

VANIN FABIO

The background features a large, faint red seal of the University of Padua. The seal is circular and contains the Latin text 'UNIVERSITAS STUDII PADUENSIS' around the perimeter and 'MCCXXII' at the bottom. In the center, there is a shield with two figures: a woman on the left holding a book and a man on the right holding a staff. The main title is overlaid on this seal.

**Controllo della tensione
sulle rete elettriche di
distribuzione,
tramite sistemi
d'accumulo dell'energia
elettrica.**

**Università degli Studi di Padova
-Giugno 2010-**



Università degli Studi di Padova
Facoltà di Ingegneria
Dipartimento di Ingegneria Elettrica

Controllo della tensione sulle rete elettriche di distribuzione, tramite sistemi d'accumulo dell'energia elettrica.

Relatore:

Ch.mo Prof. Roberto Caldon

Laureando:

Vanin Fabio

Sessione di Laurea 18 giugno 2010
Anno Accademico 2009/2010

*Questa tesi di laurea
la dedico alla mia famiglia*

*Ed a tutte le persone
a me care.*

INDICE.

- **Sommario**.....pag. 11

- **CAPITOLO 1:**
 - Metodi d’accumulo dell’energia.....pag.12
 - Accumulatori elettrochimici.....pag. 12
 - i. Batterie Z.E.B.R.A.**.....pag. 14
 - i). Vantaggi e svantaggi delle batterie Z.E.B.R.A...**pag. 14
 - ii).Struttura interna della batteria Z.E.B.R.A.....**pag. 15
 - iii). Le principali funzioni della batteria Z.E.B.R.A.....**pag. 16
 - iv). Progettazione della batteria Z.E.B.R.A.....**pag. 17
 - v). Gestione della batteria Z.E.B.R.A.....**pag. 20
 - vi). Sicurezza della batteria Z.E.B.R.A.....**pag. 21
 - vii).Prestazioni della batteria Z.E.B.R.A.....**pag. 22
 - viii). Campi d’applicazione della batteria Z.E.B.R.A.....**pag. 25
 - i. Applicazione della batteria Z.E.B.R.A. sul campo della “Distribuzione dell’Energia Elettrica”.....**pag. 26
 - ii. Batterie NAS.....**pag. 28
 - iii. Specifiche su altri accumulatori in commercio.....**pag. 30
 - i). Batterie al piombo acido.....**pag. 30
 - ii).Batterie agli ioni di litio.....**pag. 30
 - iii). Batterie VRB-ESS.....**pag. 30

iv). Batterie PSB.....	pag. 31
v). Batterie al Nichel-Zinco.....	pag. 31
vi). Batterie allo Zinco-Bromo.....	pag. 32
vii).Batterie Alluminio-Aria.....	pag. 33

• **CAPITOLO 2:**

• Le reti attive.....	pag. 34
○ Introduzione al concetto di rete attiva ed al suo uso.....	pag. 34
○ Le reti attive.....	pag. 36
i. Definizione.....	pag. 36
ii. Dimensionamento.....	pag. 37
iii. Gestione di una rete attiva.....	pag. 39
○ Implementazione, la realizzazione delle reti attive.....	pag. 41
○ Aspetti economici legati alle reti attive.....	pag. 44
i. La situazione italiana.....	pag. 46
a. Struttura del sistema di distribuzione.....	pag. 47
b. Rappresentazione del flusso monetario.....	pag. 47
○ Analisi tecnica – economica delle reti attive.....	pag. 49
○ Influenza delle perdite.....	pag. 50
○ La continuità del servizio.....	pag. 51
○ La regolazione della tensione.....	pag. 52
○ Problematiche sull’impiego delle reti attive.....	pag. 53
○ Le motivazioni di questo cambiamento.....	pag. 55

- La generazione elettrica distribuita GD.....pag. 57

- **CAPITOLO 3:**

- Gestione ottimale di una rete elettrica di distribuzione, attraverso il calcolo dei flussi di potenza.pag. 59
- Analisi in ambiente elettrico-progettazione elettrica.....pag. 59
- Equazioni per l'analisi dei flussi di potenza.....pag. 59
- Calcolo e costruzione della matrice delle ammettenze.....pag. 59
- Equazioni elettriche..... pag. 65
- Ricerca del nodo in cui inserire l'accumulatore..... pag. 76
- Procedura di calcolo.....pag. 77

- **CAPITOLO 4:**

- Analisi della rete elettrica di distribuzione.....pag.81
 - i. Introduzione al sistema elettrico in analisi.....pag. 81
- Analisi di un caso di studio di una rete elettrica di distribuzione.....pag. 85
 - i. Introduzionepag. 85
 - ii. Definizione della topologia della rete elettrica.....pag. 85
 - iii. Rappresentazione della rete elettrica in esame.....pag. 86
 - iv. Alimentazione.....pag. 87
 - v. Trasformatore Alta/Media tensione.....pag. 87
 - vi. Linee elettriche di collegamento in Media Tensione MT.....pag. 87
 - vii. Dati delle linee in cavo.....pag. 88

viii.	Definizione dei dati dei carichi.....	pag. 90
ix.	Definizione dei dati dei generatori.....	pag. 91
x.	Curve di carico.....	pag. 91
xi.	Curve di generazione.....	pag. 96
○	Comportamento della rete elettrica.....	pag. 99
i.	Valori ai nodi.....	pag. 99
ii.	Valori sulle linee, sui rami della rete elettrica.....	pag. 100
iii.	Problemi sulla rete elettrica.....	pag. 100
○	Risoluzione del problema della congestione e della banda di tensione.....	pag. 101
i.	Procedura di calcolo.....	pag. 101
ii.	Accumulatori installati.....	pag. 104
iii.	Dimostrazione delle risoluzioni dei problemi sulla rete elettrica.....	pag. 104
○	Grafici.....	pag. 106
•	<u>Approfondimento:</u>	pag. 112
•	<u>Conclusioni:</u>	pag. 121
•	<u>Ringraziamenti:</u>	pag. 122
•	<u>BIBLIOGRAFIA:</u>	pag. 124
•	<u>APPENDICE 1:</u> (Rete elettrica in analisi).....	pag. 128
•	<u>APPENDICE 2:</u> (Schema elettrico di principio).....	pag. 129
•	<u>APPENDICE 3:</u> (Schema di principio – carica della batteria).....	pag. 130
•	<u>APPENDICE 4:</u> (Schema di principio – scarica della batteria).....	pag. 131

SOMMARIO.

L'argomento trattato nel lavoro di questa tesi di laurea, consiste nel valutare la possibilità di superare alcune problematiche introdotte dalla Generazione Distribuita "GD" nelle reti elettriche di distribuzione, attraverso l'uso di accumulatori elettrochimici.

In alcuni casi la Generazione Distribuita "GD" introduce nella rete elettrica di distribuzione, una potenza discontinua con andamenti imprevedibili. Questo provoca, in certe condizioni di rete, la nascita di situazioni di "Congestione" sulle linee o di "Alterazione del livello di tensione" ai nodi.

Nella tesi, viene considerato un caso di studio costituito da una rete elettrica di distribuzione a 20 kV, con n°18 nodi totali, di cui 15 sono nodi di carico (rappresentativi di cabina MT/BT) e 5 sono nodi di generazione (di tipo eolico e fotovoltaico).

L'obiettivo principale del lavoro è stato lo sviluppo di una procedura per l'individuazione dei nodi in cui inserire l'accumulo; si tratta di una procedura di tipo iterativo, dove a turno, per ogni nodo e per ogni ora, si va ad ipotizzare la presenza di un'iniezione di una certa potenza attiva d'accumulo, di valore via via crescente.

Si riscontra così che l'installazione degli accumulatori non è sempre conveniente, quindi la relativa installazione nella rete elettrica di distribuzione avviene solo in nodi specifici.

Il risultato dello studio ha dimostrato che l'installazione di sistemi di accumulo elettrico, posti sulla rete elettrica, permette l'eliminazione dei problemi di congestione e di alterazione del livello di tensione.

CAPITOLO 1: Metodi d'accumulo dell'energia [1-2]

Metodi che permettono d'accumulare l'energia ne esistono di svariate forme e possono essere di natura meccanica, elettrica, idraulica, termica. Il metodo più comune e più antico per accumulare significative quantità d'energia, è quello di utilizzare i bacini idroelettrici nei quali, quando vi è eccedenza di produzione, si pompa l'acqua da un bacino a valle ad uno a monte. Successivamente questa quantità d'energia potrà essere nuovamente riutilizzata per ri-produrre energia elettrica. Altri metodi d'accumulo potrebbero essere sfruttati, in maniera più vantaggiosa come l'accumulo di aria compressa in caverne (metodo già in qualche misura collaudato) o in serbatoi interrati, che permettono di fornire aria compressa ad attività industriali, come ad esempio ad un impianto turbogas tradizionale, permettendo di eliminare il lavoro dei compressori ed aumentando così notevolmente l'efficienza, oppure per la produzione d'idrogeno, che può essere poi destinata a qualsiasi utilizzo; altri sistemi d'accumulo sono di tipo meccanico (volani o molle) ed altre tecniche permettono l'accumulo di energia termica da utilizzare per riscaldamento.

Un altro sistema per l'accumulo d'energia elettrica è l'utilizzo degli accumulatori, quello che considereremmo nella tesi.

Gli accumulatori elettrochimici [1 – 7 – 13 - 25]

Questa tipologia d'accumulazione è già conosciuta, però nel campo in cui noi andiamo ad eseguire la nostra analisi è estremamente innovativo, perché oggi le batterie consentono d'accumulare energia elettrica prodotta da varie fonti energetiche rinnovabili seppur con molti limiti, soprattutto ecologici, ecco una spiegazione fondamentale del perché è innovativo. Ci sono studi e prove sulle più svariate combinazioni chimiche, alcune ancora in fase pre-commerciale, con installazioni pilota ormai in fase definitiva di collaudo; altri sistemi sono nelle fasi iniziali di sviluppo e potranno essere installate nel medio periodo ed altri sistemi, sono teoricamente promettenti, ma con previsioni di disponibilità commerciale nel medio e lungo termine. Il più grande sistema di accumulatori elettrochimici, è costituito da 48 MWh installato a Tokyo, ma è prevista a breve termine una installazione da 120 MWh a Barford in Inghilterra, i costi dichiarati sono molto competitivi con tutte le tecniche di accumulo energetico (+/- 0,02 € al kWh accumulato), ma la sfida maggiore è posta dall'ottenimento di sistemi, che mi permettano un contenuto impatto ambientale nella prospettiva di poter installare, in modo estremamente diffuso molti sistemi ad alta capacità. La realizzazione di batterie a basso costo con un rapporto peso/volume/capacità, tale da permettere una buona autonomia e con materiali non eccessivamente antiecológicos, permetterebbe di realizzare i sistemi di autotrazione elettrici privati lungamente annunciati, ma non ancora disponibili, almeno non con delle caratteristiche tali da attirare l'attenzione di una buona parte degli automobilisti, ovviamente non mancano anche in questo settore molte interessanti prospettive che se realizzate potrebbero contribuire, non poco alla gestione del sistema di "generazione – accumulo - trasmissione" nella rete elettrica dell'energia elettrica, oltre che ovviamente al minor inquinamento soprattutto nei centri urbani. Dobbiamo anche ricordarsi che l'accumulatore, deve essere accoppiato

con un'opportuna elettronica di potenza, estremamente avanzata, perché alla fine devo avere un sistema d'immagazzinamento, in grado di ridurre le distorsioni armoniche ed eliminare i buchi di tensione e le sovratensioni e naturalmente, il tutto deve essere interfacciato con un sistema che mi dica, quand'è economicamente conveniente caricare o scaricare i miei accumulatori.

