il magnete e le spire costituende la bobina. La corrente si mantiene fino a che il moto persiste. Per rendere quantitative queste osservazioni, è necessario definire una grandezza chiamata flusso magnetico. Il flusso associato ad un campo magnetico è proporzionale al numero di linee di campo magnetico che attraversano la superficie. Consideriamo un elemento di area *dA* su una superficie di forma arbitraria. Se il campo di induzione magnetica in questo punto è pari a B, allora il flusso magnetico attraverso l'elemento è $B \cdot dA$, dove *dA* è un vettore perpendicolare alla superficie il cui modulo è pari all'area *dA*. Quindi, il flusso magnetico Φ_B attraverso la superficie è

$$\Phi_{\vec{B}} = \int B dA$$

L'unità di misura SI del flusso magnetico è il Tesla per metro quadrato, che viene definito Weber (Wb):

$$[Wb] = Tm^2 .$$

Si ha dunque una forza elettromotrice indotta in un circuito quando il flusso magnetico attraverso la superficie che limita il circuito, varia nel tempo. Dunque, la forza elettromotrice indotta in un circuito è uguale alla rapidità con cui varia il flusso magnetico attraverso la superficie.

Questo principio , noto come “legge di Faraday dell’induzione”, può essere scritto come

$$\varepsilon = -\frac{d\Phi_B}{dt}$$

dove Φ_B è il flusso magnetico attraverso la superficie che limita il circuito. Il significato del segno negativo verrà spiegato in seguito quando tratteremo la legge di Lenz.

Se il circuito è una bobina di *N* spire e tutte le spire sono concentriche e di ugual superficie, ed il flusso è concatenato con tutte le spire, la forza elettromotrice indotta è:

$$\varepsilon = -N\frac{d\Phi_B}{dt}$$

La forza elettromotrice aumenta di un fattore pari a *N* poiché tutte le spire sono in serie, cosicché le forze elettromotrici delle singole spire si sommano a dare la forza elettromotrice totale.

Partiamo dal caso più semplice e consideriamo una spira piana di area *A* e che il campo magnetico attraverso la spira sia uniforme, come in Figura 1.3:

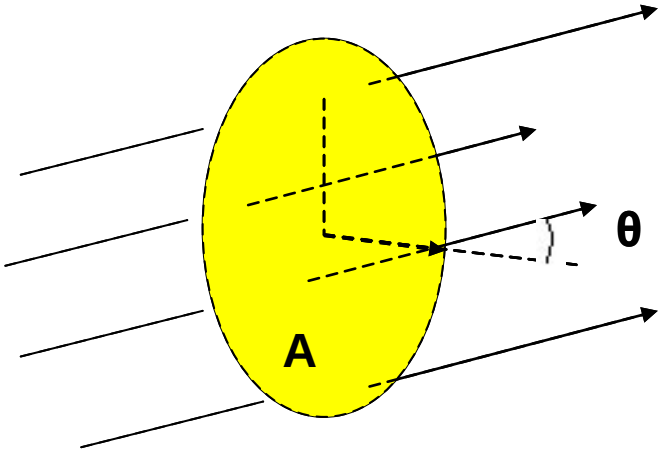


Figura 1.3 - Una spira conduttrice di superficie A in presenza di un campo magnetico B che forma un angolo θ con la normale alla spira.

In questo caso il flusso concatenato con la spira è

$$\Phi_{\vec{B}} = \iint \vec{B} \cdot d\vec{A} = \iint B\,dA\cos\theta = B\cos\theta \iint dA = BA\cos\theta$$

Quindi la forza elettromotrice indotta è

$$\varepsilon_\theta = -\frac{d}{dt}(BA\cos\theta)$$

Da questa espressione possiamo vedere che si induce una forza elettromotrice in un circuito in diversi modi:

- quando varia nel tempo il modulo di *B*;
- quando varia nel tempo la superficie *A* del circuito;
- quando varia nel tempo l'angolo θ tra *B* e la normale alla superficie del circuito;
- quando si verifica una qualsiasi combinazione delle precedenti.

Nel nostro dispositivo il movimento genera una variazione nel tempo del modulo di B, in quanto non cambia la superficie del circuito. Inoltre in questo caso possiamo considerare $\theta=0$ in quanto il campo *B* è diretto perpendicolarmente alle spire come in Figura 1.4.

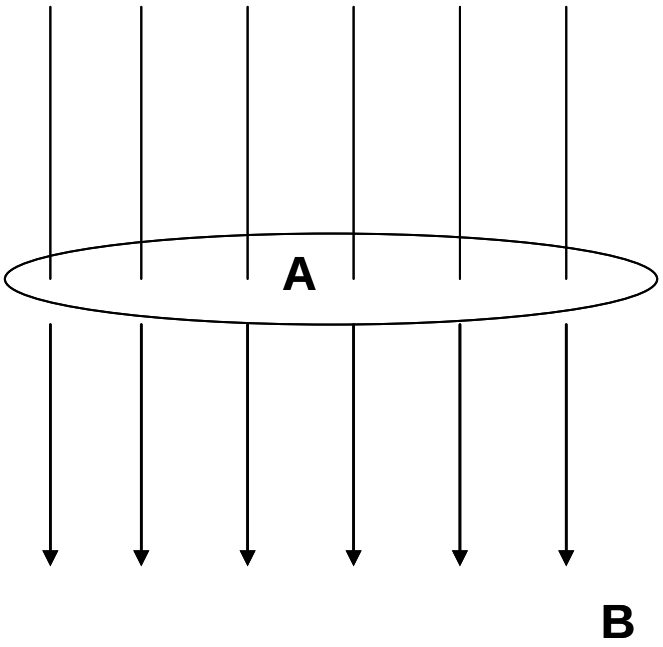


Figura 1.4 - Rappresentazione delle linee di campo B su una spira di area A. In questo caso $\theta=0$.

Dunque il sistema magnete-bobina del nostro dispositivo si riduce ad un problema di calcolo della forza elettromotrice che si genera in una spira quando il campo di induzione magnetica *B* varia in funzione del movimento della rampa. Il movimento della rampa fa sì che il campo *B* del magnete permanente possa essere assunto come verticale rispetto alla spira, proprio come in Figura 1.4, e questo ci permette di dire che, essendo $\theta=0$, anche $\cos\theta=1$. Quindi, supponendo che il campo *B* sia uniforme nell'intorno del magnete, allora possiamo dire che un campo magnetico uniforme è applicato perpendicolarmente al piano della bobina ed ha la stessa intensità in tutti i punti all'interno della bobina allo stesso istante di tempo.

Il magnete ha un valore di $B=1T$ (ma ci sono supermagneti con valore di induzione ancora maggiore), e supponendo la rampa in condizione di riposo il campo *B* è inizialmente nullo sulle spire. Quando la rampa si abbassa il magnete si avvicina alle spire, ed essendo il magnete in movimento genera un

campo magnetico variabile il cui flusso si concatena con la spira di Figura 2.25.

Il flusso che si concatena è:

$$\Phi_B = BA \quad ,$$

ed essendo

$$B = 1T \quad ,$$

$$A = \pi r^2 \quad ,$$

$$r = 1,5\,mm = 0,015\,m$$

segue che

$$A = 0,00070657\,m^2 = 7,06510^{-4}\,m^2 \quad .$$

Ora calcoliamo la forza elettromotrice (fem) indotta: la fem indotta su un'unica spira ha espressione del tipo:

$$\varepsilon = -\frac{d}{dt}(BA\cos\theta)$$

ma nel nostro caso θ=0, l'area A delle spira è costante e quindi si può portare fuori *A* dalla derivata, ottenendo

$$\varepsilon = -A\frac{dB}{dt} \quad .$$

Supponendo che il campo magnetico vari con un tasso costante, possiamo supporre che la derivata del campo è uguale al rapporto fra la variazione del campo e l'intervallo di tempo durante il quale avviene la variazione.

L'intervallo di tempo durante il quale il magnete entra e fuoriesce dalle spire è molto breve, e ipotizziamo un

$$\Delta t = 0.20\,s \quad .$$

Per quanto riguarda *dB/dt*, considereremo la differenza tra l'istante iniziale in cui il flusso che si concatena con le spire è nullo (situazione a riposo della rampa, il campo magnetico non influisce sulle spire), e l'istante finale in cui il flusso che si concatena con le spire è massimo (fase di compressione della rampa, il magnete si trova all'interno delle bobine).

Perciò la derivata del campo di induzione magnetica *dB/dt*, può scriversi come:

$$\frac{dB}{dt} = \frac{B_T - B_0}{t_s - t_0} = \frac{0.20}{0.1}$$

dunque la forza elettromotrice indotta si scrive come

$$|\varepsilon| = -A\frac{dB}{dt} = -A\frac{\Delta B}{\Delta t}.$$

E dunque

$$|\varepsilon| = 7.06 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{0.1\ T}{0.2\ s}$$

Il calcolo dell'espressione precedente porta ad una fem indotta che in modulo vale

$$|\varepsilon| = 3.53 \cdot 10^{-3} V$$

ovvero 3.534 mV. Questo risultato sta a significare che su ogni spira della bobina, il flusso che si concatena con una singola spira è pari a 3.534 mV.

La bobina che abbiamo realizzato è costituita da 15 avvolgimenti, quindi possiamo estendere il risultato trovato ad una serie di 15 spire concentriche aventi tutte la stessa dimensione. Generalizzando possiamo dire che la forza elettromotrice indotta su N spire si scrive come

$$|\varepsilon| = NA\frac{dB}{dt}.$$

Questo significa che tutte le fem indotte che si generano su ogni spira si sommano, ovvero ogni spira contribuisce alla forza elettromotrice indotta

totale. Dunque da ogni bobina ricaviamo una forza elettromotrice indotta pari a

$$|\varepsilon| = 153.5345 \cdot 3.7710^{-5} = 0.5301 \quad .$$

Dunque più di mezzo Volt per bobina, e considerando che le bobine sono 4, e collegate in serie, i loro effetti si sommano, dunque possiamo scrivere, che la fem indotta totale in uscita dalla serie è pari a:

$$|\varepsilon| = 0.5301 \cdot 4 = 2.1204$$

un valore di tensione non troppo alto, ma comunque buono.

Supponendo inoltre che le molle (definite come accumulatori di energia meccanica), siano in grado di restituire tutta l'energia accumulata, allora per ogni transito sulla rampa avremo una forza elettromotrice indotta in fase di compressione che presenterà un determinato verso, e una forza elettromotrice indotta in fase di rilascio, che presenterà il verso opposto. Quindi possiamo già presupporre che la tensione d'uscita sia una funzione impulsata (o triangolare, con base del triangolo molto stretta), con tensione picco-picco pari a:

$$2.0120 \cdot 2 = 4.0240 \quad .$$

Un possibile andamento della tensione d'uscita è rappresentato in Figura 1.5.

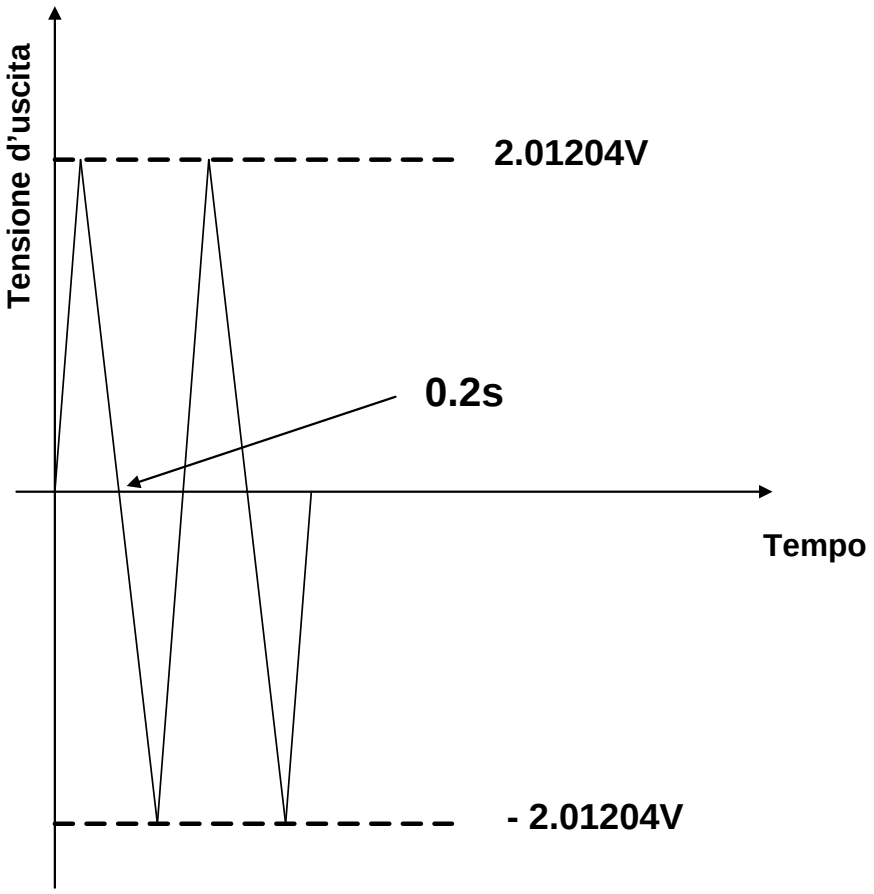


Figura 1.5 - Andamento ideale della tensione d'uscita.

Osservando il grafico notiamo subito che all'istante iniziale (situazione a riposo) la forza elettromotrice indotta (e quindi la tensione) è nulla perché ovviamente non c'è flusso magnetico che si concatena con le spire. Passando invece dalla fase di riposo alla fase di compressione, la tensione aumenta linearmente perché in questo intervallo di tempo il magnete entra sempre più nella bobina, e quindi il flusso si concatena con un numero crescente di spire fino a raggiungere il picco di 2.01204V, nell'istante in cui il magnete è tutto dentro la bobina. Nella fase in cui il magnete fuoriesce dalla bobina, cioè passando dalla fase di compressione alla fase di rilascio, si verifica la situazione analoga , ma ovviamente la tensione ha verso opposto.

Il fenomeno di avere impulsi nelle diverse fasi con valori di segno opposto è implicito nel segno negativo che compare nella legge di Faraday dell'induzione per il calcolo della forza elettromotrice indotta:

$$\varepsilon = -\frac{d\Phi_B}{dt} \quad .$$

Quando avviene una variazione di flusso magnetico, la polarità della forza elettromotrice indotta e il verso della corrente indotta possono essere ricavate dalla “Legge di Lenz”:

“la polarità della forza elettromotrice indotta nell’avvolgimento tende a produrre una corrente il cui campo magnetico si oppone alla variazione del flusso concatenato con il circuito. Cioè, la corrente indotta è in una direzione tale che il campo magnetico indotto tende a mantenere il flusso iniziale attraverso il circuito”.

La Legge di Lenz non ha associata a sé una equazione, ma essa fornisce un mezzo per determinare la direzione della corrente in circuito quando avviene una variazione magnetica. Nel nostro caso un magnete viene spostato dall’alto verso il basso e dal basso verso l’alto. Quando il magnete si muove verso il basso (dalla fase di riposo alla fase di compressione), il flusso concatenato con le spire aumenta, e per contrastare questo aumento di flusso dovuto al campo magnetico diretto verso il basso, la corrente indotta deve produrre un campo magnetico diretto verso l’alto. In questa fase però il transito di un mezzo al di sopra della rampa fa si che il magnete entri ugualmente nella bobina in quanto il campo magnetico generato dalla corrente indotta non è sufficiente a contrastare l’avanzata del magnete dentro la bobina, e quindi in uscita dal circuito siamo in grado di misurare una corrente.

Questo fenomeno può essere così interpretato: poiché il normale flusso di carica in un circuito è dovuto ad un campo elettrico nei conduttori creato da una sorgente, per esempio una batteria, possiamo interpretare il campo magnetico variabile come una sorgente di campo elettrico indotto. Questo campo elettrico applica una forza sulle cariche causandone il moto, quindi nel conduttore si crea un campo elettrico come conseguenza di un flusso magnetico variabile, ovvero un flusso magnetico variabile genera sempre un campo elettrico. Questo campo elettrico indotto è la tensione che abbiamo già calcolato in uscita dal dispositivo con picco pari a 2.01204V.

Scegliamo come picco positivo quello che si ottiene partendo dalla fase di riposo, in cui il flusso concatenato è nullo.

Come abbiamo già detto, il flusso che si concatena con le 15 spire aumenta al crescere dell'addentrarsi del magnete nella bobina. Quindi, ad istanti crescenti, passando dalla fase di riposo alla fase di compressione, il flusso che si concatena su ogni singola spira aumenta quasi istantaneamente (ricordiamo che lo spazio da percorrere è circa 20 mm e che la velocità è piuttosto elevata), e il flusso magnetico può rappresentarsi con un andamento a gradini come in Figura 1.6.

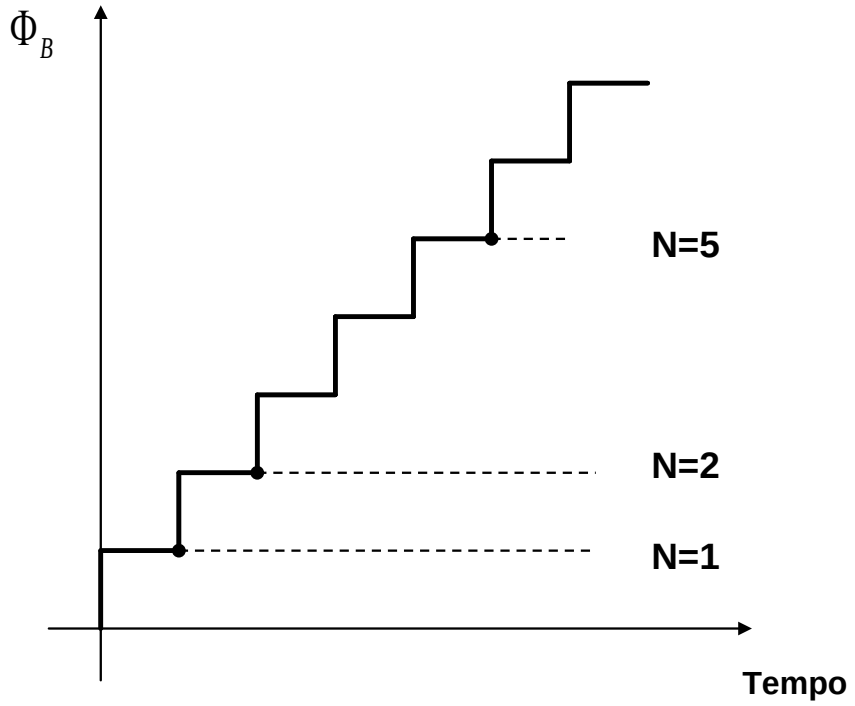


Figura 1.6 - Andamento del flusso magnetico che si concatena con le spire al crescere del tempo. Ogni gradino rappresenta il contributo positivo al flusso da parte di ogni spira (N=7 nel grafico).

Dunque l'andamento del flusso magnetico è rappresentato da una gradinata, dove ogni gradino è il contributo di ogni singola spira al flusso totale. In

realtà, quando il magnete è in una posizione tale che la prima spira sia completamente permeata dal campo magnetico, anche la seconda spira lo è, seppure in quantità minore rispetto alla prima, ed anche la terza spira e così via.

Supponiamo, per semplicità, che questi effetti sono tutti impliciti nella funzione a gradino. Allora possiamo rappresentare l'andamento del flusso magnetico per interpolazione del grafico di Figura 1.6, ottenendo una funzione lineare crescente nel tempo. Questa funzione è rappresenta in Figura 1.7:

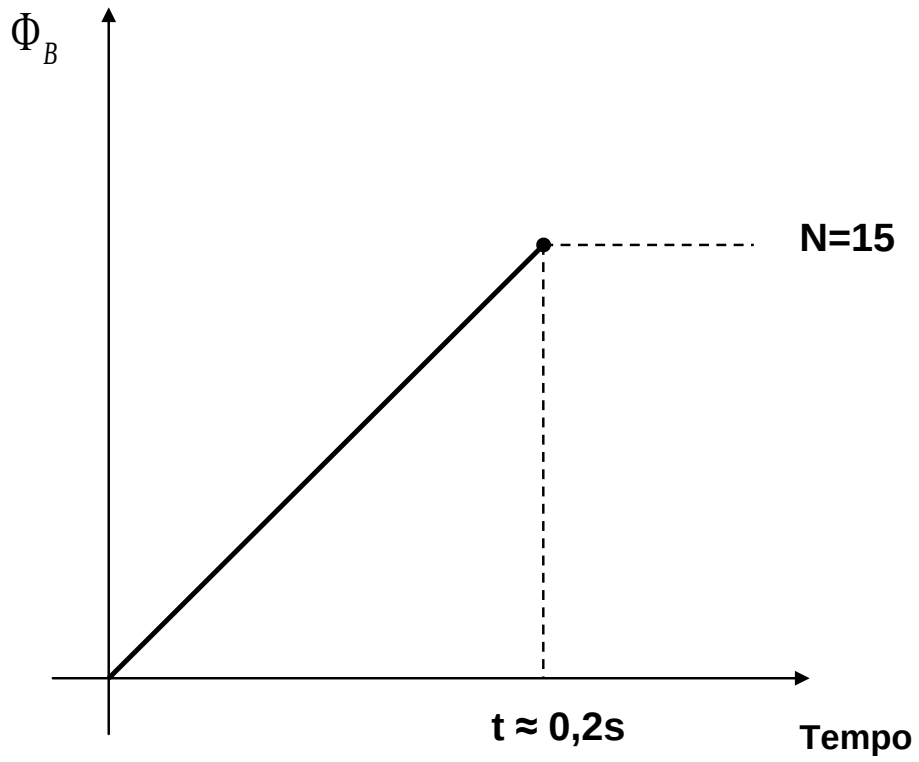


Figura 1.7 - Andamento ideale del flusso di campo magnetico in presenza di N=15 spire, con t ≈ 0.02 s.

La Figura 1.7 rappresenta l'andamento ideale (ottenuto per interpolazione dell'andamento in Figura 1.6) del flusso magnetico ottenuto dal campo magnetico variabile che si concatena con le spire. Il grafico rappresenta la concatenazione che si ottiene dalla fase di riposo alla fase di compressione, su

una bobina con N=15 spire, supponendo che il tempo impiegato dal magnete per entrare completamente nella bobina sia pari a t = 0.2 s.

Abbiamo visto in precedenza che, ogni qualvolta c'è una variazione del flusso del campo magnetico concatenato con il solenoide, comincia a circolare corrente, pur non essendoci nel circuito elettrico alcun generatore.

Diciamo che in questo caso si ha una differenza di potenziale indotta che indicheremo con il simbolo ΔVi. Questa differenza di potenziale è tanto più grande quanto maggiore è la variazione del flusso del campo magnetico $\Delta\Phi_B$ e quanto minore è l'intervallo di tempo Δt in cui tale variazione avviene. Questo giustifica perché la corrente rivelata dall'amperometro aumenta se spostiamo più rapidamente il magnete verso il circuito elettrico o viceversa. Abbiamo pertanto la seguente legge, detta “legge di Faraday-Neumann-Lenz”, che racchiude in se tutti i principi fino ad ora enunciati, dunque

$$\Delta V_i = \frac{\Delta\Phi_B}{\Delta t} .$$

Questa legge è alla base del funzionamento dei motori elettrici, dei trasformatori e dei generatori elettrici e può anche essere espressa nella forma

$$\nabla \times \vec{E} = \frac{dB}{dt} .$$

Il dispositivo realizzato ha una altezza di 6 cm. Pertanto il sistema di conversione è racchiuso in una dimensione tale per cui può essere perfettamente integrato all’interno dei dossi artificiali stradali (o dissuasori di velocità) così come definiti all’Art. 179 del regolamento di attuazione del Codice della Strada. Il prototipo realizzato infatti rispetta i requisiti definiti nell’articolo stesso:

- limite di velocità di 30 km/h;
- lunghezza minima di 1,2 m (non sono posti dei massimi per la sua estensione);
- altezza massima di 7 cm;
- visibilità sia di giorno che di notte;

- I materiali saranno scelti in funzione del carico massimo circolabile: per un asse triplo con uno passo superiore a 1,40 m il limite è pari a 27,00 tonnellate.

Il codice della strada inoltre recita che per una velocità massima di 50 km/h, il dosso artificiale dovrà avere una altezza massima di 5 cm. Nei Comuni però sono sempre più evidenti installazioni di tipo conglomerato, realizzati pertanto non in gomma bensì integrati con il manto stradale. Le loro dimensioni in altezza sono ben superiori a quelli definiti dalla normativa, e questo può rivelarsi un grande vantaggio perché, ovviamente, all'aumentare delle dimensioni del dispositivo, maggiore sarà la sua capacità di conversione, così come maggiore sarà l'energia cinetica e potenziale che lo investirà all'aumentare delle dimensioni. Un'altra variabile fondamentale è pertanto la lunghezza minima del dispositivo, di 1,2 m, per i quali la normativa non pone dei limiti per la sua estensione. Questo ci permette di aumentare notevolmente le dimensioni del dispositivo aumentando la sua capacità di conversione, aumentando quindi l'energia elettrica sfruttabile dall'esterno.

L'installazione di questi dispositivi all'interno delle città permette grandi vantaggi in tema di risparmio e recupero energetico. Basti pensare al flusso giornaliero dei veicoli nelle città, che, come detto in precedenza, vedranno un aumento della popolazione nei prossimi anni a causa della forte migrazione verso i grandi centri urbani. Questa tipologia di dispositivi pertanto coprirà un ruolo importante all'interno delle smart cities, dove la richiesta energetica è in continuo aumento. Questa nuova tipologia di dossi artificiali presenta inoltre notevoli vantaggi:

- È una scatola chiusa da fissare sul manto stradale (modulare così da facilitare possibile sostituzione di componenti);
- L'output del dispositivo è una tensione continua;
- L'energia prodotta può essere riversata in rete o accumulata;
- Ritorno di immagine per gli Enti che ne usufruiranno, nell'ambito della sostenibilità ambientale grazie all'introduzione di nuove tecnologie per il recupero ed il risparmio energetico;

- Manutenzione ridotta al minimo, non solo grazie all'assenza di parti rotanti, ma anche grazie alla sua modularità, così da sostituire con tempistiche molto brevi eventuali difettosità o componenti guasti;
- Possibilità di avere un sistema Stand Alone o Grid Connected;
- Molteplici utilizzi:
  - Associato a fonti luminose a basso consumo energetico (LED);
  - Monitoraggio del traffico;
  - Sensoristica.

Il mercato nel quale il dispositivo può introdursi è essenzialmente orientato ai seguente settori:

- Recupero energetico nelle smart cities, con i meccanismi prima citati;
- Efficienza energetica per il settore logistico;
- Efficienza energetica nei parcheggi;
- Terminal aeroportuali;
- Illuminazione pubblica per la Pubblica Amministrazione;
- Fornitura elettrica per le concessionarie autostradali.

Stima della produzione di energia elettrica

Partendo dai dati di base del prototipo realizzato, costituito essenzialmente da una base 40x30 cmq, 4 magneti da 1 T e 4 bobine costituite da 15 avvolgimenti, abbiamo ottenuto i valori di tensione descritti nel precedente paragrafo. Partendo da queste considerazioni base, abbiamo implementato alcune simulazioni in ambiente MATLAB® per trovare la massima potenza erogabile dal dispositivo, fissando dimensioni, numero di magneti (e quindi di bobine), ma variando le varie interconnessioni serie-parallelo al fine di ottenere la massima conversione della potenza, ed il massimo trasferimento di potenza. I risultati ottenuti sono molto promettenti, in quanto dalle simulazioni abbiamo ottenuto differenti risultati che riportiamo brevemente nel seguito. Realizzando un dosso con una larghezza di 3 m ed una lunghezza di 0,5 m, abbiamo ottenuto che in media, ogni semiasse del mezzo che

transita su di esso, produce *2 Wh*. Pertanto abbiamo stimato la produzione di energia elettrica annua in differenti contesti:

- Città/terminal aeroportuali;
- Caselli autostradali.

Il problema che abbiamo dovuto affrontare è essenzialmente un problema di affidabilità dei dati in ambito Comuni / Terminal aeroportuali sui flussi di veicoli medi giornalieri, in quanto i suddetti dati sono molto difficili da reperire. Inoltre i veicoli a loro volta possono essere distinti in mezzi pesanti e leggeri. La differenza tra le due tipologie è notevole, in quanto passiamo dai due semiassi del mezzo leggero, fino ad massimo di cinque semiassi nei mezzi pesanti. La differenziazione è stata implementata in ambito autostradale grazie alla correttezza e precisione dei dati pubblicati annualmente dall'AISCAT (Notiziario Trimestrale a cura dell'Associazione Italiana Società Concessionarie Autostrade e Trafori), ma purtroppo non è stato possibile scindere il dato in ambito cittadino/aeroportuale. I dati utilizzati in tale ambito sono pertanto delle stime ricavate da una ricerca sul web. Nella Tab. 1.1 che segue riportiamo la stima della produzione annua.

	Veicoli Effettivi Medi Giornalieri	Tot. Veicoli anno	Produzione per semiasse (Wh)	N. semiassi	Wh/anno	MWh/anno
Veicoli	50.000	18.250.000	2	2	73.000.000	73,0

Tab 1.1 – Stima della produzione annua di energia elettrica da un sistema installato in ambito comunale / Terminal aeroportuale.

Il dato stimato in termini di veicoli medi giornalieri che transitano le vie più trafficate degli ambiti comunali/aeroportuali si attesta intorno ai 50.000 veicoli medi giornalieri. Ovviamente le dimensioni del comune o della città

scelta (così come la tipologia di aeroporto scelto) influiscono notevolmente sul dato. Se consideriamo città come Roma probabilmente il dato è molto più alto, soprattutto sulle vie principali della città. È comunque importante e doveroso specificare che i dossi artificiali non possono essere installati su tutte le vie di transito negli ambiti comunali. Ci sono delle restrizioni derivanti dal codice della strada che limitano l'utilizzo di questi sistemi sulle vie spesso utilizzate dai mezzi di soccorso.

Partendo dai 50.000 veicoli medi giornalieri è immediato ricavare una stima della produzione annua di energia elettrica, specificando che l'energia elettrica in questione è priva di sostanze clima alteranti. Pertanto i 50.000 veicoli/giorno diventano 18.250.000 veicoli/anno. Considerando che ogni veicolo ha due semiassi (restrizione dovuta alla mancanza di dati affidabili e alla possibilità quindi di scindere tra veicoli leggeri, con due semiassi, e pesanti, fino a 5 semiassi), e che ogni semiasse produce *2 Wh*, otteniamo una produzione annua pari a *73 MWh*, che corrispondono al consumo elettrico annuo di circa 30 famiglie, o al consumo elettrico annuo di 41 lampioni a LED con potenza nominale di 101 W. Valutata la produzione per dosso, è importante verificare i benefici derivanti da un utilizzo esteso di questi dispositivi. Ragionando in grandi numeri, ad esempio considerando l'installazione di 100 dispositivi all'interno di una smart city, con i flussi sopra stimati otteniamo una produzione annua di 7,3 GWh, che comporterebbe un notevole risparmio sulla bolletta elettrica dell'amministrazione comunale che opererebbe un simile scelta.

La stima della produzione di energia elettrica in ambito autostradale risulta invece più affidabile grazie alla disponibilità di dati affidabili annualmente pubblicati dal Notiziario AISCAT. I dati in questione sono inoltre suddivisi in base alla categoria del veicolo, in quanto sono classificati in base al peso. Pertanto la distinzione tra veicoli leggeri e pesanti ci permette di valutare e quantificare con maggior precisione il contributo energetico ottenuto grazie al sistema di conversione. Infatti in questo caso è ancor più corretto parlare di semiassi piuttosto che di flusso veicolare, in quanto i veicoli pesanti possono avere fino a 5 semiassi (ad esclusione dei veicoli utilizzati nei trasporti eccezionali). Pertanto il contributo energetico fornito dai mezzi pesanti è di

gran lunga maggiori ai veicoli leggeri. Nella Tab. 1.2 sono presentati i risultati della produzione annua di energia elettrica pulita dal sistema in questione.

	Veicoli Effettivi Medi Giornalieri 1° Trimestre	Tot. Veicoli 1° Trimestre	Produzione per semiasse (Wh)	N. semiassi	Wh/anno	MWh/anno
leggeri	187.850	16.906.500	2	2	67.626.000	67,6
pesanti	38.082	3.427.380	2	4	27.419.040	27,4

	Veicoli Effettivi Medi Giornalieri 2° Trimestre	Tot. Veicoli 2° Trimestre	Produzione per semiasse (Wh)	N. semiassi	Wh/anno	MWh/anno
leggeri	204.333	18.389.970	2	2	73.559.880	73,6
pesanti	40.845	3.676.050	2	4	29.408.400	29,4

	Veicoli Effettivi Medi Giornalieri 3° Trimestre	Tot. Veicoli 3° Trimestre	Produzione per semiasse (Wh)	N. semiassi	Wh/anno	MWh/anno
leggeri	207.679	18.691.110	2	2	74.764.440	74,8
pesanti	38.082	3.427.380	2	4	27.419.040	27,4

	Veicoli Effettivi Medi Giornalieri 4° Trimestre	Tot. Veicoli 4° Trimestre	Produzione per semiasse (Wh)	N. semiassi	Wh/anno	MWh/anno
leggeri	196.732	17.705.880	2	2	70.823.520	70,8
pesanti	37.689	3.392.010	2	4	27.136.080	27,1

Tot. MWh/anno	398,1

Tab. 1.2 - stima produzione annua stimata sul tratto autostradale Roma-Napoli per l'anno 2011.

Il numero di Veicoli Effettivi Medi Giornalieri viene fornito dall'AISCAT suddiviso per trimestre. La produzione di energia elettrica per semiasse è fissata a *2 Wh* (ovviamente il dato di produzione di *2 Wh* si riferisce ad un dispositivo non ottimizzato da un punto di vista elettrico e di dimensioni inferiori rispetto a quelle stabilite dal Codice della Strada), mentre il numero di semiassi varia in funzione della tipologia di veicolo in transito. Per i veicoli leggeri ovviamente il numero di semiassi è pari a 2, mentre per i veicoli pesanti è stato fissato a 4, come media tra i veicoli con 3 e 5 semiassi. Il quantitativo annuo di veicoli che viaggiano in autostrade permette di ottenere quantitativi energetici rilevanti. Parliamo di più di 100 milioni di mezzi in movimento ogni anno solo sul tratto autostradale della Autostrada A1 Roma - Napoli. Il piccolo contributo energetico fornito da ogni veicolo permette di

ottenere risultati di sicuro interesse. Nel tratto in questione la produzione annua di energia elettrica si attesta a circa *400 MWh*. Un quantitativo di energia che permette di alimentare per un intero anno circa 150 abitazioni, o nel caso specifico dei caselli autostradali, la Società Concessionaria del servizio potrebbe ottenere grandi risparmi utilizzando l'energia prodotta per i propri consumi.

Conclusioni

Concludendo possiamo dire che il recupero energetico da fonti non convenzionali è un settore che deve necessariamente svilupparsi ed integrarsi nelle Smart Cities per favorire una diminuzione del consumo di TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) nelle grandi centrali, riducendo così l'inquinamento atmosferico generato dalla combustione di idrocarburi. L'efficienza delle grandi città deve essere una priorità non solo per le Amministrazioni, ma anche per i cittadini che sono parte attiva nel processo. Il dispositivo qui presentato è solo uno delle tante tipologie di recupero energetico su cui la ricerca lavora incessantemente. Smart City significa anche incentivazione ed aiuti da parte dei Governi per progetti dedicati proprio al tema energy harvesting.

Capitolo 2 - Dalle reti elettriche tradizionali alle Smart Grids

Introduzione

Sono ormai passati alcuni anni da quando si è iniziato a parlare di Smart Grids, e la crescita di interesse intorno all'argomento è stata esponenziale. Ciò è dovuto ad una serie di motivi eterogenei ma convergenti, che hanno portato il sistema elettrico ad essere non più di sola competenza del settore industriale dell'energia, ma anche di quello dell'ICT. Diffusione della generazione distribuita anche su livelli di bassa tensione, spesso provenienti da fonti rinnovabili e pertanto difficilmente prevedibili, la nascita dei cosiddetti "Prosumers" (Consumers e Producers allo stesso tempo), partecipazione attiva del lato domanda elettrica al mercato dell'energia: tutti questi fattori richiedono alle reti elettriche di trasformarsi in reti intelligenti. Ed è pertanto necessaria una evoluzione sostanziale delle reti elettriche esistenti, evoluzione già in atto, ma sono ancora molte le esigenze che la rete elettrica (senza esclusione di livelli di tensione) deve soddisfare. Negli ultimi anni si è assistito ad una prima fase di messa a fuoco dell'argomento, cercando di individuare la migliore definizione di Smart Grid, per poi passare alle tematiche più pratiche, quali la necessità di standardizzazione e la definizione di architetture di riferimento, fino alla nascita ed implementazione dei primi progetti pilota. Obiettivo di quest'ultimi è proprio la possibilità di definire e suggerire le linee guida e la direzione da seguire per una piena affermazione e diffusione di sistemi elettrici intelligenti.

Il termine Smart Grid ormai è presente in ogni discussione relativa al futuro ed al presente del sistema elettrico, perché sono molteplici i fattori che richiedono uno sviluppo qualitativo (senza però trascurare la quantità dei sistemi, viste le dimensioni della rete) dei sistemi elettrici al fine di gestire le nuove necessità, che possiamo riassumere in:

- Rapida crescita del fabbisogno energetico, che richiede più generazione e maggiore capacità di trasporto dell'energia;

- Aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e quindi difficilmente prevedibili, che apportano grandi difficoltà nella gestione del sistema elettrico, come la regolazione della tensione o la possibilità di innesco del fenomeno dell'Islanding;
- Flussi energetici resi multi direzionali dalla presenza della generazione distribuita anche sui livelli di bassa tensione, e pertanto radicalmente differenti rispetto al canonico flusso tradizionale monodirezionale dai livelli più alti ai livelli più bassi di tensione;
- Raggiungimento degli obiettivi 20-20-20 della comunità Europea definiti nel Protocollo di Kyoto, per la riduzione dell'emissione dei gas nocivi, in cui la generazione di energia elettrica da fonti convenzionali (idrocarburi) occupa un ruolo primario.

L'evoluzione dell'intera infrastruttura elettrica si rende necessaria per ottenere gli obiettivi sopra illustrati. Il passo in avanti che dobbiamo aspettarci allora è proprio l'implementazione del sistema Smart Grid, come una componente fondamentale del più complesso ed ampio sistema Smart City. Nelle figure che seguono due esempi che rappresentano la gestione di reti intelligenti, in cui è evidente come la telecomunicazione ed i processi ad essa associati svolgano un ruolo cruciale per l'implementazione del sistema stesso.