I principali accumulatori elettrochimici voltaici utilizzati in ambiente elettrico sono:

- 1) VRB: Batterie a flusso Vanadio Redox;
- 2) Li-ion = Batterie al Litio;
- 3) Ni-Cd: Nichel-Cadmio;
- 4) Pb-H₂SO₄: Batterie al Piombo - acido e Piombo - gel;
- 5) Ni-NaCl: Batterie Z.E.B.R.A.;
- 6) Ni-MH: Batterie Nichel-idruri;
- 7) Ni-Zn: Batterie Nichel-Zinco;
- 8) Zn-Br: Batterie a flusso Zinco-Bromo;
- 9) NaS: Batterie Zolfo-Sodio;
- 10) PSB : Batteria a flusso Poli-Solfuro Bromuro;
- 11) Batterie Metallo - aria;
- 12) PSB = batteria al flusso di polisolfuro bromuro;
- 13) Pb = Batteria al piombo acido;
- 14) CAES = batteria ad aria compressa;
- 15) I supercondensatori;
- 16) Magneti superconduttori per l'immagazzinamento dell'energia elettrica "Superconducting Magnetic Energy Storage PMI".

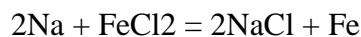
Le principali batterie, che abbiamo intenzione d'utilizzare per accumulare l'energia elettrica sono le batterie Ni-NaCl (nichel – cloruro di sodio → "sale da cucina"), chiamate **batterie Z.E.B.R.A.** [19-31-32], però sta prendendo piede anche l'utilizzo delle batterie al Zolfo-Sodio, chiamate **batterie NaS** [25].

Le batterie Z.E.B.R.A. [32 – 33 – 34 - 64]

Le batterie Z.E.B.R.A., come prima detto sono le batterie maggiormente utilizzate e posseggono delle caratteristiche tecniche molto promettenti, al momento però non sono ancora disponibili di serie su larga scala, ed esse vengono installate su prototipi d'auto e mezzi pubblici in fase pre-commerciale.

Questa tipologia di batterie è prodotta dalla “MES-DEA” [64], una società svizzera che nel 1999 ha acquistata i prototipi delle batterie Z.E.B.R.A.; essa è una società che investe il proprio capitale nella ricerca di sistemi ecologici e sempre meno inquinanti, poi essa sta collaborando con i produttori di veicoli elettrici ed ibridi, fornendo a loro un set completo di componenti per veicoli elettrici.

Queste batterie sono costituite da celle al sodio-nickel cloruro, funzionanti a caldo, conosciute con l'acronimo di Z.E.B.R.A. (Zero Emission Battery Research Activity – attività di ricerca di batterie a zero emissioni). Una variante conosciuta sempre con il termine Z.E.B.R.A. è la batteria Na-FeCl₂, nella quale la reazione totale è:



la quale opera ad una temperatura di 250-350 °C ed ha un voltaggio di 2.35 V per cella.

Le caratteristiche delle celle Z.E.B.R.A. sono simili alla batteria NAS.

I **vantaggi** di questo tipo di batterie riguardano:

- L'elevata efficienza;
- Ottime prestazioni (oltre 1000 cicli di carica/scarica e ottimo rapporto peso/potenza);
- L'uso di materiali non tossici.
- Le prestazioni sono indipendenti dalla temperatura dell'ambiente;
- Sono esenti da manutenzione;
- Una vita molto lunga;
- Elevata densità d'energia;
- In caso di guasto, la sua efficienza si riduce di poco;
- Capacità d'energia elettrica accumulata molto elevata;
- Densità d'energia elettrica per unità di volume elevata, (all'incirca 180 [Wh/l]) [64];
- Densità d'energia elettrica per unità di peso elevata, (all'incirca 120 [Wh/Kg]) [64];
- Rendimento elevato, (all'incirca un 85%);

Gli svantaggi di questo tipo di batterie riguardano:

- All'elevata temperatura d'esercizio che sono attorno ai 250-350°C, che deve essere mantenuta durante il periodo di scarica, che può durare dai 5 agli 8 giorni, ciò implica un notevole consumo energetico.
- Costi non estremamente bassi.

Struttura interna della batteria [64].

La struttura della batteria Z.E.B.R.A. è così costituita: ogni cella Z.E.B.R.A. è racchiusa in una struttura stabile in acciaio, dove essa la protegge da eventuali urti, è un'ottima protezione per la cella e poi fa anche da polo negativo per la cella. Uno dei componenti principali di una cella Z.E.B.R.A. è la "β - allumina ceramica", che divide la cella: in una sezione per l'elettrodo positivo, l'anodo ed in una camera per l'elettrodo negativo, il catodo, dove l'elettrodo positivo e la corrente si trovano all'interno di un tubo di materiale ceramico, che fa da elettrolita.

Il catodo è costituito da una struttura porosa di nichel "Ni" e sale o cloruro di sodio "NaCl", che costituiscono la struttura "NaAlCl₄"; il catodo è immerso in una miscela di:

- "NaCl – cloruro di sodio – sale da cucina";
- "AlCl₃ - cloruro di alluminio (sale di idracido), dove esso deriva dalla reazione tra acido cloridrico "HCl" ed alluminio";
- Solido di "AlCl₃", che è impregnato nella struttura "NaAlCl₄", che ci fornisce la conducibilità tra la parete interna del separatore e la zona di reazione.

Quando il catodo arriva alla temperatura di 154°C, il sale, che è posto sottovuoto, liquefa e diventa un conduttore di ioni di sodio. In questo modo è costituito il catodo e c'è una distribuzione omogenea della corrente nel catodo.

L'elettrodo positivo, l'anodo è costituito da "cloruro di nichel" o "sale comune – cloruro di sodio" e "nichel Ni" ed è usato come un elettrodo solido.

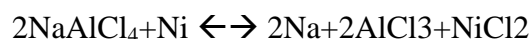
Durante la fase di carica, il sale "NaCl – cloruro di sodio" ed il nichel "Ni", si trasformano in "nickel-cloruro NiCl₂" e sodio "Na", precisamente "NiCl + 2Na"; naturalmente la scarica avviene nella maniera opposta, precisamente "2NaCl + Ni".

In questa batteria non avvengono delle reazioni chimiche, quindi questa fa in modo che l'efficienza sia al 100%.

Gli elettrodi poi sono separati da un muro in ceramica che fa da conduttore di ioni di sodio, ma un isolatore per gli elettroni. Pertanto, la reazione di cella può avvenire solo se al di fuori della cella di uno dei flussi di elettroni.

Le principali funzioni della batteria Z.E.B.R.A. sono [32]:

- “La continuità ionica all’intero del catodo”: il catodo è costituito da una struttura porosa di nichel (Ni) e sale (NaCl) che costituiscono la struttura “NaAlCl₄” immerso in una miscela di “NaCl – cloruro di sodio – sale da cucina” e “AlCl₃”. Quando il catodo arriva alla temperatura di 154°C, il sale, che è posto sottovuoto, liquefa e diventa un conduttore di ioni di sodio. In questo modo è costituito il catodo e c’è una distribuzione omogenea della corrente nel catodo.
- “Una buona risposta in caso di guasto”: nel caso avvenga un guasto nella batteria, avviene una reazione da parte del sale e dell’alluminio, che vanno ad eliminare il guasto, se questo, il guasto, è piccolo e permettono alla batteria di essere ancora utilizzata; nel caso il guasto sia estremamente grande, la reazione porta ad una diminuzione della resistenza con una relativa perdita di tensione pari a 2.58 V, però la batteria può essere ancora utilizzata. Nel complesso in caso di guasto si rileverà una diminuzione di un terzo dell’energia della batteria.
- “La comunicazione”: come vedremo più avanti, la batteria al suo interno ha un “CAN-interface”, una rete che gli permette di comunicare il proprio stato;
- “Il sovraccarico di reazione”: la capacità di carica della batteria Z.E.B.R.A. è determinata dalla quantità di cloruro di sodio, il sale da cucina “NaCl” disponibile nel catodo. Nel caso la cella della nostra batteria sia completamente carica e la tensione di carica, persiste nella sua azione di carica, avviene una reazione definita “reazione di sovraccarico”, generando una riserva di sodio; tale reazione la possiamo definire nel seguente modo:



Quindi si è capito che questa reazione richiede una tensione superiore a quella nominale, come mostrato in figura:

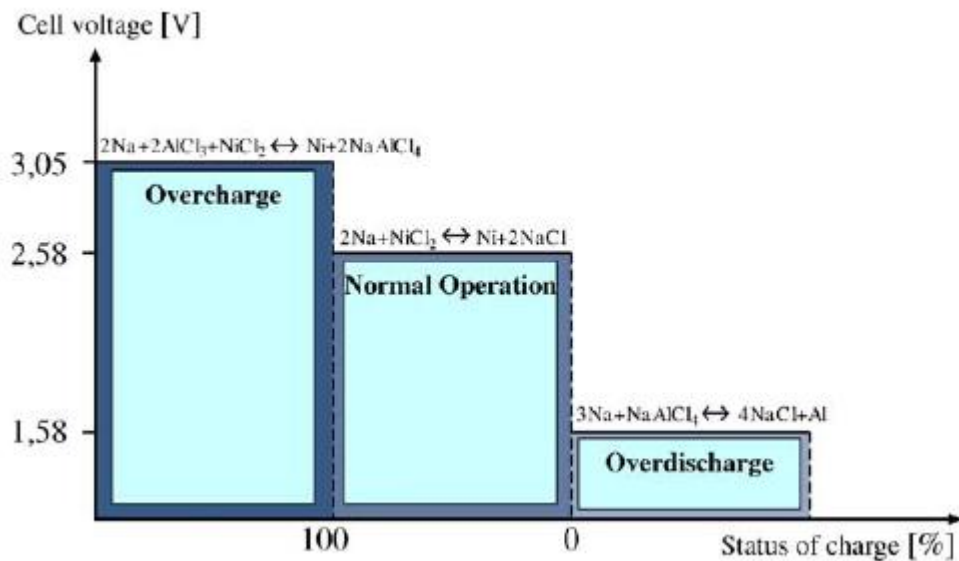


Fig. 1: Rappresentazione grafica dell'andamento della tensione di carica in funzione dello stato di carica.