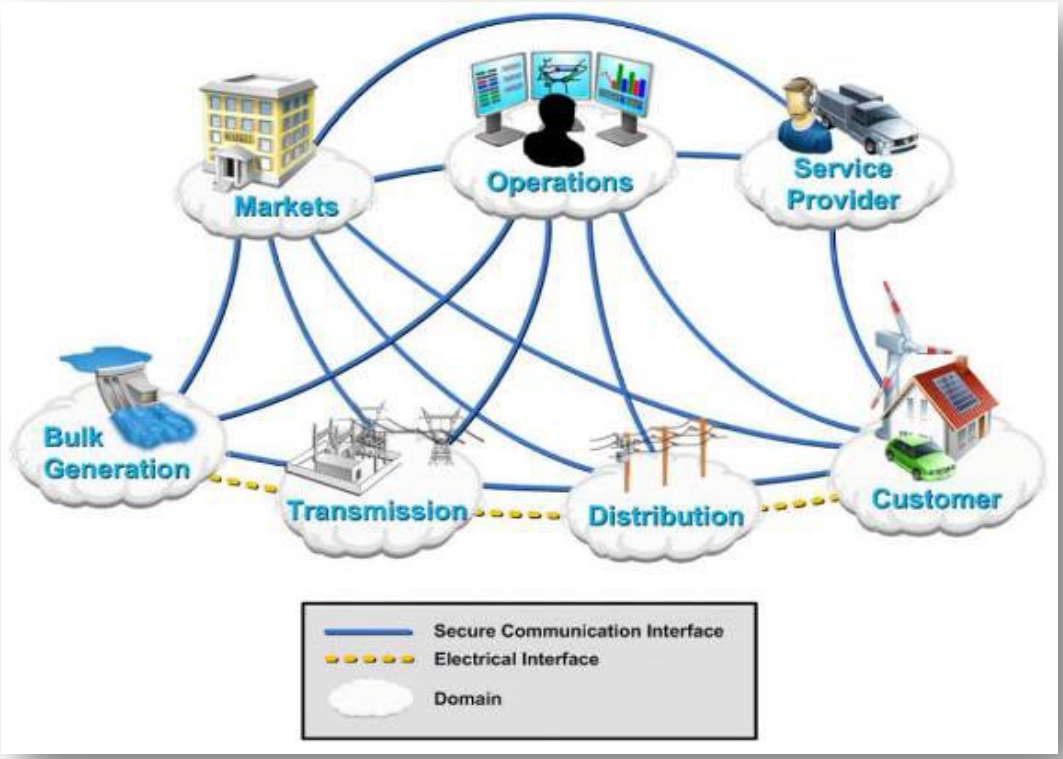


Figura 2.1 – Una rete elettrica intelligente integra i sistemi di potenza con i sistemi ICT.

È facile intuire come la Figura 2.1 veda la smart grid come un sistema di telecomunicazioni in cui ogni processo della catena rappresenti un dominio, e dove ogni dominio è in grado di comunicare con qualsiasi altro dominio, attraverso interfacce di comunicazione sicure.

Un'altra tipica modalità di visualizzazione molto intuitiva di una smart grid è invece rappresentata dalla seguente Figura 2.2:

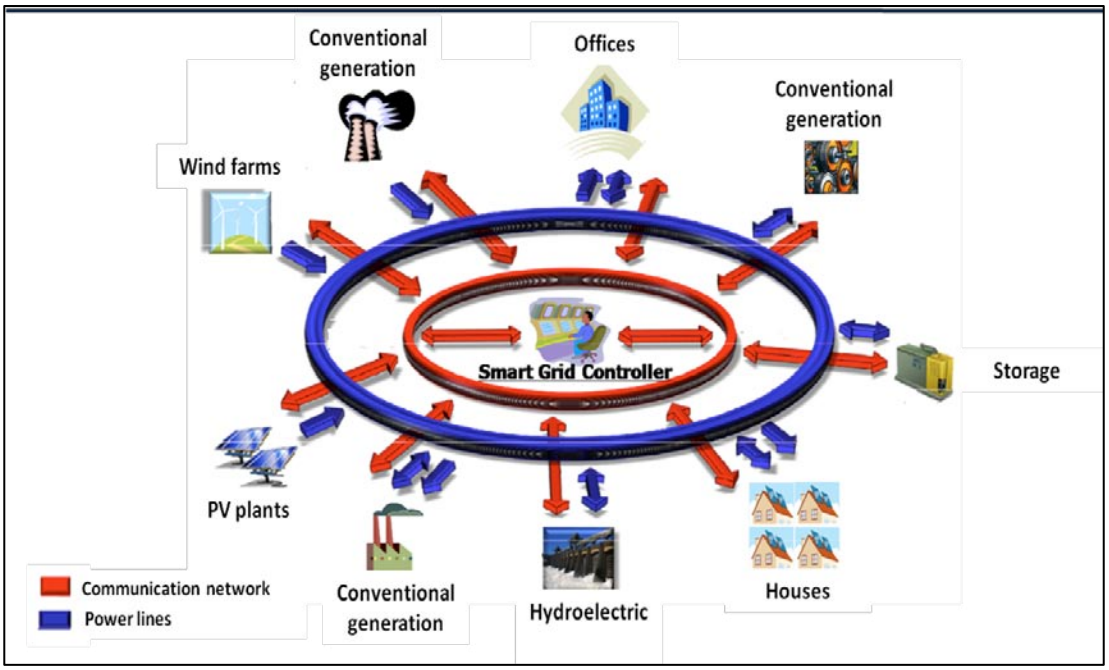


Figura 2.2 - Esempio di Smart Grid.

È evidente come in questo caso il sistema di potenza e la rete di comunicazione coincidano, il tutto gestito tramite un controllare centrale in grado di prendere decisioni in tempo reale.

In questo capitolo analizzeremo in dettaglio come le reti elettriche stanno evolvendo, identificando il contesto in cui ci stiamo muovendo e partendo da quella che era la rete elettrica tradizionale, e quali tecnologie hanno portato alla nuova concezione di Smart Grid. Analizzeremo in particolare le criticità generate dalla generazione distribuita sulla rete di distribuzione (tralasciando in questo contesto la rete di trasmissione nazionale), non solo in termini di componenti potenzialmente critici, ma anche in termini di criticità nella gestione del sistema elettrico stesso, come la regolazione ed il monitoraggio dei parametri elettrici (frequenza e tensione) presenti in rete in un dato istante.

La rete elettrica tradizionale

Per rete elettrica s'intende l'insieme delle infrastrutture tramite il quale l'energia elettrica prodotta nei nodi di generazione viene trasmessa e distribuita fino ai nodi di carico e quindi agli utenti finali. Il sistema

comprende linee elettriche ad altissima tensione (tra i 220 e i 380 kV), linee ad alta tensione (tra i 60 e i 150 kV, più raramente a 220 kV), linee a media tensione (tra 1 e 20 kV) e linee a bassa tensione (sotto i 1000 V, normalmente 400 V trifase), impianti di trasformazione AT/MT (cabine primarie), impianti di trasformazione MT/BT su palo o cabine (cabine secondarie), strumenti di misura e monitoraggio, sezionatori, interruttori etc.

Tramite l'utilizzo degli elettrodotti l'energia generata nelle centrali elettriche è condotta fino alle stazioni ricevitrici nei pressi delle città o dei distretti di distribuzione. Qui i trasformatori (con potenze dai 100 ai 400 MW) riducono la tensione a valori che possono essere di 150, 132 o 60 kV; attraverso elettrodotti aerei o in cavo l'energia elettrica giunge negli impianti di trasformazione AT/MT , denominati cabine primarie, dove, con trasformatori di potenza compresa tra i 10 e i 60 MW, viene ulteriormente abbassata ad una tensione che, a seconda dei distributori, può variare tra gli 8.4 kV e i 20 kV, per essere immessa poi nella rete elettrica a media tensione. Potenza elettrica prosegue su elettrodotti minori in aree di campagna attraverso l'utilizzo di tralicci e pali, oppure in cavi isolati nel sottosuolo urbano, fino alle sottostazioni di media tensione (cabine secondarie). Nelle cabine secondarie altri trasformatori (con potenze comprese tra 50 e 1000 kW) riducono la tensione al valore finale di consegna dell'utente, in Italia 400 V trifase

In base a quanto detto si può quindi suddividere il funzionamento del sistema elettrico in *produzione*, *trasmissione* e *distribuzione*. La rete attuale è stata quindi concepita in modo tale da prelevare energia nei punti specifici della rete e distribuire la stessa ai carichi presenti sul territorio. Essa presuppone pertanto l'esistenza di alcuni nodi di generazione il cui ruolo è la produzione si energia a sufficienza in modo tale da soddisfare il fabbisogno degli utenti (il carico).

Per nodi di generazione si intendono le grandi centrali elettriche delle differenti tipologie, siano esse termoelettriche, idroelettriche o nucleari. Esse sono gestite in modo tale da sopperire in ogni istante al fabbisogno energetico della rete. Ne consegue che in ogni momento deve essere generata una potenza che sia pari a quella richiesta dalle utenze, oltre a quella perduta nelle reti di trasmissione e distribuzione per Effetto Joule su conduttori e macchine

elettriche. Piccoli squilibri sono ammessi solo per tempi dell'ordine di pochi secondi, i quali possono essere compensati dall'energia cinetica delle masse rotanti presenti nelle centrali, senza eccessive variazioni di velocità e di frequenza. Questa esigenza di continuo equilibrio delle potenze generate ed erogate rende molto delicato l'esercizio dei sistemi elettrici. Il mantenimento dell'equilibrio, che è vitale per la continuità del servizio, è reso più difficile dal fatto che il diagramma di prelievo dell'utenza è variabile nelle ore del giorno, settimanalmente e stagionalmente, e non è esattamente predeterminabile statisticamente perché in parte dipende da eventi casuali, quali le vicende meteorologiche e sociali. Il continuo adeguamento della produzione alla domanda si realizza dotando i motori primi delle centrali elettriche di sistemi di regolazione della potenza generata, rapidi, sensibili e ben stabilizzati, affinché sia sempre disponibile una riserva di potenza sufficiente a compensare in ogni momento i possibili squilibri, entro pochi secondi da quando si manifestano. Quanto affermato rende particolarmente evidente come una corretta gestione del sistema elettrico richieda la presenza di un soggetto che coordini la produzione delle diverse centrali elettriche in relazione alle esigenze della rete (richieste dell'utenza, carichi sui diversi rami, caratteristiche di qualità dell'energia, etc.). Tale figura è rappresentata dal gestore della rete elettrica, un ruolo che fino al 1999 è stato rivestito dall'ENEL (Ente Nazionale Energia Elettrica), fino allora l'unico soggetto autorizzato a produrre, trasportare e distribuire energia elettrica in Italia. A sua volta l'ENEL era nata nel 1962 con la legge di nazionalizzazione del settore attraverso la fusione di circa 1270 diverse aziende. Per effetto del Decreto 79/1999, o meglio noto come "Decreto Bersani", la produzione e l'importazione di energia elettrica sono attività liberalizzate e non più in capo ad un unico soggetto monopolista. Pertanto dal 1° gennaio 2003 nessun operatore può produrre o importare più del 50% dell'energia elettrica prodotta o importata in Italia. Questo ha comportato la vendita sul mercato di circa il 50% delle centrali elettriche originariamente di proprietà dell'ENEL. Nonostante ciò, attualmente l'ENEL rappresenta ancora il maggiore produttore italiano con una quota che costituisce oltre il 30% della produzione nazionale. Altri importanti gruppi, con quote dell'ordine del 7-10% della

produzione elettrica, sono il gruppo Edison, il gruppo ENI, Edipower ed E.On. Il riassunto in Tab. 2.1.

	2003	2005	2007	2009
Gruppo ENEL	49.2	38.8	31.7	30.6
Gruppo Edison	12	11.7	13.5	11.1
Gruppo Eni	3.5	8.9	9.7	9.4
E.On	3.5	8.1	8.1	6.5
Edipower	7.8	8	8.1	7
Tirreno Power	2.4	3.8	3.9	3.7
Altri	18.6	20.7	25	31.7

Tab. 2.1 – Principali produttori di energia elettrica. I valori sono in percentuale (fonte Terna S.p.A.).

Per quanto concerne la ripartizione della produzione elettrica nelle diverse tipologie d'impianto, essa viene descritta nella Tab. 2.2. Quasi il 73% della potenza lorda deriva da impianti termoelettrici. Le fonti rinnovabili presentano un contributo del 27% circa, anche se la quota maggiore (21%) è comunque coperta dagli impianti idroelettrici. L'eolico e il fotovoltaico mostrano tuttavia elevati tassi di crescita (1360 MW di eolico e circa 710 MW di fotovoltaico installati nel 2009).

	2009	2008	Δ(MW)	Δ(%)
Idrico lorda	49.2	38.8	31.7	30.6
Termico lorda	12	11.7	13.5	11.1
Geotermico lordo	3.5	8.9	9.7	9.4
Eolico lordo	3.5	8.1	8.1	6.5
Fotovoltaico lordo	7.8	8	8.1	7
Potenza totale lorda	2.4	3.8	3.9	3.7
Potenza totale netta	18.6	20.7	25	31.7

Tab. 2.2 - Potenza lorda e netta degli impianti di generazione elettrica in Italia, in MW (fonte Terna S.p.A.).

Riguardo la trasmissione dell'energia elettrica, dal 1° novembre 2005 la società Terna S.p.A. ha riunito in un unico soggetto la proprietà della rete di Trasmissione e la funzione di Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), con il compito di mantenere, gestire e sviluppare la stessa, garantendo a tutti i soggetti pari condizioni di accesso alla rete e ai suoi servizi.

Un altro importante ruolo nel panorama del sistema elettrico italiano è rivestito dal Gestore dei Servizi Energetici, GSE, una S.p.A. la cui titolarità è del Ministero di Sviluppo e Economia, con compiti di promozione e incentivazione nei settori delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico. Il GSE è, a sua volta, azionista unico del Gestore del Mercato Elettrico (GME) e dell'Acquirente Unico (AU), e del più recente Ricerca sul Settore Energetico (RSE). L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) mantiene infine i compiti di regolamentazione e di controllo del mercato. Quanto detto descrive sommariamente il panorama attuale della rete elettrica italiana, il suo funzionamento, le sue caratteristiche e la gestione ad essa connessa. Nella Figura 2.3 è ben schematizzata la rete elettrica prima dell'avvento della generazione distribuita. La struttura è complessivamente una struttura verticale. Produzione, trasmissione, distribuzione e carichi (i clienti finali) definiscono un sistema in cui l'energia ha un verso unidirezionale. Pertanto con l'avvento della generazione distribuita il sistema elettrico così progettato e realizzato non risulta essere più efficace e pertanto numerosi problemi devono essere risolti.

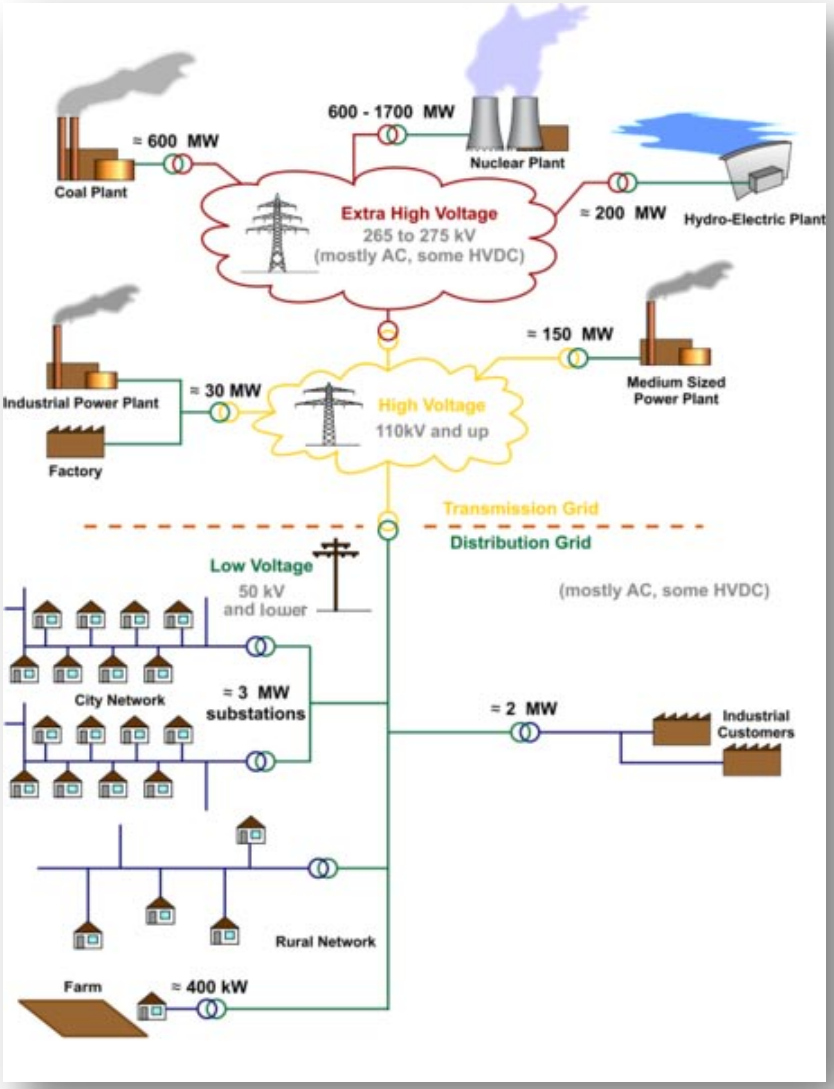


Figura 2.3: Schematico di una rete tradizionale.

La Generazione Distribuita (GD)

Si noti come attualmente la rete sia dimensionata per trasportare l'energia prodotta dalle grandi centrali elettriche menzionate ai nodi di carico e quindi agli utenti. Questo implica che il suo funzionamento sia esclusivamente di tipo unidirezionale, ovvero che il flusso di potenza scorra esclusivamente dalle centrali agli utilizzatori (vedi Figura 2.4). Per lo stesso motivo la struttura della rete è di tipo radiale, con pochi nodi di generazione connessi

agli altri nodi di distribuzione e quindi di carico (seppure al contempo si cerchi di avere una rete “magliata” in modo tale da poter facilmente controalimentare in caso di guasto).

Gli utenti sono degli elementi di tipo passivo, i quali non partecipano in alcun modo alla produzione di energia elettrica.

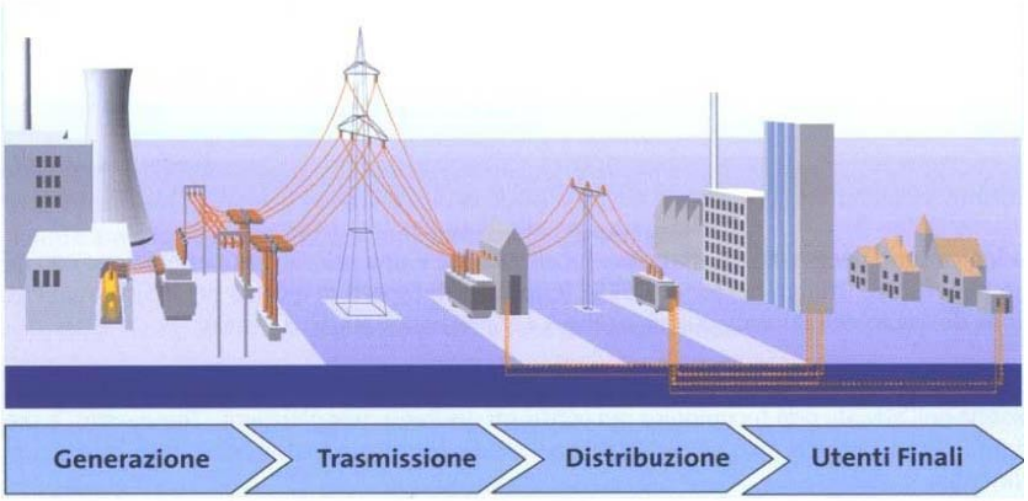


Figura 2.4 - Suddivisione del sistema elettrico tradizionale nelle diversi fasi di gestione dell’energia elettrica.

Negli ultimi anni si tende a discostarsi dalla produzione centralizzata di energia elettrica e ad andare sempre più verso la “Generazione Distribuita” (GD). La GD consiste di una moltitudine di sistemi di generazione elettrica di piccola o media taglia, modulari e localizzati vicino ai consumatori.

Si evince quindi facilmente come la rete elettrica attuale vada incontro a un periodo di grandi cambiamenti e trasformazioni. Essi non riguarderanno esclusivamente la parte inerente alla produzione, bensì coinvolgeranno la struttura intera della rete, e quindi anche la trasmissione e la distribuzione.

Nella Figura 2.5 è schematizzato tramite un diagramma a blocchi il funzionamento della rete elettrica tradizionale, descritto in precedenza. Si noti come una struttura di questo tipo non si presti assolutamente ad accogliere quantità rilevanti di generazione distribuita.

Essendo infatti presenti sul territorio numerosi produttori di energia elettrica, il flusso di potenza potrà non essere più di tipo unidirezionale, bensì multi direzionale, all'interno di un sistema progetto per un unico verso dell'energia.

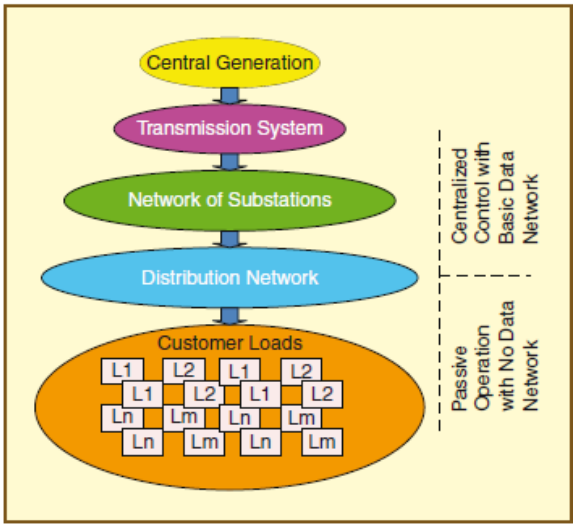


Figura 2.5 - Schema a blocchi rappresentante il funzionamento della rete elettrica attuale.

In tal senso la funzione stessa degli utenti è destinata a cambiare passando di fatto da un esercizio esclusivamente di tipo passivo come nodo di carico, a un esercizio di tipo attivo come produttore, partecipando alla generazione e alla distribuzione stessa di energia elettrica.

Riassumendo, le reti di distribuzione tradizionali sono concepite per un esercizio di tipo "passivo" e sono caratterizzate da una topologia generalmente radiale e da flussi di potenza unidirezionali diretti verso l'utilizzatore finale allo scopo di soddisfare la domanda elettrica nel rispetto dei vincoli tecnici (sulle tensioni e sulle correnti) e dei vincoli imposti sulla qualità e continuità del servizio elettrico.

Gli impianti di generazione da fonti rinnovabili connessi alla rete di distribuzione sono oggi considerati come nodi attivi. Essi, una volta connessi alla rete nel rispetto delle norme tecniche di connessione, non sono tenuti, se non marginalmente, a coordinare il loro funzionamento con quello della rete

cui sono connessi, come invece accade per le grandi centrali collegate alla rete di trasmissione, ma forniscono energia unicamente in base alla disponibilità delle risorse o alle esigenze del produttore. Per sua natura l'attuale rete elettrica di distribuzione non è quindi predisposta ad accogliere quantità significative di generazione distribuita.

Nella GD l'utenza finale rappresenta un "nodo intelligente" della rete poiché non rimane un semplice utilizzatore, ma, essendo dotato di sistemi di generazione che sfruttano fonti energetiche disponibili localmente, è in grado di immettere in rete una potenza elettrica.

Si delinea quindi in un prossimo futuro una nuova tipologia di rete elettrica che ha come caratteristica principale quella di essere composta da nodi intelligenti. In tal senso si parla di "Smart Grid" (vedi Figura 2.6).

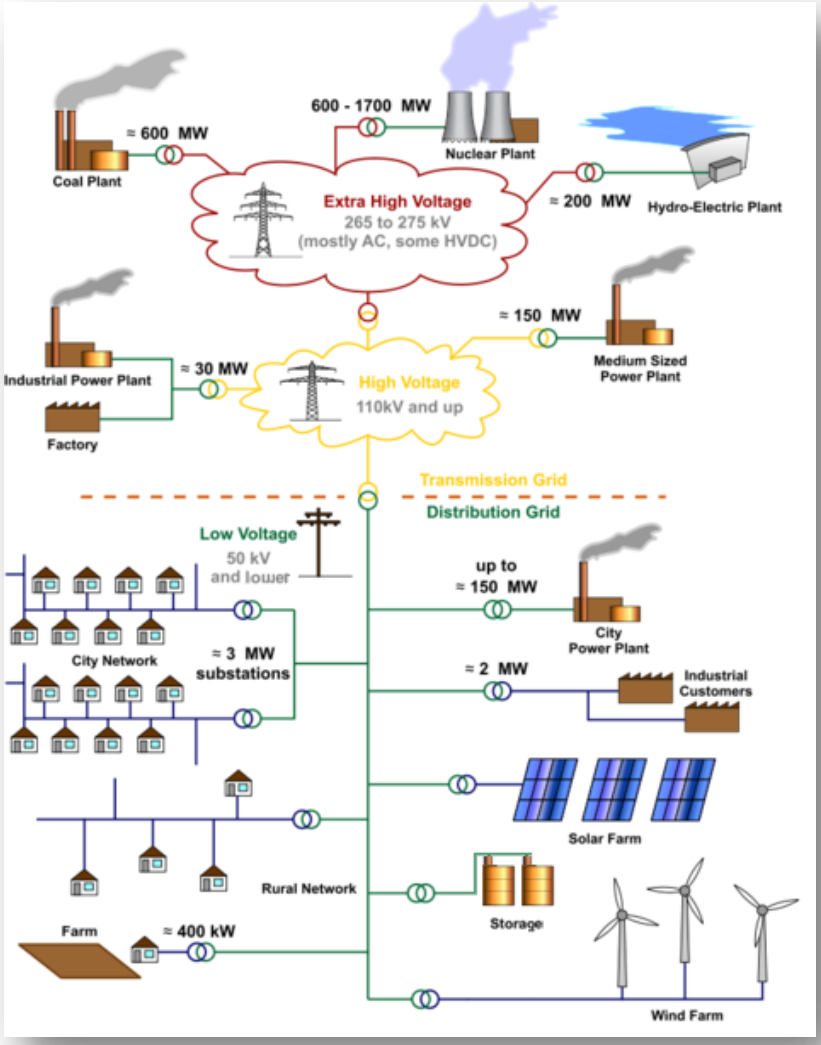


Figura 2.6 - Schema di una rete caratterizzata da generazione distribuita.

L’impatto della Generazione Distribuita (GD) sulle reti di distribuzione

Negli ultimi 5 / 6 anni in Italia si è verificata una vera e propria rincorsa alla realizzazione e connessione di impianti fotovoltaici in primo luogo, ma anche di impianti eolici, a biogas, a biomassa etc. Nel nostro Paese infatti si rileva, dai dati pubblicati dai Gestori di Rete, che alla fine del 2012 sono stati connessi più di 400.000 impianti da fonti rinnovabile, la maggior parte dei quali sono fonti non programmabili a causa della loro totale dipendenza dagli agenti atmosferici. Questa crescita esponenziale di connessioni è dovuta essenzialmente a tre ragioni:

- La riduzione dei costi delle tecnologie di conversione e generazione;
- L’erogazione di incentivi statali (Feed-in Tariff) per la produzione di energia elettrica rinnovabile (fotovoltaica in particolare) che hanno assicurato agli investitori un sicuro ritorno economico;
- L’erogazione di mutui agevolati per la realizzazione dei suddetti impianti da parte degli Istituti di Credito.

Tutto questo si è tradotto in un radicale cambiamento del sistema elettrico di distribuzione. Infatti se nella rete tradizionale l’energia veniva generata in pochi nodi (le grandi centrali di produzione da fonti fossili), adesso nodi di generazione sono presenti su gran parte del territorio nazionale. Inoltre i suddetti impianti sono nodi di generazione localizzati “randomicamente” sul territorio, in base alla richiesta del produttore, nella maggior parte dei casi un prosumer. Pertanto la rete elettrica deve “adattarsi” alla richiesta per poter distribuire la potenza che verrà immessa dal nuovo generatore distribuito. E non solo. La rete elettrica dovrà essere in grado di gestire impianti in cui anche la produzione di energia elettrica è randomica e che può variare in tempi molto ristretti (la nuvola che copre i pannelli dalla radiazione solare). Per queste e per molte altre ragioni che vedremo nel dettaglio nel seguito è richiesta una vera e propria evoluzione delle reti di distribuzione. La situazione sulle nostre reti può essere schematizzata nel circuito che segue in Figura 2.7:

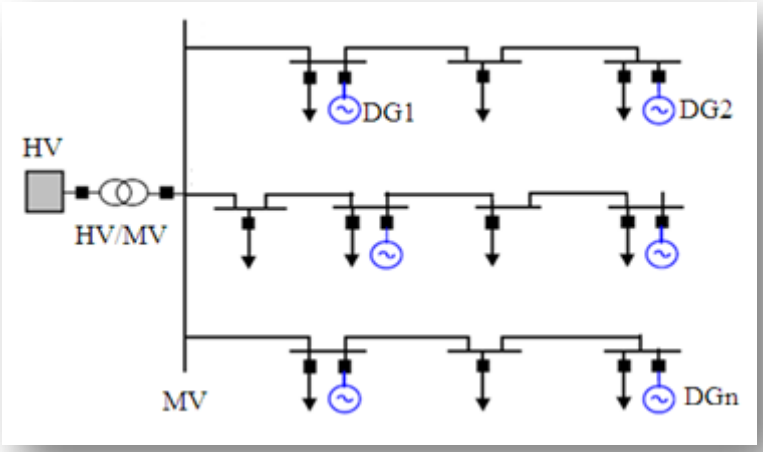


Figura 2.7 - Impatto della generazione distribuita sulla rete di distribuzione.

È evidente come la generazione distribuita abbia un impatto notevole sulla rete. Lo schema sopra presentato evidenzia il radicale mutamento a cui la rete è stata sottoposta. Infatti laddove prima erano presenti dei carichi, ora sono presenti dei generatori. Lo schema elettrico di figura infatti rappresenta approssimativamente la rete di distribuzione, le cui linee di media tensione sono alimentate per mezzo del trasformatore AT/MT. A sua volta la tensione viene trasformata in bassa tensione grazie all'utilizzo di trasformatori MT/BT presenti nelle cabine secondarie di trasformazione, dove approssimativamente la situazione si ripete, ovvero sono presenti linee esercite in bassa tensione dove ai nodi di carico si aggiungono i nodi di generazione.

Le Smart Grid, o le Super Grid, dovranno essere capaci di gestire un sistema elettrico in continua evoluzione, dovranno essere scalabili per permettere una forte penetrazione degli impianti di produzione. Al fine di poter caratterizzare nel migliore dei modi il concetto rivoluzionario di Smart Grid, viene di seguito riportata la definizione fornita dall'"E8 Smart Grid Technology Innovation Group Report".

Questo gruppo di ricerca è stato sviluppato sotto commissione delle otto aziende leader nel panorama elettrico mondiale quali:

- American Electric Power
- Duke Energy

- Electricite de France (EDF)
- Enel
- Hydro-Quebec
- Kansai Electric Power Company
- RWE AG
- Tokyo Electric Power Company

Il lavoro commissionato è stato quello di esaminare le esperienze delle diverse aziende e di sviluppare una linea guida grazie alla quale sia possibile accelerare lo sviluppo delle Smart Grid, non solo nelle nazioni affidate alle aziende membro, ma genericamente nel mondo. L'"E8 Smart Grid Technology Innovation Group Report" rappresenta dunque un attendibile elemento su cui basarsi nella comprensione del concetto di Smart Grid. In particolare ne è riportata di seguito la definizione sulla quale ci soffermeremo cercando di dare una chiara definizione.

"The Smart Grid will be a customer-centered, interactive, reliable, flexible, optimal, economical, economically responsive and, ultimately, a sustainable and environmentally responsible electrical power generation and distribution system. Electric utilities must play a key role in its development"

(E8 Smart Grid Technology Innovation Group Report)

"La Smart Grid sarà un sistema di generazione e distribuzione della potenza elettrica centralizzato sui consumatori, interattivo, affidabile, flessibile, ottimo, economico, economicamente dinamico, e infine, sostenibile e ambientalmente responsabile. Le aziende elettriche dovranno rivestire un ruolo chiave in questa evoluzione."

(E8 Smart Grid Technology Innovation Group Report)

Ovviamente la Smart Grid porterà notevoli vantaggi che possono essere riassunti nei seguenti punti:

- Miglioramento del Power Quality, in termini di qualità del servizio offerto agli utilizzatori, contribuendo alla riduzione dei guasti, dei transitori, dei buchi di tensione, al miglioramento del profilo della tensione e della frequenza di esercizio.
- Incremento dell'efficienza della sistema elettrico riducendo le perdite di rete e pertanto l'inquinamento atmosferico. Una rete poco efficiente e con perdite per Effetto Joule elevate, aumenta l'inquinamento atmosferico in quanto a parità di servizio offerto sarà necessario consumare maggiore quantità di combustibile nelle centrale termoelettriche.
- Supporto di una penetrazione su larga scala di impianti di generazione di piccola taglia, permettendo così il consumo dell'energia prodotta in loco (prosumers), evitando di dover trasportare l'energia per lunghe distanze, energia rinnovabile che sarebbe sottoposta ad inutili perdite di rete.
- Infine, ma non meno importante, la creazione di posti di lavoro qualificato.

Il sistema elettrico che si sta creando e che evolve continuamente ha però portato notevoli problemi alla rete di distribuzione che devono essere risolti da parte dei gestori di rete.

In primo luogo troviamo i componenti di rete potenzialmente critici:

- Interruttori di linea e Interruttori di Manovra-Sezionatori, in quanto l'inversione del flusso di potenza potrebbe non fare intervenire le protezioni, e, in caso di instaurazione di isola indesiderata, potrebbero riportare danni in caso di rialimentazione in controfase (analizzeremo questo fenomeno più in dettaglio nel seguito).
- I conduttori, in quanto la sezione degli stessi è dimensionata in funzione dell'energia specifica passante. Ogni generatore connesso alla rete contribuisce alla corrente di cortocircuito. Quel contributo potrebbe danneggiare permanentemente i conduttori con costi di ripristino elevatissimi. Ovviamente il gestore di rete è tenuto a dover allineare gli

impianti alle nuove condizioni di esercizio, ma anche questa attività può comportare la sostituzione di km di linee, con costi non trascurabili.

- On Load Tap Changer (OLTC), anche conosciuto come Under Load Tap Changer (ULTC), che consiste nel dispositivo che si trova all'interno dell'On Load Tap Changing Transformer (trasformatore con variatore sotto carico). Parliamo del trasformatore AT/MT di cabina primaria, adibito alla trasformazione dell'energia in Alta Tensione in Media Tensione. L'OLTC è essenzialmente il dispositivo che esegue la regolazione della tensione sulla rete di media tensione, andando a variare in tempo reale il rapporto di spire tra primario e secondario del trasformatore AT/MT così da abbassare/elevare la tensione sulla linea di media tensione a valle. Se il carico aumenta, sarà maggiore la caduta di tensione, pertanto l'OLTC aumenterà il livello di tensione al secondario del trasformatore e viceversa, in un range che varia da un ± 5% ad un ±8% della tensione nominale di esercizio. La criticità consiste nel fatto che la presenza di fonti non programmabili può portare il dispositivo a stress notevoli causati non solo dai più frequenti cambiamenti del valore di tensione presenti sulla rete dovuti alla presenza di DG (riduzione della vita utile), ma anche al fatto che le potenze immesse da generatori fotovoltaici si arrestano immediatamente al passaggio di una nuvola, e la velocità con cui il brusco calo si presenta non può essere compensato dal variatore sotto carico (OLTC) del trasformatore. Infatti è giusto in questo caso paragonare le velocità delle giunzioni p-n con la meccanica del variatore del trasformatore. Quindi la regolazione della tensione con DG può essere compromessa, soprattutto nel caso in cui si verifichi l'inversione del flusso di potenza.

Altre criticità dovute alla presenza della GD si presentano nel sistema di gestione della rete elettrica ed in particolare:

- Regolazione della tensione, come già anticipato parlando del variatore sotto carico (OLTC) del Trasformatore AT/MT di cabina primaria;
- Harmonic pollution, ovvero la presenza di armoniche sulla rete dovute alla presenza di inverter connessi alla rete per ogni impianto GD;
- Disconnessioni di rete e buchi di tensione;

- Fenomeno dell’isola indesiderata;
- Perdite di rete;
- Presenza di campi elettromagnetici potenzialmente dannosi.

Nel seguito saranno trattati gli argomenti di cui sopra in maggior dettaglio, esponendo quanto fatto e le possibili soluzioni adottabili per avere un corretto e sicuro esercizio del sistema elettrico.

La Regolazione della tensione

Come già accennato in precedenza la regolazione della tensione è lo strumento che permette la variazione del profilo di tensione sulle linee di media tensione, grazie all'utilizzo del variatore sotto carico, ovvero dell'OLTC (On Load Tap Changer) presente all'interno del trasformatore AT/MT di cabina primaria. L'OLTC è essenzialmente il dispositivo che esegue la regolazione della tensione sulla rete di media tensione, variando in tempo reale il rapporto di spire tra primario e secondario del trasformatore AT/MT così da abbassare/elevare la tensione sulle linee di media tensione a valle. Se il carico aumenta, sarà maggiore la caduta di tensione, pertanto l'OLTC aumenterà il livello di tensione al secondario del trasformatore e viceversa, in un range che varia da un ± 5% ad un ±10% della tensione nominale di esercizio. Avere a disposizione dispositivi che regolino la tensione in maniera ottimale è un esigenza dalla quale non si può prescindere se si vuole entrare nel contesto Smart Grids.

Nella Figura 2.8 viene riportato lo schema di principio dell'OLTC.

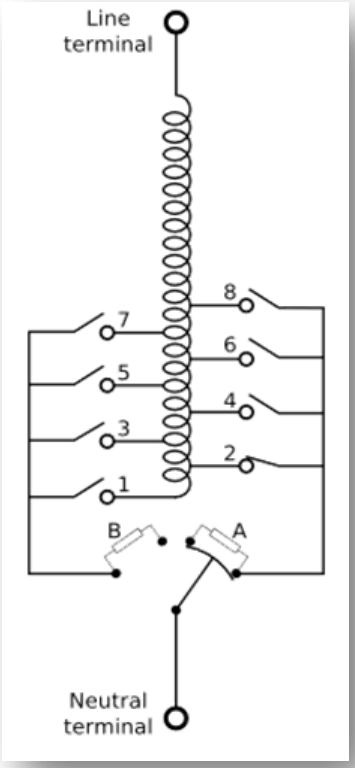


Figura 2.8 - Schema di principio dell'On Load Tap Changer (Variatore sotto carico).

Pertanto il rapporto di variazione tra le spire al primario e secondari ano varia in funzione della posizione che assume il commutatore. Se aumentiamo le commutazioni possibili, aumentiamo il numero di livelli di tensione che possono essere presenti al secondario, regolando così la tensione sui feeder MT.

Effettivamente la regolazione della tensione con gli strumenti attuali in carico al gestore di rete ha una complessità maggiore a causa della forte penetrazione di impianti GD. A prescindere dallo stress a cui questi dispositivi sono sottoposti, in alcune condizioni di esercizio (come ad esempio nel caso di variazioni improvvise della potenza immessa dagli impianti GD e nei casi di totale inversione del flusso di potenza), non è più possibile eseguire la regolazione della tensione perché il dispositivo è stato realizzato per un verso unidirezionale della potenza, pertanto in questa situazione il controllo dei parametri elettici sulla rete è di certo più complesso e meno affidabile.

In particolare la strategia di regolazione di tensione tradizionale applicata sulla rete MT di distribuzione non è in grado di gestire una elevata penetrazione di generatori distribuiti in quanto l'OLTC può funzionare:

- Con un valore di riferimento di tensione costante, che però fallisce in quanto non è gradi di gestire linee MT con nodi generazione (active feeders)
- Con il metodo di compensazione della corrente, che però fallisce quando si verifica una parziale o totale inversione del flusso che risale il trasformatore AT/MT dalla media tensione verso l'alta tensione.

La regolazione della tensione nelle reti MT e BT è attualmente basata sull'ipotesi che per tali livelli di tensione le reti sono da considerarsi sostanzialmente di tipo passivo, senza la presenza di generazione distribuita di potenza tale da influenzare significativamente la tensione di rete. Il controllo della tensione è realizzato attraverso due modalità operative:

- variare sottocarico il rapporto di trasformazione del trasformatore AT/MT mediante un regolatore automatico che impone alla sbarra MT un valore di tensione calcolato secondo una legge prefissata.
- scegliere a vuoto il rapporto di trasformazione dei trasformatori MT/BT poiché non dotati di variatore sottocarico. Precisiamo comunque che i trasformatori MT/BT sono dotati di variatore che permettono di regolare la tensione su valori fissati. Per eseguire questa operazione però è necessaria una messa fuori servizio degli impianti, operare la variazione e rialimentare.

Sono pertanto dapprima analizzate le leggi di regolazione automatica (per il variatore sotto carico) impiegate nelle reti MT di distribuzione; tali leggi attualmente sono di due tipi, come già visto sopra:

- a tensione costante sulla sbarra MT;
- a compensazione in corrente (la tensione nella sbarra varia al variare della corrente col trasformatore AT/MT sino ad un valore di corrente limite oltre il quale il riferimento di tensione è costante).

Unitamente a quanto sopra, si sono descritti anche gli aspetti più significativi della regolazione mediante variatori sottocarico, quali il grado di insensibilità, proprio del controllo “discreto” (a gradini) dei VSC (ovvero l’OLTC), e la caratteristica di intervento di tipo tempo-dipendente.

Nella prima modalità di regolazione la tensione alla sbarra MT viene mantenuta costante ad un valore di tensione fissato sulla base delle curve di carico “storiche” della cabina primaria, che possono essere molto variabili in relazione al carattere aleatorio del carico (diurno/notturno, feriale/festivo, invernale/estivo).

Nel secondo caso, il riferimento di tensione per la sbarra MT prevede una legge di regolazione di tipo lineare, composta dalla somma di un parametro costante (tensione programmata - equivalente alla tensione da imporre alla sbarra di cabina primaria in assenza di carico) con un termine pari al prodotto di una costante (detta grado di compensazione) con la corrente circolante nel trasformatore lato MT (azione correttrice per tenere conto delle variazioni del carico nella rete alimentata). La scelta dei due parametri (tensione programmata a vuoto e grado di compensazione) è vincolata alle condizioni di massimo e minimo carico della cabina primaria e della linea ritenuta la più critica.

Tramite i suddetti processi di regolazione in tutti i punti della rete MT è garantito un valore di tensione compreso all’interno degli intervalli contrattualmente prefissati ($0.9\ V_n < V_{rete} < 1.1\ V_n$).

La presenza di generazione distribuita influenza in maniera differente le due modalità di regolazione della tensione alla sbarra MT.

Nel caso di regolazione con tensione costante alla sbarra MT, il valore di riferimento per la tensione deve essere fissato sulla base non solo del carico passivo alimentato ma anche considerando l’entità di generazione distribuita nella rete. La scelta del riferimento di tensione deve essere il risultato di una analisi approfondita di load flow per le differenti configurazioni di carico e generazione prevedibili.

Se ciò non fosse si potrebbero realizzare condizioni di rete potenzialmente critiche (in termini di profili di tensione elevati), ad esempio per quelle linee in cui vi sia una forte presenza di generazione distribuita con carico passivo trascurabile o comunque sensibilmente inferiore alla generazione. Il problema opposto (profili di tensione bassi) potrebbe verificarsi per quelle linee in cui vi è solo carico passivo.

Una volta stabilito il riferimento di tensione "ottimale " per la sbarra MT di cabina primaria, la generazione distribuita non ha influenza sullo stesso durante il normale esercizio.

Nel caso di regolazione con legge di controllo della tensione con termine correttivo in corrente, la presenza di generazione distribuita nella rete determina variazioni nella corrente stessa che transita nel trasformatore AT/MT (in quanto cambia il carico "visto" dalla macchina). Conseguentemente, si verificano delle variazioni non desiderate del riferimento di tensione. L'entità dell'errore che si commette è funzione del grado di compensazione prefissato. Solitamente l'ampiezza dell'azione correttrice, in normali condizioni di esercizio, è dell'ordine del 2÷4% della tensione nominale, dunque l'influenza della generazione distribuita nella maggior parte dei casi risulta essere relativamente contenuta. Tuttavia, in concomitanza di condizioni di rete di emergenza, ad esempio un solo trasformatore che alimenta due sbarre MT, possono riscontrarsi dei profili di tensione critici per quelle linee con forte penetrazione di generazione distribuita o con solo carico passivo. Condizioni altrettanto critiche, possono verificarsi anche con assetti di rete non di emergenza, nella misura in cui la potenza della generazione distribuita presente nella rete MT è superiore a quella del carico. Il flusso di potenza che transita nella cabina primaria, solitamente con direzione dalla rete AT a quella MT, potrebbe invertirsi, ma nonostante ciò il regolatore di tensione, non avendo informazioni sul verso della potenza, darebbe luogo ad un innalzamento della tensione alla sbarra, con evidenti implicazioni (sovratensioni permanenti) sui profili di tensione di quelle linee in cui la generazione distribuita è presente in quantità elevate.

Le soluzioni ipotizzabili per far fronte a tali problematiche sono diverse, ad esempio il passaggio da regolazione con azione correttrice in corrente a

regolazione con tensione costante alla sbarra MT di cabina primaria, oppure, l'adozione di misure dei flussi di potenza sulle linee MT (e dunque, tramite calcolo, anche nel trasformatore AT/MT), al fine di verificare situazioni potenzialmente pericolose di inversione dell'usuale flusso di potenza (dalla AT alla MT), al raggiungimento delle quali il riferimento di tensione potrebbe essere "congelato" per prevenire i sopraddetti problemi.

L'obiettivo fondamentale della regolazione della tensione nelle reti di distribuzione è dunque quello di garantire agli utenti MT e BT una tensione di alimentazione, nel punto di allacciamento con la rete pubblica, che sia all'interno dell'intervallo di ammissibilità previsto dalle norme CEI EN 50160 e contrattualmente fissato nel contratto stesso di fornitura.

La regolazione della tensione della rete di distribuzione è un processo di controllo gestito dalla società distributrice dell'energia, volto a contenere le variazioni della tensione in tutti i punti della rete all'interno di una fascia prestabilita, al variare dell'entità del carico alimentato (in termini sia di potenza attiva che reattiva), dell'assetto di rete (in condizioni normali o in condizioni di contingenza) e della stessa tensione della rete AT (che mediante i trasformatori di cabina primaria alimenta la rete MT).

Garantire in tutti i punti della rete di distribuzione un valore di tensione poco variabile è una esigenza che, al limite, prescinde dalle sole incombenze contrattuali di fornitura, ma che è determinata anche da considerazioni legate ad un funzionamento ottimale del sistema (in termini di stabilità, riduzione delle perdite, sicurezza e qualità di esercizio) e dei carichi da esso alimentati. In generale si può affermare che tutti gli apparecchi elettrici (sia degli utilizzatori che della rete) riducono il loro rendimento quando sono alimentati a tensioni diverse dalla nominale, con conseguenti ricadute sull'invecchiamento dei componenti. Da queste brevi considerazioni si evince come il controllo della tensione di rete, a tutti i livelli, dall'AT alla BT, sia necessario per garantire un funzionamento "ottimale" dell'intero sistema. Come già detto in precedenza, nel caso delle reti di distribuzione MT e BT, le modalità di controllare e regolare la tensione del sistema sono sostanzialmente due:

- variare sotto carico il rapporto di trasformazione dei trasformatori AT/MT in maniera automatica ;
- scegliere a vuoto il rapporto di trasformazione dei trasformatori MT/BT.

Le precedenti azioni di regolazione purtroppo sono conseguenti ad una ipotesi di base, a tutt'oggi ancora valida, cioè di considerare sia la rete MT che quella BT di tipo passivo, dunque senza la presenza consistente di generazione distribuita in grado di partecipare anch'essa alla regolazione della tensione di rete. Ma questo concetto è oramai ampiamente superato. La GD è diffusa su gran parte delle reti MT e BT. Inversione del power flow dalla rete BT alla rete MT attraverso la risalita del trasformatore di cabina secondaria, così come l'inversione dalla rete MT verso la rete AT con risalita di potenza sulla rete di trasmissione, è un problema concreto da affrontare e risolvere. In queste condizioni regolare la tensione sulla rete MT (da cui dipende ovviamente anche il profilo di tensione della rete BT) diventa una criticità profonda che deve essere affrontata e risolta per non incombere in situazioni che mettano a rischio l'intero sistema elettrico e gli utilizzatori finali. In particolare l'inversione del flusso di potenza dalla media tensione verso l'alta tensione, crea seri problemi di stabilità al sistema di trasmissione nazionale. Nel seguito verranno descritte due tipologie di soluzioni che anticipiamo brevemente per regolare la tensione sulle linee di media tensione e limitare la risalita di potenza verso l'alta tensione:

- limitazione del flusso di potenza verso l'AT tramite l'utilizzo di Energy Storage System (ESS) ubicati in cabina primaria;
- Utilizzo del Virtual Power Plant (VPP) per regolare l'immissione di potenza attiva e reattiva sulla rete MT (ma anche BT) al fine di regolare la tensione.

Relativamente ai limiti massimi per la caduta di tensione ammissibile lungo le linee MT si assumono usualmente i valori riportati nel seguito.

- per le dorsali la caduta di tensione in presenza di massimo carico deve essere inferiore al 5% della tensione nominale
- per le derivazioni una caduta di tensione inferiore al 2% della tensione nominale.

Tali valori consentono, anche con assetti di rete di emergenza (una dorsale MT contro alimentata da un'altra dorsale MT afferente ad una diversa cabina primaria) di ottenere in tutti i punti una tensione interna all'intervallo previsto dalla CEI EN 50160, grazie anche alla possibilità di cambiare la tensione alla sbarra MT.

Per le linee BT invece:

- per la somma dorsale + derivazione la caduta massima di tensione deve essere inferiore al 5%;
- per la presa BT, cioè per il tratto di collegamento tra la linea BT principale ed il punto di fornitura, la caduta massima di tensione deve essere inferiore al 2%.

I limiti precedenti, tenuto presente la caduta di tensione sul trasformatore MT/BT e del fatto che è possibile posizionare il trasformatore sulla presa +5%, consentano di contenere la minima tensione di fornitura BT entro il 90% della tensione nominale.

Regolazione della tensione alla sbarra MT dei trasformatori AT/MT

Come già indicato nel precedente paragrafo, la regolazione di tensione nella rete di distribuzione MT è realizzata mediante i variatori di tensione sotto carico dei trasformatori AT/MT.

Tali variatori agiscono sul numero di spire primarie dell'avvolgimento primario del trasformatore, per cui a pari tensione primaria AT, per aumentare la tensione lato MT il variatore diminuisce il numero delle spire dell'avvolgimento primario, modificando il rapporto di trasformazione K. Infatti si ottiene:

$$k = \frac{N_{AT}}{N_{MT}} > k' = \frac{N'_{AT}}{N_{MT}}$$

con $N'_{AT} < N_{AT}$, dunque

$$V_{MT} = \frac{V_{AT}}{k} < V'_{MT} = \frac{V'_{AT}}{k'}$$

La variazione del rapporto di trasformazione avviene a gradini, di conseguenza ci si trova con due esigenze contrastanti nella scelta dell'ampiezza dei gradini di regolazione, ed in particolare:

- maggiore è l'ampiezza di regolazione, maggiore è la variazione di tensione ottenibile, e minore sono il numero di prese del trasformatore per fare fronte all'escursione della tensione MT. Risultano minori anche il numero di manovre necessarie a compensare eventuali variazioni di tensioni MT, con evidenti ripercussioni sulla durata della vita del variatore sotto carico e sulle procedure di manutenzione.
- Un'ampiezza contenuta del gradino di regolazione presenta aspetti opposti a quelli descritti al punto precedente, con il rischio di avere manovre ripetute a fronte di oscillazioni ridotte in ampiezza ma prolungate nel tempo della tensione MT. Una tale eventualità potrebbe provocare il danneggiamento del variatore sotto carico. Tuttavia è necessario che i gradini di regolazione siano comunque contenuti, in quanto le variazioni di tensione provocano nei carichi dei cambiamenti di comportamento. Si pensi ad esempio alle lampade ad incandescenza, per le quali variazioni a bassa frequenza percentualmente anche piccole della tensione di rete (ad esempio un 2%), provocano una modificazione del flusso luminoso (il cosiddetto "flicker") che comincia ad essere percepito dall'occhio umano, con conseguenti disturbi visivi.

I trasformatori AT/MT sono solitamente dotati di OLTC posti sull'avvolgimento AT, con ampiezza del gradino di regolazione pari all'1,5% della tensione nominale di rete. Il numero di gradini è pari a 10, garantendo così una banda di regolazione pari a ±15% della tensione nominale di rete, in grado di fare fronte anche alle condizioni più gravose di esercizio.

Tenuto presente quanto sopra, e cioè le caratteristiche tecniche del variatore sotto carico dei trasformatori AT/MT e le problematiche connesse al numero di manovre effettuabili dal variatore sotto carico, viene definito un intervallo

di insensibilità, inteso come campo di variazione della tensione alla sbarra senza che avvengano variazioni di presa dello stesso VSC. Tale area di non intervento è centrata intorno alla legge teorica di regolazione della tensione alla sbarra MT, individuata dunque una fascia di tolleranza entro cui la tensione può oscillare liberamente, garantendo, comunque, una qualità di fornitura della tensione in tutta la rete all'interno degli standard prefissati.

L'ampiezza della fascia di insensibilità deve essere superiore alla variazione di tensione conseguente ad un cambio di presa del variatore sotto carico, in caso contrario, a seguito dell'intervento del VSC, la tensione alla sbarra MT si porterebbe fuori dalla fascia di insensibilità, dando luogo ad una manovra ulteriore del'OLTC, che si riporterebbe nella presa iniziale, innescando così un fenomeno di pendolazione.

Per evitare questo problema, solitamente, viene fissato un grado di insensibilità pari all'ampiezza della variazione di tensione causata da un gradino del VSC, moltiplicata per un coefficiente maggiorativo di sicurezza. Con valori del coefficiente compresi nell'intervallo 1,2 ÷ 1,3 si ottiene un buon compromesso tra le due esigenze contrastanti riduzione del numero di manovre e regolazione il più accurata possibile. Tuttavia, verificando il numero di manovre giornaliere del VSC e il profilo di tensione alla sbarra MT, il coefficiente maggiorativo può essere ulteriormente ridotto, in particolare in quelle reti che presentano variazioni di carico poco consistenti durante la giornata. La caratteristica di intervento del VSC, inoltre, è di tipo "tempo dipendente", al fine di ottenere un certo grado di insensibilità del regolatore di tensione a fronte di variazioni transitorie di breve durata della stessa tensione alla sbarra. Dunque, il tempo di intervento risulta essere tanto più breve quanto è maggiore l'ampiezza della perturbazione sulla tensione.

Un ulteriore aspetto da considerare, e sostanzialmente legato alla precedente considerazione, riguarda il "blocco di minima tensione". Per "blocco di minima tensione" si intende il blocco della funzione regolante del variatore sotto carico qualora si verificassero improvvisi e consistenti abbassamenti della tensione nella rete AT. Questa precauzione si rende necessaria per ridurre ed al limite eliminare possibili sovratensioni prolungate al ripristino delle condizioni normali nella rete AT.

Regolazione a tensione costante

In questa modalità di regolazione, la tensione alla sbarra MT viene mantenuta costante, indipendentemente dall'entità del carico presente in quel momento. Il riferimento di tensione viene fissato sulla base delle curve di carico storiche per la specifica cabina primaria, integrando le informazioni disponibili con misure periodiche in punti specifici della rete, in particolare quelli ritenuti più critici dal punto di vista del profilo di tensione. Solitamente il riferimento di tensione è compreso nell'intervallo 1,05 ÷ 1,08 volte la tensione nominale. La regolazione a tensione costante sulle sbarre MT è utilizzata nel caso di reti MT di breve estensione e carico uniformemente distribuito nella rete MT, condizioni in cui le cadute di tensione lungo la linea sono più contenute che nel caso di linee lunghe. Il grado di insensibilità usualmente impiegato con tale legge di regolazione della tensione è pari a circa il 2% della tensione nominale, contro un'ampiezza di ogni singolo gradino del VSC di 1,5% Vn. Il coefficiente di sicurezza è dunque attorno a 1,3.

Regolazione a compensazione di corrente

La regolazione della tensione MT con compensazione in corrente prevede una legge di variazione della tensione stessa di tipo lineare, in funzione della corrente che percorre il trasformatore della cabina primaria, ed in particolare:

$V_{sb} = V_p + R\ I_T$ per $I_T < I_L$

oppure

$V_{sb} = V_p + R\ I_L$ per $I_T > I_L$

Dove:

V_{sb} valore efficace della tensione sulla sbarra MT

V_p valore efficace della tensione di programma in assenza di carico

R grado di compensazione in corrente. E' la pendenza della legge di variazione della tensione alla sbarra al variare del carico alimentato dal trasformatore AT/MT

I_T valore efficace della corrente al secondario del trasformatore AT/MT

I_L valore efficace della corrente limite oltre la quale la tensione alla sbarra non viene più incrementata all'aumentare della corrente nel trasformatore AT/MT, al fine di evitare valori di tensione potenzialmente pericolosi per le sbarre MT ed eventuali carichi posti nelle vicinanze.

La strategia di regolazione della tensione con "compound" in corrente consente di diminuire le variazioni di tensione nelle zone finali delle linee ed allo stesso tempo aumenta le variazioni alla sbarra, mantenendo queste ultime, però, entro valori prefissati. In generale, la scelta dei parametri V_p ed R, è effettuata analizzando quale delle linee afferenti alla sbarra MT sia, dal punto di vista del profilo di tensione, la più critica (maggiore caduta di tensione), tenendo presente che, per la linea "critica" gli istanti che corrispondono al minimo ed al massimo carico sulla linea stessa non sono contemporanei agli istanti di minimo e massimo carico del trasformatore AT/MT. Dunque, per realizzare una regolazione di tensione che da un lato garantisca una condizione accettabile per la linea critica e dall'altro non comporti un intervallo di regolazione ampio (ed al limite non accettabile per le altre linee), vengono imposte delle condizioni al contorno che consentono di ottenere gli scopi prefissati.

I vincoli in questione sono i seguenti:

- il valore massimo della tensione alle sbarre MT deve essere uguale sia per la condizione di massimo carico del trasformatore che della linea critica. Tale condizione implica il mantenimento della tensione alla sbarra ad un valore costante per tutti i valori di corrente nel trasformatore compresi tra il valore corrispondente alla condizione di massimo carico per la linea MT più critica ed il valore corrispondente alla condizione di massimo carico

del trasformatore AT/MT. Questo vincolo rappresenta l'estremo superiore per la variazione di tensione ammissibile alla sbarra MT;

- il valore della tensione in fondo alla linea critica nella condizione di minimo carico della linea deve mantenersi allo stesso livello anche quando il trasformatore AT/MT è sottoposto al carico massimo. Tale vincolo limita l'escursione di tensione in fondo alla linea stessa, confinandola nell'intervallo:

  – estremo inferiore - tensione corrispondente al massimo carico sulla linea

  – estremo superiore - tensione corrispondente al minimo carico sulla linea.

La stessa legge di variazione, solitamente viene riscritta riportando tutte le grandezze elettriche interessate al secondario dei TA e TV di misura (trasformatori di corrente e tensione rispettivamente, utilizzare per limitare la potenza in ingresso ai misuratori elettronici di energia elettrica), e normalizzando rispetto alla tensione secondaria nominale del trasformatore AT/MT, il che comporta:

$v_{sb} = v_p + r\, i_T$ per $i_T < i_L$

ed una analoga formula, ma con $i_T = i_L$ per correnti maggiori della corrente limite. In particolare, le grandezze presenti nella sopra scritta legge di variazioni hanno tale formulazione:

- v_p = tensione di programma (in assenza di carico) in percentuale della tensione nominale del sistema
- r = grado di compensazione in corrente (compound) riferito alla corrente nominale del trasformatore di misura TA e normalizzato alla tensione di programma Vp, così espresso:

  $$r = R \cdot \frac{I_N}{V_p} \cdot 100 = R \cdot \frac{k_{TA} \cdot 5}{V_p} \cdot 100$$

  dove K_{TA} rappresenta il rapporto del TA.

Il numero *5* presente nella formula rappresenta la corrente nominale secondaria del trasformatore di corrente di misura; è un valore standard per i TA delle reti di distribuzione.

- i_T = corrente che transita nel trasformatore AT/MT, in percentuale della corrente nominale lato MT del trasformatore di misura

Tuttavia, in molti casi, la gestione/esercizio della rete MT ha posto in evidenza la necessità di tarare i parametri V_p ed R a partire da considerazioni diverse.

Ammesso un campo di oscillazione della tensione alla sbarra pari a ±10% del valore nominale, l'intervallo di variazione effettivamente impiegabile per la regolazione deve essere ridotto per entrambi gli estremi di una quantità corrispondente a 2 o 3 gradini del variatore di tensione sottocarico, al fine di tenere presente anche eventuali variazioni brusche di tensione conseguenti a scatti di più linee o a forti variazioni della tensione lato AT. Infatti, se si imponesse una tensione alla sbarra MT pari a V_n+10%, e vi fosse lo scatto (apertura) di qualche linea (nell'ipotesi peggiore le più "cariche"), la brusca diminuzione di carico darebbe luogo ad una sovratensione temporanea che potrebbe essere potenzialmente pericolosa per le apparecchiature della rete e degli utenti stessi. La durata di tale sovratensione è legata alla caratteristica di intervento "tempo dipendente" del variatore di tensione sottocarico, che, anche nel caso limite di variazioni consistenti della tensione, comporta tempi dell'ordine di parecchi secondi per riportare la tensione all'interno degli intervalli di ammissibilità.

Da quanto sopra, se prendiamo come esempio una rete MT con tensione nominale pari a 15 kV, i limiti estremi di variazione di valore 13.5 kV e 16.5 kV (±10% di V_n) potrebbero essere rispettivamente portati a 14.1÷14.3 kV (il limite inferiore) e 15.6÷15.9 kV (quello superiore).

L'estremo inferiore, inoltre, viene conservativamente incrementato di un valore pari al 2÷3% della tensione nominale, allo scopo di evitare possibili problemi di collasso della tensione che potrebbero avere luogo una volta che

la rete sia a carico, con flussi di potenza reattiva elevati. L'intervallo effettivo utile per la regolazione della tensione potrebbe dunque essere più contenuto, ad esempio tra 14.5÷14.8 kV (estremo inferiore) e 15.6÷15.9 kV (estremo superiore).

I valori precedentemente indicati sono da considerarsi validi a vuoto, conseguentemente l'estremo inferiore viene ulteriormente incrementato per tenere conto delle cadute di tensione in condizioni di minimo carico. L'entità di questo contributo correttivo è variabile da trasformatore a trasformatore in funzione della consistenza del carico allacciato.

Da quanto sopra, sempre relativamente all'esempio riportato, i limiti estremi di regolazione della tensione alle sbarre MT, potrebbero essere tra i 15÷15.2 kV (limite inferiore) e 15.6÷15.9 kV (limite superiore). Entro tali estremi dovrebbe essere compreso anche il grado di insensibilità del regolatore. Le precedenti considerazioni mettono in evidenza come nelle reti di distribuzione MT il campo di regolazione della tensione alla sbarra MT sia in realtà piuttosto contenuto. Tale aspetto è ancora più evidente se si considera che il valore della corrente limite I_L, al di sopra della quale la tensione alla sbarra è regolata ad un valore fisso, è solitamente correlata alla condizione di contingenza in cui uno dei trasformatori è fuori servizio, ed entrambe le semisbarre MT sono alimentate dall'unico trasformatore attivo.

Dunque, in condizioni di rete normali, essendo il grado di compensazione in corrente R molto contenuto ed, in parte, anche l'escursione della corrente I_T che percorre il trasformatore AT/MT rispetto alla corrente limite I_L, la variazione di tensione alla sbarra MT è limitata ad un 2÷4% della tensione nominale di rete.

Intervalli di regolazione leggermente più ampi, possono essere riscontrati in presenza di reti molto estese, con significative utenze remote, tipicamente in aree rurali.

Campo di variazione della tensione AT

Nei precedenti due paragrafi si sono descritte le modalità di regolazione della tensione alla sbarra MT di cabina primaria centrando l'attenzione sulla variabilità del carico, quale causa principale della variabilità della tensione della rete MT.

In realtà, occorre considerare anche le irregolarità della tensione AT che alimenta la cabina primaria, soprattutto se si tiene conto che una arteria AT solitamente alimenta più cabine primarie, per le quali le condizioni di massimo carico si possono stimare essere quasi contemporanee. Durante tali periodi la tensione AT potrebbe essere sensibilmente al di sotto del valore nominale (in linea di principio anche di un 10%), conseguentemente diventa essenziale l'opera del variatore sottocarico per riportare la tensione alla sbarra MT in linea con quanto previsto dal riferimento di tensione.

In ogni caso, il campo di operatività del VSC deve essere tale da garantire il raggiungimento della massima tensione regolata alla sbarra MT in presenza di minima tensione lato AT e di carico massimo nella rete MT sostenuta dalla cabina primaria (eventi pressoché contemporanei). In queste condizioni si verifica la massima caduta di tensione sull'impedenza serie del trasformatore AT/MT.

L'OLTC esplica la sua azione regolante provvedendo alla diminuzione del rapporto di trasformazione k; infatti, a pari V_{AT}, la diminuzione di k comporta un innalzamento della V_{MT}, come si può osservare dalla formula sottostante.

$$V_{MT} = \frac{V_{AT}}{k}$$

Le precedenti considerazioni si possono estendere al caso opposto di massima tensione nella rete AT e minimo carico nella rete MT.

Il rapporto di trasformazione k dovrà essere opportunamente elevato per riportare la tensione MT ai valori voluti.

Impatto della GD sulla regolazione a tensione di sbarra costante

La presenza di GD nella rete MT non influenza la regolazione della tensione alla sbarra MT (una volta che è stato definito il valore di riferimento), al contrario i profili di tensione lungo le linee saranno fortemente dipendenti dalla potenza della GD allacciata, dal fattore di potenza di funzionamento di quest'ultima e dal carico alimentato.

In generale si può ritenere che la generazione distribuita, presente in rete, modifica il flusso di potenza sia attiva che reattiva che transita nel trasformatore AT/MT, al limite invertendone il verso (dal sistema MT al sistema AT) in concomitanza di massimo apporto di generazione distribuita e minimo carico alimentato. Se non vi fosse la regolazione di tensione, il valore della tensione alla sbarra tenderebbe a salire, in quanto, a pari tensione lato AT e con rapporto di trasformazione k fisso, la caduta di tensione sull'impedenza del trasformatore AT/MT sarebbe inferiore. L'azione di controllo del regolatore, invece, riporta la tensione alla sbarra MT di cabina primaria al valore desiderato. Sostanzialmente la problematica che la generazione distribuita comporta sulla regolazione della tensione della sbarra consiste proprio nel rendere meno agevole la scelta del parametro di set-point per la tensione di sbarra, soprattutto se la rete MT è composta da feeder che, dal punto di vista della presenza di GD e del carico alimentato, non sono per nulla omotetici.

In tali condizioni uno studio preliminare di load flow (per lo specifico caso) che consideri almeno gli scenari più critici (ad esempio, massima GD con minimo carico e viceversa) si rende necessario, al fine di verificare la qualità dei profili di tensione lungo le linee stesse, imponendo un riferimento di tensione alla sbarra che garantisca il rispetto dei vincoli di fornitura dell'energia e di esercizio in sicurezza dell'intera rete. La verifica in questo caso è stata eseguita su una cabina primaria costituita da generazione distribuita con potenza totale di 23 MWp, in particolare con due feeder MT dedicati alla sola generazione . Il load flow ha dimostrato la totale inversione

del flusso con potenza elettrica che risale il trasformatore AT/MT per la totalità delle ore soleggiate, e con potenze in gioco non trascurabile (fino a 90MWh giorno nel mese di agosto). Tali criticità (in particolare i profili di tensione lungo le linee) risultano essere ancor più evidenti in presenza di un gruppo di autoproduzione di potenza elevata, per il quale, dal punto di vista impiantistico ed economico, può essere necessaria la predisposizione di una linea dedicata, il cui dimensionamento sia anche mirato ad ottenere un profilo di tensione adeguato.

In alternativa, il fattore di potenza a cui funziona la GD, può essere impiegato per ridurre l'aumento di tensione lungo il feeder causato dalla GD stessa; in particolare, per tale caso un fattore di potenza in anticipo (assorbimento di reattivo) per il generatore può migliorare il profilo di tensione della linea. Tale modalità di funzionamento ha però un impatto sulla rete in termini di maggiori perdite di esercizio e di necessità di potenza reattiva dalla rete AT. Per poter implementare questa soluzione nel seguito daremo spazio alla descrizione del Virtual Power Plant, grazie al quale è possibile regolare la tensione lungo i feeder MT variando la capacità di potenza attiva e reattiva erogata/assorbita dai nodi di generazione.

Impatto della GD sulla regolazione con compensazione in corrente

In presenza di GD, in grado di scambiare con la rete sia potenza attiva che reattiva, la corrente che transita nel trasformatore AT/MT non è più quella dei soli carichi, ma presenta un valore differente legato alla nuova condizione di regime nella rete MT.

In generale il funzionamento in parallelo ad una rete di gruppi di autoproduzione comporta una diminuzione del carico "visto" dal trasformatore AT/MT e dunque dal RAT (Regolatore Automatico di Tensione), che cercherà di impostare una tensione alla sbarra MT inferiore a quella fissata in presenza dei soli carichi passivi.

Infatti, tenuto presente anche la modalità con le quali viene attuato il processo di regolazione della tensione con compensazione in corrente visto in precedenza, in presenza di GD nella rete MT e BT, si possono trarre le osservazioni seguenti:

- Maggiore è il grado di compensazione in corrente R e maggiore è l'effetto della GD sul riferimento di tensione alla sbarra. La presenza di generazione distribuita, che inietta in rete potenza attiva ed eventualmente anche reattiva, diminuisce il flusso di potenza dalla rete AT a quella MT, riducendo la corrente I_T che transita nel trasformatore della cabina primaria, e, di conseguenza, anche il riferimento di tensione da imporre alla sbarra MT in maniera più o meno consistente a seconda che R sia grande o piccolo. Gli effetti della variazione del riferimento di tensione sarebbero più significativi per quelle linee non dotate di generazione distribuita, in cui il profilo di tensione, a pari carico, sarebbe inferiore al caso di rete esclusivamente passiva. A tale fatto si potrebbe far fronte, ad esempio, ammettendo una maggiore tensione programmata ed un minore grado di compensazione, fermo restando il limite superiore dell'intervallo di regolazione della tensione di sbarra.
- Qualora vi sia in rete più GD che carico alimentato, poiché il sistema di regolazione "legge" il valore efficace della corrente che percorre il trasformatore AT/MT, senza informazioni sulla direzione del flusso di potenza nel trasformatore stesso, la GD verrebbe interpretata come carico, dunque si provvederebbe ad incrementare la tensione alla sbarra in ragione della specifica legge di regolazione implementata. Al limite, carico minimo e GD di potenza consistente (sensibilmente superiore al carico minimo, ad esempio pari al massimo carico), la tensione alla sbarra verrebbe elevata sino al valore previsto dalla legge di regolazione, con possibili problemi sui profili di tensione di quelle linee in cui la presenza della GD è preponderante. In queste condizioni, se i gruppi di autoproduzione presenti, fossero anche in erogazione di potenza reattiva, si potrebbero ottenere, lungo la linea, profili di tensione inaccettabili sia per la linea che per i carichi presenti.

Tuttavia, tenuto conto che nella maggior parte delle cabine primarie che adottano la regolazione della tensione con compound in corrente, gli intervalli di regolazione normalmente applicati per la tensione alla sbarra MT sono contenuti, la presenza della GD nella rete MT e BT dovrebbe dar luogo ad effetti non trascurabili sul valore regolato di tensione principalmente in concomitanza di due condizioni estreme:

- livelli consistenti di GD nella rete stessa;
- assetti di rete di emergenza, in cui un solo trasformatore AT/MT alimenta le due semisbarre MT.

In queste condizioni il profilo di tensione può diventare critico anche per quelle linee che non sono interessate da generazione distribuita, ma solo da carico passivo e, caso peggiore, di valore elevato. Viceversa, potrebbe essere che per linee in cui vi è generazione distribuita, nonostante il RAT alla sbarra stia regolando ad un valore minore di quello che si avrebbe senza GD, il profilo di tensione sia migliore, in quanto la stessa GD, allacciata lungo la linea, provvederà ad alimentare il carico presente.

Al fine di verificare l'impatto della GD sulla regolazione della tensione alla sbarra MT, in prima approssimazione, si può considerare la corrente I_T che circola nel trasformatore AT/MT, pari alla differenza tra la corrente del carico alimentato (GD esclusa) con la corrente della GD stessa (calcolata sulla base della potenza di produzione presente nella rete). Conseguentemente il "compound" in corrente non è più $R\ (I_{Carico})$ ma $R\ |(I_{Carico} - I_{GD})|$.

Il fattore correttivo è, con le ipotesi sopraddette, pari al prodotto tra il grado di compensazione in corrente ed il valore assoluto della differenza tra la corrente associata al carico passivo e quella associata alla generazione distribuita.

Poiché della corrente nel trasformatore AT/MT, ai fini del calcolo della compensazione in corrente, se ne conosce il solo valore efficace, prescindendo dal correlato flusso di potenza, la legge di regolazione del riferimento di tensione V_{sb} rispetto al caso di assenza di GD diventa:

$$V'_{sb} = V_p + R\ |I_C - I_{GD}|$$

con I_C = *corrente associata al carico presente nella rete MT*

e con I_{GD} = *corrente associata alla GD presente nella rete MT*

L'errore sul riferimento di tensione, inteso come differenza tra il nuovo riferimento V'_{sb} (in presenza di GD) ed il vecchio V_{sb} (in assenza di GD) è pari a :

$\Delta V_{sb_errore} = - R\,(I_{GD})$ *se* $I_{Carico} > I_{GD}$

$\Delta V_{sb_errore} = R\,(I_{GD} - 2\,I_C)$ *se* $I_{Carico} < I_{GD}$

Tecnologie di risoluzione della regolazione della tensione nelle reti di distribuzione MT e BT

Avere un sistema di regolazione della tensione ottimale è un esigenza dalla quale non si può prescindere se si vuole entrare appieno nel contesto Smart Grids. In questo paragrafo presenteremo due possibili soluzioni implementabili sulla rete di media tensione (ma che non esclude a priori un impiego delle stesse soluzioni sulla rete di bassa tensione). In particolare analizzeremo come regolare la tensione attraverso l'utilizzo di:

- Energy Storage System (ESS)
- Virtual Power Plant (VPP)

basandoci essenzialmente sulla possibilità di poter regolare la tensione variando la quantità di potenza attiva e reattiva erogata/assorbita dalla rete. La Figura 2.9 chiarisce quanto appena affermato.

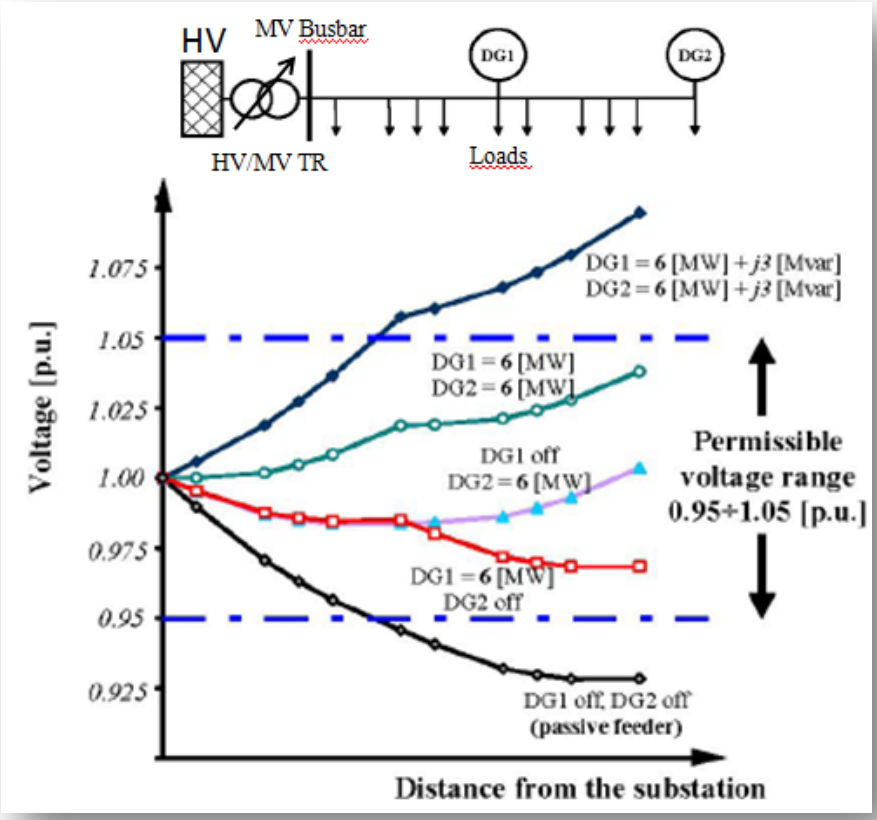


Figura 2.9 - Variazione dei profili di tensione sulle linee di media tensione in funzione dell'immissione di potenza attiva e reattiva.