Questo fatto va generare due conseguenze molto gradite per la nostra batteria e per la gestione di essa che sono:

- 1) Quando la tensione della cella arriva al valore di tensione di circuito aperto, la ricarica della cella viene automaticamente fermata, vale a dire la cella viene scollegata dal circuito di ricarica;
 - 2) Nel caso una cella di una stringa si guasti, le altre celle in serie a questa cella guasta, vanno compensare la perdita che essa genera;
- “La reazione di scarica”: la riserva di sodio generata dalla “reazione di carica”, nell’anodo fa in modo che la variazione del flusso di corrente e della tensione siano molto più basse, quindi non vi si presentano delle enormi variazioni di tensione e di corrente.

Come progettare la batteria Z.E.B.R.A. [32]: le celle della batteria Z.E.B.R.A. vengono prodotte nello stato di scarica, perché in questo modo la struttura di sodio-metallica non viene manipolata. Il polo positivo, l’anodo è collegato alla corrente di collettore, che genera un nucleo interno di rame con bassa resistività. Il polo negativo, il catodo è costituito da una miscela di granulato di sale con polvere di nichel, tracce di ferro e di alluminio, il tutto inserito in un tubo – beta - cilindrico di alluminio, come mostra la figura sottostante:



Fig. 2: Rappresentazione grafica della cella Z.E.B.R.A..

La struttura del tubo è di forma ondulata per riuscire a ridurre la resistenza sulla superficie superiore della cella e l'intera cella è avvolta in un foglio di 0.1 millimetri di spessore d'acciaio, che va a formare una copertura capillare, che circonda l'intera cella e che la rende estremamente sicura. Infine la cella viene chiusa ermeticamente a laser, con anelli di nichel saldati, che sono dei "termo - compressore - leganti TCB", il tutto chiuso in un collare di alluminio di vetro brasato. La tensione che questa cella riesce a generare è all'incirca 2.58 V, a seconda del modello di batteria preso. A questo punto la costruzione dell'intera batteria consiste nel mettere tante celle in serie, tanto più elevata è la tensione che si vuol avere all'uscita, dove tali celle in serie costituiscono una stringa e si vanno ad installare tante stringhe in parallelo, tanto più elevata deve essere la corrente che si vuole avere all'uscita. Una delle batterie Z.E.B.R.A. più utilizzate è la "batteria Z.E.B.R.A. Z5": essa è composta da 216 celle, disposte su di una o due stringhe, quindi si passa da una tensione di 557 V a singola stringa a 278 V a doppia stringa; tale batteria la possiamo vedere nella figura sottostante:



Type		Z5-278- ML-64	Z5-557- ML-32
Capacity	Ah	64	32
Rated Energy	kWh	17.8	17.8
Open Circuit Voltage			
0-15% DOD	V	278.6	557
Max. discharge current	A	224	112
Cell Type/N° of cells		ML3 / 216	
Weight with BMI	kg	195	
Specific energy without BMI	Wh/kg	94	
Energy density without BMI	Wh/l	148	
Specific power	W/kg	169	
Power density	W/l	265	
Peak power	kW	32	
80% DOD, 2/3 OCV, 30s, 335° C			
Ambient temperature	°C	-40 to +50	
Thermal loss	W	< 110	
at 270° C internal temperature			

Fig. 3: Rappresentazione grafica della batteria Z.E.B.R.A. Z5, con relativi dati di targa.

Naturalmente, una batteria del genere ha assolutamente bisogno di un sistema di raffreddamento, che è costituito da un sistema di alette poste tra stringa e stringa e da una ventola che spinge l'aria al suo interno come mostra la figura qui di sotto riportata:



Fig. 4: Rappresentazione grafica del sistema di raffreddamento della batteria Z.E.B.R.A. Z5.

La gestione della batteria Z.E.B.R.A. [64].

La batteria è gestita dal “Sistema per la gestione della batteria - Battery Management Interface BMI” il cervello di tutto, dove esso gestisce [32], i seguenti sistemi:

- Il raffreddamento della batteria; Misura reale del “SOC” e del “DOD”;
- Conta i cicli di carica e scarica della batteria;
- Misura la resistenza interna della batteria;
- Controlla i limiti di tensione e di corrente;
- La ricarica della batteria;
- L’interruttore o gli interruttori che collegano la batteria al sistema esterno;
- Controlla la messa a terra della batteria;
- Controlla la lunghezza dell’impulso attraverso il modulatore “PWM”;
- Gestisce le comunicazioni, attraverso il “CAN-interface”; esso, il CAN-interface è un dispositivo di trasmissione dati espressamente progettato per funzionare senza problemi anche in ambienti fortemente disturbati dalla presenza di onde elettromagnetiche.

Le variabili che prende in considerazione il BMI, per eseguire questa gestione sono:

- Tensione della batteria;
- Corrente della batteria;
- Temperatura della batteria;

Per capire nel migliore dei modi com’è costituita internamente la cella ed i sistemi ad essa collegati, andiamo a definire la seguente figura:

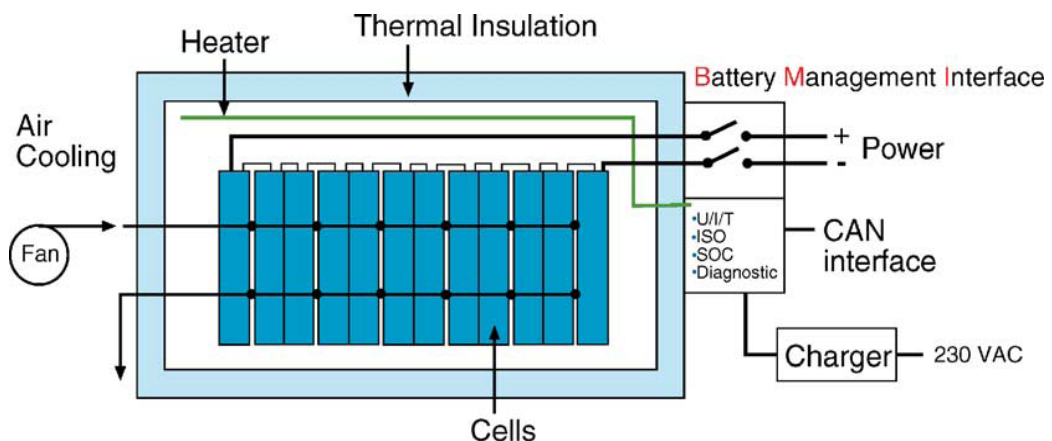


Fig. 5: Rappresentazione interna della batteria Z.E.B.R.A. e dei sistemi ad essa collegati.

La sicurezza della batteria Z.E.B.R.A.

La sicurezza della batteria [32]: la sicurezza della batteria è un concetto fondamentale, una sua mancata analisi ed un suo mancato utilizzo, comporterebbe in caso di guasto a fenomeni molto pericolosi, anche per l'uomo stesso. Per sopperire a questo problema la batteria Z.E.B.R.A. ha sostenuto e, brillantemente superato le seguenti prove per la valutazione della sicurezza:

- 1) “Il guasto meccanico”: a causa di un urto estremamente violento e del crollo della struttura che ingloba la batteria, l'anima d'acciaio che ricopre le celle della batteria si deforma e non permette alla cella di rompersi e di far uscire l'elettrolita. In ogni modo l'elettrolita reagisce con lo stesso principio chimico del “sovraccarico di reazione”, dove tale reazione genera uno strato di protezione interno, che impedisce all'elettrolita d'uscire. Per capire nel migliore dei modi come agisce questa tipologia di protezione definiamo la seguente immagine:

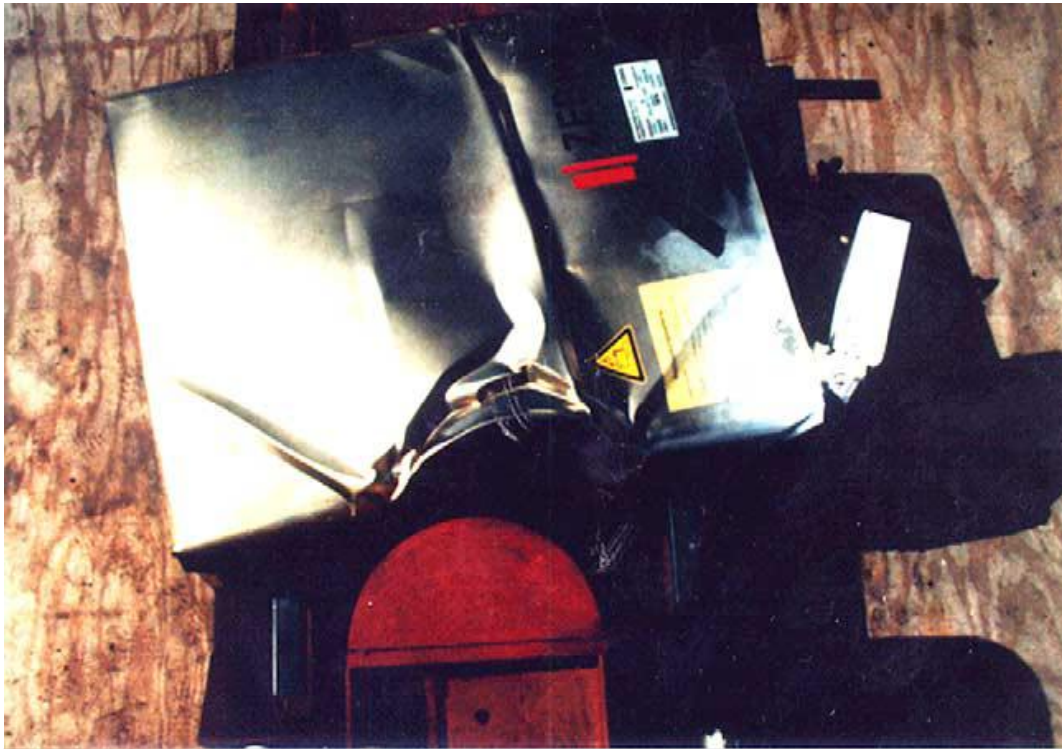


Fig. 6: Rappresentazione grafica della deformazione dell'anima d'acciaio che ricopre la cella.

- 2) “La temperatura massima ammissibile”: le celle resistono ad una temperatura massima di 900-1000°C;

Le prestazioni della batteria Z.E.B.R.A.