Consideriamo il circuito presente in figura. L'energia proveniente dall'alta tensione (High Voltage) viene trasformata in MT grazie all'On Load Tap Changing Transformer (HV/MV TR dotato di variatore sotto carico). Dalla sbarra MT l'energia fluisce verso il feeder MT e verso i carichi. Sulla linea MT sono inoltre presenti due generatori distribuiti i quali possono immettere in rete sia potenza attiva che reattiva.

- Il profilo di tensione rappresentato dalla linea nera riproduce come varia la tensione su un passive feeder, ovvero su una linea MT costituita da soli componenti passivi che assorbono potenza attiva (e reattiva, avendo posto a zero la potenza attiva e reattiva dei generatori DG1 e DG2). Fissando il valore della tensione a 1 p.u. sulla sbarra MT è chiaro che il valore della tensione diminuisce allontanandoci dal suddetto nodo dovuto alle cadute di tensione, pertanto a fondo linea si corre il rischio di avere un livello di

tensione al disotto del minimo valore di tensione ammissibile (nel grafico rappresentato dal 95 del valore della tensione nominale di esercizio MT).

- Il profilo di tensione rappresentato dalla linea rossa riproduce il profilo di tensione su una linea MT costituita da componenti passivi e attivi, ovvero nodi di carico e di generazione. È evidente come l'immissione di energia attiva del solo DG1 elevi il valore della tensione consentendo al profilo di tensione di rimanere entro il range di tensioni ammissibile (nel caso del profilo viola si ha GD1=0 e GD2=6MW).
- Il profilo di tensione rappresentato dalla linea verde riproduce il profilo di tensione nel circuito in cui entrambi i generatori DG1 e DG2 immettono potenza attiva in rete (6MW). In questo caso è evidenziato come il profilo di tensione lungo linea tenda a crescere piuttosto che a decrescere allontanandoci dalla sbarra MT.
- Il profilo di tensione rappresentato dalla linea blu infine rappresenta quello che accadrebbe se i generatori DG1 e DG2 immettono in rete sia potenza attiva (6MW) che reattiva (3Mvar). In questo caso si evidenzia come la componente reattiva influisca sulla regolazione della tensione aumentando il livello della tensione stessa lungo il feeder MT.

È chiaro dunque come è possibile modulare i profili di tensione da un punto di vista teorico. Ma da un punto di vista pratico implementare un sistema di questo tipo richiede sforzi economici da parte dei gestori non trascurabili, e tecnologie associate all'avanguardia. In particolare sarebbe necessario disporre di un sistema centrale di controllo, e di un sistema di metering distribuito sulle reti in grado di prelevare le informazioni dalla rete stessa. Le suddette informazioni permetteranno al sistema centrale di controllo di poter prendere le decisioni con il fine di migliorare i profili di tensione. Quindi anche un sistema di comunicazione diffuso risulta necessario per la trasmissione dati.

Energy Storage System (ESS)

L'utilizzo di dispositivi di accumulo di potenza elevata è una realtà sempre più concreta in fase di sviluppo non sono dai gestori della distribuzione elettrica, ma anche della trasmissione. Numerosi sono i vantaggi che gli ESS apportano al sistema elettrico nazionale. In particolare, in funzione della loro allocazione, possono essere utilizzati per regolare la tensione, seguendo il principio elencato nel precedente paragrafo, infatti un sistema di accumulo dotato di capacitori elettrochimici può essere in grado di assorbire e immettere in rete sia energia attiva che reattiva, con i vantaggi prima illustrati per la regolazione della tensione.

Molte sono le tecnologie di accumulatori e le motivazioni di così tante tecnologie è dovuto essenzialmente al fatto che nessuno di loro è ottimale in senso assoluto. Tuttavia, confrontare alcune delle proprietà chiave di questi sistemi può contribuire a stabilire l'idoneità di ciascuno di essi ad una specifica applicazione. In tal senso si ricorrerà all'utilizzo di tabelle tramite le quali sia possibile descrivere opportunamente tecnologie che riguardano fenomeni fisici del tutto differenti.

Un primo confronto può essere effettuato in termini di densità di energia. Questo dato permette una buona stima dello spazio che il dispositivo di accumulo andrà a occupare, nonché del peso ad esso connesso.

Si faccia riferimento in tal senso alla Tab. 2.3.

Tipologia	kWh/kg	kWh/m^3
Batterie	0.1	
Supercapacitori	0.07	
Bacini idrici		0.3
Volani	1	
Aria compressa		2(1)
Idrogeno	35	460(2)
Benzina	14	
Etanolo	12	

Tab. 2.3 - Confronto tra differenti tipologie di accumulatori.

(1): a 70 bar; (2): a 200bar

Un altro parallelo utile riguarda il tempo di scarica dei dispositivi, fondamentale per valutare un loro possibile utilizzo. In base al tempo di scarica i dispositivi sono classificati in 'short-term', 'long-term' e 'real long-term'. Si veda a tal proposito la Figura 2.10.

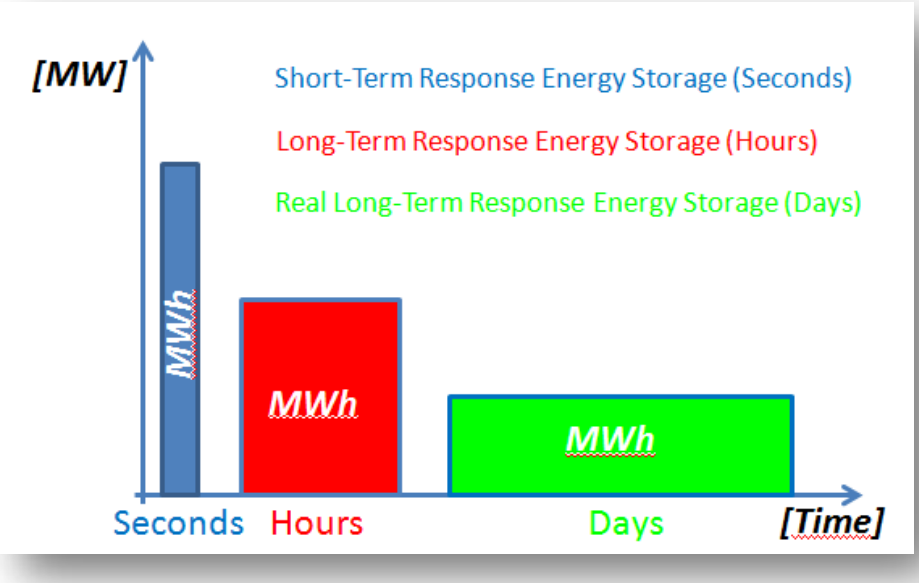


Figura 2.10 - Classificazione degli accumulatori in base al tempo di scarica.

- Short-Term Response Energy Storage Technology: sono tecnologie con un'alta densità di potenza e con la capacità di rispondere in tempi brevi alle sollecitazioni. Sono usualmente utilizzate per aumentare il Power Quality e per contribuire alla stabilità della tensione di rete durante i transitori. Il loro impiego è legato a intervalli temporali che vanno da pochi secondi fino a qualche minuto.
- Long- Term Response Energy Storage Technology: sono dispositive che possono alimentare sistemi elettrici per intervalli temporali che variano da minuti a ore. Sono usualmente utilizzati per contribuire alla gestione energetica della rete.
- Real Long Term Response Energy Storage Technology: in questa categoria rientrano le tecnologie il cui utilizzo può soddisfare intervalli

temporali che vanno dall'intera giornata fino alle settimane, o addirittura mesi.

Nel seguito le tecnologie a confronto in base ai tempi di scarica (Tab. 2.4).

Tecnologia	Potenza	Energia	Tempo di scarica
Volani	<100 kW	<100kWh	sec./min.
Supercapacitori	<250kW	<3MWh	sec./min.
SMES	0.3-3MW	<250kWh	sec./min.
Batterie	<20MW	<200MWh	min./ore
Idrogeno	<20MW	<200MWh	min./ore
Aria compressa	100-300MW	0.4-7GWh	giorni
Bacini idrici	<2GW	<24GWh	giorni

Tab. 2.4 - Tecnologie di energy storage a confronto.

Applicazioni ed effetti in rete

I sistemi di accumulo appena descritti sono particolarmente adatti per le applicazioni di rete. In alcuni casi rappresentano la chiave di volta per l'adozione di certe tecnologie, come ad esempio i veicoli elettrici. La Figura 2.11 mostra l'area di applicazione delle tecnologie di storage, alcune delle quali descritte in precedenza, in un grafico dove è riportata in ascissa la potenza attiva, mentre in ordinata è presente il tempo di funzionamento.

Nel caso di applicazioni relative al trasporto, il range di tempo e potenza va da alcuni secondi a centinaia di minuti e da decine di kW a decine di MW, mentre nel caso di applicazioni di rete il tempo e le gamme di potenza sono da decine di minuti ad ore, e da MW fino ai GW.

Naturalmente i due campi di applicazione hanno esigenze molto differenti tra di loro. Mentre per il mondo dei trasporti la grandezza e il peso dell'accumulatore sono elementi chiave della scelta, per le applicazioni di rete sono fondamentali la capacità della tecnologia e il ciclo di vita relativo.

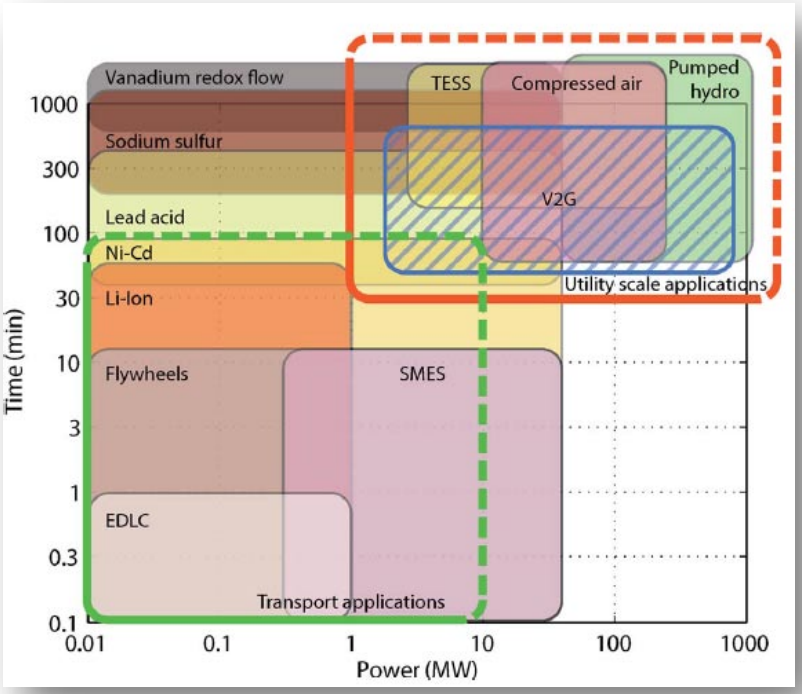


Figura 2.11 - Tecnologie di accumulo.

Attualmente i dispositivi di storage sono sempre più utilizzati nella gestione della rete elettrica, grazie al grande contributo che posso dare in termini di stabilità. Come già anticipato, l'impiego di questi sistemi è destinato ad aumentare notevolmente in vista del crescente contributo della generazione distribuita per quanto concerne la produzione elettrica.

Di fatto lo storage, oltre a favorire l'integrazione delle FER, porta con sé una serie di vantaggi, come ad esempio il livellamento della curva di carico. Inoltre può contribuire nel controllo di frequenza, mitigare le fluttuazioni di tensione, migliorare il Power Quality e l'affidabilità della rete. La Figura 2.12 mostra gli effetti che lo storage porterebbe alla rete.

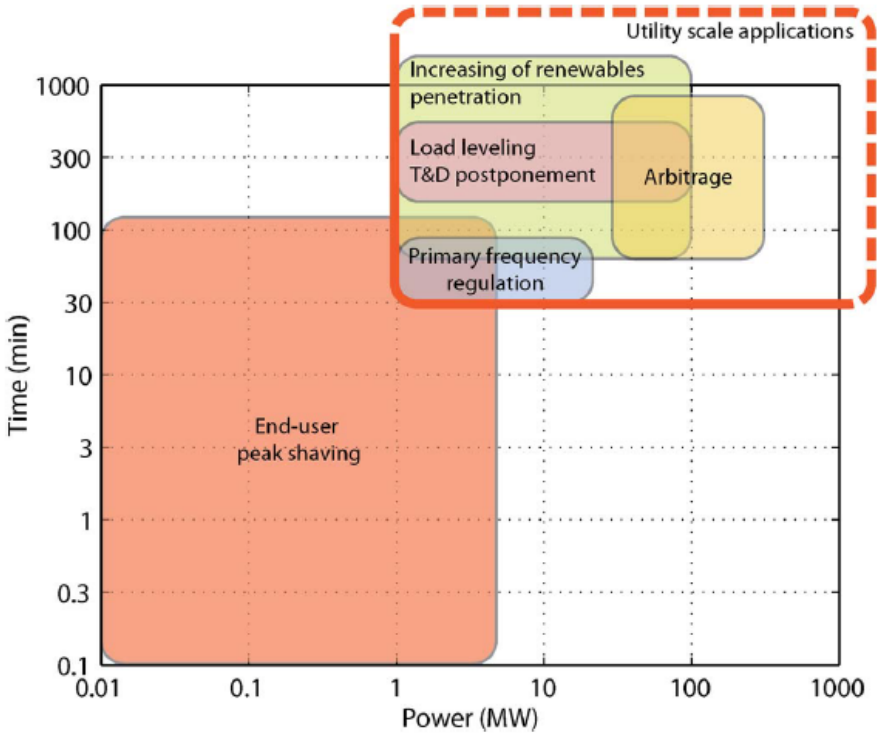


Figura 2.12 - Effetti dell'utilizzo dello storage in rete.

Ovviamente, oltre alla funzione di rifasamento, di seguito evidenziamo i vantaggi immediati:

- *Integrazione delle fonti rinnovabili*: la natura aleatoria delle fonti rinnovabili (si prenda ad esempio il fotovoltaico o l'eolico) fa sì che un loro largo utilizzo provochi fluttuazioni di tensione e di frequenza in rete. Ciò rappresenta un notevole ostacolo per la penetrazione capillare e la sostituzione (integrazione) dei combustibili fossili, in quanto è necessario affrontare una serie di questioni in merito al potenziale sbilanciamento tra generazione e domanda. È dunque necessario che gli impianti di produzione da fonti rinnovabili siano opportunamente integrati con altri sistemi che li supportino. È stimato che per ogni 10% di produzione da fonte eolica, sia necessaria una produzione da altra fonte pari al 2-4% della capacità eolica installata, al fine di bilanciare l'instabilità prodotta in rete. Quest'aspetto risulta essere critico in paesi come la Danimarca e la Spagna, dove la potenza proveniente dalla fonte eolica è stimata essere rispettivamente il 20% e il 10% dell'elettricità generata. Un largo impiego di storage favorirebbe un'elevata integrazione delle fonti energetiche

alternative, contribuendo ad un futuro più sostenibile. Questi sistemi, per offrire una valida alternativa, devono avere un tempo di scarica di qualche ora e raggiungere potenze di lavoro fino ai 100MW. L'integrazione delle fonti rinnovabili farebbe anche in modo che si aprano scenari più ampi relativamente all'uso dell'energia elettrica. Si prendano ad esempio i veicoli elettrici o anche semplicemente i veicoli ibridi. Una forte integrazione delle fonti rinnovabili implicherebbe il fatto che un forte sviluppo di questi mezzi di trazione sarebbe sostenibile da parte della rete. Un ulteriore effetto dello storage inerente alle fonti rinnovabili riguarda la libertà temporale acquisita rispetto ai fenomeni naturali cui la produzione è connessa. Si prenda ad esempio un parco eolico il cui picco di produzione si verifiche in un certa fascia oraria la cui tariffa energetica non sia elevata. L'owner del parco eolico avrebbe un guadagno connesso alla presenza o meno di vento. Investendo sullo storage si avrebbe invece la possibilità di rivendere l'energia immagazzinata nelle fasce orarie ottimali, incrementando i guadagni e diminuendo notevolmente il payback-time.

- *Livellamento del carico*: Per livellamento del carico ci si riferisce alla possibilità di soddisfare i picchi di richiesta di energia elettrica che intercorrono durante la giornata tramite l'energia accumulata negli storage. In tal modo si potrebbe evitare sia di attingere energia dalle grandi centrali elettriche, sia di sovradimensionare le infrastrutture di rete per necessità limitate a intervalli temporali brevi. Quest'applicazione è mostrata in Figura 2.13, dove P_{max} è la massima potenza che può essere trasportata dal generico feeder. Nel caso in cui fosse richiesta una potenza maggiore di P_{max} esistono due possibilità: sostituire le linee esistenti con quelle più idonee all'esercizio e aumentare in modo proporzionale al carico la produzione di elettricità nelle grandi centrali, oppure inserire in alcuni nodi della rete dei dispositivi di accumulo.

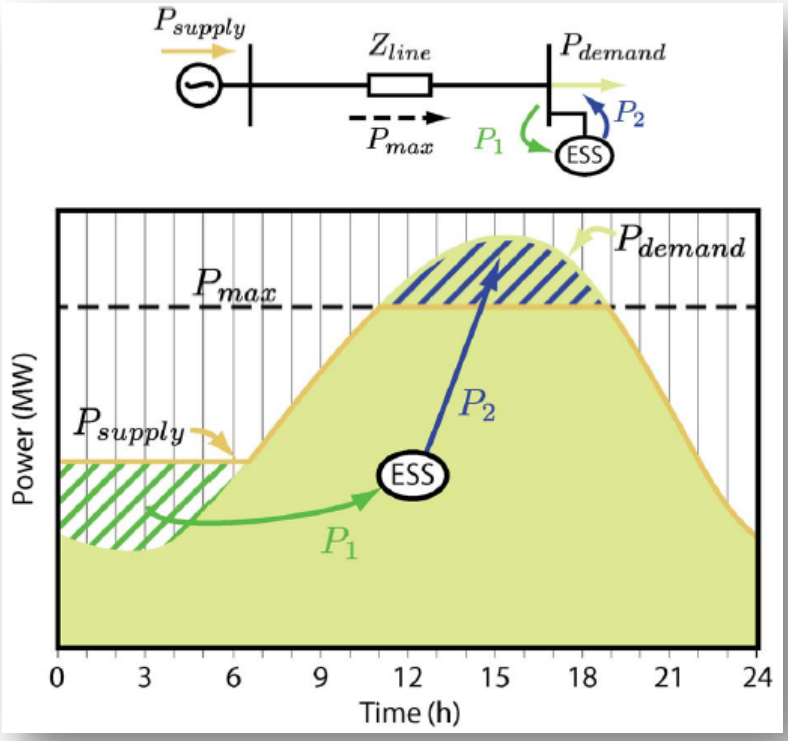


Figura 2.13 - Livellamento del carico.

L'utilizzo di questi ultimi permette al gestore di rete di posticipare un eventuale investimento inerente la costruzione delle nuove infrastrutture sia relativa alla fase di trasmissione che a quella di distribuzione. Di seguito (Figura 2.14) è riportato il generico andamento della potenza richiesta durante le 24 ore in Italia, dove è ben visibile la notevole differenza tra il valore di picco e quello assunto nelle altre ore.

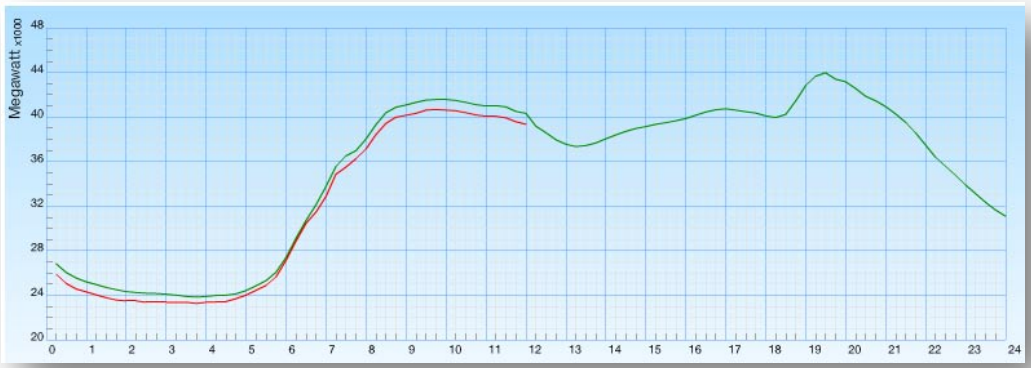


Figura 2.14 - Andamento della potenza giornaliera richiesta in Italia (fonte Terna).

- *Libero arbitrio dell'energia*: con questa dizione si vuole far riferimento al fatto che un dispositivo di storage può assorbire energia nelle fasce orarie dove il prezzo dell'energia risulta minore, per erogare energia in rete quando quest'ultimo risulta essere ottimale. Quest'aspetto è riportato nella Figura 2.15.

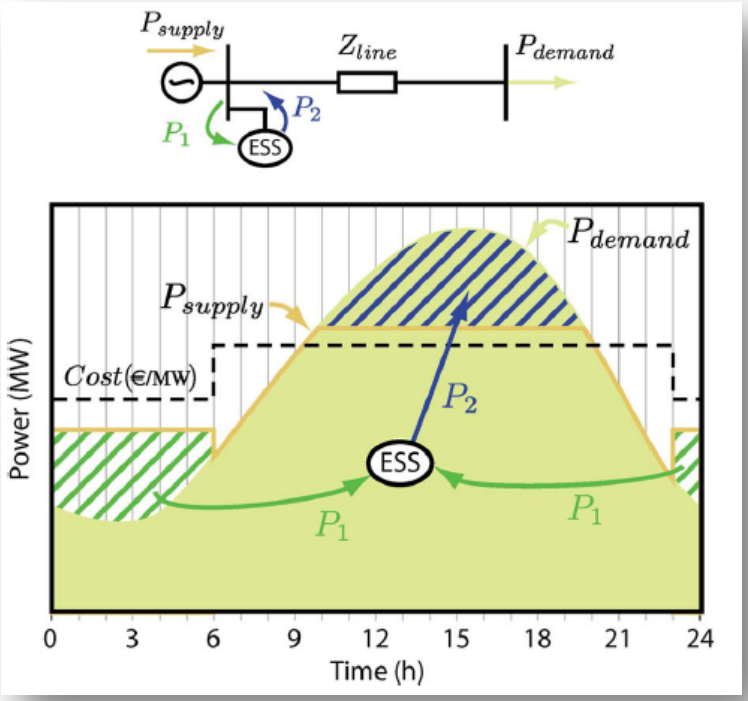


Figura 2.15 - Libero arbitrio dell'energia.

Tale fenomeno può essere utilizzato dal lato della domanda per responsabilizzare l'utente/produttore per quanto concerne il prezzo dell'energia. In tal modo si apre un nuovo mercato energetico con prezzi in grado di variare in tempo reale secondo la potenza effettivamente presente sulla rete.

La tipologia più idonea a smistare grandi quantità di energia secondo determinate logiche risulta essere il bacino idroelettrico. Quest'ultimo infatti è in grado di immagazzinare notevoli quantità di energia e di rilasciarle per lunghi istanti temporali, valutando opportunamente le condizioni ottimali sotto il piano economico.

- *Regolazione della frequenza*: i dispositivi di accumulo connessi alla rete possono partecipare attivamente alla sua stabilità sia per quanto concerne i transitori che il funzionamento a regime. In tal senso si faccia riferimento alla Figura 2.16.

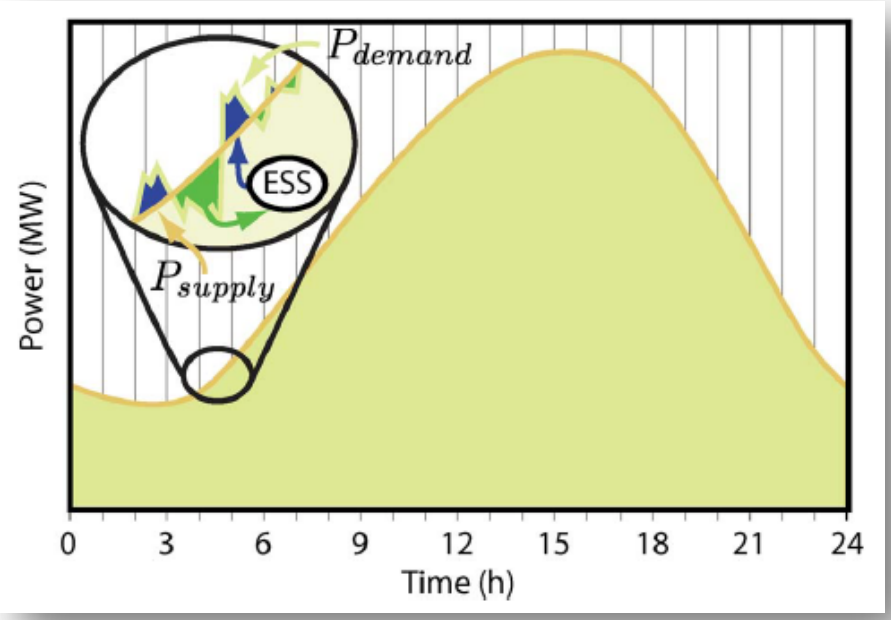


Figura 2.16 - Regolazione della frequenza.

Per migliorare la stabilità della frequenza durante i transienti, detta anche "grid angular stability" (GAS), sono necessari dei dispositivi di accumulo di capacità medio-bassa. L'operazione GAS consiste nell'iniettare o assorbire potenza per periodi nell'ordine di 1-2s. Quest'applicazione contribuisce, ad esempio, alla stabilità della frequenza di reti isolate alimentate da generatori diesel. Le turbine eoliche e gli impianti fotovoltaici connessi alla rete possono non contribuire a stabilizzare la frequenza, contrariamente alle classiche turbine a gas. Questo crea una nuova applicazione dei dispositivi di storage che possono essere utilizzati per emulare l'inerzia delle turbine. Gli SMES sono utilizzati sempre in maggior numero per quest'applicazione grazie alla loro elevata efficienza e al breve tempo di risposta.

- *Miglioramento del Power Quality*: ci sono differenti effetti indesiderati sulla forma d'onda di tensione accessibile al cliente finale. Alcuni di questi effetti sono micro-interruzioni, sovratensioni, fluttuazioni variabili (flicker), ma anche interruzioni più lunghe (blackout). Il fenomeno del flicker può essere causato da rapide variazioni della produzione da fonti alternative, ma anche da carichi industriali e/o domestici come pompe o forni elettrici ad arco. Il tipico rimedio a questi fenomeni è l'installazione di un sistema UPS. Se quest'ultimo è posto in serie tra la rete e il carico, l'utente non risente delle fluttuazioni presenti. Una soluzione alternativa consiste nel mitigare questi effetti tramite l'iniezione di potenza attiva e reattiva per brevi periodi. Uno storage dimensionato per questo tipo di applicazione ha una capacità molto bassa. Inoltre tramite l'utilizzo dei sistemi di accumulo si potrebbe pensare di compensare le armoniche presenti in rete prodotte da eventuali carichi distorcenti.

- *Possibilità di gestione in isola (Islanding):* con il termine Islanding ci si riferisce alla possibilità che una porzione di rete caratterizzata da generazione distribuita possa rimanere in tensione anche in presenza di

mancata alimentazione fornita dagli impianti a monte della porzione considerata. Si prenda ad esempio una porzione di rete BT con una forte produzione fotovoltaica. Nel caso in cui venga a mancare l'alimentazione dal lato MT, la produzione potrebbe essere tale da mantenere alimentato il sistema. Generalmente tale effetto risulta essere indesiderato, principalmente per problemi di sicurezza e di gestione della rete. Di questo argomento ne parleremo nel seguito in dettaglio.

- *Possibilità di sottodimensionare i trasformatori di cabina primaria e secondaria:* i trasformatori in esercizio sulle reti attuali sono stati dimensionati in base ad una stima della potenza richiesta dai carichi ad essi sottesi (si tratta essenzialmente di una funzione in cui la potenza attiva crescente nel tempo). Con la forte penetrazione di GD sulle reti a monte dei trasformatori, si è verificata una notevole riduzione del carico visto dal trasformatore stesso. Pertanto se la GD contribuisce a limitare l'assorbimento di potenza dall'AT (e dall'MT nel caso di reti di bassa tensione), potrebbe essere utile in alcuni casi e sotto specifiche considerazioni, limitare la taglia dei trasformatori, con notevoli vantaggi da un punto di vista economico per il gestore di rete.

- *Limitazione del flusso di potenza in risalita verso l'AT:* nello studio di load flow che presenteremo nel seguito abbiamo evidenziato il verificarsi del fenomeno di inversione del flusso di potenza dalla rete MT verso la rete AT. Questo significa che lato trasmissione le cabine primarie vengono viste non più come dei nodi di carico, bensì come nodi di generazione. E questa risulta una novità inaspettata da un punto di vista di sistema elettrico. Le potenze in gioco infatti potrebbero essere tali da creare seri problemi di stabilità al sistema AT. Ovviamente i vantaggi da un punto di vista ambientale sono noti ed importanti. Ma non si può tralasciare la stabilità del sistema elettrico, che ricordiamo l'importanza strategica che rappresenta per il Paese. Nel paragrafo successivo saranno evidenziati i benefici che un ESS può apportare al sistema elettrico (trasmissione e distribuzione) se allocato in cabina primaria.

Dimensionamento e allocazione di Energy Storage System sulla rete di distribuzione

Dimensionamento di un ESS in cabina primaria per la limitazione del flusso di potenza verso l'AT

La risalita del trasformatore AT/MT dunque è un problema serio che con gli strumenti attuali in dotazione ai gestori dei rete non è possibile risolvere. Una possibile soluzione pertanto può risiedere nell'installazione di un sistema di accumulo in cabina primaria, in grado di assorbire la potenza in esubero generata dai generatori distribuiti (connessi alla rete MT e BT). Questa potenza avrà il suo picco nelle ore giornaliere, in quanto gli impianti fotovoltaici rappresentano sulla rete di distribuzione una delle FER maggiormente installate in Italia. In queste ore infatti, soprattutto nei periodi primavera/estate, la produzione fotovoltaica raggiunge il suo picco, e in alcuni casi è in grado di superare le potenze delle forniture elettriche in prelievo (sovrapproduzione). Vista comunque la potenza in gioco (rete MT) e i costi elevati associati alle tecnologie, per dimensionare un sistema di accumulo siamo partiti da un'analisi accurata dei flussi di potenza su una rete così costituita (dati forniti dalla Gestore di Rete Enel Distribuzione S.p.A.):

- 1 trasformatore AT/MT da 25MVA;
- 12 linee di media tensione costituite ognuna da nodi di carico e di generazione, ad esclusione di due linee completamente dedicate alla generazione fotovoltaica;
- 366 cabine secondarie;
- Potenza nominale installata della generazione GD pari a 23MW;
- Curve di carico annuali (che rappresentano il carico visto dal trasformatore AT/MT);
- La produzione fotovoltaica è stata stimata grazie all'utilizzo del modello PVGIS;
- L'intero sistema è stato simulato in ambiente MatPower, che consiste in un tool di MATLAB® che utilizza l'algoritmo Newton-Raphson

Il circuito sopra descritto è ben rappresentato in Figura 2.17.

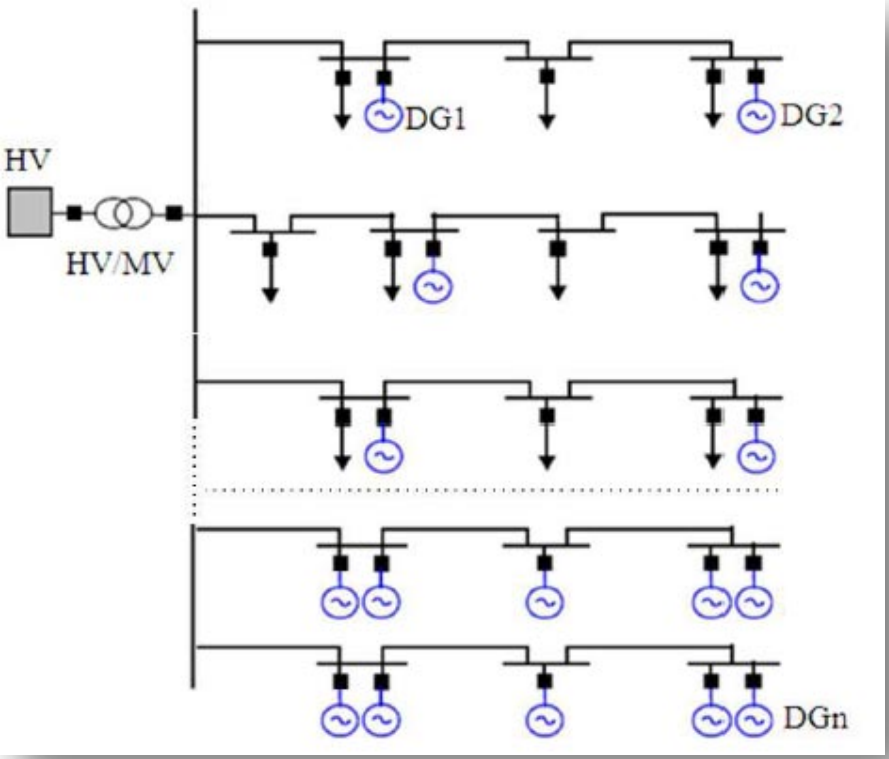


Figura 2.17 - Rete di distruzione utilizzata per il calcolo del power flow.

Il sistema di equazioni relative alla risoluzione dei flussi di potenza è di natura non lineare, essendo non lineari i vincoli ad esso associati. Infatti, essendo la tensione e la corrente di tipo sinusoidale e quindi tempo varianti, la potenza, data dal loro prodotto, risulta essere fortemente non lineare. Proprio per tale motivo la risoluzione dei flussi di potenza richiede l'ausilio di metodi numerici (Newton-Raphson).

Per ciascun nodo sono definite solo alcune delle grandezze elettriche caratteristiche:

- Potenza attiva P
- Potenza reattiva Q
- Tensione nodale E
- Sfasamento tra tensione e corrente ϑ.

Genericamente per i nodi di carico sono note la potenza attiva e reattiva assorbite, ma non la tensione nodale e lo sfasamento. Assegnata la rete elettrica trifase simmetrica ed equilibrata da analizzare si definisce una "rete

elettrica monofase equivalente alla sequenza diretta" tramite la quale semplificare lo studio. Una linea elettrica può essere considerata come un doppio bipolo con differenti valori di tensione e corrente tra i morsetti 1-1' a monte e 2-2' a valle della linea. Si faccia riferimento alla Figura 2.18 e Figura 2.19.

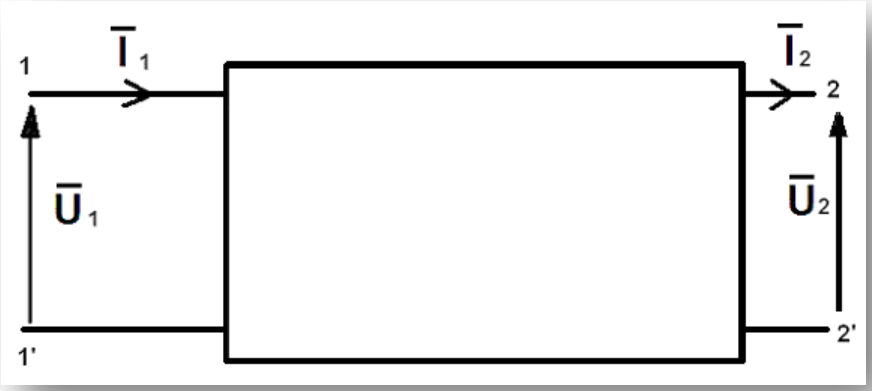


Figura 2.18 - Rappresentazione di una linea elettrica come doppio bipolo.

Secondo tale approccio ciascun ramo della rete elettrica in esame può essere visto come un circuito caratterizzato da una impedenza serie e una impedenza parallelo equivalente.

Sono introdotte quindi le seguente grandezze:

- $Z=R+jX$ → *impedenza longitudinale*
- $Y=G+jB$ → *impedenza trasversale*

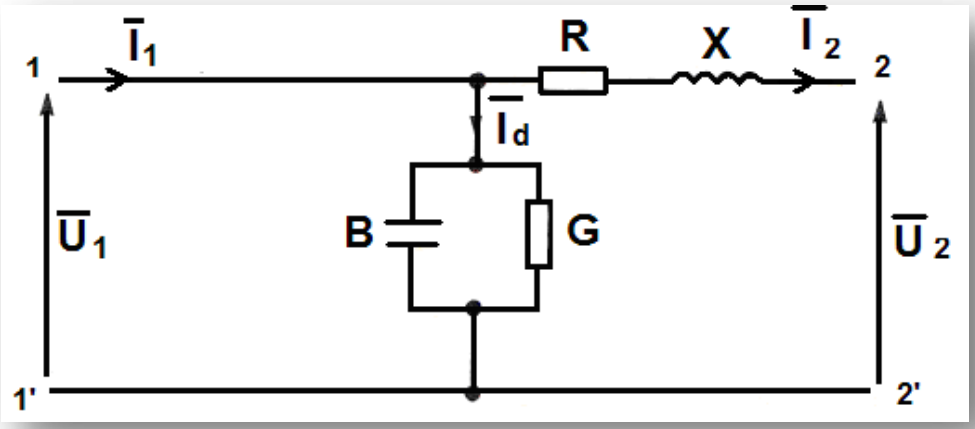


Figura 2.19 - Circuito equivalente di una rete elettrica.

dove:

- R rappresenta la resistenza ohmica dei conduttori di linea;
- X rappresenta la reattanza dovuta alla f.e.m. di autoinduzione che si genera nel circuito elettrico quando questo è attraversato da una corrente di valore unitario;
- G rappresenta la conduttanza della linea, dovuta al fatto che lungo il percorso del conduttore di linea la corrente s'irradia lungo lo spazio circostante, attraverso gli isolatori o mediante una ionizzazione dell'aria, fenomeno meglio conosciuto come Effetto Corona;
- B rappresenta la suscettanza della linea, dovuta alle capacità che si generano tra conduttore e terra e tra conduttori stessi.

Tali grandezze sono generalmente riferite all'unità di lunghezza e in tal senso si parla di resistenza e reattanza chilometrica (Ω/km) e di conduttanza e suscettanza chilometrica (Ω/km).

Si descrive quindi il comportamento della rete caratterizzando il tratto elementare di linea $d\lambda$ tramite i suddetti parametri che vanno a identificare il "circuito a parametri distribuiti", analizzabili con le equazioni dei telegrafisti.

Usualmente il modello circuitale a parametri concentrati è utilizzato nella sua variante a "pi-greco" (π), riportata di seguito in Figura 2.20:

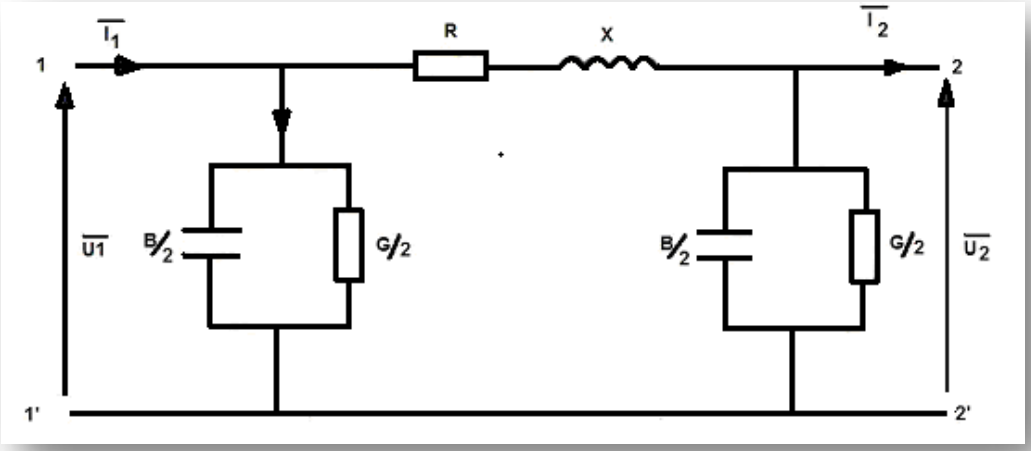


Figura 2.20 - Modello circuitale a pi-greco (π).

Per linee cosiddette “corte” (lunghezza < 60 km), il modello circuitale può ulteriormente semplificarsi; infatti, essendo l’assorbimento di corrente non elevato, sono trascurabili i parametri trasversali, così come illustrato dalla Figura 2.21.

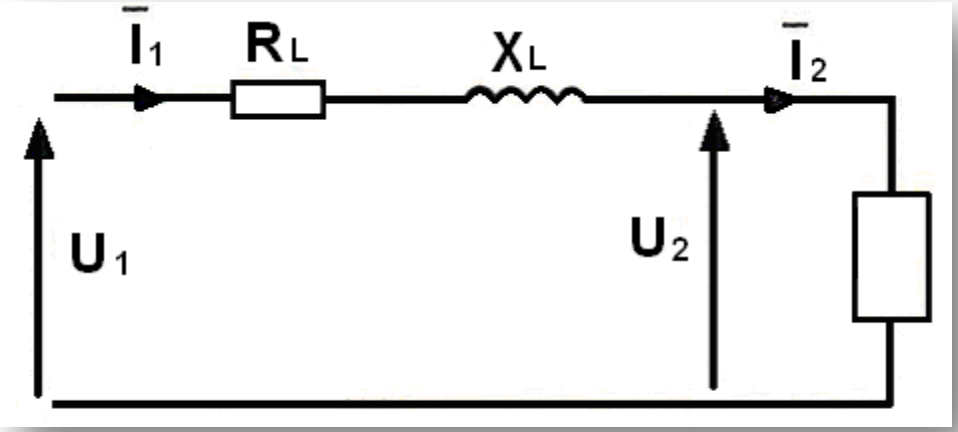


Figura 2.21 - Modello equivalente per linee corte.

I parametri del modello sono determinati secondo la consistenza delle linee, in altre parole dalla disposizione dei cavi, dal materiale di cui sono composti, e dal relativo spessore.

Le linee elettriche tipicamente sono di tre tipologie:

- *Linea aerea*: conduttore metallico sospeso tra due tralicci senza alcun rivestimento esterno;
- *Cavo aereo*: conduttore metallico sospeso tra due tralicci con rivestimento esterno;
- *Cavo interrato*: conduttore metallico rivestito allocato sotto la superficie del terreno.

Ciascun ramo è quindi descritto con i relativi parametri dovuti alla consistenza delle linee, in modo tale da poterlo caratterizzare tramite l'ammettenza. In regime sinusoidale essa è definita come il rapporto tra il fasore della corrente I e quello della tensione U.

Risulta dunque:

$$Y = \frac{I}{U}[Siemens]$$

Una volta definiti i nodi della rete, è possibile caratterizzare ciascun ramo tramite l'auto-ammettenza "Y nodo - 0" e la mutua-ammettenza "Y nodo - nodo". La prima tiene conto dell'iterazione tra un generico nodo e il nodo di riferimento, mentre la seconda è relativa al legame tra due nodi.

Si definisce quindi per ciascun nodo un'equazione del tipo:

$$I_1 = Y_{11} \cdot E_1 + Y_{12} \cdot E_2 + \ldots\ldots + Y_{1n} \cdot E_n$$

$$I_2 = Y_{21} \cdot E_1 + Y_{22} \cdot E_2 + \ldots\ldots + Y_{2n} \cdot E_n$$

$$\vdots$$

$$I_n = Y_{n1} \cdot E_1 + Y_{n2} \cdot E_2 + \ldots\ldots + Y_{nn} \cdot E_n$$

Il sistema può essere visto in maniera compatta tramite l'utilizzo delle matrici. Il tutto si riduce dunque a un'equazione matriciale.

[I] = [Y]·[E]

dove la "matrice delle ammettenze" è definita nel seguito:

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{1n} \\ Y_{21} & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & & & Y_{nn} \end{bmatrix}$$

La matrice delle ammettenze [Y] gode quindi delle seguenti proprietà:

- Quadrata d'ordine *n*;
- Simmetrica rispetto alla diagonale principale, vale a dire che: $Y_{nm} = Y_{mn}$;
- "Sparsa": in pratica contiene numerose mutue nulle, dovuto al fatto che nelle reti di potenza, ciascun nodo è collegato a pochi nodi in modo diretto;

L'ultimo step necessario al calcolo dei "flussi di potenza" su ciascun nodo della rete elettrica sotto esame, consiste nel definire le equazioni che rappresentano:

- La tensione per ogni ramo della rete;

- La potenza attiva e reattiva presente su ciascun nodo della rete elettrica.

Considerando le grandezze elettriche menzionate e tenendo conto della potenza complessa *N*, riferendosi al generico nodo *k* si ha:

$$\overline{I} = I_k e^{j\varphi_k} \qquad \overline{E} = E_k e^{j\vartheta_k} \qquad \overline{Y} = Y_k e^{j\gamma_k}$$

$$\overline{N_k} = P_k + jQ_k = \overline{E_k}\,\overline{I_k^*} = E_k I_k e^{j(\vartheta_k - \varphi_k)}$$

$$\overline{N_k} = E_k I_k \cos(\vartheta_k - \varphi_k) + jE_k I_k sen(\vartheta_k - \varphi_k)$$

Se P_{k0}, Q_{k0} e E_{k0} rappresentano la potenza attiva e reattiva e la tensione efficace imposte al nodo generico *k*, le condizioni di esercizio assumono le seguenti espressioni.

$$P_k = E_k I_k \cos(\vartheta_k - \varphi_k) = P_{k0}$$

$$Q_k = E_k I_k sen(\vartheta_k - \varphi_k) = Q_{k0}$$

$$E_k = E_{k0}$$

Tenendo conto della forma polare della corrente si ha:

$$\overline{I} = I_k e^{j\varphi_k} = \sum_{i=1}^{n} Y_{ki} E_i e^{j(\gamma_{ki} + \vartheta_{ki})}$$

da cui:

$$P_k = \sum_{i=1}^{n} Y_{ki} E_i E_k \cos(\vartheta_k - \varphi_k - \gamma_{ki}) = P_{k0}$$
$$Q_k = \sum_{i=1}^{n} Y_{ki} E_i E_k sen(\vartheta_k - \varphi_k - \gamma_{ki}) = Q_{k0}$$
$$E_k = E_{k0}$$

Le formule di cui sopra sono non lineari e la relativa soluzione è possibile soltanto con metodi numerici procedenti per iterazioni. Questo è dovuto al fatto di aver imposto ai nodi le potenze attive e reattive (vincoli di tipo non lineare).

L'algoritmo numerico più diffuso per la risoluzione è il "Metodo di Newton-Raphson". Vediamolo brevemente.

In matematica e più specificamente in analisi numerica, il metodo di Newton-Raphson, chiamato anche metodo delle tangenti, è uno dei metodi per il calcolo approssimato di una soluzione di un'equazione della forma *f(x)=0*. Esso si applica dopo avere determinato un intervallo [a,b] che contiene una sola radice dell'equazione.

Siano assegnate n equazioni nella forma:

$$\begin{aligned} &f_1(x_1, x_2, ..., x_n) = y_1 \\ &f_2(x_1, x_2, ..., x_n) = y_2 \\ &\vdots \\ &\vdots \\ &f_n(x_1, x_2, ..., x_n) = y_n \end{aligned}$$

dove $x_1,\ldots,x_n$ sono incognite e $y_1,\ldots,y_n$ sono numeri assegnati.

Si attribuisca alle incognite una n-pla arbitrariamente scelta di valori $x_1^0,\ldots,x_n^0$ possibilmente non molto lontana dalla soluzione cercata. Il punto iniziale rappresentato da tali valori è solitamente denominato 'guess value'.

Sostituendo tali valori nelle equazioni scritte, le funzioni assumono dei valori $y_1^0,\ldots,y_n^0$ diversi da $y_1,\ldots,y_n$:

$$f_k(x_1^0, x_2^0, ..., x_n^0) = y_k^0$$

I valori assegnati y_k delle funzioni si ottengono sommando algebricamente alle x_i^0 opportune correzioni Δx_i^0, per ora incognite:

$$f_k(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, ..., x_n^0 + \Delta x_n^0) = y_k^0$$

Tale equazioni possono essere sviluppate in serie di Taylor intorno al punto $x_1^0,\ldots,x_n^0$. Tenendo conto delle derivate parziali calcolate in $x_1^0,\ldots,x_n^0$, si ha:

$$f_k(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, ..., x_n^0 + \Delta x_n^0) = f_k(x_1^0, x_2^0, ..., x_n^0) +$$

$$+ \Delta x_1 \left|\frac{\partial f_k}{\partial x_1}\right|_0 + \Delta x_2 \left|\frac{\partial f_k}{\partial x_2}\right|_0 + \ldots\ldots + \Delta x_n \left|\frac{\partial f_k}{\partial x_n}\right|_0 + \Phi$$

essendo ϕ una funzione delle potenze superiori alla prima di $\Delta x_1, \Delta x_2,\ldots, \Delta x_n$ e delle derivate parziali di ordine superiore al primo delle f_k. Se la n-pla arbitrariamente prescelta $x_1^0,\ldots,x_n^0$ è non lontana dalla soluzione cercata, le Δx_i sono relativamente piccole e si può trascurare la funzione ϕ.

Dalle precedenti considerazioni otteniamo quanto segue:

$$y_k - y_k^0 = \Delta y_k^0 = \Delta x_1 \left|\frac{\partial f_k}{\partial x_1}\right|_0 + \Delta x_2 \left|\frac{\partial f_k}{\partial x_2}\right|_0 + \ldots\ldots + \Delta x_n \left|\frac{\partial f_k}{\partial x_n}\right|_0$$

In forma matriciale si ha quindi:

$$\left|\Delta y^0\right| = \left|J\right|_0 + \left|\Delta x\right|$$

dove $|\Delta y^0|$ e $|\Delta x|$ sono i vettori colonna delle differenze e $|J|$ è la matrice Jacobiana delle n funzioni assegnate, calcolata nel punto $x_1^0 \ldots x_n^0$.

$$\left|J\right|_0 = \begin{bmatrix} \left|\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right|_0 & \cdots & \cdots & \left|\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right|_0 \\ \vdots & & & \\ \vdots & & & \\ \left|\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right|_0 & \cdots & \cdots & \left|\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right|_0 \end{bmatrix}$$

Tramite la risoluzione della seguente

$$\left|\Delta y^0\right| = \left|J\right|_0 + \left|\Delta x\right|$$

si ottengono delle correzioni $\Delta x_1, \Delta x_2, \ldots, \Delta x_n$ che vengono sommate ai valori di prima stima $x_1^0, \ldots, x_n^0$:

$$x_i^1 = x_i^0 + \Delta x_i^0$$

Queste forniscono il valore di aggiornamento sul quale ricalcolare la funzione. Si valuta quindi se tale valore è prossimo all'annullamento.

Il procedimento si ripete con un numero m di iterazioni, fino a ché le Δy_k diventano tutte inferiori ad una prestabilita tolleranza scelta piccola a piacere. In tal senso si trova il valore per la quale la funzione non è pari a zero, bensì minore di un numero piccolo a piacere.

L'algoritmo si basa quindi sulla ricerca dello zero di una funzione 'muovendosi' lungo le rette tangenti alla stessa. Si faccia riferimento in tal senso alla Figura 2.22 riportata di seguito.

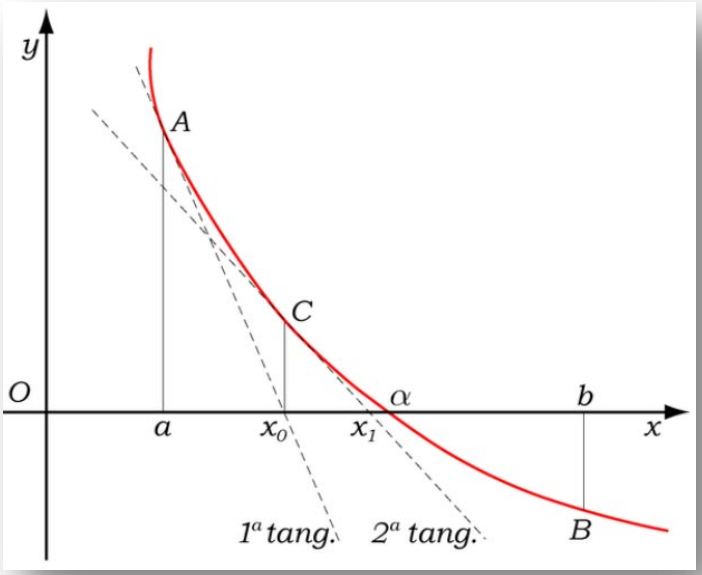


Figura 2.22 - Metodo delle tangenti o di Metodo di Newton-Raphson.

Nell'algoritmo di Newton-Raphson si utilizza come parametro di controllo un numero massimo d'iterazioni dopo il quale si deduce che la funzione in esame non ha zeri.

Un limite evidente che mostra tale metodo risolutivo concerne il fatto che l'algoritmo si ferma in relazione al primo zero che trova della funzione. Tuttavia si può facilmente porre rimedio visualizzando la funzione di studio e inizializzando l'algoritmo con dei differenti guess value, posti in prossimità degli zeri.

Analisi del power flow

Torniamo ora alla rete di distribuzione prima considerata e di seguito ripresentata in Figura 2.23 per comodità.

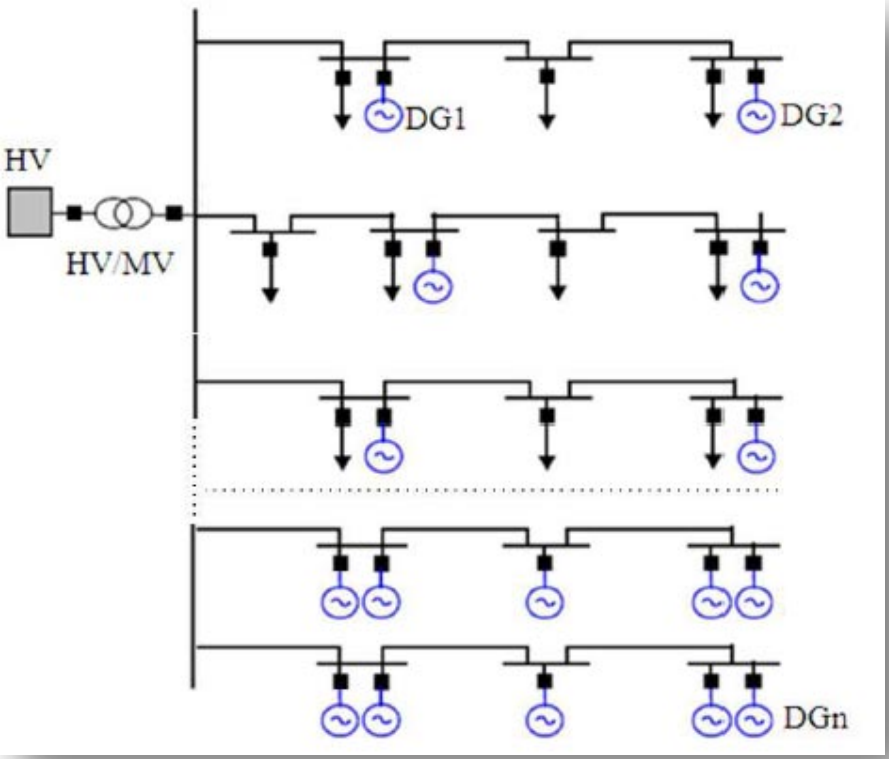
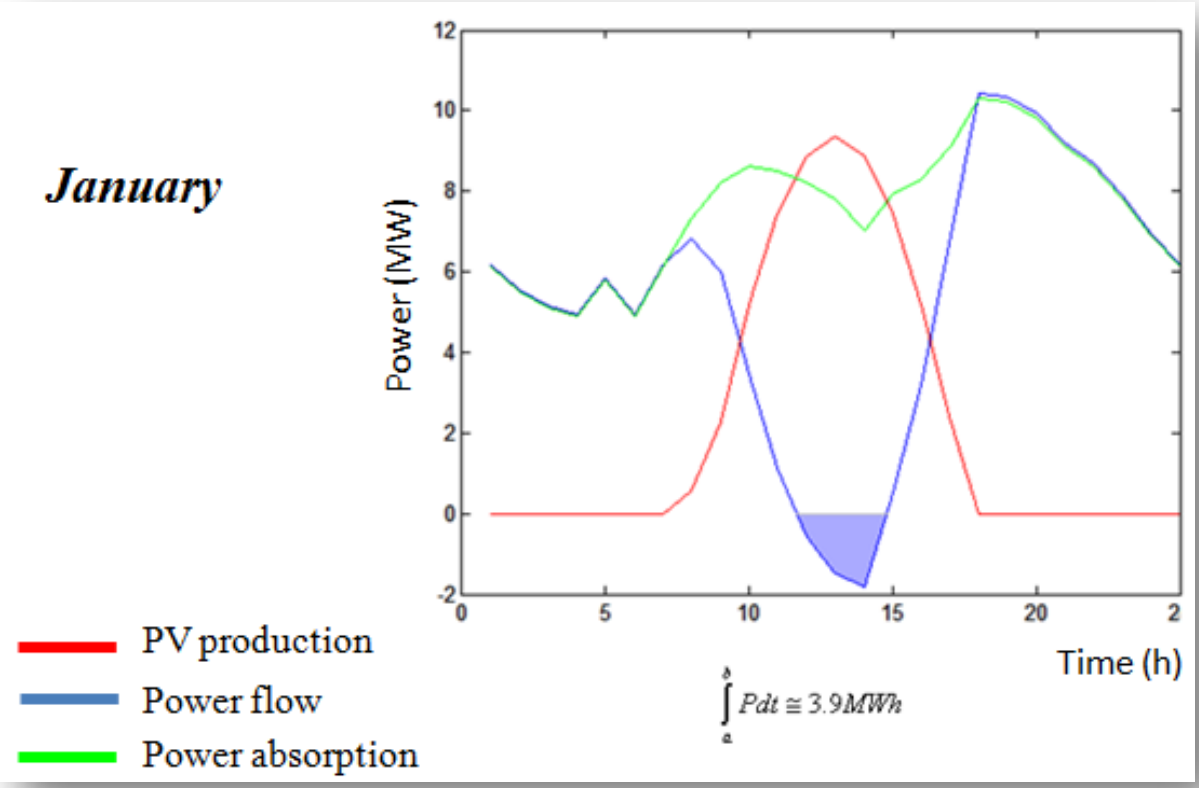


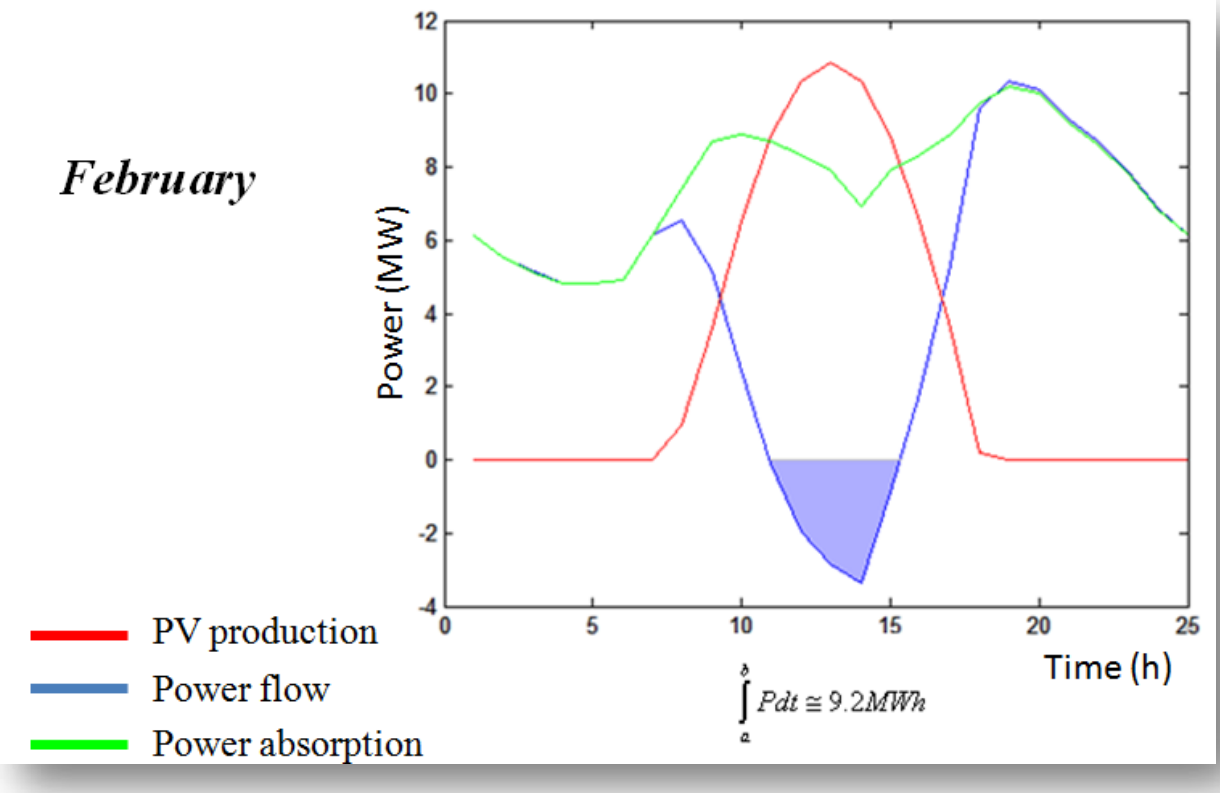
Figura 2.23 – Rete utilizzata per la simulazione.

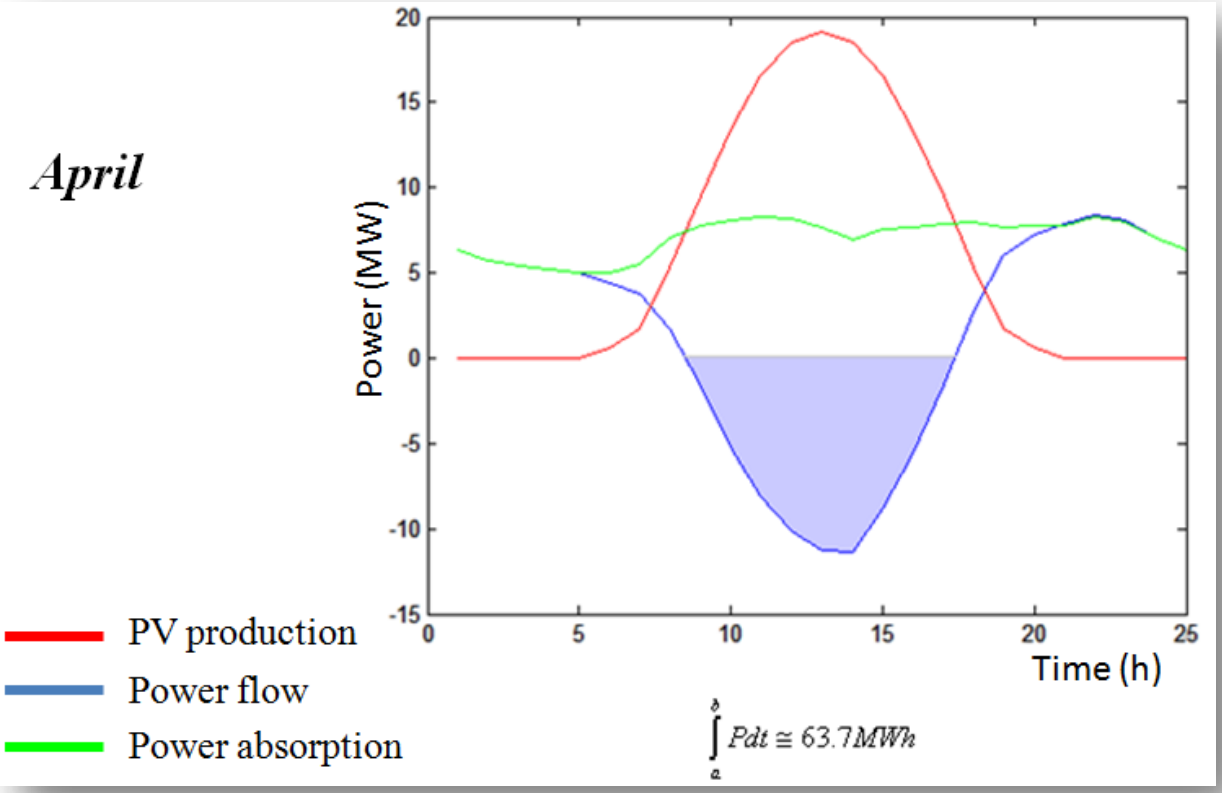
La posizione ottimale per l'installazione sulla rete di un dispositivo di accumulo di energia elettrica, nel nostro caso risiede nel nodo subito a valle del trasformatore AT/MT, in cabina primaria. L'analisi del power flow ha permesso di osservare che le potenze che transitano sulla rete subiscono una variazione del verso di percorrenza della rete stessa in funzione delle ore del giorno.

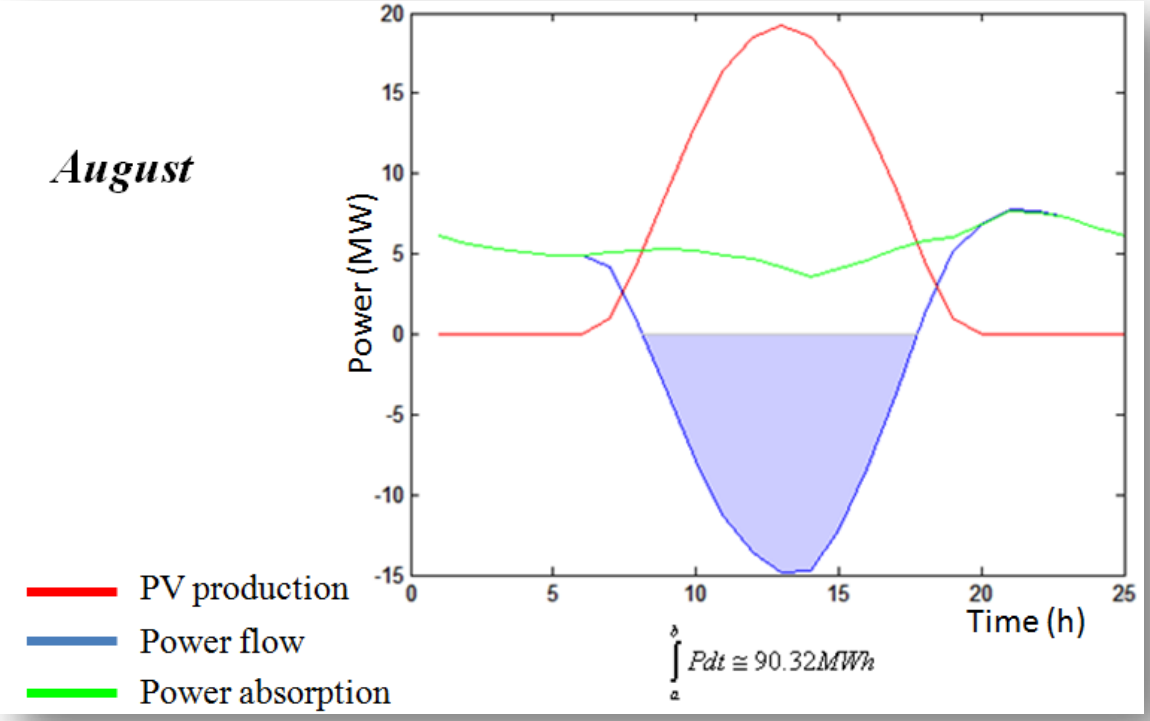
Di seguito pertanto visualizziamo i risultati rispettivamente dei seguenti mesi:

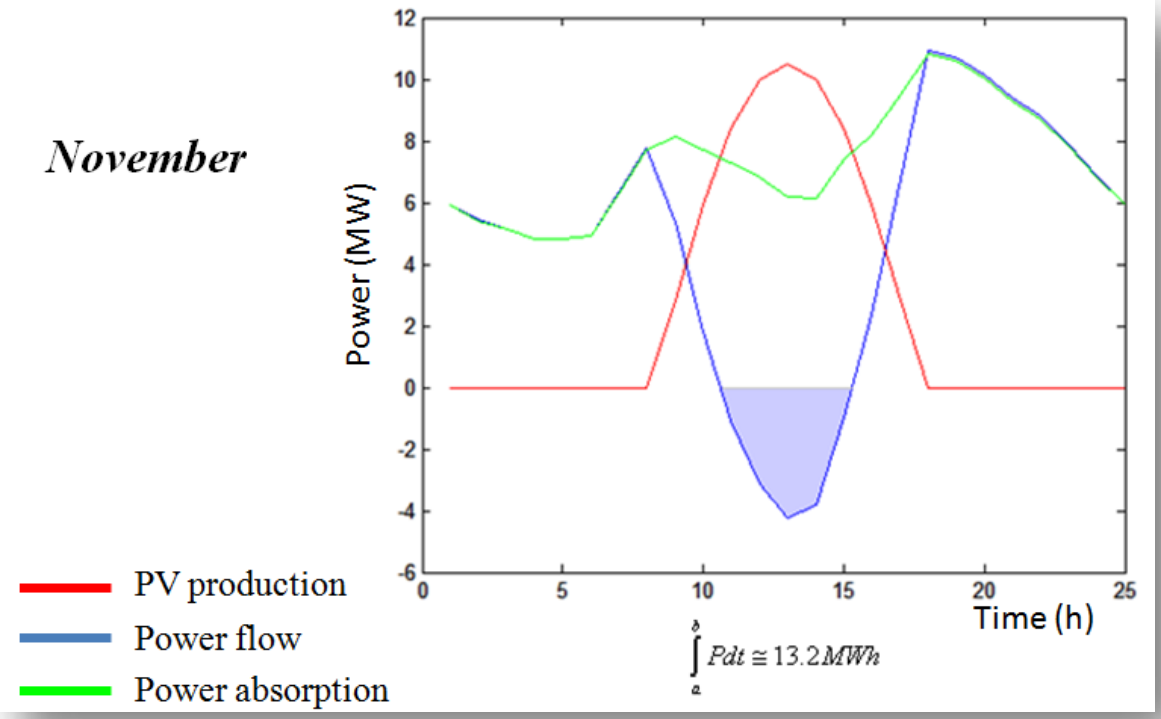
- Gennaio
- Febbraio
- Aprile
- Agosto
- Novembre


January
Power (MW)
Time (h)
PV production
Power flow
Power absorption
$\int_a^b Pdt \cong 3.9MWh$


February
Power (MW)
Time (h)
PV production
Power flow
Power absorption
$\int_a^b Pdt \cong 9.2MWh$


April
Power (MW)
Time (h)
PV production
Power flow
Power absorption
$\int_a^b Pdt \cong 63.7MWh$


August
Power (MW)
Time (h)
PV production
Power flow
Power absorption
$\int_a^b Pdt \cong 90.32MWh$



Nei risultati del power flow ottenuto tramite l'utilizzo di MatPower è evidente come alcune cabine primarie possano trasformarsi in nodi di generazione viste dal lato AT. Nel caso specifico la potenza sottesa alla cabina primaria, in termini di impianti fotovoltaici connessi alla rete MT, in alcune ore del giorno (di solito tra le ore 10.00 e le ore 15.00) in cui si ha la massima produzione fotovoltaica, supera il carico sotteso alla cabina primaria stessa. Questi risultati devono farci pensare. Da un lato abbiamo la possibilità di utilizzare il 100% (ovviamente in intervalli di tempo limitati) della green energy prodotta da FER. Dall'altro invece abbiamo la risalita del trasformatore causata dalla sovrapproduzione delle FER. Pertanto se uno dei vantaggi principali è quello di avere a disposizione energia elettrica prodotta e consumata in loco, qualora si verifichi l'inversione del flusso, questa energia viene trasportata su lunghe distanze in alta tensione, andando incontro a perdite di rete elevate. Adottare un sistema di Energy Storage System nelle cabine primarie che soffrono di inversione del flusso di potenza è una delle soluzioni migliori. Utilizzando accumulatori elettrochimici si ottengono numerosi vantaggi da un punto di

vista elettrico (funzionamento in UPS, regolazione di tensione grazie alla possibilità di immettere e/o assorbire attivo e reattivo, contributo alla stabilità della frequenza e tutti i vantaggi prima descritti). Ma è pur vero che andrebbero installati sul territorio dispositivi altamente inquinanti in caso di incidente. Non solo. Se da un lato si pone il problema di rischi ambientali associati a possibili versamenti del materiale sulle aree di installazione, dall'altro si presenta il problema dei cicli di vita degli accumulatori elettrochimici. Infatti dismettere impianti di questo tipo è molto oneroso così come molto oneroso è lo smaltimento dei materiali costituenti gli accumulatori. La normativa però impone criteri di sicurezza a tutela di lavoratori e ambiente molto rigidi, e la ricerca sta contribuendo alla realizzazione di nuove tipologie di accumulatori che possono essere rigenerati dopo un certo numero di cicli carica/scarica, superando così i problemi sopradescritti. Un sistema che presenta numerosi vantaggi (e che non prevede la posa di sostanze pericolose sulle aree di installazione) riguarda il "Pumping Hydro". Questa tecnologia sfrutta essenzialmente delle vasche di raccolta che vengono riempite da acqua per accumulare energia potenziale. L'acqua pertanto viene portata a livelli più alti utilizzando gli esuberi di energia elettrica prodotti da FER. Ovvero le quantità di energia presenti nei grafici di cui sopra sarebbero utilizzate per permettere ad un turbina di portare l'acqua a livelli più alti permettendo al sistema di accumulare energia elettrica in energia potenziale. Nel bisogno, l'acqua, portandosi a livelli più bassi, mette in rotazione la turbina nel verso opposto generando così energia elettrica pulita precedentemente prodotta da FER, e non dissipata per effetto Joule sulla rete AT. Questa è una delle tante soluzioni applicabili, ma ovviamente alcuni dei vantaggi da un punto di vista elettrico legati all'utilizzo degli accumulatori elettrochimici in questo caso non sono presenti, bensì sono presenti vantaggi per l'ambiente circostante (assenza di sostanze inquinante).

Ma analizziamo nel dettaglio il power flow nei mesi sopra illustrati.

Il profilo in rosso rappresenta la produzione fotovoltaica. Il profilo è stato stimato utilizzando il modello PVGIS che in sé presenta numerosi parametri riconosciuti a livello internazionale (irraggiamento, latitudine etc.). È essenzialmente una gaussiana. Il profilo in verde rappresenta invece il carico

visto dal nodo del trasformatore di cabina primaria nelle 24 ore di un giorno del mese considerato. Il profilo è basato su dati reali di un trasformatore installato nella cabina primaria i cui parametri e caratteristiche sono stati descritti in precedenza, depurato dalla produzione fotovoltaica. Il profilo blu invece rappresenta il flusso di potenza. È evidente come nell'istante in cui la potenza generata dai generatori GD sia uguale al carico sotteso non si ha prelievo di potenza dall'AT. Quando aumenta la potenza generata, il flusso si inverte e risale verso l'alta tensione. La quantità di energia che risale il trasformatore è ovviamente l'integrale della potenza nel tempo raffigurato dall'area in viola nei grafici. Le potenze in gioco nei mesi evidenziati sono non trascurabili. In particolare:

- Nel mese di gennaio l'energia che risale il trasformatore corrisponde a 3,9 MWh al giorno;
- Nel mese di febbraio il contributo arriva fino a 9,2 MWh al giorno;
- Nel mese di aprile si ha un brusco incremento: 63,7 MWh al giorno;
- Nel mese di agosto si raggiunge il picco: 90,32 MWh al giorno per poi decrescere con l'avvento dei mesi invernali (13,2 MWh al giorno nel mese di novembre).

In particolare la situazione del mese di agosto si rende ancor più critica a causa della chiusura per ferie estive delle imprese e industrie che hanno grandi assorbimenti. I dati presentati pertanto permettono di individuare le potenze in gioco al fine di ottimizzare il dimensionamento (in termini di capacità di accumulo) di un ESS.

La regolazione della tensione attraverso l'utilizzo del Virtual Power Plant

Trovare una definizione univoca di Virtual Power Plant (VPP) non è cosa semplice. In letteratura abbiamo molte definizioni, comunque molto vicine tra loro. Ne citiamo alcune:

- VPP is defined the same as an autonomous micro-grid;
- Aggregation of different type of distributed resources which may be dispersed in different points of medium voltage distribution network;
- VPP is composed of a number of various technologies with various operating patterns and availability which they can connect to different point of distribution network;
- Multi-technology and multi-site heterogeneous entity.

Essenzialmente il VPP è associato ad una micro-grid, o meglio, una micro-grid può essere ottenuta grazie all'impiego di un sistema che sia in grado di implementare un VPP. Una porzione di rete pertanto potrà essere gestita autonomamente grazie ad un sistema di controllo che sia in grado di gestire e controllare la potenza in ingresso di ogni singolo generatore distribuito. Con lo stesso principio sarà possibile controllare e regolare la tensione sulle reti, se i dispositivi "attivi", siano essi generatori distribuiti, Energy Storage System distribuiti, DFACT (Distribution Flexible Ac Transmission System, come ad esempio: thyristor tap-changing transformer, dynamic voltage restorer, distribution static synchronous compensator, e power electronic transformer) possano essere governati da un sistema di controllo centrale in grado di decidere quali quantità di energia attiva e reattiva sarà necessario immettere/prelevare dalla rete.