Le prestazioni della batteria [32]: come prima detto la tensione della nostra cella Z.E.B.R.A. è di 2.58 V, però per alcuni modelli specifici può arrivare a 2.67 V, con tempi di ricarica nominali di 6 ore (6 h); però in caso d'emergenza la batteria può essere ricaricata in tempi estremamente brevi, all'incirca 1 ora (1 h), applicando una tensione di cella pari a 2.85 V; la carica avviene fino ad un valore di SOC “State Of Charge” dell'80%, ed un DOD del 20 %, dove, per SOC s'intende lo “stato di carica della batteria” e “DOD” s'intende la “profondità di scarica”, calcolabili attraverso le seguenti formule:

$$\text{SOC} = \frac{\text{Ah rimanenti nella batteria}}{\text{Ah nominali}}$$

$$\begin{aligned} \text{DOD} &= \frac{\text{Ah assorbiti dalla batteria}}{\text{Ah nominali}} \\ &= \frac{\text{Ah nominali} - \text{Ah rimanenti}}{\text{Ah nominali}} \\ &= 1 - \text{SOC} \end{aligned}$$

Le applicazioni che queste batterie hanno sono svariate, dai sistemi di trasporto come si nota dall'immagine qui sotto riportata:

Basta pensare che nello stabilimento a “Stabilo” in Svizzera [32-34], sono state costruite ben 2000 di queste batterie, che se installate assieme riescono a fornirmi una generazione di 40 MWh.

Per capire nel migliore dei modi questo fatto, precisamente le prestazioni che queste batterie riescono a fornirci, basta andare a consultare l’appendice 3, posto alla fine di questa tesi; però per non perdere il filo del discorso, andiamo brevemente a enunciare le prestazioni che queste batterie hanno:

- “Energia elettrica” [kWh]:
 - Energia elettrica massima: 42.3 [kWh];
 - Energia elettrica minima: 7.8 [kWh];

- “Capacità della batteria” [Ah]:
 - Capacità massima: 418 [Ah];
 - Capacità minima: 32 [Ah];

- “Tensione” [V]:
 - Tensione massima: 620 [V];
 - Tensione minima: 85 [V];

- “Energia specifica” [Wh/Kg]:
 - Energia specifica massima: 120 [Wh/Kg];
 - Energia specifica minima: 99 [Wh/Kg];

- “Densità d’energia” [Wh/l]:
 - Densità d’energia massima: 210 [Wh/l];
 - Densità d’energia minima: 137 [Wh/l];

- “Potenza specifica” [W/Kg]:
 - Potenza specifica massima: 181 [W/Kg];
 - Potenza specifica minima: 89 [W/Kg];

- “Densità di potenza” [W/l]:
 - Densità di potenza massima: 288 [W/l];
 - Densità di potenza minima: 155 [W/l];

- “Potenza elettrica di picco” [kW]:
 - Potenza elettrica di picco massimo: 288 [kW];
 - Potenza elettrica di picco minimo: 155 [kW];

- “Perdite per effetto joule” [W]:
 - Perdite per effetto joule massime: 165 [W];
 - Perdite per effetto joule minime: 52 [W];

- “Numero di celle”:
 - Numero di celle massime: 432;
 - Numero di celle minime: 80;

- “Dimensioni” [mm]:
 - Dimensioni massime: 1192 x 535 x 296 [mm];
 - Dimensioni minime: 463 x 421 x 296 [mm];

- “Peso” [Kg]:
 - Peso massimo: 358 [Kg];
 - Peso minimo: 72 [Kg];

Campi d'applicazione della batteria Z.E.B.R.A. [64]

Le batterie Z.E.B.R.A. sono adatte per le automobili elettriche, furgoni ed autobus elettrici, nonché per la tecnologia ibrida, quindi le automobili ibride, i furgoni e gli

autobus ibridi. L'elevata flessibilità nella modulazione consente di esaudire alle esigenze del cliente, nella gamma di richiesta di pochi kilowattora "kWh", fino a pochi megawattora "MWh".

Al giorno d'oggi queste batterie sono molto utilizzate, in applicazioni molto specifiche, che sono:

- 1) Veicolo elettrici;
- 2) Veicolo ibridi;
- 3) Applicazioni nella marina, vale a dire:
 - a. Navi;
 - b. Sommergibili;
 - c. Sottomarini;
 - d. Qualsiasi veicolo marino che richiede una fonte d'energia elettrica;
- 4) Veicoli per il trasporto merci;
- 5) Veicolo per il trasporto urbano ed extra – urbano di persona;
- 6) Distribuzione dell'energia elettrica.

Ciò che a noi interessa andare a vedere, è l'applicazione nei "Sistemi di Distribuzione dell'Energia Elettrica"; quindi possiamo iniziare a dire che la "Generazione Distribuita GD" comporta l'applicazione di piccole fonti di produzione d'energia elettrica, presso i centri di carico per la fornitura d'energia elettrica comoda, compresi i generatori d'energia elettrica rinnovabile. Il fotovoltaico e l'eolico sono per natura molto variabili, instabili, le loro prestazioni dipendono enormemente dalle condizioni climatiche. Con la diffusione di questo tipo di fonte d'energia elettrica rinnovabile, ha portato che la domanda d'attrezzature per garantire la stabilità della rete elettrica e la qualità d'energia elettrica, è in forte aumento.

Ricordando i vantaggi e gli svantaggi dell'uso di queste batterie Z.E.B.R.A., dove questi vantaggi e svantaggi sono:

I **vantaggi** di questo tipo di batterie riguardano:

- L'elevata efficienza;
- Ottime prestazioni (oltre 1000 cicli di carica/scarica e ottimo rapporto peso/potenza);
- L'uso di materiali non tossici.

- Le prestazioni sono indipendenti dalla temperatura dell'ambiente;
- Sono esenti da manutenzione;
- Una vita molto lunga;
- Elevata densità d'energia;
- In caso di guasto, la sua efficienza si riduce di poco;

Gli **svantaggi** di questo tipo di batterie riguardano:

- All'elevata temperatura d'esercizio che sono attorno ai 250-350°C, che deve essere mantenuta durante il periodo di scarica, che può durare dai 5 agli 8 giorni, ciò implica un notevole consumo energetico.
- Costi non estremamente bassi.

Visti quali sono i vantaggi e gli svantaggi delle batterie Z.E.B.R.A., possiamo andare a spiegare l'utilizzo che queste batterie hanno nella rete di distribuzione elettrica.

L'uso che queste batterie hanno è di aiutare a sopperire la richiesta d'energia elettrica; al giorno d'oggi l'energia elettrica prodotta in surplus viene dissipata, buttata via; oggi, questa energia prodotta in più, la si vuole immagazzinare su delle batterie, ed andare a scaricare tali batterie quando la generazione d'energia elettrica standard non riesce a sopperire alla richiesta d'energia elettrica.

Le batterie vengono installate in un nodo specifico della nostra rete elettrica; questo nodo specifico è il nodo in cui i flussi di potenza sono minori, i più bassi; questo implica che si deve conoscere la struttura della nostra rete elettrica alla perfezione e si deve eseguire il calcolo dei flussi di potenza (concetti già esposti all'interno della nostra tesi).

Anche se tali concetti sono già stati esposti, mi sembra una cosa lecita richiamarli brevemente, precisamente andare a richiamare ciò che si deve andare a fare.

Ciò che si deve andare a realizzare è un'analisi dei flussi di potenza, quindi si deve capire:

- Che rete elettrica si ha di fronte;
- Com'è costituita (la tipologia della linea elettrica, i trasformatori al suo interno, ecc.);
- Effettuare il calcolo dei flussi di potenza;
- Trovare il nodo con il flusso di potenza minore;
- Installare gli accumulatori;
- Ri-eseguire il calcolo dei flussi di potenza, nel caso in cui gli accumulatori siano in fase di carica, quindi sono dei carichi o che siano in fase di scarica, quindi sono dei generatori elettrici;

- Eseguito tutto questo, trarre le opportune ipotesi.

La batteria NAS, precisamente “Batteria al Zolfo-Sodio” [5-13-25]: essa è composta di un liquido (fuso) di zolfo, così precisamente costituita: l'elettrodo positivo, l'anodo è il liquido (fuso) di sodio e l'elettrodo negativo, il catodo è composto da dei materiali attivi, separati da uno strato di allumina beta, di elettroliti ceramici. L'elettrolita consente solo agli ioni positivi di sodio di passare, attraverso di essa e si combinano con lo zolfo per formare polisolfuri di sodio. Il processo di carica e di scarica è reversibile. La batteria è mantenuta ad una temperatura di all'incirca 300 ° C per consentire questo processo. Le celle della batteria NAS hanno un'efficienza di all'incirca un 89%. Per capir bene come avviene la fase di scarica andiamo a definire la seguente relazione chimica:



Tale processo è reversibile in quanto all'applicazione di energia elettrica libera, gli ioni positivi del polisolfuro di sodio, attraverso l'elettrolito vanno a riformare il sodio elementare, quindi nella fase di carica, la relazione chimica è uguale. Ogni cella ha circa 2 V di tensione e nonostante funzioni a temperature dell'ordine dei 300 °C ha un'efficienza massima dell'89%. Andiamo ora a completare la nostra descrizione definendo alcune caratteristiche della batteria:

- Usi: Stoccaggio, autotrazione.
- Vantaggi: altissima efficienza, bassa tossicità dei componenti.
- Svantaggi: Funziona ad alte temperature.

per capir nei migliori dei modi, com'è il funzionamento interno, quindi il ciclo di carica/scarica di questa batteria andiamo a definire la seguente immagine:

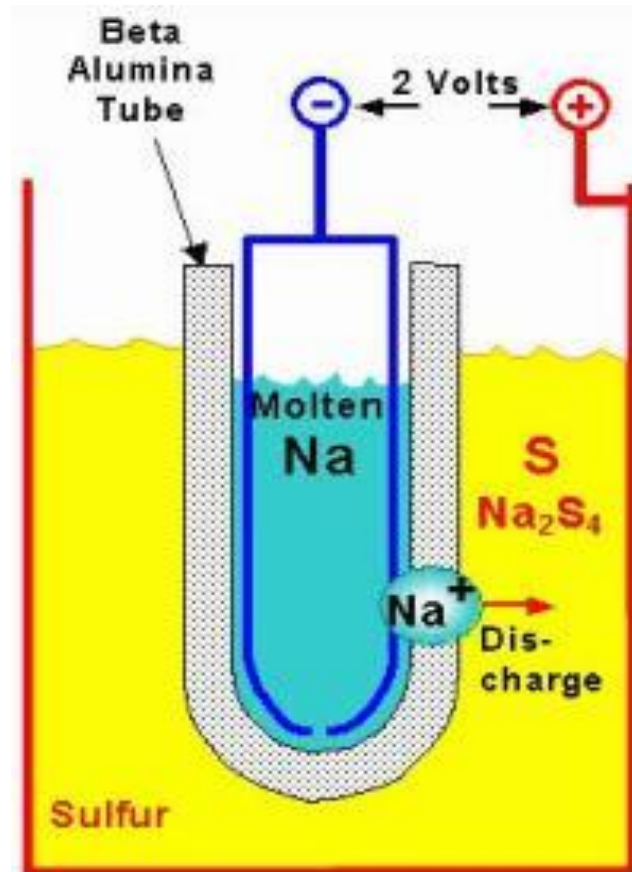


Fig. 7: Rappresentazione grafica, del ciclo di carica/scarica, della batteria allo Zolfo-Sodio (Na-S).

Specifiche sui altri vari principali accumulatori elettrochimici voltaici, che sono presenti in commercio:

La batteria al piombo acido [3-13]: essa è una delle tecnologie più antiche e più sviluppate, proprio per questo al giorno d'oggi hanno un costo estremamente basso. La sua applicazione al giorno d'oggi per la gestione dell'energia, tuttavia è stata molto limitata a causa del suo ciclo di vita breve e per la sua anti-ecologia. La quantità di energia (kWh) che una batteria al piombo acido è in grado di fornire non è fissa e dipende dal suo grado di scarica. Non proseguiamo oltre con le spiegazioni, perché tali accumulatori al giorno d'oggi, non vengono utilizzati.

La batteria agli ioni di litio (Li-ion) [4-13]: essa è l'accumulatore utilizzato nell'elettronica di consumo, vale a dire cellulari, PC portatili e non viene utilizzata per accumulare energia elettrica.

I vantaggi di queste batterie "Li-ion" ai "ioni di litio", rispetto alle altre avanzate batterie sono i seguenti valori:

1. Alta densità di energia (300-400 kWh/m³, 130 kWh / ton) ;
2. Alta efficienza (vicino al 100%) ;
3. Ciclo di vita molto lungo (3.000 cicli, all'80% di profondità di scarico);

Il catodo di queste batterie è un ossido di metallo e l'anodo è fatto di carbonio e grafite, con una struttura a livelli. L'elettrolita è costituito da sali di litio disciolti in carbonati organici. Quando la batteria è in carica gli atomi di litio a ioni, migrano attraverso l'elettrolita dal catodo verso l'anodo di carbonio, in cui si combinano con gli elettroni esterni e si depositano tra gli strati di carbonio come gli atomi di litio. Il processo di scarica è inverso rispetto a quello di carica. Il principale ostacolo per il loro uso è il costo elevato (superiore a 600\$/kWh), a causa di un imballaggio speciale e dei circuiti di protezione interni al sovraccarico.

La VRB-ESS [9-13] è una batteria, quindi un sistema d'accumulo dell'energia elettrica, la cui base di costruzione è il vanadio basata sui redox, dove per "redox" si descrivono tutte quelle reazioni chimiche in cui avviene il cambio del numero delle ossidazione degli atomi; questa batteria è composta da delle celle a combustibile, che convertono l'energia chimica in energia elettrica. L'energia chimica viene memorizzata in diverse forme ioniche di vanadio in un elettrolito d'acido solforico diluito. L'elettrolita è pompato da distinti serbatoi di stoccaggio di plastica, in celle di flusso, attraverso una membrana a scambio protonico (PEM). Tale fenomeno crea delle correnti che vengono raccolte dagli elettrodi e messe a disposizione, in un circuito esterno. La reazione è reversibile, quindi consente alla batteria la carica, la scarica e la ricarica. La tensione delle celle è di 1,4-1,6 V. Uno dei principali utilizzi che questa batteria ha è che, visto che essa fornisce solo potenza attiva, essa viene utilizzato a livello locale per ridurre la caduta di tensione, perché essa va a ridurre il flusso di potenza attiva dall'alimentatore e riduce in tal modo la caduta di tensione attiva e reattiva lungo le linee. Prendendo come esempio una "fattoria" con la presenza di una generazione eolica, che va ad alimentare la rete di distribuzione avremmo che, durante la notte quando la domanda è estremamente bassa, essa non crea alcun problema, ma durante il giorno, quando vi sono i picchi di domanda, essa non c'è la fa a sostenere questi picchi, quindi nascono vari problemi, dove il

peggiore, il maggior problema è la variazione della tensione, che aumenta in modo esponenziale e, questo è un problema molto serio per la nostra rete, dove la risoluzione di questo problema, richiede una gestione attiva dei condensatori e dei regolatori di tensione. Andiamo ora a completare la nostra descrizione, definendo alcune caratteristiche della batteria:

- Usi: Immagazzinamento di energia elettrica su larga scala;
- I vantaggi: Efficienza elevata, numero di cicli carica/scarica e vita virtualmente illimitata.
- Gli svantaggi: Sono tra le batterie in avanzato sviluppo più promettenti, ma difficilmente potranno diffondersi nella forma di accumulatori portatili, quindi molto costose.

La batteria PSB (Poli-Solfuro Bromuro) [13]: questa è una batteria ricaricabile ed è composta da elettroliti in soluzione salina, precisamente il bromuro di sodio ed il polisolfuro di sodio, separati da una membrana polimerica permeabile agli ioni di sodio. Ogni cella produce circa 1,5 V e funziona a temperatura ambiente e ha un'efficienza netta del 75% circa. Sono in previsione installazioni sperimentali di 120 MWh. Andiamo ora a completare la nostra descrizione definendo alcune caratteristiche della batteria:

- Usi: Stoccaggio su larga scala, utensili elettrici ad alto assorbimento energetico;
- I vantaggi: efficienza e numero di cicli elevati, essa funziona a temperatura ambiente;
- Gli svantaggi: pericolosità dell'elettrolita, per evitare questo problema le batterie vengono poste su strutture chiuse, impermeabili.

Batteria al Nichel-Zinco [13]: questo tipo di batterie è particolarmente idoneo all'accumulazione dell'energia elettrica, per via del suo peso ridotto e per la grande potenza erogabile; al giorno d'oggi essa viene usata sui veicoli elettrici, quali scooter o piccole automobili.

- Usi: L'autotrazione.
- I vantaggi:
 - Alta densità energetica, essa raggiunge il 60% di carica in 1 ora;
 - Materiali non tossici;
 - Nessun effetto memoria;

- Gli svantaggi: cicli di carica ridotti e ha bisogno di una fase di rodaggio vitale.

Batteria Zinco-Bromo (Zn-Br) [10-13]: il funzionamento di questo tipo di batteria è così costituito: il flusso dei due elettroliti è separato da una membrana in poliolefina microporosa, mentre gli elettrodi sono formati da un composto carbonio-plastico. Nel ciclo di scarica si va a formare il bromuro di zinco, generando ad una tensione di 1,8 V per cella, mentre in fase di carica lo zinco metallico si deposita sull'elettrodo negativo e il bromo in soluzione si deposita sul lato opposto della membrana, reagendo con ammine organiche e ri-depositandosi sul fondo. Questo tipo di batteria ha un'efficienza del 75% circa. Andiamo ora a completare la nostra descrizione definendo alcune caratteristiche della batteria:

- Usi: Autotrazione, stoccaggio.
- I vantaggi:
 - Alta densità energetica;
 - Nessun effetto memoria.
- Gli svantaggi: Il bromo è un elemento estremamente pericoloso, infatti il bromo puro è fortemente irritante ed in forma concentrata produce dolorose vesciche sulla pelle nuda. Anche piccole quantità di vapori di bromo possono avere effetti sulla respirazione ed in quantità maggiore può danneggiare seriamente l'apparato respiratorio. Per la sua pericolosità occorre indossare occhiali di protezione ed assicurare un'adeguata ventilazione durante la manipolazione di questa sostanza.

per capir nei migliori dei modi com'è il funzionamento interno, quindi il ciclo di carica/scarica di questa batteria andiamo a definire la seguente immagine:

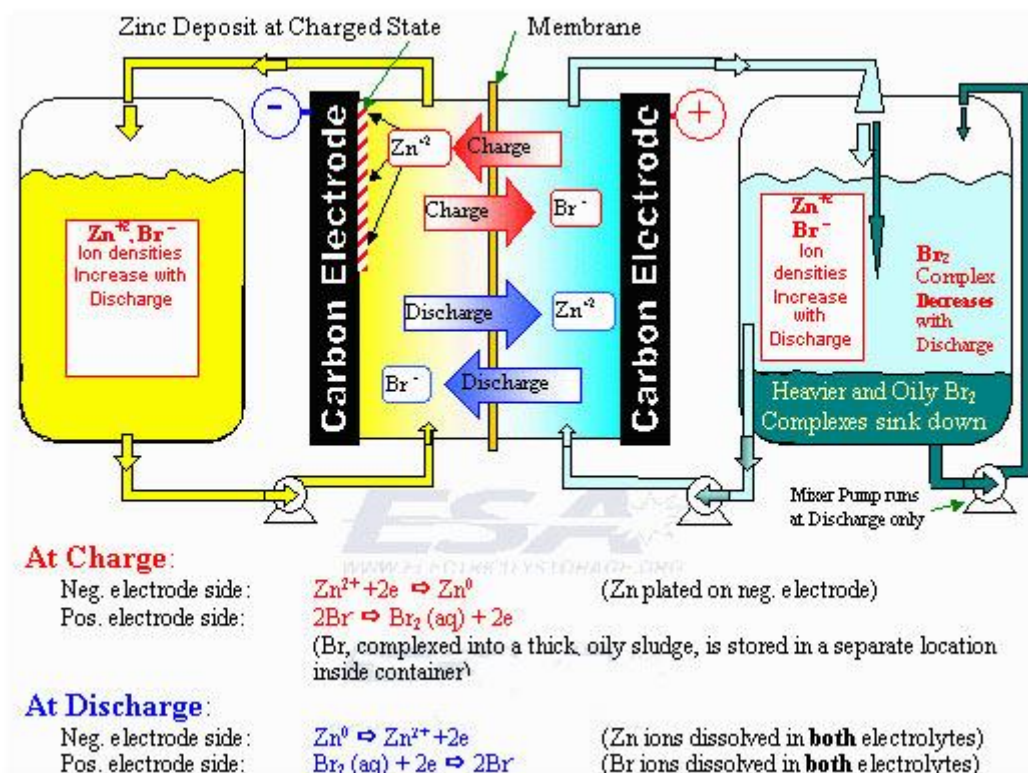


Fig. 8: Rappresentazione grafica, del ciclo di carica e scarica, della batteria al zinco-bromuro.