Il Virtual Power Plant è inoltre un aggregato di elementi di diversa natura, come impianti mini-idroelettrici, turbogas e diesel (a ciclo combinato con cogenerazione termica), generatori da fonte rinnovabile, accumulatori elettrici e termici, caldaie, etc. I generatori infatti non dovranno essere necessariamente a fonti rinnovabili, ma anche a combustibili fossili. Le unità appartenenti al VPP potranno quindi essere disperse sul territorio e allacciate in vari punti della rete di distribuzione elettrica. In questo modo il VPP potrà

essere assimilato, in sede contrattuale di cessione di energia, a un unico soggetto generante virtuale, sebbene le unità che la compongono siano fisicamente allacciate in vari punti del sistema complessivo. Così facendo la rete di distribuzione elettrica perde il proprio tradizionale ruolo di semplice alimentazione delle utenze (distributori di potenza), iniziando invece a garantire una certa connettività ai vari soggetti, dando la possibilità a ognuno di ricevere o immettere energia elettrica sul mercato energetico nazionale. L'aggregazione di più unità di Generazione Distribuita, diventando assimilabile contrattualmente ad una unica centrale con maggiore capacità produttiva, porterebbe anche al superamento del limite di minima taglia per l'accesso al mercato elettrico liberalizzato, impegnandosi così alla fornitura di uno specifico andamento temporale di potenza. Tali diagrammi di fornitura di potenza elettrica sarebbero definiti attraverso contratti bilaterali con opportuni trader energetici o attraverso normali transazioni di mercato basate sull'equilibrio domanda ed offerta.

In merito alla regolazione della tensione si rende pertanto necessaria un metodologia robusta ed affidabile che sia in grado di coordinare efficacemente un gran numero di dispositivi atti proprio alla regolazione della tensione, garantendo sicure ed economiche operazioni sulla rete elettrica, grazie ad una analisi accurata dei sistemi distribuiti che operano in "voltage support mode", e che siano perfettamente integrati con i sistemi di regolazione della tensione tradizionali. Questa metodologia richiede però un sistema di comunicazioni altrettanto robusto, affidabile ed efficace, oltre che ad un sistema di controllo centrale con elevate capacità computazionali, in grado di prendere decisioni immediate in funzione delle caratteristiche elettriche della rete in determinati istanti. La comunicazione pertanto dovrà necessariamente essere bidirezionale, in quanto il sistema di controllo centrale dovrà ricevere segnali dalla rete, ed inviare segnali ad ogni singola unità di generazione. A sua volta questo richiede opportuni sistemi di monitoraggio dispersi sulla rete elettrica in grado di monitorare i parametri elettrici fondamentali (tensione, frequenza e power flow). Questi dispositivi di monitoraggio possono essere inclusi all'interno degli inverter GD, ottenendo un risparmio da un punto di vista hardware presente sulla rete. Qualora fosse necessario avere dispositivi di misura installati su punti

strategici della rete allora potremmo parlare anche di “smart metering”, ovvero di un sistema di misura distribuito sulla rete che fornisca al sistema centrale di controllo le informazioni sui parametri elettrici utili per prendere le opportune decisioni. In questo caso la “decisione” consiste nel definire quale sia il valore di potenza attiva e reattiva che ogni unità di generazione GD, ESS o DFACTS debba immettere/prelevare dalla rete.

Da un punto di vista elettrico, ripercorriamo velocemente l’evoluzione della rete.

Le reti tradizionali sono sistemi passivi rappresentabili schematicamente dal circuito in Figura 2.24.

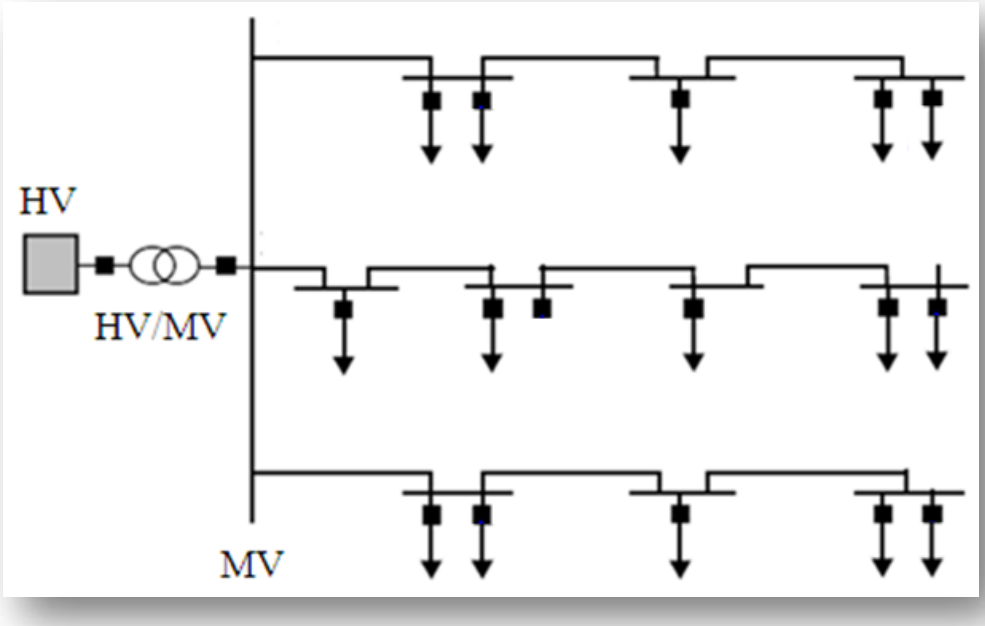


Figura 2.24 - Schema di rete tradizionale (passive feeders)

Come già accennato in precedenza la riduzione dei costi delle tecnologie di conversione e generazione, associata agli incentivi statali (Feed-in Tariff) per la produzione di energia elettrica da FER, ha portato una immediata evoluzione della rete con la presenza di generatori distribuiti installati lungo le linee di alta, media e bassa tensione, come nella seguente Figura 2.25:

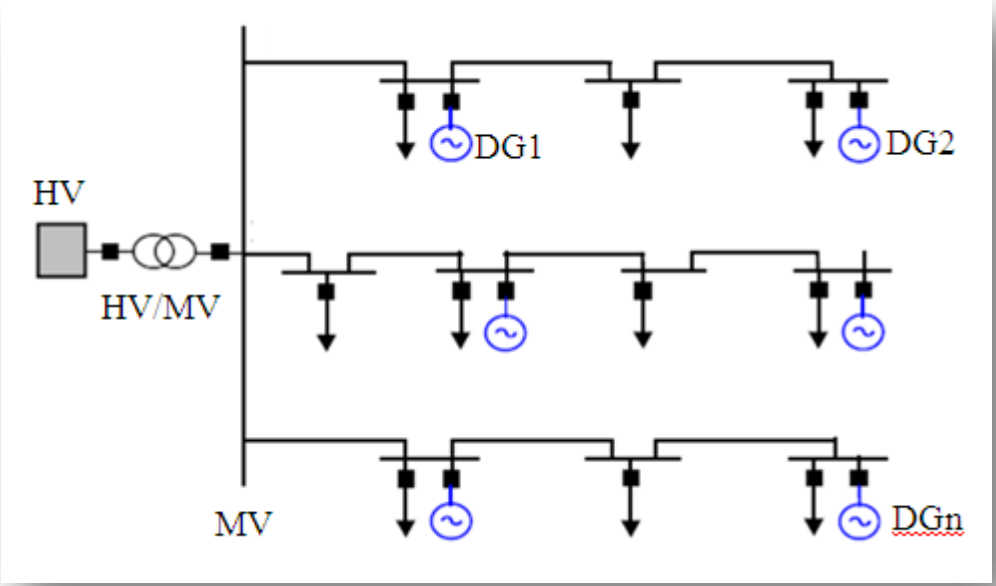


Figura 2.25 - Generazione distribuita su una rete di distribuzione (active feeders).

L'obiettivo del Virtual Power Plant è quello di poter gestire i generatori distribuiti come un'unica unità di generazione controllata da un Energy Management System (EMS), che rappresenta il nucleo centrale del sistema. Con l'EMS che implementi un sistema VPP, la rete in Figura 2.25 può essere così schematizzata (Figura 2.26):

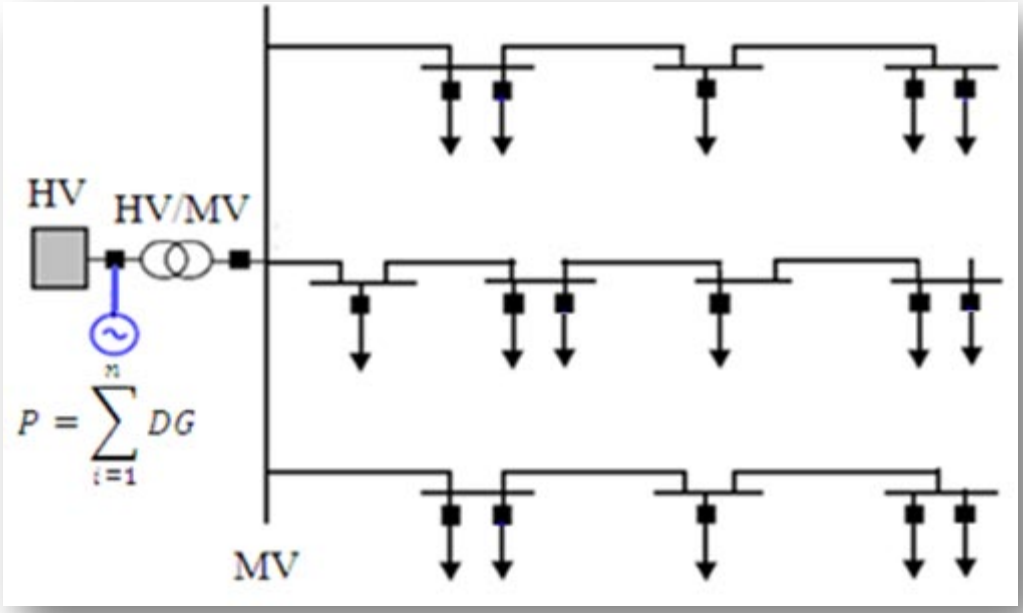


Figura 2.26 - Rappresentazione di una rete con presenza di GD grazie all'utilizzo del VPP.

L'utilizzo di un Energy Management System è fondamentale in quanto il suo compito è proprio quello di gestire e coordinare il power flow generato da ogni singola unità di generazione. In particolare sono stati analizzati due modalità di implementazione di un sistema VPP:

- Centralizzato, ovvero un cluster di unità di generazione GD aggregate al fine di operare come un unico impianto di generazione. In questo caso tutti gli impianti (ovvero l'unico impianto virtuale) sono gestiti dallo "Smart Grid Controller", evoluzione dell'EMS.
- Decentralizzato, basato su una rete di dispositivi cooperanti, dove ogni dispositivo GD sia in grado di regolare la tensione di uno specifico "Smart Grid Bus".

La tipologia centralizzata è descritta in modo molto intuitivo nella Figura 2.26. In questo caso si rende necessario un complesso e articolato sistema di telecomunicazione che permetta all'EMS di ricevere informazioni dagli impianti GD e che sia in grado di prendere le decisioni ed inviare segnali agli stessi dispositivi DG con le informazioni utili per la regolazione della tensione (immissione/assorbimento di potenza attiva e reattiva). Quindi i costi

dell'intelligenza centrale, del sistema di telecomunicazioni e della sensoristica sono piuttosto elevati, ed il sistema si presenta molto complesso.

Il sistema decentralizzato si pone come obiettivo la limitazione della capacità di calcolo dell'intelligenza centrale e del sistema di telecomunicazione, integrando la sensoristica richiesta all'interno degli inverter dei generatori GD, o di qualsiasi interfaccia di dispositivi GD installati lungo linea (ESS e DFACTS). Essenzialmente in questo sistema la gestione della potenza attiva e reattiva è intrinseca dei dispositivi connessi alla rete. In questo caso pertanto non si parla di intelligenza centralizzata, bensì di intelligenza distribuita. Nel caso analizzato ogni dispositivo connesso alla rete è in grado di comunicare solo con i dispositivi adiacenti. La comunicazione pertanto può avvenire anche tramite onde convogliate, sfruttando la disponibilità dei cavi di potenza. Ogni dispositivo GD ha come riferimento i parametri elettrici da esso stesso misurati nel PCC (Point of Common Coupling), più i parametri elettrici misurati dai due dispositivi adiacenti. La regolazione della tensione e quindi la gestione dei flussi di potenza in immissione/prelievo dalla rete è determinata pertanto a livello locale, con sicuri risparmi da un punto di vista economico. Inoltre un sistema di questo tipo può portare vantaggi da un punto di vista della scalabilità e flessibilità del sistema elettrico in generale, in quanto queste tecnologie, con opportuni standard e protocolli di comunicazione, dovranno essere in grado di autoadattarsi in funzione del punto di installazione, interrogando gli altri dispositivi i quali si adatteranno a loro volta alla nuova situazione impiantistica. In questo caso pertanto l'aumento della complessità del sistema verrà autogestita dal sistema stesso. Ci si rende conto pertanto come un sistema nato per trasportare potenza, si sta avvicinando sempre più ad un sistema informatico vero e proprio, dove la telecomunicazione ed i protocolli avranno un ruolo cruciale per una corretta gestione del sistema nella sua totalità e complessità. Collegare un dispositivo GD alla rete elettrica di potenza dovrà essere perfettamente paragonabile alla connessione di un nuovo pc alla rete di telecomunicazioni.

Il fenomeno dell'Islanding

Definizione di isola indesiderata

"A condition in which a portion of the utility system that contains both loads and distributed resources remains energized while isolated from the remainder of the utility system".

[IEEE Std. 100-2000]

La definizione dell'IEEE è estremamente chiara. Il fenomeno dell'Islanding (isola indesiderata/accidentale) è la situazione in cui una porzione di rete (potremmo parlare di micro-grid) rimane energizzata benché l'alimentazione principale del gestore di rete sia stata interrotta. Dunque il fenomeno dell'Islanding si verifica quando l'alimentazione della rete principale è interrotta per diverse cause, ma il generatore distribuito continua ad immettere energia nel PCC in quanto le protezioni di interfaccia, non rilevando il guasto e quindi l'assenza di tensione, non intervengono. Idealmente le protezioni di interfaccia DG dovrebbero "sentire" il guasto a monte ed intervenire interrompendo l'immissione di energia. L'isola indesiderata pertanto può presentarsi essenzialmente a seguito del verificarsi delle seguenti situazioni:

- Un guasto che viene rilevato dalla rete, ma che non è rilevato dall'inverter fotovoltaico o dai dispositivi di protezione del generatore GD;
- Disconnessione della fornitura di rete dovuto ad un intervento accidentale di alcuni componenti;
- Disconnessione intenzionale da parte del gestore dell'alimentazione per motivi di manutenzione;
- Errore umano o per causa di terzi.

In tutti queste casistiche, laddove sia presente generazione distribuita, può verificarsi l'instaurarsi dell'isola indesiderata. Il termine indesiderata sta ad indicare il fatto che questo fenomeno non è ben visto dal gestore di rete in quanto:

- Possono crearsi problemi di sicurezza (in termini di Safety) per gli operatori di rete in quanto impianti che non dovrebbero essere in tensione risultano invece alimentati con rischio di elettrocuzione. Per quanto la normativa per la prevenzione dal rischio elettrico definisce le regole per poter procedere in sicurezza, questo fenomeno può aumentare il rischio di infortunio elettrico.
- Possono nascere problemi di tensioni in controfase con conseguenti danni ai dispositivi del gestore di rete (protezioni) e dei prosumers in generale (utilizzatori e dispositivi di interfaccia GD). Questo può accadere in quanto i dispositivi di interfaccia GD, prima di immettere energia in rete nel PCC, si sincronizzano alla frequenza di rete grazie all'utilizzo del PLL (Phase-Locked Loop, Anello ad Aggancio di Fase). Una volta avvenuta la sincronizzazione l'impianto può erogare potenza in rete con la stessa frequenza della rete e stessa fase. Ma supponiamo che per una delle cause sopra elencate venga a mancare l'alimentazione principale di rete e che le protezioni di interfaccia GD non intervengano. La porzione di rete considerata sarà esercita in isola con frequenza e fase (tralasciamo al momento i valori di tensione e frequenza durante l'isola in quanto saranno trattati a breve nel dettaglio) derivanti dall'alimentazione con cui il PLL si era sincronizzato. Una volta aperto l'interruttore di linea a monte la sincronizzazione non è più garantita e pertanto quando l'interruttore di linea si richiude ci troveremo nella situazione in cui, sulla stessa porzione di rete, avremo due tensioni con due fasi differenti.
- Possono crearsi problemi di responsabilità nei confronti degli utilizzatori (clienti finali con contratto di connessione che prevede che il gestore di rete fornisca all'utenza una tensione compresa nel range 207-253 V, ovvero 230 V ± 10%, a 50 Hz). Infatti se un impianto permette l'esercizio della rete in isola non sono garantiti i suddetti valori contrattuali di tensione e frequenza, e questo può recare danni ai dispositivi connessi alla rete, per i quali il gestore di rete è comunque responsabile.

Pertanto con la forte penetrazione delle FER sulle reti elettriche di distribuzione, può presentarsi il verificarsi dell'isola, anche se non ci sono ancora delle prove concrete. Da un punto di vista teorico comunque la possibilità esiste. Consideriamo il circuito in Figura 2.27.

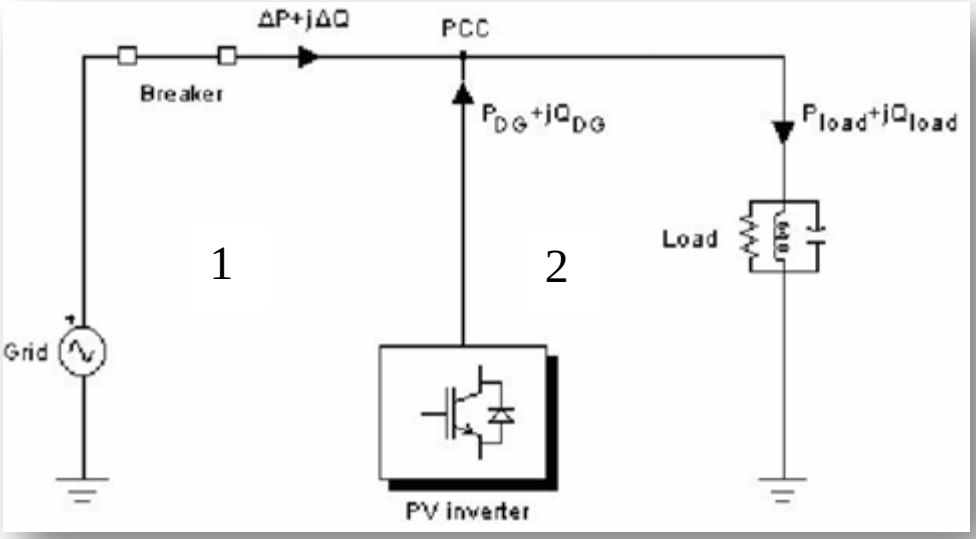


Figura 2.27 - IEEE Std. 929-2000.

Il circuito rappresenta la schematizzazione di una rete elettrica in cui è presente la potenza elettrica proveniente dai livelli di tensione più alta (rappresentata dal generatore "Grid"), ed in cui è presente un generatore distribuito connesso nel Point of Common Coupling attraverso inverter (in questo caso l'impianto di generazione è costituito da pannelli fotovoltaici, ma non è escluso che possa trattarsi di altra fonte di generazione rinnovabile). Il carico ovviamente rappresenta le utenze ed è stato genericamente indicato con un circuito RLC in quanto sulla rete possiamo avere carichi resistivi, capacitivi ed induttivi. Da un punto di vista elettrico, le correnti e le potenze che circolano in un circuito dipendono dal carico. Nelle normali condizioni di esercizio, il carico assorbe potenza attiva e reattiva dal generatore GD e dalla "Grid". Questo è valido se ovviamente il generatore distribuito non ha potenza sufficiente ad alimentare il carico totale. Possiamo pertanto vedere il circuito di figura come costituito da due maglie. Nella maglia 1 sarà presente una potenza che è funzione del carico e della potenza iniettata dal generatore GD. Nella maglia 2 sarà presente una potenza che corrisponde proprio alla potenza (attiva e reattiva) richiesta dal carico.

Supponiamo ora che si verifichino contemporaneamente i due eventi descritti nel seguito:

- La potenza generata dal generatore GD bilancia esattamente il carico, ovvero il generatore distribuito ha potenza tale da soddisfare i consumi richiesti dal carico. In questo caso nella *maglia 1* non c'è potenza (attiva e reattiva) e pertanto non circola corrente. Nel circuito esaminato sarà presente soltanto potenza nella *maglia 2* con circolazione di corrente (situazione di bilancio di potenza tra generatore e carico).
- Apertura dell'interruttore (breaker) a monte del PCC sulla maglia 1 per una delle cause che abbiamo elencato in precedenza.

Da un punto di vista dell'Islanding, la situazione sopra presentata è il caso peggiore. In questo caso infatti può presentarsi l'isola indesiderata e la suddetta situazione può permanere per un tempo indefinito. Questo avviene perché le protezioni di interfaccia dell'inverter connesso al PCC non rilevano l'apertura dell'interruttore presente sulla *maglia 1* del circuito, e pertanto il generatore GD continua ad immettere potenza in rete, alimentando i carichi. È possibile pertanto definire un *penetration index* R_p (indice di penetrazione) che rappresenta la probabilità che si possa instaurare l'isola indesiderata ed è definito come il rapporto tra la potenza attiva assorbita dal carico e la potenza attiva erogata dal generatore:

$$R_p = \frac{P_{Load}}{P_{GD}}$$

Se l'indice di penetrazione è prossimo a 1, siamo nella peggiore situazione con bilancio energetico tra generazione e carico e pertanto la probabilità di innesco dell'isola è molto elevata.

Consideriamo ora lo schema caratteristico di una rete di distribuzione, partendo dall'alta tensione fino ai clienti finali. Si osservi pertanto la Figura 2.27:

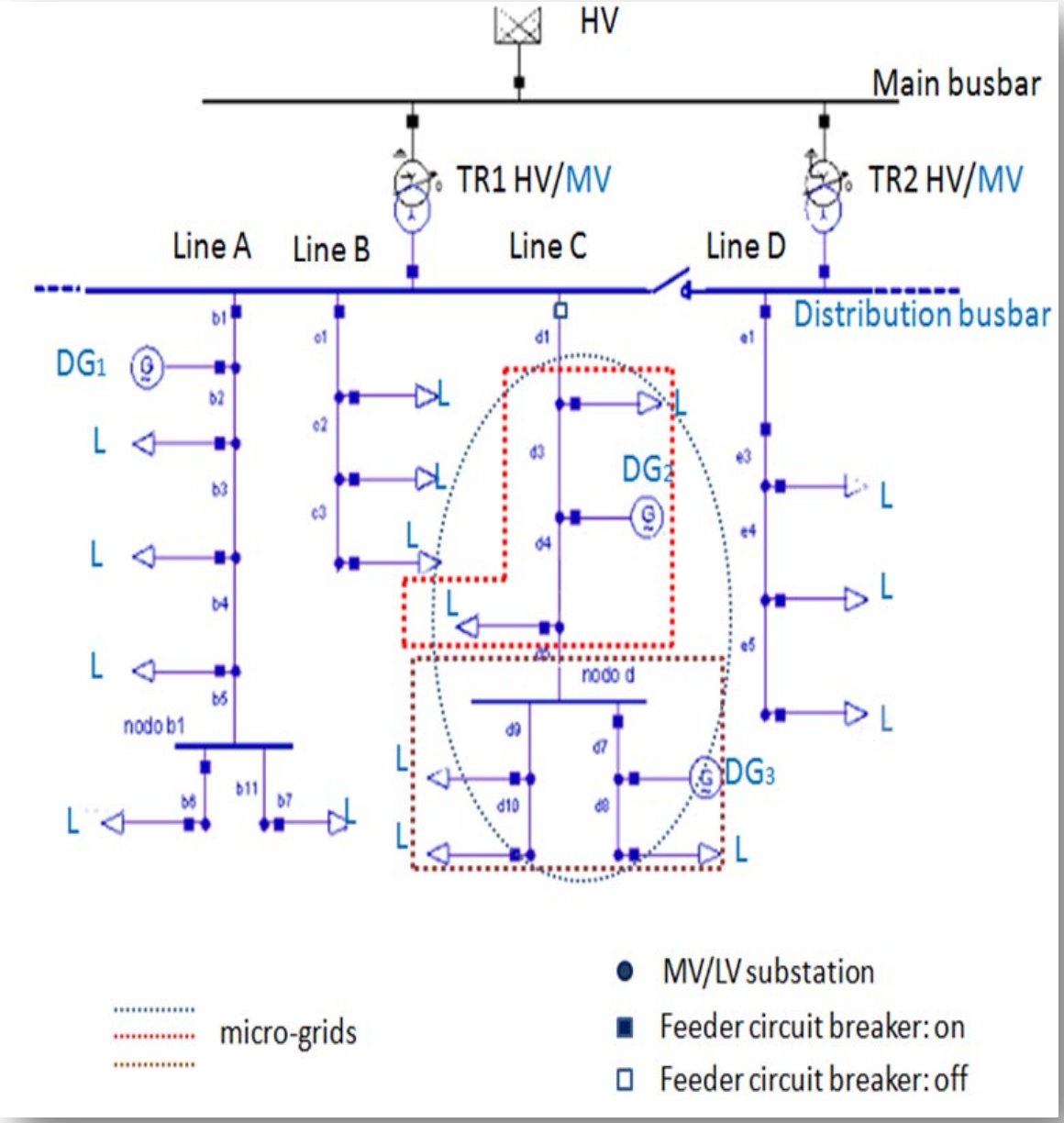


Figura 2.27 - Possibilità di innesco dell'isola indesiderata sulla rete di distribuzione. In figura sono presenti differenti situazioni in cui ogni porzione di rete (micro-grid) presenta una possibile isola di carico.

In figura è presentata una sezione di impianto. Se consideriamo la linea C di media tensione derivata dalla semisbarra del *TR 1* vediamo che la presenza dei generatori può comportare una l'innesco dell'isola o di più isole in funzione della situazione impiantistica del momento. Supponiamo che la rete sia esercita in condizioni normali e che ad un certo istante l'interruttore a

monte della linea C si apra per qualsiasi causa. Se i generatori *DG2* e *DG3* hanno potenza sufficiente a bilanciare il carico, allora su tutta la linea MT con i carichi sottesi (e dunque anche le linee BT sottese alla linea MT) può sussistere l'isola indesiderata (evidenziata dal tratteggio blu in figura). Ovviamente le situazioni sono molto complesse e differenti ognuna dall'altra, in quanto ogni rete di distribuzione (o parte di essa) andrebbe analizzata singolarmente, da cui nasce il problema di trovare delle soluzioni adattabili in funzione della porzione di rete considerata.

Metodi di risoluzione dell'isola indesiderata

Per risolvere il problema dell'Islanding sono presenti numerosi metodi in letteratura, alcuni utilizzati dai costruttori di inverter.

Essenzialmente esistono due grandi insiemi:

- *Passive Inverter-Resident Islanding Detection Methods* che si basano essenzialmente sulla rivelazioni di disturbi nella tensione al PCC, ovvero:
    - *Over/under voltage (OUV) and over/under frequence (OUF) method;*
    - *Voltage harmonic monitoring method.*

- *Active Methods*, suddivisi essenzialmente in*:*
    - *Active Inverter-Resident Islanding Detection Method;*
    - *Active Inverter-Non Resident Islanding Detection Method;*
    - *Communications-Based Method.*

Per quanto riguarda i metodi passive possiamo dire che essi hanno l'obiettivo di definire una *Non Detection Zone* (NDZ) che consiste nel definire un range di tensioni (*Over/Under Voltage - OUV*) e frequenze (O*ver/Under Frequency - OUF*) in cui l'isola indesiderata non viene rilevata. La NDZ è definita in Figura 2.28:

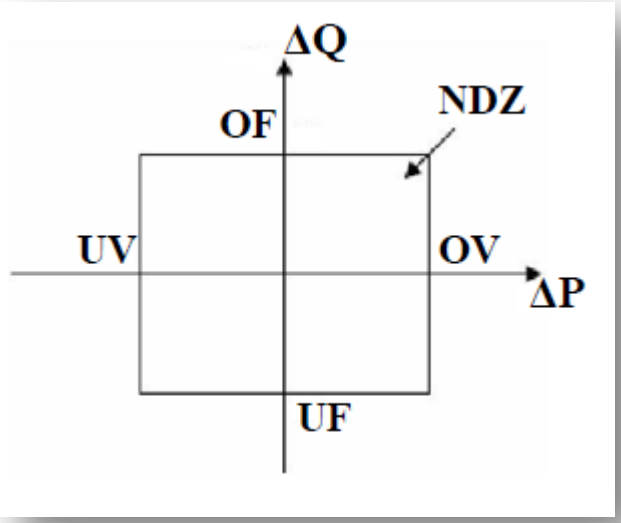


Figura 2.28 - Non Detection Zone. In ascissa è riportata la Potenza attiva ed in ordinata la Potenza reattiva.

L'obiettivo dei metodi passivi è rendere più ristretta possibile la Non Detection Zone anche nella situazione peggiore (bilancio energetico tra carico e generatore). Pertanto i metodi *OUV* e *OUF* vengono implementati per valutari le oscillazioni minime e massime di *P* e *Q* con il fine di poter definire la NDZ (lo scopo è ovviamente rendere il più sensibile possibile la protezione di interfaccia dell'inverter connesso al PCC).

Se prendiamo come riferimento l'IEEE Std 929-2000 e facciamo riferimento alla Figura 2.29 osserviamo quanto segue.

In condizioni normali abbiamo:

$$P_{load} = P_{DG} + \Delta P$$
$$Q_{load} = Q_{DG} + \Delta Q$$

Se la potenza attiva del carico coincide con la potenza attiva del generatore GD e/o la potenza reattiva del assorbita dal carico coincide con la potenza reattiva erogata dal generatore GD, è presente in rete un bilancio di potenza. Il comportamento del sistema in caso di mancanza di alimentazione "*Grid*" pertanto dipenderà da *ΔP* e *ΔQ*. Se la frequenza di risonanza del carico *RLC* è

la stessa della frequenza di rete, il carico lineare non assorbirà potenza reattiva e la potenza attiva sarà direttamente proporzionale alla tensione.

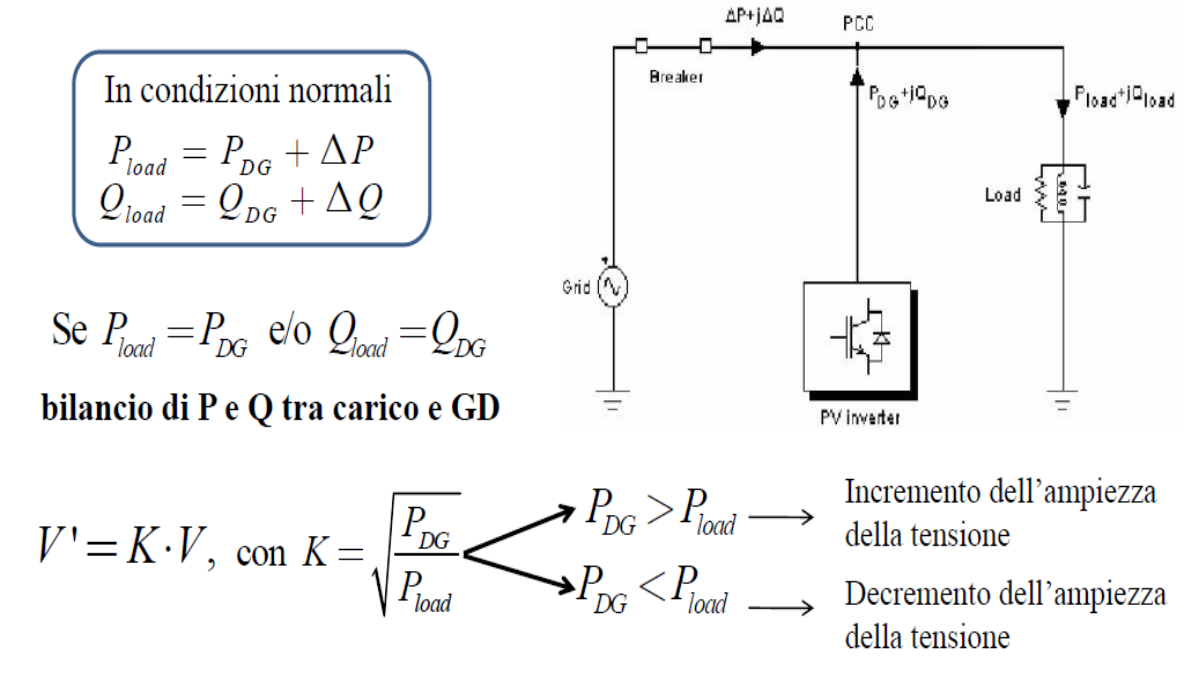


Figura 2.29 - Effetti sul valore della tensione a seguito di bilancio di potenza tra generazione GD e carico a valle dell'apertura dell'interruttore.

A valle della disconnessione (apertura dell'interruttore) la potenza attiva del generatore è forzata ad essere la stessa del generatore GD, e pertanto la tensione di rete varierà di una costante *K*:

$V' = K \cdot V$, dove *K* è espressa dalla seguente relazione:

$$K = \sqrt{\frac{P_{DG}}{P_{load}}}$$

Perciò:

- Se $P_{DG} > P_{load}$ si verifica un aumento del livello di tensione;
- Se $P_{DG} < P_{load}$ si verifica un abbassamento del livello di tensione.

Quanto detto è estremamente sintetizzato e schematizzato in Figura 2.32.

La potenza reattiva invece è legata sia alla tensione che alla frequenza in base alla seguente relazione:

$$Q'_{load} = Q_{DG} = \left(\frac{1}{\omega' L} - \omega' C \right) \cdot V^2$$

da cui si ricava la pulsazione dell'isola indesiderata *ω':*

$$\omega' = \frac{-\frac{Q_{DG}}{CV^2} + \sqrt{\left(\frac{Q_{DG}}{CV'^2}\right)^2 + \frac{4}{LC}}}{2}$$

In questi casi, piccole variazioni di *ΔP* hanno come risultato piccole variazioni della tensione, così come piccole variazioni di *ΔQ* hanno come risultato piccole variazioni di frequenza, non sufficienti a rendere efficace la protezione contro l'isola indesiderata. Proprio per questo motivo i metodi *OUV* e *OUF* vengono associati da un'altra metodologia: *Voltage harmonic monitoring method*.

Obbiettivo del metodo è quello di monitorare le armoniche di tensione per rilevare l'isola indesiderata. In normali condizioni di esercizio la tensione al PCC è governata dalla rete mentre in condizioni di Islanding la tensione al PCC è governata dal DG e dalle sue armoniche.

Pertanto è possibile monitorare con un PLL:

- Armoniche di ordine 3, 5, 7
- THD (Total Harmonic Distortion). L'ampiezza massima della THD è riportata in Tab 2.5.

Harmonic order (h)	3	5	7	9	11	13
Amplitude (%)	5	6	5	1.5	3.5	3

Tab. 2.5 – Total Harmonic Distorsion.

Il trasformatore del generatore distribuito (laddove sono presenti trasformatori elevatori, in particolare negli impianti connessi in media tensione) può introdurre armoniche. È perciò necessario una intensa variazione di armoniche affinché il metodo sia efficace. La distorsione armonica della tensione di rete può variare nel tempo in funzione dell'impedenza di rete. Inoltre l'inverter può presentare distorsione armonica sul bus in continua che si può ripercuotere anche sulla rete stessa.

La NDZ è fortemente legata al carico RLC che può presentare una caratteristica passa basso in frequenza che può filtrare le armoniche di ordine inferiore, pertanto si rende più efficace la THD. Inoltre ampie variazioni dell'ampiezza delle armoniche di tensione permettono di restringere molto la NDZ, e pertanto l'associazione dei *Voltage Harmonic Monitoring Method* con gli *Over/Under Voltage (OUV)* e *Over/Under Frequence (OUF) Method*, si presta ad essere un buon metodo di rivelazione dell'isola indesiderata.

Ma se l'obiettivo dei metodi passivi è quello di minimizzare la Non Detection Zone, i metodi attivi si pongono l'obiettivo di ridurre al minimo la possibilità di non rilevare l'isola indesiderata, introducendo disturbi nella rete (sotto forma di armoniche). La ridondanza su questo tema è inoltre fortemente richiesta dai gestori degli impianti di distribuzione, i quali vedono nel fenomeno dell'isola indesiderata un serio problema, che, come visto in precedenza, si manifesta essenzialmente sui temi di:

- Safety, per il personale operativo che opera sugli impianti (line worker);
- Danni agli impianti utilizzatori e del distributore, per il rischio di esercire porzioni di impianto con tensioni in controfase;
- Responsabilità nei confronti degli utenti utilizzatori in caso di danni agli impianti, strettamente correlato con il punto precedente.

Pertanto ci sono dei sistemi di individuazione dell'isola indesiderata che vengono definiti come attivi e che per comodità ripresentiamo nel seguito:

- *Active Inverter-Resident Islanding Detection Method;*
- *Active Inverter-Non Resident Islanding Detection Method;*
- *Communications-Based Method.*

I primi due metodi attivi sono così definiti perché introducono delle perturbazioni in rete attraverso l'output dell'inverter e monitorano la risposta della rete per rilevare la presenza di Islanding, sia nel caso in cui l'inverter che generi questi disturbi sia l'inverter GD (*Active Inverter-Resident Islanding Detection Method)*, o che l'inverter (o altre tecnologie) risieda a monte del PCC, ma che venga gestito dal distributore (*Active Inverter-Non Resident Islanding Detection Method*).

Ci sono inoltre dei metodi attivi che attuano una trasmissione dati tra rete e inverter in modo tale che l'inverter viene "avvisato" nel caso di una disalimentazione della rete e sia in grado di intervenire interrompendo l'immissione di energia elettrica nel PCC (*Communications-Based Method*). I metodi basati sulla comunicazione sono senza dubbio i più efficaci. Ma affinché un sistema di questo tipo sia implementabile bisogna fare affidamento su tecnologie di trasmissione dati all'avanguardia e con tempi di risposta dell'ordine del millisecondo (basti pensare che le manovre di richiusura automatica degli IMS motorizzati presenti sulle reti di media tensione è dell'ordine di 0,6 secondi). Inoltre i costi richiesti da questo sistema sono di certo più elevati rispetto alle altre tipologie sopra presentate. Ma è pur vero che per arrivare alle Smart Grids, i sistemi ICT sono alla base della nuova infrastruttura, e non si può pensare di avere una rete intelligente, o Super Grid, senza che la telecomunicazione, l'informazione, i protocolli di telecomunicazione etc. siano all'avanguardia e parte integrante del sistema.