Batteria Alluminio-Aria [8-13]: questa tipologia di batteria è in via di sviluppo, potenzialmente essa ha venti volte la densità d'energia delle migliori batterie ricaricabili, ma come batteria secondaria, dove per batteria secondaria s'intende che è ricaricabile, che non è un uso e getta, necessita di ulteriori sviluppi in quanto, non si è ancora riusciti a superare il rendimento del 50%, ben al di sotto del massimo teorico. Come batteria primaria (non ricaricabile) è interessantissima: eccezionale densità di energia, compatibilità ambientale e basso costo. Essa è una batteria ideale ed è già utilizzata sperimentalmente per rispondere temporaneamente a picchi di consumo nelle reti elettriche. Però come detto all'inizio il tutto è ancora in fase di studio.

CAPITOLO 2: LE RETI ATTIVE [62 - 63]

Introduzione al concetto di rete attiva ed al suo uso.

Numerosi recenti studi e progetti di ricerca nazionali ed internazionali, concordano sul fatto che l'intero sistema di distribuzione dell'energia elettrica potrebbe subire una serie di trasformazioni, spesso riassunte con il concetto di "Rete elettrica di distribuzione attiva"; questa opinione è piuttosto diffusa nell'intera comunità scientifica, soprattutto perché questa tecnologia ha la possibilità d'utilizzare delle moderne tecnologie informatiche e di telecomunicazioni; essa potrebbe svolgere un ruolo attivo, grazie alla quale fornire nuovi servizi ad alto valore aggiunto agli utenti e consentire il pieno sfruttamento della "Generazione Distribuita GD", con particolare riguardo verso le risorse energetiche rinnovabili. Un tale scenario dovrebbe essere sostenuto e spinto da una ferma volontà politica, come quella espressa mediante le recenti direttive dell'Unione Europea UE in tema d'energia elettrica, dalla piattaforma tecnologica UE SMARTGRIDS e dalle recenti iniziative dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas. Queste direttive delineano scenari nuovi e per certi versi rivoluzionari, nei quali le reti di distribuzione dovranno svolgere un ruolo attivo, abbandonando la funzione fino ad ora espletata di terminazioni passive del sistema di trasmissione.

Affinché tali nuovi indirizzi di sviluppo possano essere recepiti dagli investitori e dai gestori della distribuzione è sicuramente necessario avere un'indicazione dei costi che dovranno essere sostenuti, dei benefici conseguibili e soprattutto di come costi e benefici dovranno essere ripartiti tra i vari protagonisti. Queste motivazioni hanno dato un forte impulso alla ricerca che sta si concentrando sui seguenti argomenti:

- Il potenziamento della capacità di trasporto delle reti di distribuzione, per supportare una maggiore penetrazione dei consumi elettrici, così come richiesto dalle nuove forme di economia;
- La capacità d'accettare produzione locale, soprattutto da parte di sistemi di cogenerazione (compreso l'utilizzo dei combustibili poveri e dei rifiuti solidi urbani) e di generazione da fonte rinnovabile, in modo da contribuire al miglioramento del bilancio energetico nazionale;
- Il ruolo attivo che dovranno ricoprire le reti di distribuzione nel funzionamento dell'intero sistema elettrico, sia nel sostentamento del fabbisogno energetico, con produzione locale e con energia derivata dal sistema di trasmissione, sia nel controllo dei carichi soprattutto nelle condizioni d'emergenza al fine di consentire al sistema di far fronte alle varie contingenze e di limitare i danni verso l'utente finale.

In molti paesi del mondo industrializzato le reti di distribuzione sono tuttavia ancora gestite con una tecnologia che risale, in certi casi, addirittura agli anni 50, che evidentemente non sfrutta pienamente le potenzialità offerte dall'informatica, dalle

telecomunicazioni, dall'automazione e che quindi lascia, amplissimi margini di miglioramento. In Italia il sistema di distribuzione è stato recentemente oggetto di diversi adeguamenti e l'eventuale decisione di operarvi radicali modifiche non sarebbe da attribuirsi a ragioni tecniche contingenti, quanto piuttosto a scelte politiche mirante ad incentivare, ad esempio lo sfruttamento di fonti rinnovabili per il conseguimento degli obiettivi sanciti dal "Protocollo di Kyoto" e dalle direttive dell'Unione Europea UE. Durante il periodo antecedente alla liberalizzazione, i distributori (ENEL primo fra tutti) hanno investito nel sistema pianificandone lo sviluppo a lungo termine ed i benefici di queste scelte permettono ancora oggi di far fronte efficientemente alle mutate condizioni. Attualmente, anche a seguito della liberalizzazione ed al ruolo svolto dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, si è andata consolidando una sempre maggiore attenzione verso la qualità e la continuità del servizio, che ha richiesto ovviamente ingenti investimenti. Si tratta chiaramente d'interventi che hanno fortemente rinnovato il sistema di distribuzione nazionale, dove essi, gli investimenti, costituiscono un primo fattivo impiego delle possibilità offerte dalle più moderne tecnologie, per riuscire a migliorare le prestazioni delle reti di distribuzione e, potrebbero costituire un primo importante passo verso una gestione ancora più innovativa del sistema di distribuzione.

Il corretto monitoraggio delle condizioni operative della rete elettrica sarà probabilmente onere del distributore, dove tale soggetto dovrà adottare strumenti in grado di garantire un maggiore livello d'accuratezza nella stima dei parametri fondamentali associati ai diversi impianti del sistema elettrico. Sono proposte due soluzioni, sviluppabili in modo alternativo o integrato, basate sull'utilizzo di tecniche di modellazione del carico, di comunicazioni discrete da parte delle unità di produzione e di misurazione on-line ottimamente allocate provenienti dal sistema.

Simultaneamente, sono state sviluppate due strategie per la supervisione e la gestione delle reti, che sono:

- 1) La prima è applicabile sul medio breve periodo, si basa sull'andare a massimizzare la produzione iniettata in rete elettrica ed ottimizzare, simultaneamente la regolazione della tensione e la compensazione locale degli scambi reattivi;
- 2) La seconda è incentrata in un'ottica di medio - lungo periodo, basata sull'ottimizzazione del comportamento delle utenze attive e passive che vengono rese sensibili ad un segnale di prezzo nodale per mezzo di meccanismi di mercato locale, con la possibilità d'esercire e auto sostenere in isola porzioni del sistema di distribuzione.

Allo stato attuale, le reti di distribuzione sono realizzate secondo canoni progettuali derivanti dall'esperienza maturata in sistemi di tipo passivo, contraddistinti da flussi di potenza unidirezionali dal livello di tensione superiore verso la periferia della rete. Alcune delle esigenze che i distributori devono affrontare sono:

- Garantire la tenuta dei componenti della rete elettrica alle correnti di cortocircuito;
- Assicurare agli impianti allacciati un elevato indice di qualità del servizio, quindi la continuità dell'allacciamento e della fornitura, livello di tensione;
- Assecondare e rispettare gli specifici vincoli ambientali;
- Perseguire il criterio di “massima economicità”, valutato sia in termini di costo iniziale d'investimento che di costi di esercizio, quindi le perdite, eseguire la manutenzione della rete.

D'altro canto, l'introduzione di un'elevata espansione di generazione distribuita GD nelle reti di distribuzione può indurre alcune problematiche nella gestione del sistema di distribuzione, che possono essere riassunte in tre classi:

- L'aumento dei livelli della corrente di cortocircuito ed in generale delle sollecitazioni sui componenti della rete, quali i conduttori, gli organi di manovra, i vari trasformatori;
- Le alterazioni nelle procedure d'intervento e coordinamento delle protezioni, che sono attualmente basate sull'ipotesi di configurazione radiale e passiva della rete elettrica e che considerano flussi di potenza esclusivamente unidirezionali;
- L'alterazione delle condizioni di lavoro del sistema di distribuzione, con conseguenti problematiche legate all'osservabilità ed accuratezza nella stima dello stato di funzionamento della rete elettrica, alla regolazione dei profili di tensione, alla limitazione delle congestioni ed alle prestazioni di fornitura del servizio di connessione alle utenze attive e passive (in altre parole la “power quality”).

Le reti attive.

Definizione.

Il concetto di “Rete Attiva” oggi giorno va sempre più diffondendosi, in letteratura non si è ancora giunti ad una definizione precisa che delinea esattamente il significato del termine. Una possibile definizione di “Sistema di Distribuzione Attivo” potrebbe essere la seguente - “Una rete di distribuzione è attiva se il gestore della rete controlla e/o regola: la potenza assorbita o generata da carichi e generatori, la tensione ai nodi ed i flussi di potenza nei rami della rete”, oppure più semplicemente

si può definire attiva “una rete che non svolge la sola funzione passiva di alimentare gli utenti finali”; in sostanza una “rete elettrica attiva” è una rete elettrica che produce energia. Per poter considerare la rete attiva non è dunque necessario che tutte le sopracitate funzioni siano simultaneamente presenti, tuttavia la possibilità di modificare la potenza assorbita e/o generata ai nodi costituisce senza dubbio un elemento fondamentale al tal fine.

Capiamo bene il concetto di “rete elettrica attiva”: fino a qualche anno fa, l’energia elettrica veniva solamente prodotta dalle centrali elettriche, per poi essere trasmessa dalla “rete elettrica”; in questo caso la rete elettrica era “passiva”, essa era solamente un mezzo di trasmissione dell’energia elettrica; il termine “passivo” deriva dalla letteratura del concetto di “bipolo elettrico passivo”, dove la sua definizione è: si definisce bipolo elettrico passivo, un bipolo che assorbe, dissipa energia elettrica; infatti, la rete elettrica assorbe, dissipa una certa quantità d’energia elettrica. Però al giorno d’oggi la generazione dell’energia elettrica è notevolmente cambiata; oggi molti utenti utilizzano le fonti rinnovabili, come ad esempio il “pannello fotovoltaico”, dove il pannello fotovoltaico per molti casi va a costituire la copertura dell’abitazione stessa, vale a dire il tetto, quindi l’abitazione è alimentata dal pannello, quando l’energia elettrica prodotta è superiore a quella richiesta dall’abitazione, questo surplus d’energia elettrica viene immesso nella rete elettrica e, da qui nasce il concetto di “rete elettrica attiva”, perché oltre ad assorbire, dissipare una certa energia elettrica, la rete elettrica va a generare, ad immettere energia elettrica nel sistema stesso aiutando a sopperire la domanda d’energia elettrica, quindi la rete elettrica, non la si può più definire come “rete elettrica passiva” ma “attiva”; anche in questo caso la definizione di “rete elettrica attiva” deriva dal concetto di “bipolo elettrico attivo”.