Da isola indesiderata a desiderata: gli Smart Links

Che l'isola indesiderata sia una criticità nella gestione dell'infrastruttura elettrica è una certezza ed il concetto è stato ampiamente illustrato nel precedente paragrafo. Le criticità sono dovute a:

- Problemi di Safety;
- Problemi di sfasamento della tensione;
- Responsabilità nei confronti degli utilizzatori in caso di danni.

In merito al primo punto sulla Safety, le procedure per la prevenzione del rischio elettrico sono molto efficaci e la loro efficacia risiede in particolar modo nella ridondanza delle attività da eseguire prima di poter operare su un impianto. Le procedure pertanto permettono di superare questo ostacolo (ovviamente se rispettate dagli operatori, in quanto infortuni elettrici, purtroppo, continuano a presentarsi nelle nostre realtà). Gli inverter connessi alla rete elettrica sono tarati per funzionare in modo tale che nel PCC tensione e frequenza varino in un range:

- 230 V ± 10%, che equivale ad un minimo di 207 V ad un massimo di 253 V;
- [47,5 Hz – 51,5 Hz] definita anche come *banda larga*. Negli anni 2012-2013 la regolazione italiana è in continuo cambiamento. Il range presentato è la banda con ampiezza massima fin'ora utilizzata per tarare gli inverter.

Le protezioni degli inverter GD intervengono essenzialmente per tensione e frequenza, ovvero se la tensione e la frequenza rilevate al PCC sono al di fuori degli intervalli sopra presentati. Parlando di frequenza dobbiamo precisare che il rapido cambiamento della normativa ha portato ad aver connessi in Italia numerosi impianti le cui tarature degli inverter differiscono. Perciò sulla stessa porzione di rete possiamo avere impianti le cui protezioni intervengono con differenti valori di frequenza. Per fare un esempio sulla stessa linea BT è possibile la presenza di impianto fotovoltaico il cui inverter abbia le protezioni che intervengono nel range [47,5 Hz – 51,5 Hz] ed un altro impianto invece, nel range a *banda stretta* [49,5 Hz – 50,5 Hz]. Gli inverter con banda larga hanno una probabilità maggiore di sostenere l'isola, in quanto è permessa una variazione maggiore della frequenza (variazione che si presenta a valle della mancanza dell'alimentazione principale, dovuta allo sbilanciamento tra potenza assorbita e prodotta).

Pertanto se in futuro gli inverter GD siano "capaci" di sostenere l'isola con valori di tensione e frequenza contrattuale, si potrebbe cominciare a parlare di isola desiderata, e non più di indesiderata, anche se rimane comunque il problema più grande da superare: il problema dello sfasamento delle tensioni

che si presenta dopo l'apertura e la richiusura degli interruttori di linea (MT e BT).

In realtà la soluzione a questa criticità risiede nelle tecnologie di conversione AC-DC-AC, che nel contesto Smart Grids, prendono il nome di Smart Links.

Essenzialmente si tratta del sistema presentato in Figura 2.30.

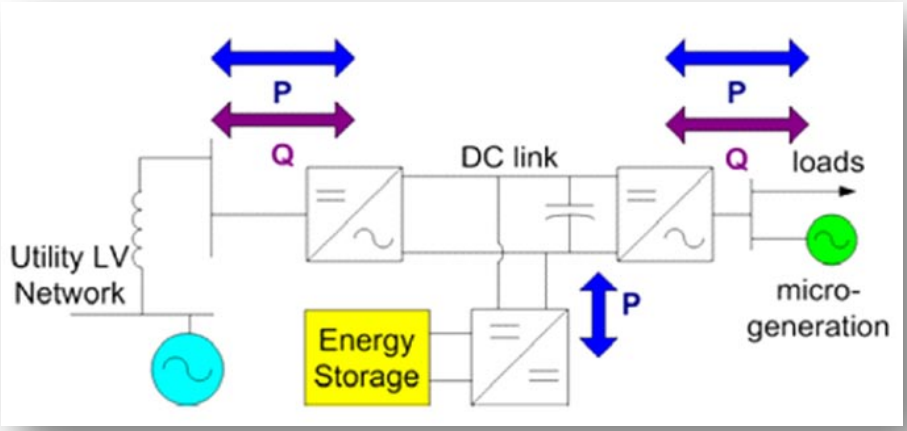


Figura 2.30 - Applicazione di uno smart link (DC link) su una linea BT con presenza di GD.

Tra il trasformatore MT/BT di cabina secondaria e le linee BT con carichi e GD, si interpone il cosiddetto Smart Link (o anche DC Link), che essenzialmente è un AC-DC-AC Converter, in grado di sopperire ai problemi di sincronizzazione qualora si presenti una disconnessione e successiva rialimentazione su reti con DG. Infatti la conversione in continua permette di avere due sistemi (la MT da un lato e la BT dall'altro) totalmente indipendenti dalla frequenza, permettendo così il transito di energia bidirezionale sia di attivo che reattivo. I vantaggi:

- Risoluzione dei problemi di frequenza qualora si presenti l'isola indesiderata;

- Possibilità di utilizzare il fenomeno dell'islanding come un fenomeno utile, e quindi un fenomeno che permetta di avere i clienti alimentati (sulla BT) anche con guasti sulla MT. In figura infatti è rappresentato il sistema di Storage che, funzionando in UPS o come ulteriore sorgente di energia attiva (o come eventuale carico), agevolerebbe eventuali carenze (o eccedenze) di potenza dovute agli impianti GD che permettono il sussistere dell'isola. Il risultato sarebbe la riduzione del numero di clienti al buio sulla rete di bassa tensione.

Questa tipologia di sistemi è assolutamente integrabile sulle reti di distribuzione, ma ovviamente la complessità del sistema aumenta ed i costi per sostenere tale cambiamento sarebbero molto elevati. In un futuro non troppo lontano si potrebbe pensare di integrare il dispositivo Smart Link nei trasformatori MT/BT di cabina secondaria.

Capitolo 3 - Ottimizzazione dei sistemi Smart Grids attraverso l'utilizzo di Swarm -Based Algorithms

Introduzione

Negli ultimi anni il numero di impianti FER connessi alla rete elettrica è cresciuto esponenzialmente. Questo progresso impiantistico ha coinvolto tutto il sistema elettrico. Ogni impianto, sia esso connesso in alta, media e bassa tensione, porta con se un aumento delle infrastrutture elettriche, e quindi un maggiore quantità di impianti su tutto il territorio. Infatti connettere un impianto in alta tensione (secondo la normativa italiana gli impianti con potenza maggiore di 10 MW devono essere connessi in alta tensione), può portare alla realizzazione di nuove officine elettriche, e sicuramente di nuovi elettrodotti, siano essi interrati o aerei.

Il sistema elettrico porta con se un problema assai noto in letteratura: l'emissione di campi elettromagnetici. La minimizzazione delle emissioni comporta un sicuro beneficio per gli organismi biologici in prossimità di tali impianti.

Un altro importante tema associato al trasporto di energia elettrica riguarda invece le perdite di rete per Effetto Joule (circa il 10% dell'energia elettrica prodotta in centrale viene dissipata in calore). In una società dove la richiesta di energia elettrica è in continuo aumento (almeno fino agli anni dell'inizio dell'ultima crisi economica), ridurre al minimo tali perdite comporta vantaggi da un punto di vista ambientale. Infatti tutti i MWh consumati per Effetto Joule si traducono in:

- Riduzione dei consumi di TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) nelle grandi centrali, e quindi una riduzione di carburanti fossili altamente inquinanti;
- Riduzione dello stress a cui le linee elettriche sono sottoposte, aumentando pertanto la vita utile di tali infrastrutture.

In questo capitolo analizzeremo nel dettaglio quanto abbiamo fatto per ottimizzare le tematiche sopra citate, grazie all'utilizzo di algoritmi genetici che ben si prestano ad essere utilizzati nell'ottimizzazione di problemi di power flow. In particolare sono stati utilizzati i seguenti algoritmi:

- PSO – Particle Swarm Optimization;
- FSO – Flock-of-Starling Optimization;
- METEO – Metric - Topological - Evolutionary Optimization.

Algortimi Swarm-Based per la minimizzazione dei campi magnetici degli elettrodotti interrati

Introduzione

La realizzazione di linee di potenza aeree o interrate è determinata da una serie di criteri che dipendono dall'area di installazione (rurale o urbana) e dalla tipologia di protezione delle linee stesse dagli agenti atmosferici (e eventi critici ambientali come terremoti, tsunami etc.). Benché realizzare elettrodotti interrati sia un intervento di sicuro a maggior costo rispetto alla realizzazione di linee aeree, la scelta è da preferire soprattutto in aree urbane. Ma a causa di maggiori costi, è necessario massimizzarne il potenziale.

In questo lavoro è presentato un algoritmo Swarm-Based per rilevare la connessione geometrica ed elettrica ottima dei cavi interrati di potenza, al fine di minimizzare l'intensità del campo magnetico sulla superficie. Il problema è di tipo combinatorio e pertanto l'algoritmo utilizzato è una versione discreta del FSO, ovvero il DFSO (Discrete Flock-of-Starling Optimization), adattata al tipo di problema. L'obiettivo è quello di presentare un'analisi comparativa per differenti configurazioni, con lo scopo di valutare le performance. Questo perché negli ultimi anni le utility elettriche hanno rivisitato la metodologia di progettazione cavi di potenza interrati, con il fine di risolvere il problema della disposizione ottima dei cavi stessi. Infatti è ormai noto ed ampiamente riconosciuto che le correnti che transitano sulle linee di trasmissione e distribuzione (sottostazione elettriche incluse con effetti ai bordi su giunti e terminali), generano campi magnetici che sono alla base dell'inquinamento elettromagnetico. Quest'ultimo infatti si presenta come un problema aperto sia da un punto di vista degli aspetti di compatibilità elettromagnetica, sia per i possibili effetti sulla salute umana (e degli organismi biologici in generale). In particolare, negli ultimi anni, studi in merito agli effetti dei campi magnetici eserciti a ELF (Extremly Low Frequency) occupano sempre più maggior interesse. Ed è proprio per questo che la mitigazione dei campi elettromagnetici è una sfida aperta per molti ricercatori.

A tal proposito la nostra attenzione si è concentrata sui cavi interrati, che sono stati identificati come la principale sorgente di campi magnetici sulla superficie, specialmente nei casi in cui sono presenti più di quattro circuiti costituiti ognuno da terne trifase. Per queste ragioni è necessaria una tecnica di ottimizzazione che tenga conto non solo della disposizione geometrica dei fasci, ma anche di come assegnare la fase all'interno di ogni terna. Da un punto di vista computazionale questa tipologia di problemi appartiene al MICP (*Mixed-Integer and Constraint Programming*), in cui sono presenti variabili discrete. Gli algoritmi di solito utilizzati per questi problemi operano come un generatore di stringhe, dove ogni stringa riproduce l'individuo, e che rappresenta una possibile soluzione. Essendo la soluzione una stringa di numeri, il primo inconveniente è che alcune soluzioni sono incompatibili con il problema fisico.

In questo lavoro presentiamo una nuova tipologia di algoritmi binari derivata dall'algoritmo Flock-of-Starling Optimization, e le sue perfomance sono analizzate su un problema di tipo MICP. Particolare attenzione è stata riservata all'ottimizzazione di un sistema di power lines che, pur generando campi magnetici di minore intensità, non sacrifichi l'efficacia, la stabilità e la disponibilità del sistema stesso.

Discrete Flock-of-Starling Opitimization

FSO è un algoritmo bio-inspired, basato sugli sciami (swarm-based), utilizzato con molto successo in numerosi problemi di ottimizzazione elettromagnetica, grazie alla sua elevata abilità di esplorazione e di fuggire dai minimi locali. E se l'FSO può considerarsi una estensione del PSO, allo stesso modo il Discrete FSO è una estensione del Discrete PSO. In questo modello le traiettorie delle particelle/uccelli hanno un significato probabilistico. In particolare la velocità di ogni singola particella deve essere interpretata come la probabilità che la posizione corrente potrebbe cambiare da uno stato ad un altro. Essendo un algoritmo binario ogni coordinata del k-esimo componente dello sciame $x_k^i(t)$ può essere 0 o 1, inoltre le varie componente del personal best e del global best

$pg_{best_k^j}, \quad best_k$

sono interi in {0,1}. La velocità del k-esimo componente dello sciame $v_k^j()$ è una probabilità e pertanto deve essere confinata. Viene introdotta una trasformazione utilizzando una funzione sigmoidale al fine di fare quanto segue:

$$S(v)_k = \frac{1}{1+e^{-v_k}}$$

Il cambiamento risultante nella j-esima componente è definito attraverso la seguente legge:

$$x_k^j(\ ) = \begin{cases} 1 & if\ S(v_k^j) > rand \\ 0 & otherwise \end{cases}$$

Partendo da queste equazioni possiamo ottenere il modello del DFSO. Infatti nell'FSO ogni individuo sceglie la sua direzione in funzione delle velocità degli altri membri arbitrariamente scelta nello sciame. Ma ora la velocità è la probabilità di cambiamento di stato di ogni individuo. Ne consegue che la scelta di un individuo è influenzata dalla probabilità media di cambiamento degli altri membri seguiti da lui.

L'equazione della velocità di aggiornamento per il DFSO diventa:

$$v_k(t+1) = \omega v_k(t) + \lambda(M_k(t) - x_k(t)) + \gamma(best_k - x_k(t))$$

Dove M_k è la velocità media dei membri controllati, che esprime la probabilità di cambiare una cifra da 0 a 1 di ogni membro seguito dai generici individui nello sciame.

Il valore di M_k è compreso in [0.0, 1.0], al fine di sottostimare l'influenza degli altri membri sull'individuo generico: la scelta è estremamente importante dal momento che collega fortemente gli individui in grado di produrre un ristagno e la saturazione in 1 o 0 in direzione. Nella Figura 3.1 è presentato uno pseudo codice del DFSO.

```
Initialization()
Make_Mat_Interc ( );          % build the interconnection matrix
For i = 1 : Nstep
  For each bird
     Fitness ( );             % evalutate fitness
        Pbest_performe ( );   % update personal best
        Gbest_performe ( );   % update global best
        Compute_M( );         % compute M coefficient
        Velocity_update ( );  % with equation 4
        Position_update  ( ); % with equation 3
   End
  End
```

Figura 3.1 - Pseudo codice del DFSO.

Le informazioni relative a tutti i componenti è registrata in un array chiamato "Starling". Nella funzione *Initialization* velocità e posizioni iniziali random sono assegnate ad ogni componente dello stormo. Successivamente la matrice di interconnessione è costruita per associare ad ogni membro N_{ctrl_birds} gli altri membri dello stormo che lo controllano; la matrice ha dimensione N_{birds} × N_{ctrl_birds}, dove N_{birds} è il numero di componenti dello stormo. In seguito, per un numero fissato di step, N_{steps}, e per ogni componente del gruppo, sono eseguiti gli step di seguito elencati:

- Valutazione della fitness function;
- Aggiornamento del personal best e/o del global best se il valore di fitness è minore del valore attuale (il global best è il valore fitness migliore tra tutti i valori di personal best degli storni costituenti lo stormo);
- In seguito il termine M_k è calcolato tenendo di in considerazione solo le velocità dei componenti indicati nella matrice di interconnessione.

Questi tre termini cooperano per aggiornare la velocità in accordo con l'equazione

$$v_{kk}(t+1) = \omega v_{kk}(t) + \lambda M_{kk}(t)[p_{kk}(t) - x_{kk}(t)] + \gamma [p_{gbest}(t) - x_{kk}(t)]$$

e per aggiornare la posizione in accordo con l'equazione

$$x_k^i(\ ) = \begin{cases} 1 & if\ S_{vrandom}(a_k^i) \\ 0 & otherwise \end{cases}$$

Codifica del problema di ottimizzazione per la configurazione dei cavi di potenza

Prima di entrare appieno nella questione di mitigazione dei campi magnetici rilevabili sulla superficie al di sopra dell'elettrodotto interrato, il primo aspetto da considerare è la valutazione del campo stesso e la definizione della funzione obiettivo.

Il campo magnetico generato da elettrodotti interrati può essere calcolato con una buona accuratezza, trascurando gli effetti di prossimità ed utilizzando direttamente l'equazione di Biot-Savart. Per un cavo in cui transita la corrente *I*, lungo la direzione individuata dal vettore **l**, il campo magnetico **B** in un punto arbitrario **P** dello spazio, individuato dal vettore **r,** giacente sul piano ortogonale a **l**, può essere espresso come:

$$\mathbf{B}(\mathbf{r}) = \frac{\mu_0 I}{2\pi} \frac{\mathbf{l} \times \mathbf{r}}{|\mathbf{r}|^2}$$

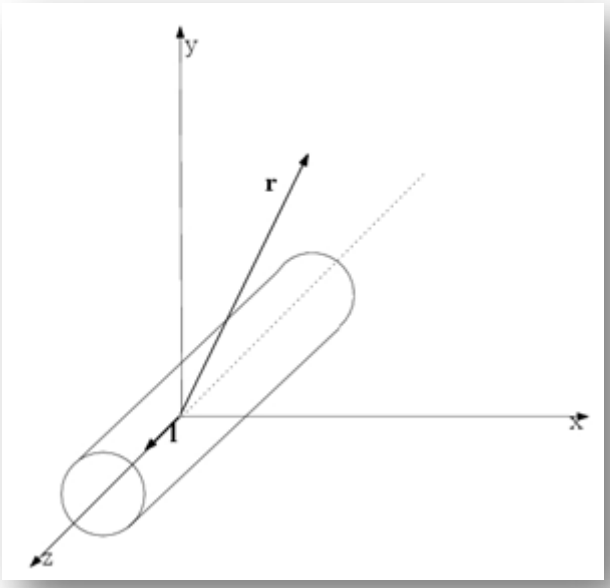


Figura 3.2 - Schematizzazione di un cavo in cui transita una corrente I il cui campo magnetico generato calcolato con la legge di Biot-Savart

Assumiamo che il condotto che contiene i cavi è diretto lungo l'asse z, per il calcolo è sufficiente utilizzare un piano ad esso ortogonale (per esempio a z = 0). Si faccia pertanto riferimento alla Figura 3.2.

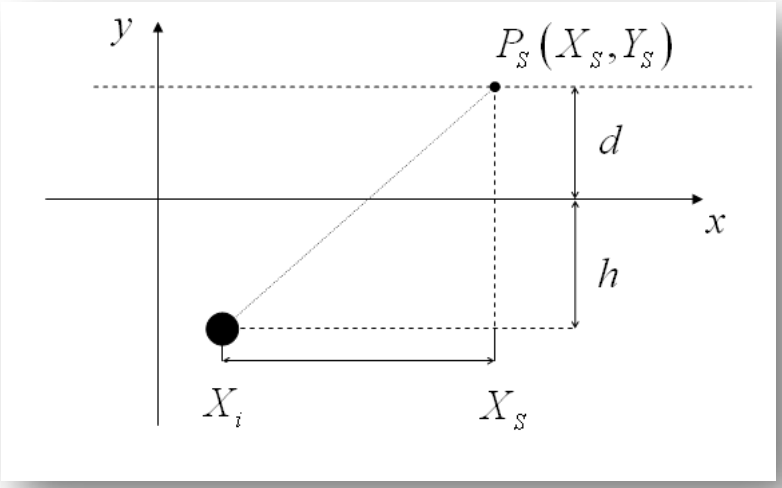


Figura 3.3 - Quota distanza del campione al di sopra della superficie e posizione del generico cavo.

Per il calcolo della fitness function abbiamo considerato un set di *N* punti campione giacenti ad un metro sopra il ground (Figura 3.3). Per ogni punto campione, indicato con $P_S = (X_S, Y_S)$, il campo magnetico generato da una corrente con distribuzione uniforme è dato da:

$$\mathbf{B}_{ki} = \frac{\mu_0 \dot{I}_{ki} \left(-\hat{y} \hat{x} \right)}{2\pi \left| \mathbf{r} \right|^2} = \frac{\mu_0 \dot{I}_{ki} \left(-\hat{y} \hat{x} \right)}{2\pi \left(X_S - X_i + d + h \right)^2}$$

dove:

- $\dot{I}_{ki}$: quantità complessa che fluisce nell' i-esimo cavo del k-esimo fascio;

- μ_0 : permeabilità magnetica;
- X_i : coordinate x dell'*i*-esimo cavo;
- X_S : coordinate x del generic punto campione;
- h : distanza dell'i-esimo cavo dal piano $x=0$;
- $d=1$ m, è l'altezza del campione al di sopra del ground;
- $b=d(\ )\hat{}$;
- $a=|X_i-X_S|\hat{}$

L'analisi di cui sopra rappresenta una applicazione standard della legge di Ampere per un cavo soggetto ad una corrente uniforme e stazionaria. Nel calcolo della fitness questa procedura è valutata interrogando una tabella che contiene:

- Valore delle coordinate x per ogni cavo;
- Valore delle coordinate y per ogni cavo;
- Valore complesso della corrente I per ogni cavo;
- Valori di corrente forniti dai circuiti disponibili;
- Tutte le possibili permutazioni per ogni singolo fascio (per una fascio trifase è 3!=6).

Scopo dell'ottimizzazione è minimizzare il valore massimo del campo magnetico della linea campione, pertanto nella fitness function i valori di campo magnetico sono inizialmente calcolati per tutti i punti campione dopodiché viene scelto il valore migliore.

Codifica e configurazione dei cavi di potenza

Gestire una sottostazione elettrica significa dover gestire numerosi cavi interrati (terne) raccolti all'interno degli stessi tunnel. Di conseguenza al fine di procedere con un processo di ottimizzazione automatico è richiesta una idonea codifica della configurazione dei cavi stessa. Per spiegare la codifica utilizzata per la configurazione dei cavi di potenza si fa riferimento ad un esempio già presente in letteratura (Lai, *Optimal Connection of Power Transmission Lines With Underground Power Cables to Minimize Magnetic Flux Density Using Genetic Algorithms*), ma utilizzando per semplicità solo 4

circuiti trifase. Lo stesso esempio sarà utilizzato come esempio numerico nel prossimo paragrafo quando presenteremo i risultati della simulazione. Supponiamo di considerare una configurazione del tipo mostrata in Figura 3.4, dove è presentata la disposizione dei circuiti trifasi all'interno del condotto.

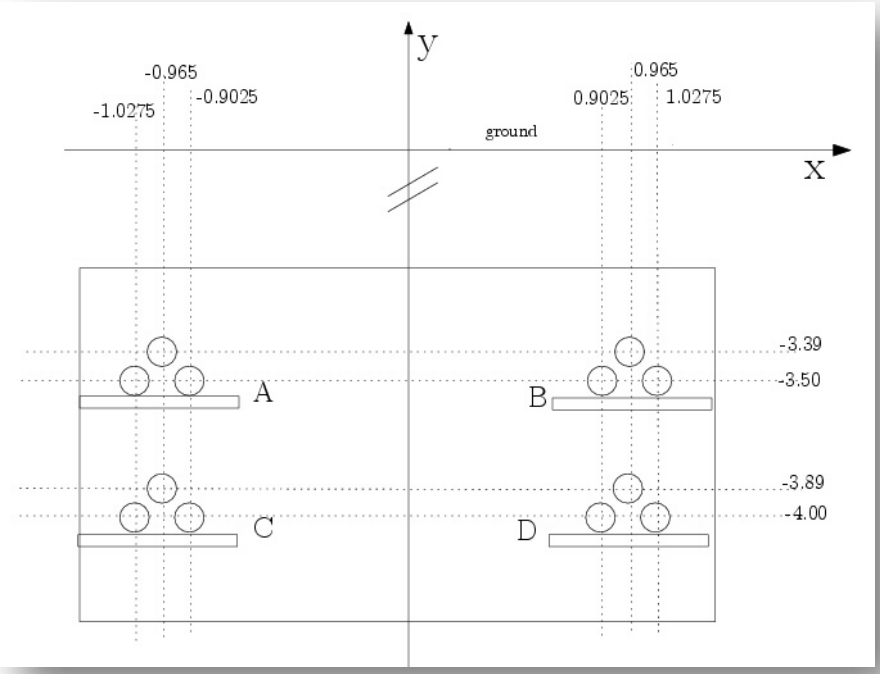


Figura 3.4 - Disposizione dei cavi nel tunnel interrato (tutti i valori sono espressi i metri)

Le combinazioni dei cavi sono sei e possono essere facilmente espresse:

- 123;
- 132;
- 213;
- 231;
- 312;
- 321.

Per ottenere la dizione classica basterà sostituire 1 con R, 2 con S e 3 con T.

Per esempio la stringa 6345 sta a significare che il primo circuito ha la configurazione 321 (ovvero TRS), la seconda come 213 (ovvero SRT) etc.

Settando con N_C il numero dei circuiti e con N_B il numero delle fasi ne consegue che ogni elemento è codificato come un array di 0 e 1 di lunghezza assegnata.

Abbiamo implementato l'algoritmo in ambiente MATLAB® e tutti i test sono stati svolti partendo da un'inizializzazione randomica. Al fine di tenere in considerazione i vincoli abbiamo diviso gli array in due parti:

- La prima parte dell'array rappresenta un individuo e deve consistere in un valore intero nel range 1–6;
- La seconda parte rappresenta le connessioni.

Infine abbiamo applicato il metodo del *death penalty*, che consiste nell'assegnare un valore elevatissimo (per esempio 10^9) alla soluzione "*bad*" che non soddisfa i vincoli. Vale la pena notare che le *penalty techniques* sono ampiamente utilizzate nei problemi MICP (*Mixed-Integer and Constraint Programming*).

Risultati

Come già discusso in precedenza, essendo il DFSO una estensione del DPSO, è molto semplice passare dal primo al secondo algoritmo: è sufficiente cambiare la valutazione di M_k. Per valutarne le prestazioni è stata eseguita un'analisi comparativa tra DFSO e DPSO sullo stesso problema. Tutti i test sono stati eseguiti in ambiente MATLAB®, partendo da una inizializzazione random e con un numero di individui per ogni algoritmo pari a 10.

Al fine di tenere in considerazione i vincoli abbiamo diviso gli array in due parti:

- La prima parte dell'array, che rappresenta un individuo, è composta da valori interi nel range 1–6;

- La seconda parte dell'array, che rappresenta le connessioni, tutti i numeri devono essere differenti l'uno dall'altro in quanto il numero dei fasci è sempre uguale al numero dei circuiti di connessione, e due differenti fasci non possono essere connessi allo stesso circuito.

La simulazione eseguita prende come riferimento l'analisi eseguita da G.G. Lai et al. in *Optimal Connection of Power Transmission Lines With Underground Power Cables to Minimize Magnetic Flux Density Using Genetic Algorithms.*

Nel lavoro citato la disposizione dei cavi in un tunnel è in configurazione a trifoglio con l'obiettivo di minimizzare gli effetti delle correnti capacitive ed induttive. Nell'esempio qui presentato, abbiamo utilizzato una versione semplificata rispetto a quella di G.G. Lai, cambiando il numero di circuiti impiegati. In particolare abbiamo utilizzato in un primo esempio un sistema costituito da 4 circuiti, mentre in un secondo esempio il numero dei circuiti utilizzati è pari ad 8.

I dati relativi al primo esempio (4 circuiti) sono riportati in Tab. 3.1, mentre in Figura 3.4 è riportata la disposizione dei cavi con la relativa posizione dei fasci all'interno del condotto. I risultati dell'analisi statistica eseguiti su 50 lanci dell'algoritmo DFSO e su 50 lanci DPSO sono riportati nella Tab. 3.2.

N.circuit	P(Mw)	Q(MVAr)	Im (A)	θ (deg)
A	180	60	680	18
B	155	43	577	16
C	-100	-25	370	194
D	-125	-30	461	193

Tab. 3.1 - Dati del circuito di potenza utilizzati nel test

	Mean	Variance	Best Configuration	Best Fitness Value

DFSO	6.31e-7	1.75e-16	56533124	6.25e-7
DPSO	6.40e-7	3.26e-16	56533124	6.25e-7

Tab. 3.2 – Risultati del DFSO.

I dati relativi al condotto con 8 circuiti sono riportati in Tab. 3.3 mentre la configurazione è mostrata in Figura 3.5.

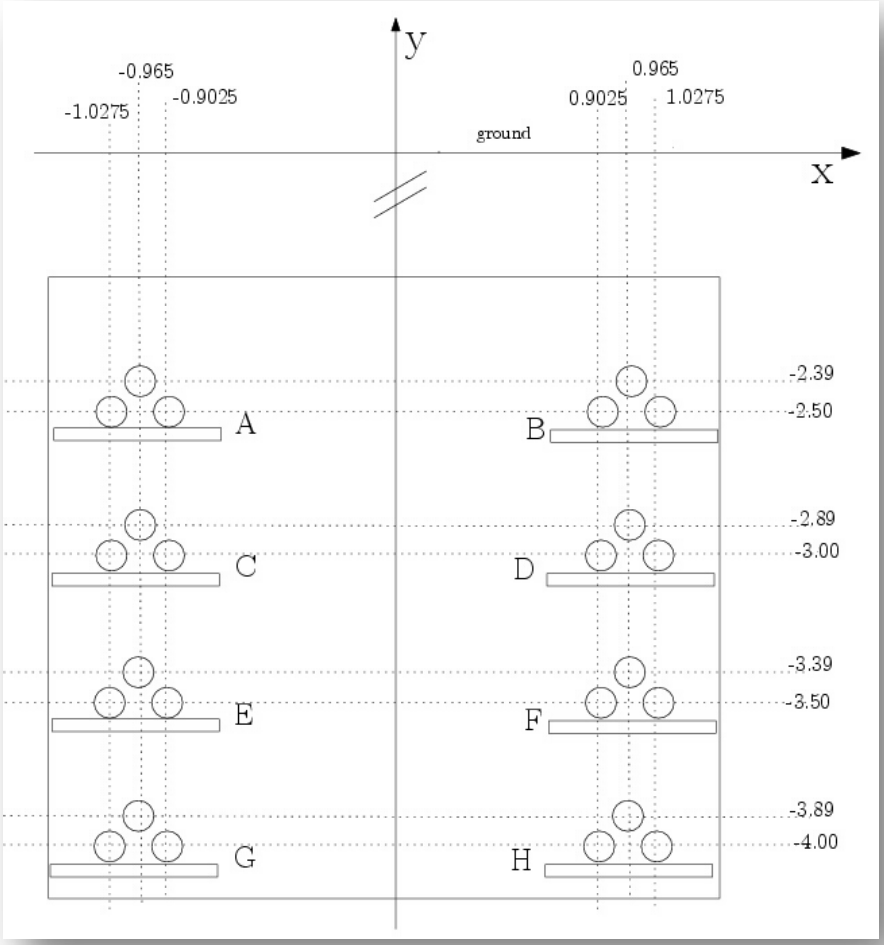


Figura 3.5 - Disposizione dei fasci nel condotto interrato (caso con 8 circuiti). Tutti i valori sono espressi in metri.

N.circuit	P(Mw)	Q(MVAr)	Im (A)	θ (deg)
A	160	40	591	14
B	155	43	577	16
C	-105	-15	380	188
D	-100	-10	360	186
E	160	35	587	12
F	135	28	494	12
G	-90	-10	325	186
H	-95	-15	245	189

Tabella 3.3: Risultati del DFSO

I risultati dell'analisi statistica eseguita su 50 lanci dell'algoritmo DFSO e 50 lanci DPSO sono riportati in Tabella 1.4. È importante notare che in entrambi gli esempi il DFSO presenta buone prestazioni, ottenendo valori di fitness estremamente bassi, allo stesso modo di quelli ottenuti con il DPSO.

	Mean	Variance	Best Configuration	Best Fitness Value
DFSO	5.94e-007	1.00e-014	[34645531 73854126]	3.82e-007
DPSO	6.17e-007	1.19e-014	[11411164 47812365]	3.79e-007

Tabella 3.4: Risultati del DFSO.

Come mostrato in Tab. 3.2 per i 4 circuiti, entrambi gli algoritmi ottengono lo stesso risultato, anche se DSFO presenta una varianza minore. Nel problema a 8 circuiti (vedi la Tab. 3.4), DFSO presenta un valor medio inferiore del DPSO, e questo perché eredita le caratteristiche di esplorazione dell'algoritmo FSO il quale ben si presta ad individuare differenti soluzioni tra loro concorrenti, mentre il DPSO fornisce configurazioni leggermente migliori, allo stesso modo del PSO, mantenendo buone proprietà di convergenza. Nei problemi combinatori però è opportuno avere a disposizione il maggior numero di combinazioni possibile. Infine, aumentando le dimensioni, il problema potrebbe diventare multimodale, presentando più configurazioni equivalenti. Nelle casistiche con variabili continue l'adozione di algoritmi ibridi è giustificato, come ad esempio l'FSO è seguito dal PSO al fine di rifinire la soluzione. Nel problema esaminato invece, essendo puramente combinatorio, può risultare molto più utile avere buone configurazioni multiple. Per questa ragione la capacità di esplorazione dell'DFSO rappresenta un sicuro vantaggio, mentre la fase di rifinitura ha minore importanza.

Conclusioni

In questo lavoro abbiamo trattato la configurazione ottima di cavi di potenza interrati al fine di minimizzare l'intensità del campo magnetico misurato in superficie. L'analisi è stata eseguita utilizzando la versione discreta dell'algoritmo FSO, il DFSO, effettuando anche un'analisi comparativa con l'algoritmo da cui l'FSO è stato derivato, il PSO. Lo studio è stato fatto su due modelli, consistenti in due differenti configurazioni in cui sono presenti 4 e 8 circuiti di connessione. I risultati mostrano che con l'aumentare delle dimensioni del problema, l'algoritmo DFSO opera con migliori risultati rispetto al DPSO. D'altra parte però, se è richiesta una forte capacità di convergenza, il DPSO risulta di certo più idoneo. Infatti le versioni discrete

dei due algoritmi (DFSO e DPSO) seguono i comportamenti degli algoritmi continui (FSO e PSO), confermando la corretta modellazione dell'FSO in DFSO.

Minimizzazione delle perdite per Effetto Joule nei sistemi Smart Grids tramite l'utilizzo del Metric -Topological - Evolutionary Optimization

Introduzione

Uno dei problemi più comuni in ambito elettrico, ed in particolare nel trasporto di energia elettrica su grandi distanze, è la minimizzazione delle perdite di rete, ovvero le perdite per Effetto Joule. Per minimizzare le perdite di rete tramite analisi di power flow dei sistemi di potenza è stato utilizzato l'algoritmo Metric – Topological – Evolutionary Optimization (METEO). Questo algoritmo è essenzialmente un ibrido, basato su euristiche appartenenti alla swarm intelligence ed algoritmi genetici:

- Il Flock-of-Starling Optimization (FSO), che consiste in un algoritmo con elevata capacità di esplorazione ma con scarsa convergenza;
- Il Particle Swarm Optimization (PSO), che ha una minore capacità di esplorazione rispetto all'FSO, ma che presenta migliori performance sulla convergenza;
- Bachterial Chemotaxis Algorithm (BCA), che ha non capacità di esplorazione ma presenta una elevata capacità di convergenza.

Le caratteristiche di questa tipologia di algoritmi sembra essere piuttosto adeguata a problemi di ottimizzazione di power flow. Le perfomance dell'algoritmo sono state comparate con i risultati del tool MATPOWER, che rappresenta un simulatore open source utilizzato nello studio di problemi di load flow. I test sono stati eseguiti sull'IEEE Common Data Format 14 Bus Power System che riportiamo nel seguito in Figura 3.6:

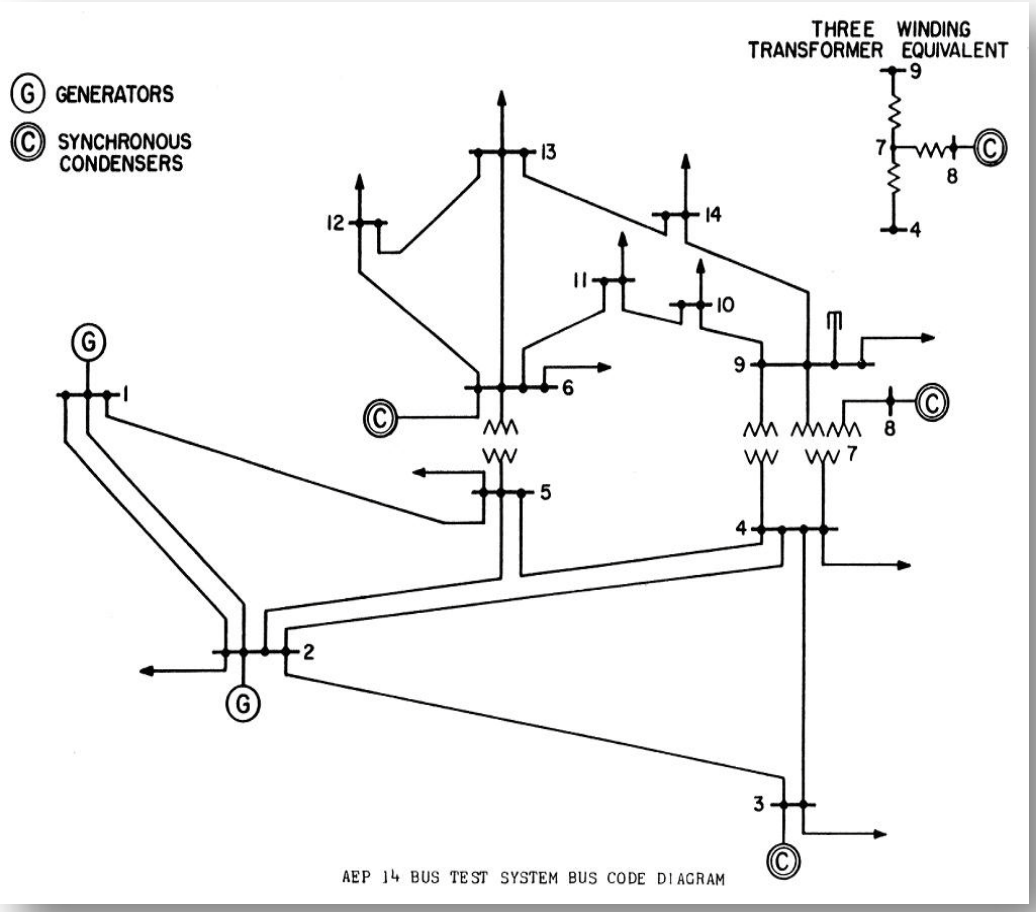


Figura 3.6 - Il 14 Bus Power System utilizzato come Test Case Diagram.