All’inizio di questo paragrafo abbiamo detto, che una possibile definizione era che: il gestore era in grado di controllare e comandare l’intera rete elettrica; infatti, la rete elettrica “attiva” è una rete elettrica che deve essere assolutamente programmata dal gestore della rete elettrica, perché lui, il gestore deve regolare alla perfezione la rete elettrica per riuscire a sopperire la domanda d’energia elettrica. Naturalmente questa gestione viene eseguita attraverso il computer, quindi come detto all’inizio, nell’introduzione sfruttando la tecnologia dell’informatica; alle varie centrali elettriche gli viene comunicato la quantità d’energia elettrica che devono generare e loro rispondono, se sono in grado in quel momento d’esaudire la richiesta, naturalmente queste comunicazioni avvengono sfruttando la tecnologia della telecomunicazione; i vari sistemi di sicurezze, di controllo, di regolazione sfruttano la tecnologia dell’automazione. Quindi, questo ci fa ribadire che il passaggio da “rete elettrica passiva” a “rete elettrica attiva”, è un cambiamento radicale e questo sottintende che ci deve essere una profonda fase di studio e d’analisi, per gestire al meglio questa rete elettrica “attiva”.

Dimensionamento.

Nelle “Reti Passive” tradizionali il dimensionamento e la gestione del sistema sono basati sull’applicazione di criteri deterministici legati sostanzialmente all’analisi del

caso peggiore, anche se vengono poi adoperati degli opportuni correttivi (ad esempio l'applicazione dei coefficienti di contemporaneità ed utilizzo) con il chiaro proposito d'evitare eccessivi sovradimensionamenti e conseguentemente, ingenti investimenti. In sostanza si tratta del classico approccio spesso indicato con il termine "connect and forget – collegare e dimenticare", perseguito dalle società di distribuzione di tutto il mondo, in base alle quali il sistema deve essere dimensionato in modo tale da permettere la verifica dei vincoli tecnici nelle condizioni estreme più gravose; una volta che un carico è connesso alla rete elettrica, il distributore può dimenticarsi della sua presenza e non curarsi del fatto che assorba o non assorba l'energia corrispondente alla sua potenza installate.

Nel nuovo scenario liberalizzato, quindi della rete elettrica "attiva", in cui vi è una sempre maggiore spinta per l'utilizzo di impianti di generazione di piccola taglia, basati sull'impiego di fonti rinnovabili (ad esempio il pannello fotovoltaico), l'applicazione di questo criterio costituisce inevitabilmente barriera allo sviluppo. Questo porta alla necessità di prevedere un nuovo sistema di distribuzione in cui i distributori non si "dimentichino" di avere impianti di produzione collegati alla loro rete elettrica, ma possano invece controllarli in modo tale da permetterne un'agevole e sicura integrazione nel sistema elettrico.

L'abbandono della filosofia "connect and forget – connettere e dimenticare" impone ai distributori di rivisitare completamente l'approccio alla pianificazione, che dovrà necessariamente essere di tipo "probabilistico". Tale "approccio probabilistico" è utile sia ai distributori, che in questo modo riescono a stimare l'entità degli investimenti per lo sviluppo della rete in modo meno gravoso ed obiettivamente più realistico, sia ai produttori che accettando di partecipare ad una rete elettrica attiva, accettano implicitamente di vedere parzialmente o totalmente ridotta, in alcune ore particolarmente critiche della giornata, la loro capacità produttiva essendo pertanto consapevoli, benché in termini probabilistici, delle limitazioni alla produzione causate dalla rete elettrica.

In questo modo non sarebbe necessario che il distributore richieda ai produttori di connettersi, come sovente accade oggi, con linee dedicate al livello di tensione superiore sulla base di eventi estremi (ad esempio nessun carico, massima generazione), che presentano peraltro una probabilità d'occorrenza piuttosto ridotta. Risulta comunque palese che per realizzare un tale sistema, è necessario dotare il sistema di distribuzione, di sistemi di comando e di controllo al momento non utilizzati e che tutto ciò richiederà indubbiamente investimenti alquanto consistenti. Per contro il vantaggio di questa politica di sviluppo consiste nel fatto che una parte considerevole delle modifiche da apportare al sistema per l'implementazione di una rete attiva non riguarda la costruzione di nuove linee e/o cabine primarie, ma al contrario, la realizzazione di un sistema di controllo attivo dei carichi e della generazione, consentirà sicuramente il differimento d'investimenti, di fronteggiare la costante crescita del carico (a tal proposito si prevede che la crescita riguarderà il settore terziario e commerciale, tipicamente relativi al sistema di distribuzione) e di incrementare il livello di continuità e qualità del servizio. Una buona parte degli investimenti per la rete attiva sarà, infatti, concentrata sui sistemi di controllo, sull'automazione, sulla comunicazione, sulle protezioni e sulla modifica delle

procedure operative attualmente impiegate. Ovviamente non si tratta di modifiche marginali e di poco conto, ma in una qualche misura questi interventi possono consentire un risparmio sugli investimenti per le linee in alta tensione AT e le cabine primarie e, può quindi valere la pena confrontare queste tecnologie alternative di sviluppo con le altre più tradizionali.

La gestione di una rete elettrica attiva.

Il passaggio da rete elettrica “passiva” ad “attiva”, identifica la necessità di una gestione della rete elettrica di distribuzione, al fine di garantire i necessari requisiti d’allacciabilità e di regolazione dei parametri fondamentali di funzionamento della rete elettrica di distribuzione, soprattutto in caso di una massiccia inserzione della generazione distribuita GD. La gestione dei profili di tensione lungo le linee di distribuzione è solo una delle problematiche che una gestione centralizzata ed intelligente della rete consente di risolvere, infatti, l’installazione di controllori dell’intero regime di funzionamento della rete elettrica, consente:

- Di monitorare le condizioni di possibile cortocircuito risolvendo problematiche d’intervento delle protezioni, dove esse sono legate ai livelli di corrente di cortocircuito, agli aspetti della selettività ed all’identificazione ed isolamento rapido della sezione di rete elettrica interessata dal guasto;
- Di controllare i parametri di qualità del servizio di distribuzione, quindi la power quality, la compensazione delle armoniche e, consentendo regimi di funzionamento innovativi della rete elettrica, ad esempio l’operatività in isola di porzioni del sistema di distribuzione.

Una gestione attiva della rete elettrica di distribuzione, consente di massimizzare quindi il livello d’introduzione di generazione distribuita GD allacciabile, limitando al simultaneamente i costi di gestione, sia degli impianti, che potrebbero non aver garantita l’allacciabilità in alcune condizioni di funzionamento, sia della rete elettrica, da una parte, legati a possibili minimizzazioni delle perdite di distribuzione, dall’altro da conseguenti limitazioni e/o differimenti temporali degli investimenti di potenziamento del sistema elettrico.

Le logiche di controllo attive sulla rete di distribuzione con generazione distribuita GD, potranno presentare diverse filosofie che possono essere differenziate a seconda della:

- Necessità di rilevamento di stati e misure remote rispetto all’ubicazione fisica del controllore di rete, che probabilmente potrebbe essere posizionato in Cabina Primaria (CP). Al fine d’aumentare l’osservabilità e l’attendibilità della conoscenza delle condizioni operative della rete elettrica, possono essere richieste, sia misure on-line, eseguendo la misurazione dei livelli di tensione, dei flussi di potenza, dei parametri di power quality, sia le

informazioni a chiamata, ad esempio la comunicazione degli stati della rete elettrica e delle protezioni. In generale, un controllore può essere classificato:

- “a monitoraggio locale” quando agisce su grandezze locali senza beneficiare di alcuna indicazione remota proveniente dal restante sistema in cui il componente elettrico si inserisce;
 - “con sensibilità sul campo” quando fa uso di indicazioni remote, quali le misurazioni, le tarature e le informazioni aggiuntive sui componenti. Ci sono diversi livelli d’integrazione ammissibili, in relazione al numero, alla tipologia ed alla qualità delle misurazioni remote coinvolte;
- Tipologia delle azioni intraprese dal controllore. L’attuazione di una gestione attiva della rete elettrica di distribuzione comporta il possibile intervento del controllore su molteplici impianti, che possono essere fisicamente allocati sia in cabina primaria CP, che lungo le linee di distribuzione. Sarà interessante valutare, in particolare l’integrazione delle unità di generazione all’interno degli algoritmi di gestione intelligente delle condizioni operative della rete elettrica di distribuzione. È possibile classificare un controllore in due modi:
 - “ad azione locale”: quando agisce direttamente solo su dispositivi installati in prossimità di esso, senza quindi richiedere l’installazione di dispositivi di telecomunicazione per l’invio di comandi remoti; sono considerabili come dispositivi installati in prossimità del controllore tutti gli organi di manovra e regolazione raggiungibili con reti interne di comunicazione dedicate con portata limitata a qualche decina di metri;
 - “a controllo remoto”: quelle metodologie di gestione della rete che prevedano l’intervento in regolazione remota di dispositivi non installati nelle vicinanze dell’ubicazione fisica del controllore stesso e che richiedono, di conseguenza, l’installazione di canali di comunicazione atti a trasmettere i segnali di comando dal controllore alle unità controllate;
- Quantità, dal numero di soggetti coinvolti nella gestione della rete. Intuitivamente, i più alti livelli d’introduzione di generazione distribuita GD allacciata ai sistemi di distribuzione si potranno ottenere solo sfruttando il controllo di molteplici dispositivi presenti all’interno della rete elettrica. Il livello d’integrazione e di coordinamento degli interventi dei singoli dispositivi, sarà un parametro fondamentale nella valutazione delle potenzialità di connessione di una specifica rete elettrica. Da questo punto di vista, quindi è possibile categorizzare i sistemi di controllo come:
 - “indipendenti” quando agiscono prelevando segnali operativi dalla rete elettrica, quali le misurazioni di tensione, corrente e di potenza,

degli stati degli interruttori, ma non conoscendo lo stato specifico di funzionamento degli altri impianti coinvolti nella gestione attiva della rete elettrica;

- “coordinati” quei controllori agenti in maniera integrata su molteplici impianti al fine di conseguire l’obiettivo della regolazione.

In via teorica, possono coesistere tutte le combinazioni delle precedenti classificazioni. Nella realtà, alcune ipotesi devono essere ritenute poco verosimili, soprattutto perché un’azione di regolazione locale può richiedere la fornitura di segnali dal campo, al fine di avere una ridondanza nella conoscenza dello stato operativo della rete elettrica, evitando i funzionamenti inopportuni qualora la generazione distribuita GD influenzasse in maniera determinante le misure effettuabili localmente, mentre il controllo di dispositivi remoti può essere difficilmente implementabile con esclusive misure locali.

Implementazione, la realizzazione delle reti attive.

L’implementazione, la realizzazione di una rete elettrica di distribuzione attiva, è per se una scelta strategica in quanto costituisce una profonda innovazione del sistema e per questo non potrà che avvenire in maniera graduale. Sono di fatto possibili differenti livelli di servizi associabili al concetto di rete attiva, alcuni dei quale molto semplici (ad esempio il taglio della generazione basato sul controllo locale della tensione) ed altri decisamente più sofisticati, che comportano invece modifiche sostanziali nella gestione della generazione dei carichi (ad esempio la generazione mediante controllo della potenza attiva e reattiva e la partecipazione attiva di carichi) e che possono portare a più radicali innovazioni nella struttura (ad esempio l’utilizzo di reti ad anello chiuso o a maglia) e portare dell’innovazione nella gestione operativa della rete elettrica.