L'ottimizzazione del load flow, fissati i vincoli come la potenza attiva e reattiva per le linee, livelli di tensione e frequenza etc., è uno dei temi fondamentali per i sistemi smart grid. Infatti si tratta di un tipico problema non lineare che può risolversi grazie alla combinazione di un approccio deterministico (Metodo di Newton-Raphson o Metodo di Gauss-Seidel) e di appropriati algoritmi di ottimizzazione. Recentemente le euristiche moderne, ispirate sull'evoluzione biologica e sui comportamenti biologici si stanno proponendo sempre più in molti campi ingegneristici, ed in particolar modo nel tema di ottimizzazione di load flow, come ad esempio gli algoritmi genetici basati sulla legge dell'evoluzione di Darwin, o il Particle Swarm Optimization basato sui comportamenti sociali degli stormi di uccelli. Come già detto in questo lavoro è stata utilizzata una nuova euristica che prende il nome di METEO, ed è stata applicata al problema di ottimizzazione di load

flow. METEO ha il vantaggio di intensificare l'esplorazione senza però influire sulla convergenza stessa dell'algoritmo.

METEO

Gli algoritmi sviluppati per problemi inversi e per problemi di ottimizzazione devono possedere buone capacità di esplorazione e di convergenza. Infatti dobbiamo considerare:

a) molti problemi di ottimizzazione richiedono di trovare più di un unico ottimo globale;
b) In molti casi l'ottimo globale deve essere trovato all'interno di uno spazio delle soluzione le cui dimensioni sono molto elevate.

Molto spesso infatti i punti a) e b) si verificano simultaneamente. Chi realizza l'algoritmo deve decidere se focalizzarsi sulla ricerca al fine di espanderla, oppure privilegiare la convergenza. Per il presente lavoro infatti si è scelto di utilizzare l'algoritmo METEO proprio per le sue importanti proprietà che sono esercitate contemporaneamente:

- Elevata capacità di ricerca;
- Buone proprietà di convergenza.

Come già detto l'algoritmo in questione nasce dalla fusione di altri tre algoritmi:

- FSO, topological swarm;
- PSO, metric swarm;
- BCA, evolutionary heuristic.

L'FSO è un'evoluzione del PSO ed è inspirato alle recenti osservazioni naturalistiche dei voli reali degli storni, ed è particolarmente adatto per l'esplorazione e le analisi multimodali.

BCA è essenzialmente un emulatore del reale movimento dei batteri in cerca di cibo (i.e. fitness function). È una euristica che mostra le sue migliori prestazioni nella ricerca locale.

Dunque METEO è un algoritmo che:

- Utilizza l'FSO per l'esplorazione dello spazio delle soluzioni;
- Utilizza il PSO per investigare sottospazi in cui potrebbero essere presenti ottimi globali;
- Utilizza in ultima analisi la BCA per rifinire la soluzione.

Un importante strategia che caratterizza METEO è inoltre la Fitness Modification (FM) che ha l'obiettivo di evitare che l'FSO torni ad esplorare sottospazi già esplorati, con un risparmio da un punto di vista computazionale e di tempo non da sottovalutare.

Entreremo ora un po' più nel dettaglio degli algoritmi fino qui citati.

Particle Swarm Optimization e Flock-of-Starlings Optimization

Il Particle Swarm Optimization è uno dei più utilizzati e studiati algoritmi tra i metodi di ottimizzazione, proposto da James Kennedy e Russell Eberhart nel 1995. Consiste in un algoritmo basato su alcune regole metriche applicate per simulare il comportamento collettivo degli storni. L'introduzioni di regole topologiche all'interno del PSO è il passo fondamentale per accedere al all'algoritmo FSO. L'FSO adotta un approccio basato sulle recenti osservazioni naturalistiche sui comportamenti collettivi degli storni europei (Sturnus Vulgaris). Pertanto stormi di storni hanno un comportamento che può essere simulato numericamente utilizzando sia regole topologiche che metriche. Infatti l'approccio topologico è in grado di descrivere i cambiamenti di densità che sono tipici degli stormi di uccelli, laddove un approccio metrico fallirebbe. Negli stormi reali il k-esimo storno controlla e segue il volo di un generico numero di altri membri dello stormo, senza tener conto della posizione all'interno dello stormo stesso.

Nel seguito le equazioni dei due algoritmi:

$$v_k^j(t+1) = \omega^j v_k^j(t) + \lambda^j (Pb_k^j - x_k^j(t)) + \gamma^j (Gb_k - x_k^j(t))$$

$$v_k^j(t+1) = \omega^j v_k^j(t) + \lambda^j (Pb_k^j - x_k^j(t)) + \gamma^j (Gb_k - x_k^j(t)) + \delta^j \cdot Mccb_k^j$$

Data una generica funzione obiettivo $f(x_1 \ldots x_D)$ dove $(x_1 \ldots x_D)$ è il vettore sconosciuto del problema di ottimizzazione e D è la dimensione dello spazio delle soluzioni RD, le due equazioni sopra presentate sono riferite rispettivamente all'algoritmo PSO e FSO. I simboli presenti nelle equazioni sono così definiti:

- v^j_k è la velocità del singolo individuo;
- $k = 1 \ldots D$ è il dimension index;
- $j = 1 \ldots n_{individuals}$ è l'individual index;
- $n_{individuals}$ è il numero degli individui (particelle nel caso di PSO, ed uccelli nel caso di FSO);
- t è l'indice di iterazione;
- ω^j è il coefficiente di inerzia;
- λ^j è il coefficiente personale;
- γ^j è il coefficiente globale;
- Pb^j_k è la migliore posizione individuale (personale best position);
- Gb_k è la migliore posizione globale (global best position).

Nella seconda delle due equazioni il termine

$$\delta^{ji} \cdot Mccb_k$$

fa la differenza tra PSO ed FSO. Infatti esso è definito come:

$$\delta^{jh_j} \cdot Mccb^{h_j}_{kk} \quad \frac{\delta^j}{N_{crl_birds}} \sum_{h=1}^{N_{crl_birds}} \quad ,$$

quindi:

$$Mccb^{jh_j}_{kk} = \frac{1}{N_{crl_birds}} \sum_{h=1}^{N_{crl_birds}} \quad ,$$

dove

- δ^j è il coefficiente topologico;
- N_{crl_birds} è il numero di componenti che ogni individuo controlla.

e quindi:

$Mccb_k^j$ è il valor medio delle velocità del componente k-esimo, che ha velocità v_k^{hj}, di ogni h-esimo uccello controllato dal j-esimo individuo.

Questa apparente piccola differenza nelle due equazioni produce importanti differenze nel comportamento delle due euristiche. Infatti, anche se il PSO mostra una capacità di esplorazione abbastanza efficace così come un buon grado di convergenza, è importante notare che, specialmente nei casi in cui lo spazio delle soluzioni è ampio, l'algoritmo può rimanere intrappolato in un minimo locale all'interno dello spazio delle soluzioni, senza alcuna possibilità di evadere dal minimo locale stesso.

FSO invece presenta elevate capacità di esplorazione, evitando di rimanere intrappolato in un minimo locale ed è particolarmente adatto per ottimizzazioni multimodali. Sfortunatamente però FSO mostra delle carenze in ambito convergenza. Questo è il costo da pagare per ottenere un algoritmo con elevate capacità di esplorazione. In pratica l'FSO, una volta lanciato, non smette di girare senza l'intervento dell'utilizzatore. Ma questa è anche la ragione che permette all'FSO di ottenere un'ampia e completa mappatura dell'intero spazio delle soluzioni. E questo rende l'FSO immune da errate inizializzazioni, infatti dà in uscita una buona soluzione senza tener conto di quanto larga sia la dimensione dello spazio delle soluzioni. Concludiamo questa nota affermando che FSO è un esploratore molto buono ma che non converge molto bene, mentre il PSO fa un bilancio tra esplorazione e convergenza, favorendo però la convergenza.

Bacterial Chemotaxis Algorithm

Le leggi che sono alla base del movimento dei batteri, e come movimento si intende la capacità di analisi, e quindi di esplorazione dello spazio alla ricerca di nutrimento, sono disponibili grazie a numerosi studi biologici. Quindi dall'emulazione dei meccanismi chimici che regolano la chemiotassi batterica

è possibile ottenere algoritmi numerici utilizzabili nei problemi di ottimizzazione.

Il BCA gestisce una popolazione di individui in cui nessuno dei soggetti influenza il comportamento degli altri (i.e. questa è la differenza principale con gli Swarm Algorithms in cui è presente una mutua interferenza tra individui). Pertanto la colonia di batteri non deve considerarsi come un gruppo di oggetti interattivi ma essenzialmente è un gruppo in cui ogni elemento è indipendente dagli altri.

Una descrizione matematica del BCA può essere sviluppata partendo dalla determinazione di idonee distribuzioni probabilistiche riferite alla durata del movimento, all'intensità della velocità e alla direzione posseduta da ogni individuo. Dunque il singolo batterio segue delle regole che possono essere sintetizzate brevemente nel seguito:

- La popolazione di batteri è costituita da $n_{individuals}$ individui;
- Ogni batterio segue un suo proprio path, ognuno costituito da una sequenza di traiettorie rettilinee;
- Ogni path è identificato da velocità (v), direzione (α) e durata (τ);
- La velocità v è assunta essere costante per ogni individuo;
- Sia durata τ che direzione α sono aggiornati per ogni step di calcolo in funzione dell'Error Index delle soluzioni
- Ogni nuovo path-durata è generato mediante una funzione densità di probabilità esponenziale:

$$P(X = \tau) = \frac{1}{T} e^{-\tau / T}$$

dove X indica la variabile aleatoria, mentre T è il valore atteso:

$$T = \begin{cases} T_0 & \text{per } \frac{f_{pr}}{\lambda_{pr}} \geq \\ T_0 \left(1 + \left| \frac{f_{pr}}{\lambda_{pr}} \right| \right) & \text{per } \frac{f_{pr}}{\lambda_{pr}} < \end{cases}$$

dove:

- T_0 è il tempo medio minimo;

- $f(x_1, \ldots, x_D)$ è la funzione obiettivo da minimizzare;
- $(x_1, \ldots, x_D)$ sono le coordinate dello spazio delle soluzioni;
- $\lambda = |\vec{p}_{new} - \vec{p}_{old}|$ è il modulo della differenza tra il nuovo e il vecchio vettore che rappresenta la posizione del batterio all'interno dello spazio dei parametri;
- b è un parametro di scala adimensionale;
- Per la direzione, la funzione densità di probabilità è una gaussiana;
- Ad ogni step dell'algoritmo la nuova posizione del batterio $\vec{p}_{new}$, è funzione della vecchia posizione, $\vec{p}_{old}$, e della lunghezza del segmento path, $\lambda = v\tau$ tramite la relazione

$$\vec{p}_{new} = \vec{p}_{old} + \lambda \hat{u}$$

dove $\hat{u}$ è il path unit-vector.

Validazione di METEO per la minimizzazione delle perdite di rete su linee di trasmissione

Il codice sviluppato ed implementato in MATLAB® è applicato per la ricerca del power flow ottimo in relazione alla minimizzazione delle perdite di rete per IEEE CDF (Common Data Format) 14 Bus Power System Test Case. Infatti il codice può essere facilmente generalizzato a tutti gli altri casi che un sistema smart grid potrebbe gestire. Il diagramma dell'IEEE CDF 14 Bus Power System Test Case lo ripresentiamo in Figura 3.7.

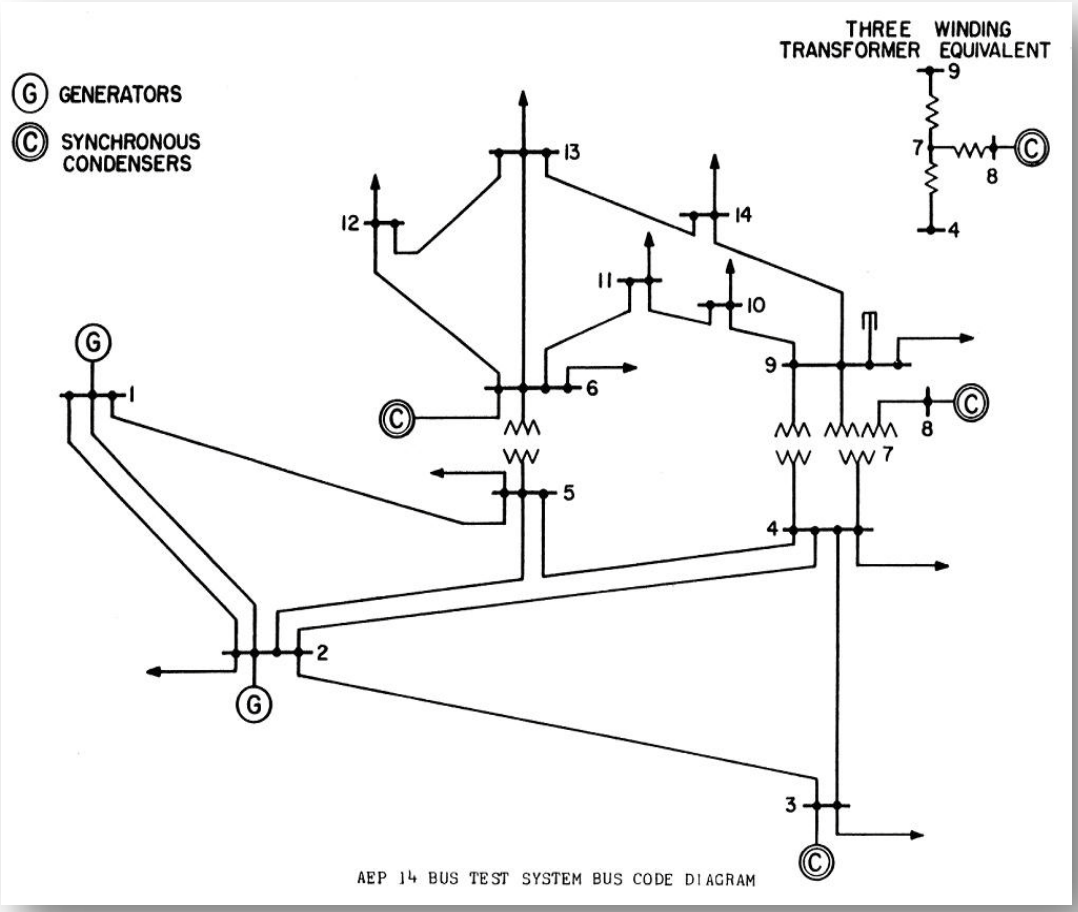


Figura 3.7 - IEEE CDF 14 Bus Power System Test Case utilizzato nel test.

Il sistema in figura rappresenta una porzione del sistema elettrico americano, in particolare dell'American Electric Power System (situato in Midwestern, USA).

In Tab. 3.5, per ogni bus viene riportato:

- Tipologia (1 = PQ bus, 2 = PV bus, 3 = reference bus);
- Richiesta di potenza attiva (P_d) espressa in MW;
- Richiesta di potenza reattiva (Q_d) espressa in MVAR;
- Ampiezza della tensione (V_m) in p.u.;
- Angolo della tensione (V_a) in radianti.

N	Type	P_d	Q_d	V_m	V_a
1	3	0.0	0.0	1.060	0.00
2	2	21.7	12.7	1.045	–4.98
3	2	94.2	19.0	1.010	–12.72
4	1	47.8	–3.9	1.019	–10.33
5	1	7.6	1.6	1.020	–8.78
6	2	11.2	7.5	1.070	–14.22
7	1	0.0	0.0	1.062	–13.37
8	2	0.0	0.0	1.090	–13.36
9	1	29.5	16.6	1.056	–14.94
10	1	9.0	5.8	1.051	–15.10
11	1	3.5	1.8	1.057	–14.79
12	1	6.1	1.6	1.055	–15.07
13	1	13.5	5.8	1.050	–15.16
14	1	14.9	5.0	1.036	–16.04

Tab. 3.5 - Dati dei bus (sbarra AT).

In Tab. 3.6 è riportato, per ogni generatore:

- Il numero di bus;
- Output di potenza attiva (P_g) espressa in MW;
- Output di potenza reattiva (Q_g) espressa in MVAR;
- Massima potenza reattiva in uscita (Q_{max});
- Minima potenza reattiva in uscita (Q_{min});
- Massima potenza attiva in uscita (P_{max});
- Minima potenza attiva in uscita (P_{min});
- Valore dell'ampiezza della tensione (V_g);

N	P_g	Q_g	Q_{max}	Q_{min}	V_g	P_{max}	P_{min}
1	232.4	–16.9	10.0	0.0	1.060	332.4	0.0
2	40.0	42.4	50.0	–40.0	1.045	140.0	0.0
3	0.0	23.4	40.0	0.0	1.010	100.0	0.0
6	0.0	12.2	24.0	–6.0	1.070	100.0	0.0
8	0.0	17.4	24.0	–6.0	1.090	100.0	0.0

Tab. 3.6 - Dati dei generatori.

Infine, in Tab. 3.7, per ogni ramo viene riportato:

- I numeri identificativi dei rami tra le sbarre AT;
- La resistenza (r) in p.u.;
- La reattanza (x) in p.u.;
- Il transformer nominal turns ratio (= 0 per le linee)
- Non sono supposti limiti di potenza per le linee.

From bus	To bus	r	x	Ratio
1	2	0.01938	0.05917	0
1	5	0.05403	0.22304	0
2	3	0.04699	0.19797	0
2	4	0.05811	0.17632	0
2	5	0.05695	0.17388	0
3	4	0.06701	0.17103	0
4	5	0.01335	0.04211	0
4	7	0	0.20912	0.978
4	9	0	0.55618	0.969
5	6	0	0.25202	0.932
6	11	0.09498	0.19890	0
6	12	0.12291	0.25581	0
6	13	0.06615	0.13027	0
7	8	0	0.17615	0
7	9	0	0.11001	0
9	10	0.03181	0.08450	0
9	14	0.12711	0.27038	0
10	11	0.08205	0.19207	0
12	13	0.22092	0.19988	0
13	14	0.17093	0.34802	0

Tab. 3.7 - Dati dei rami.

Implementazione dell'algoritmo METEO

In questo lavoro l'obiettivo di METEO è la minimizzazione delle perdite di rete su linee di trasmissione su cui sono presenti carichi con potenza attiva e reattiva fissata. Il sistema smart grid può controllare l'ampiezza della tensione e l'angolo di tensione dei generatori. Quindi il codice sviluppato setta l'ampiezza della tensione e la fase iniziale per ogni generatore al fine di minimizzare le perdite di potenza sulle linee di trasmissione: otto valori da assegnare ai generatori (per ogni generatore: ampiezza della tensione e fase). Pertanto METEO cercherà il minimo in uno spazio costituito da otto parametri. I parametri indipendenti sono le quattro ampiezze e le quattro fasi dei generatori, laddove la variabile dipendente (i.e. l'output della funzione di costo che regola questo algoritmo) è la perdita di potenza attiva sulle linee di trasmissione (i.e. gli uccelli, particelle e il movimento dei batteri, che cercano la migliore soluzione all'interno di uno spazio delle soluzioni a 8 dimensioni). La funzione di costo è stata valutata dal valore assunto dalle perdite di rete in ogni conduttore delle linee di trasmissione. Infatti, la somma di tutte le perdite di rete è la perdita globale da minimizzare. Infine, la funzione di costo è stata inoltre implementata tenendo in considerazione tutti i vincoli che assicurino il corretto esercizio del sistema di potenza: potenza attiva e reattiva per le linee di carico, e il range di ampiezza della tensione per tutte le linee. Pertanto sono stati settati:

- Tolleranza sulle potenze di carico attiva e reattiva pari a 0,5%;
- Ampiezza della tensione sulle linee tra 0,92 e 1,08 (in p.u.).

Partendo dai valori noti di impedenza dati nell'IEEE CDF 14 Bus Power System Test Case, è stato possibile costruire la matrice delle ammettenze $[Y]$. Inoltre dalla conoscenza del vettore di tensione nodale $[V]$, è stato possibile determinare il vettore di corrente nodale:

$$[I] = [Y][V]$$

Quindi sono stati calcolati:

- la corrente iniettata sulle linee;
- la potenza attiva e reattiva iniettata su ogni sbarra;
- il valore delle perdite globali di potenza attiva.

È stato inoltre stimato il bilancio di potenza. È importante precisare che sia carichi che generatori sulle sbarre numerate con 1, 2, 3, 6 e 8 del Test Case Diagram di Figura 3.7, sono state rappresentate dal circuito Norton equivalente e quindi le quantità sconosciute del sistema di potenza sono le tensioni nodali.

Il METEO implementato utilizza uno stormo/sciame/colonia di uccelli/particelle/batteri con 36 individui. Le perdite di potenza attiva iniziale erano 13.397 MW. La posizione iniziale all'interno dello spazio 8D è stata assegnata randomicamente. Le perdite Joule su ogni ramo sono state ottenute dal rapporto tra la radice dell'ampiezza della tensione di linea e la parte reale dell'impedenza di linea. Nella lista che segue sono riportati i differenti tempi di convergenza osservati (su un Intel® Core™ i5-480M). Il numero di iterazioni è pari alla somma delle iterazioni di FSO, PSO e BCA:

- 500 iterazioni: ottimizzazione insufficiente tempo di convergenza di 5 secondi;
- 1000 iterazioni; ottimizzazione sufficiente, tempo di convergenza di 11 secondi;
- 2000 iterazioni: ottimizzazione equa, tempo di convergenza di 23 secondi;
- 3000 iterazioni: ottimizzazione buona, tempo di convergenza di 40 secondi.

Ne consegue che il numero di iterazioni minime richieste è pari a 3000.

MATPOWER performance

MATPOWER è un simulatore open source per sistemi di potenza. In particolare è un tool di MATLAB® per la risoluzione di problemi di power flow e optimal power flow. MAPPOWER è stato sviluppato da Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sànchez e Deqiang Gan of PSERC presso la Cornell University, sotto la direzione di Robert Thomas. L'analisi di power flow e di optimal power flow sullo stesso IEEE CDF 14 Bus Power System

Test Case, è stata eseguita utilizzando la versione 3.1b2 di MATPOWER in cui è già incluso l'IEEE CDF 14 Bus Power System Test Case come file (case14.m). Diversi risolutori di load flow sono stati utilizzati. Anche se tutti i risolutori di power flow sono convergenti, il metodo di Newton si presenta come il più veloce. Le perdite di potenza attiva non ottimizzate sulla rete di trasmissione sono pari a 13.393 MW. Pertanto nel prossimo paragrafo confronteremo le prestazione dei due simulatori (METEO e MATPOWER) e ne discuteremo i risultati.

METEO vs MATPOWER

L'algoritmo METEO per l'IEEE CDF 14 Bus Power System Test Case mostra le seguenti performance:

- Perdite Joule sulla rete di trasmissione pari a 11.6366 MW corrispondenti ad una riduzione del 13,1401%;
- La deviazione media per potenze attiva e reattiva sulle linee di carico pari a 0,4906%;
- Tempo di convergenza (su un Intel® Core™ i5-480M) è pari a 40 secondi.

Le performance di MATPOWER su l'IEEE CDF 14 Bus Power System Test Case sono elencate nel seguito:

- Perdite Joule sulla rete di trasmissione pari a 9.287 MW corrispondenti ad una riduzione del 30.658%;
- La deviazione media per potenze attiva e reattiva sulle linee di carico pari a 9.3199%;
- Tempo di convergenza (su un Intel® Core™ i5-480M) è pari a 0.005 secondi.

È evidente che in termini di perdite di rete le prestazioni di MATPOWER sono di certo più efficaci rispetto al METEO (13.1401% vs. 30.658%).

D’altra parte, la deviazione media sulle potenze di carico attivo e reattivo è pari a 0,4906% per METEO e 9,3199% per MATPOWER. In altre parole, il codice METEO sviluppato permette una ottimizzazione di power flow che non altera le potenze dei carichi attive e reattive.

Anche se le perdite di rete sono minori per il MATPOWER, la deviazione risulta essere piuttosto elevata. Ci prestiamo a fare un’ultima analisi: per METEO la tolleranza sulle potenze di carico è stata settata come la tolleranza che restituisce il MATPOWER: i.e. l’ampiezza della tensione tra 0,94 e 1,06 (in p.u.), e potenze di carico attive e reattive pari a 9,3199%. In questo caso METEO restituisce come risultato una riduzione delle perdite di rete del 46,924%, decisamente più alto rispetto al valore trovato da MATPOWER.

Quest’ultimo test prova l’efficacia dell’algoritmo METEO.

Conclusioni

Un codice MATLAB® basato su Metric – Topological – Evolutionary Optimization (METEO) è stato sviluppato per ottimizzare il flusso di potenza di un sistema smart grid con potenza attiva e reattiva fissata da consegnare ai carichi. METEO è stato testato sull’IEEE CDF 14 Bus Power System Test Case confrontando le sue prestazioni con quelle ottenute da MATPOWER. I risultati ottenuti da METEO sono incoraggianti. Infatti è possibile ridurre le perdite Joule senza intaccare la deviazione sulla potenza consegnata ai carichi e i livelli di tensione.

Conclusioni

L'energia è da sempre uno dei principali temi su cui è basata la società moderna. Non si può prescindere dall'energia. Il surriscaldamento globale è un problema di tutti, e tutti siamo chiamati a contribuire per la sua risoluzione in quanto il beneficio è comune. Molti Paesi hanno intrapreso politiche di riduzione dei consumi energetici, sia elettrici che termici, con lo scopo di limitare quanto più possibile le emissioni di gas clima alteranti in atmosfera, dovute in primis dalla produzione di energia elettrica. Energia elettrica che ricopre un ruolo di assoluta importanza strategica per lo sviluppo della nostra Società.

In questo lavoro abbiamo visto come lo sviluppo delle fonti rinnovabili, di sistemi per il recupero ed il risparmio energetico possano dare un contributo concreto alla riduzione dell'inquinamento atmosferico (e non solo). In particolare abbiamo visto come le infrastrutture giochino un ruolo di straordinaria valenza per raggiungere l'obiettivo. Ma da sole le infrastrutture non bastano. C'è bisogno di nuove tecnologie per il risparmio ed il recupero energetico. Abbiamo pertanto presentato un nuovo dispositivo che recupera energia da un sistema che produce circa il 30% dell'inquinamento ambientale: la mobilità. I dossi artificiali sono presenti ovunque nelle nostre città. L'utilizzo di un sistema di questo tipo non è certo la soluzione al problema, ma fornisce un contributo che, se anche minimo, rappresenta un nuovo modo di pensare. C'è una forte necessità di una gestione più consapevole dei consumi energetici. Consapevolezza che deve appartenere ad ogni singolo cittadino, e non solo a chi governa. Perché tutti noi siamo chiamati a rispondere ed a contribuire per l'ambiente che ci circonda. Abbiamo visto come non esiste una definizione univoca per il termine Smart City. Ciò che possiamo affermare è che anche il cittadino contribuisce allo sviluppo di una città intelligente, perché ne è parte integrante.

Dall'altro lato si presentano le infrastrutture. Avere a disposizione un sistema elettrico "*interattivo, affidabile, flessibile, ottimo, economico, economicamente dinamico, e infine, sostenibile e ambientalmente responsabile*" permetterà di raggiungere gli obiettivi prefissati con

tempistiche minori. Le Smart Grids sono una delle infrastrutture portanti su cui deve basarsi una città intelligente. Ed il loro sviluppo è necessario. Il sistema elettrico è fortemente in evoluzione, basti pensare all'impulso delle fonti rinnovabili. Abbiamo visto i numeri sia in termini di energia che di numerosità degli impianti che solo in Italia sono stati installati e connessi alla rete. Questo deve farci ben sperare. Le criticità del sistema elettrico, come la risoluzione della regolazione della tensione, dell'Islanding, le perdite di rete e la riduzione dei campi elettromagnetici etc. saranno di certo superate. Ma c'è necessità di ottimizzare. Gli investimenti sul sistema elettrico, date le sue dimensioni, non possono prescindere da un'accurata ottimizzazione, non solo in termini di costi, ma anche di sistema: informatica, telecomunicazioni e protocolli, automazione, elettronica etc.

Lo sviluppo di nuove tecnologie associate al contributo di ogni singolo cittadino permetterà di avere città sempre meno inquinanti, riduzione degli sprechi, riqualificazione degli edifici, mobilità pulita, migliorando di certo la qualità della nostra vita e delle future generazioni.

Ringraziamenti

Il mio primo ringraziamento è rivolto al Prof. Francesco Riganti Fulginei, amico sincero e tutor del mio percorso di Dottorato, persona con una preparazione e intelligenza sorprendente. Mi ha insegnato veramente tanto, e spero di raggiungere livelli di professionalità e cultura paragonabili alla sua.

Ringrazio il Prof. Alessandro Salvini. L'etica e i principi morali, agnati da un forte senso di responsabilità e consapevolezza, gli permettono di guidare con rigore e serietà il l'Unità di Elettrotecnica dell'Università degli Studi "Roma Tre".

Grazie al Prof. Antonino Laudani. Nobiltà d'animo e competenza fanno di lui un punto di riferimento e fonte di conoscenza a cui spero di poter continuare ad attingere.

Gratitudine e riconoscenza per la Società per cui lavoro, Enel Distribuzione S.p.A., in particolare nelle figure di tutti i miei Responsabili, i quali hanno dimostrato sempre interesse ed attenzione per le mie attività.

Grazie a mio fratello Luca. Non dimenticherò mai il suo contributo di 50€ per ogni esame superato con più di 28.

Grazie anche a tutti i miei amici e colleghi, con i quali ho condiviso e condivido gran parte del mio tempo, rendendolo sicuramente migliore.

Bibliografia

[1] A. M. Cossi, R. Romero, J. R. S. Mantovani, “Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithm”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, N. 1, Jan 2005, pp. 205 – 213.

[2] G. Bakirtzis, P. N. Biskas, C. E. Zoumas, V. Petridis, “Optimal power flow by enhanced genetic algorithm”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, N. 2, May 2002, pp. 229 – 236.

[3] R. C. Eberchart, J. Kennedy, “A new optimizer using particle swarm theory”, in *Proc. 6th Int. Symp. On Micro Mach. & Hum. Sci*., Nagoya, Japan, 1995, pp. 39 – 43.

[4] J. Kennedy, R. C. Eberchart, “Particle Swarm Optimization”, in *Proc. IEEE Int. Conf. on Neural Networks*, Piscataway, N. J., 1995, pp. 1942 – 1948.

[5] GSE, Gestore dei Servizi Energetici, “Rapporto Statistico 2011 Impianti a fonti Rinnovabili, 2011.

[6] Tokyo summit 2010, “Smart Grid-Technology Innovation Group Report”, May 26, 2010, Tokyo, Japan.

[7] G. Pulcini, F. Riganti Fulginei and A. Salvini, “Metric-Topological-Evolutionary Optimization”, *Inverse Problems in Science and Engineering*, Taylor and Francis, Vol. 20, Issue 1, 2012, DOI 10.1080/17415977.2011.624624, pp. 41-58

[8] F. Riganti Fulginei, A. Salvini, “Comparative Analysis between Modern Heuristics and Hybrid Algorithms”, *COMPEL, The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronics Engineering*, MCB University Press, vol. 26, N. 2, pp. 264-273, March 2007.

[9] C.W. Liew, M. Labiri. "Exploration or convergence? Another metacontrol mechanism for GAs", *Proc. Of 18th International Florida AI Research Society Conference*, 2005.

[10] D. Altomonte, A. Laudani, G. Pulcini, A. Salvini, F. Riganti Fulginei, Swarm-based algorithms for the Minimization of the Magnetic Flux Density of Underground Power Cables, SCEE2012, ETH, Zurich.

[11] D. Altomonte, F. Riganti Fulginei, A. Laudani, R. Biagetti, A. Salvini, "Minimization of joule losses in Smart Grid systems by the Metric - Topological - Evolutionary Optimization", *Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International,* On page(s): 337 – 342.

[12] D. Altomonte, "Studi di fattibilità e progettazione di prototipi elettromeccanici per il recupero energetico da fonti non convenzionali", 2008.

[13] F. Riganti Fulginei, A. Salvini. "Hysteresis model identification by the Flock-of-Starlings Optimization", *Int. Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics*, IOS Press, vol. 30, No. 3-4, September 2009, pp. 321-331.

[14] F. Riganti Fulginei, A. Salvini. "Influence of topological rules into the collective behavior of swarm intelligence: the flock of starling optimization", *Studies in Computational Intelligence*, 2011, vol. 327/2011, 129-145, Springer.

[15] G. Simioli, F. Sanson, C. Pincella, "Impatto della GD sulla regolazione della tensione MT", CESI.

[16] M. Pietrucci, "Dimensionamento e allocazione ottimale dei dispositivi di accumulo nelle reti di distribuzione caratterizzate da produzione distribuita", 2012.

[17] M. Ballerini et al, "Interaction ruling animal collective behavior depends on topological rather than metric distance: Evidence from a field study", *Proceedings of the National Academy of Science* (2008), (pp. 1232 – 1237).

[18] H. J. Bremermann, “Chemotaxis and Optimization”, *J. of the Franklin Institute*, 297, Special Issue: Mathematical Models of Biological Systems, ed., R. M. Rosemberg, pp. 397 – 404, 1974.

[19] S.D. Muller et all. "Optimization Based on Bacterial Chemotaxis", *IEEE Trans. on Evol. Comp*., Vol. 6, No. 1, February 2002, pp. 16-29.

[20] Power Systems Test Case Archive, 14bus, University of Washington, College of Engineering, http://www.ee.washington.edu/research/pstca/

[21] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, “MATPOWER User’s Manual”, December 2011.

[22] Al Salameh, M. S. H. and Hassouna M. A. S. (2010), "Arranging overhead power transmission line conductors using swarm intelligence technique to minimize electromagnetic fields", Progress In Electromagnetics Research B, Vol. 26, 213-236

[23] Canova, A. and Giaccone, L. (2009), "Magnetic field mitigation of power cable by high magnetic coupling passive loop", 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 1-4, Prague, Czech Republic, Jun. 2009.

[24] Clerc, M. (2004), "Discrete particle swarm optimization, illustrated by the travelling salesman problem", B. V. Babu & G. C. Onwubolu (Eds.), New optimization techniques in engineering (pp. 219–239). Berlin: Springer.

[25] Coco S., Laudani A., Pulcini G., Riganti Fulginei F., and Salvini A. (2012), “Shape Optimization of Multistage Depressed Collectors by Parallel Evolutionary Algorithm”, IEEE Trans. on Magnetics, vol. 48, no. 2, pp. 435-438.

[26] Conti, R., Giorgi, A., Rendina, R., Sartore, L. and Sena, E. A. (2003), “Technical Solutions To Reduce 50 Hz Magnetic Fields from Power Lines”, Proceedings of Power tech 2003, Bologna, 23 - 26 June, 2003.

[27] ICNIRP (1998), The international commission on non-ionizing radiation protection, "Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic and electromagnetic fields (up to 300 GHz)," Health Physics, Vol. 74, No. 4, 494-522, Apr. 1998.

[28] Kennedy, J., and Eberhart, R. C. (1997), "A discrete binary version of the particle swarm algorithm", Proceedings of the conference on systems, man, and cybernetics (pp. 4104–4109).

[29] Lai, G.G. et al. (2008), "Optimal Connection of Power Transmission Lines With Underground Power Cables to Minimize Magnetic Flux Density Using Genetic Algorithms", IEEE Trans on Power Delivery, v. 23, 3, pp. 1553-1560

[30] Laudani, A., Coco S., Riganti Fulginei, F. and Salvini, A. (2012), "Accurate design of Helmholtz coils for ELF Bioelectromagnetic interaction by means of continuous FSO", International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics, vol. 39 N. 1-4, pp. 651-656

[31] Moutassem, W. and Anders, G. J. (2010), “Configuration optimization of underground cables for best ampacity”, IEEE Transactions on Power Delivery, VOL. 25, NO. 4, OCTOBER 2010, pp. 2037-2045

[32] Oliveri, M. E. et al. (2004), "A 3d stationary langevin-lorentz-poisson model for the analysis of ion transport across cell membranes". International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics, 19(1-4):165–168.

[33] Pavic, A. and Stih, Z. (2004), "The Influence of Cables on the Electromagnetic Fields Around the Power System Substation", IEEE MELECON 2004, Dubrovnik, Croatia.

[34] Riganti Fulginei, F. and Salvini, A. (2009), “Hysteresis model identification by the Flock-of-Starlings Optimization”, International Journal of Applied Electromagnetics And Mechanics, vol. 30, N. 3-4; p. 321-331.

[35] Riganti Fulginei, F., Pulcini, G. and Salvini, A. (2012), “Metric-topological-evolutionary optimization”, Inverse Problems In Science and Engineering (IPSE), ISSN: 1741-5977, vol. 20, p. 41-58

[36] Salvini, A. and Riganti Fulginei, F. (2011), “Influence of topological rules into the collective behavior of swarm intelligence: the flock of starling optimization”, Computational Methods for the Innovative Design of Electrical Devices - Studies in Computational Intelligence, Volume 327/2011, pp. 129-145.

[37] Salvini, A., Coco, S., Laudani, A. and Riganti Fulginei, F. (2012), "TEAM problem 22 approached by a hybrid artificial life method", COMPEL: The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering, Vol. 31 Iss: 3, pp.816 - 826.

[38] Van Loock, W. (2009), "Elementary effects in humans exposed to electromagnetic fields and radiation", 5th Asia-Pacific Conf. on Environmental Electromagnetics (CEEM), 221-224, Belgium, 2009.

[39] Yeniay, Ö. (2005), "Penalty function methods for constrained optimization with genetic algorithms", Mathematical and Computational Applications, Vol. 10, No. 1, pp. 45-56.

[40] F. Bignucolo, R. Caldon, V. Prandoni, S. Spelta and M. Vezzola, University of Padua, “The Voltage Control on MV distribution networks with aggregated DG units (VPP).

[41] M. Begovic, A. Pregelj, A. Rohatgi D. Novosel, "Impact of renewable distributed generation on power systems," Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences, IEEE, pp.1 -10,2001.

[42] V. Task, " Probability of islanding in grid networks due to grid-connected photovoltaic power system," Tech. Rep IEA-PVPS

T5-07:2002. September 2002

[43] Sergio Vazquez, , Srdjan M. Lukic, Eduardo Galvan, Leopoldo G. Franquelo, Juan M. Carrasco, “Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications”, IEEE Transaction on Industrial Electronics, Vol. 57, N. 12, December 2010.

[44] Francesco De Mango, Marco Liserre, Antonio Dell'Aquila, Alberto Pigazo, ”Overview of Anti- Islanding Algorithms for PV System”. Part II: Active Methods. EPE-PEMC 2006, Portoro2, Slovenia.

[45] Francesco De Mango, Marco Liserre, Antonio Dell'Aquila, Alberto Pigazo, ”Overview of Anti- Islanding Algorithms for PV System”. Part I: Passive Methods. EPE-PEMC 2006, Portoro2, Slovenia.

[46] V. Task, "Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic grid-interactive power systems," Tech. Rep. IEAPVPS T5-09:2002, December 2002.