Il primo livello di realizzazione di una rete attiva, basata sul semplice controllo locale della generazione al punto di connessione, non richiede particolari modifiche al sistema, infatti, si tratta in buona sostanza di dotare gli impianti di produzione di un opportuno relè di massima o minima tensione che intervenga all’insorgere del problema comandando il distacco dalla rete elettrica. Questa applicazione è ad esempio molto utile per gli impianti di generazione da fonte eolica inseriti in deboli reti rurali, ma non è in generale in grado di risolvere il problema di favorire la penetrazione della “Generazione Distribuita GD” su reti elettriche di grandi dimensioni. Le soluzioni di questo genere sono attualmente allo studio in Gran Bretagna, in cui è in atto una massiccia campagna di sviluppo della produzione eolica di piccola taglia finalizzata all’abbattimento delle emissioni di CO₂. Per capire nel migliore dei modi com’è costituita la rete attiva e come viene gestita, andiamo a definire la seguente immagine:

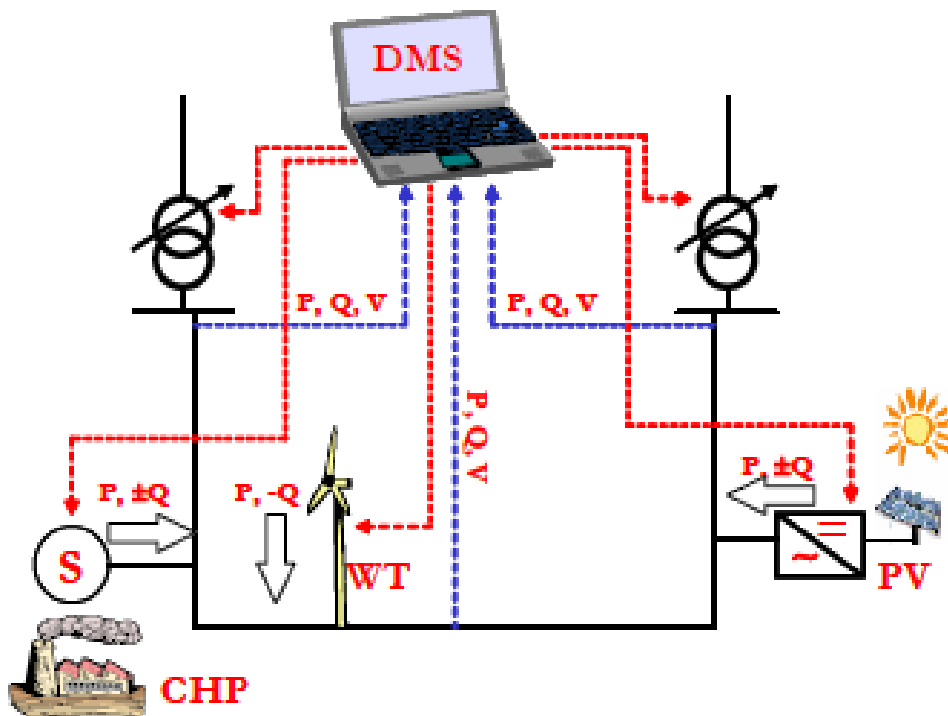


Fig.9 : Rappresentazione grafica di una rete elettrica attiva e della sua gestione.

Nell'immagine qui sopra definita è schematizzata la visione inglese della rete attiva; come si nota la presenza del "Distribution Management System – Sistema di distribuzione e gestione (DMS)", che nella sua più semplice realizzazione deve ricevere in ingresso le informazioni sulle tensioni ai nodi e comandare lo sgancio dei generatori, quando la tensione salga a livelli intollerabili.

→ È importante osservare che la rete elettrica attiva può anche prevedere uno schema ad anello chiuso o a maglia, di cui si discuteranno in seguito alcuni importanti vantaggi.

Procedendo per gradi s'incontra il secondo livello di realizzazione che prevede un completo sistema di controllo per tutte le "risorse energetiche distribuite (DER)" nell'area controllata. Esso si basa sull'impiego di un "controllore locale (DMS)" per il dispacciamento delle risorse, il tutto coordinato con i variatori sotto carico delle cabine primarie e qualora presenti, dei variatori sotto carico disposti all'origine di ciascun feeder, per eseguire una vera e propria regolazione della tensione.

Si assiste quindi al passaggio da un sistema di regolazione locale ad un sistema di controllo per l'intera area alimentata. Questo tipo di rete elettrica attiva, nella quale il

controllo dei flussi di potenza è ancora una volta finalizzato all'ottimizzazione del profilo di tensione, trova la sua naturale applicazione in reti extraurbane di grandi dimensioni nelle quali si voglia incrementare al massimo la presenza di generazione eolica. Dal momento che il "controllore locale (DMS)" è in grado di dispacciare tutte le risorse distribuite a valle della cabina primaria esaminata, questa rete attiva può consentire una suddivisione del sistema in "celle locali", ciascuna responsabile del corretto funzionamento all'interno dell'area di competenza. Quindi è evidente che la singola cella deve essere in grado d'assicurare al controllore posto al livello superiore il rispetto di predeterminati requisiti in termini, ad esempio l'assorbimento di potenza reattiva o di riduzione delle perdite. In una rete attiva di questo tipo i flussi di potenza sono influenzabili soltanto parzialmente, essendo in larga misura determinati dalla struttura topologica della rete; eventuali situazioni di sovragerazione su feeder, possono essere risolte solamente riducendo drasticamente la generazione fino al limite estremo della sua totale eliminazione. Nella rete attiva è presente anche, oltre le risorse energetiche distribuite, la sua gestione che è invece semplificata dalla possibilità di dispacciamento offerto da altre fonti (ad esempio dagli impianti di cogenerazione industriale). Un ulteriore passo in avanti nella realizzazione delle reti elettriche attive è costituito dall'integrazione del "controllore locale (DMS)" in uno schema più complesso in cui la rete è interconnessa. Anche in questo caso la rete attiva può essere implementata a diversi livelli di complessità mediante la semplice integrazione del "controllore locale (DMS)" nella nuova struttura, al fine di trarre beneficio dei vantaggi derivanti dalla magliatura, oppure sviluppando dei sistemi di controllo più complessi per ottenere la riconfigurazione on-line della rete elettrica, ottenuta attraverso dei dispositivi di manovra e sezionamento, altrimenti mediante l'impiego dei dispositivi "FACTS - Flexible AC Transmission System - Sistemi di trasmissione flessibili in corrente alternata AC", per la ripartizione ottimale dei flussi di potenza. Dove quest'ultimo livello d'implementazione del concetto di rete elettrica attiva può essere fatto coincidere con la "self-healing network - rete di auto-guarigione", che costituisce il livello più avanzato ed innovativo di gestione di un sistema di distribuzione, in grado non solo di gestire elevate concentrazioni di risorse energetiche, ma anche di incrementare il livello della qualità del servizio. Occorre comunque precisare che la suddivisione in celle non è in contrasto con questa definizione di rete attiva, risultando invece ampiamente complementare.

Concludendo il concetto di come "Realizzare una rete elettrica attiva" possiamo dire che: una rete elettrica attiva di "ultima generazione" dovrebbe avere una struttura fortemente interconnessa in opposizione all'attuale schema radiale, dovrebbe essere suddivisa in celle ("local areas - locali aeree") che siano responsabili della propria gestione complessiva, quindi la protezione, la regolazione della tensione e che partecipino al mercato acquistando o vendendo energia da/a celle adiacenti o dal/al sistema di trasmissione. La rete elettrica attiva può anche giovare in modo complementare della presenza di micro - reti in bassa tensione BT ed in media tensione MT, che costituiscono un aggregato di carichi e di generatori, connessi alla rete di distribuzione, mediante un unico punto di interfaccia. Il dispositivo di interfaccia svolge i seguenti compiti:

- Il compito di “Energy Management System – Sistema di gestione dell’energia elettrica (EMS)”, che stabilisce il livello di produzione della generazione distribuita GD presente nella micro - rete;
- La convenienza di vendere od acquistare energia elettrica dalla rete di distribuzione;
- Controllare i carichi della micro - rete e se è il caso, disconnette la micro - rete in occasione di guasti o prezzi dell’energia elettrica eccessivamente alti.

Aspetti economici legati alle reti attive.

Al giorno d’oggi è oramai ampiamente condivisa la necessità di dare un forte impulso alla diffusione della generazione distribuita GD. Persino le imprese distributrici, in passato alquanto riluttanti a tale prospettiva, iniziano a considerare la generazione distribuita GD in modo meno negativo. Lo sviluppo di una rete elettrica attiva di distribuzione, che molti vedono come elemento chiave per la nascita di un nuovo assetto del sistema di distribuzione, non potrà ovviamente prescindere da cospicui investimenti, come peraltro già evidenziato in precedenza. La maggior parte di questi investimenti potrebbe essere largamente compensata o perlomeno attenuata, dai diversi benefici tecnici ed economici che potrebbero scaturire; ad ogni modo si tratta di uno sforzo notevole che non si può pensare di far gravare integralmente alle società di distribuzione e/o ai nuovi produttori. Si dovranno pertanto trovare opportuni meccanismi di compenso, equi e trasparenti che non determinino situazioni di blocco e che possano costituire un incentivo allo sviluppo. D’altra parte la sola presenza della generazione distribuita GD in quantità non marginale offre notevoli possibilità di guadagno per tutti gli operatori delle reti di distribuzione. Nel contesto di un sistema completamente liberalizzato, nel quale la gestione della rete elettrica è completamente svincolata dalla commercializzazione dell’energia elettrica, si individuano due tipologie di operatori:

- 1) “I gestori della rete di distribuzione (DNO)”;
- 2) “I fornitori dell’energia elettrica”, per i quali l’acquisto diretto d’energia elettrica dal sistema di distribuzione può permettere considerevoli risparmi.

Alcuni dei sopraccitati meccanismi sono già stati applicati o stanno per essere applicati all’interno dell’Unione Europea UE, precisamente:

- Nell’acquisizione di titoli d’efficienza energetica, operando come “Energy Services Company – Società del servizio dell’energia elettrica (ESCO)”;
- Nell’acquisizione di certificati verdi (che devono ammontare al 2% dell’energia elettrica venduta);

- La riduzione degli oneri per l'uso del sistema di trasmissione d'energia elettrica in ragione della quota parte di energia elettrica venduta, non proveniente dalla rete di trasmissione elettrica;
- I contributi per la riduzione delle perdite nella rete elettrica di trasmissione;
- I contributi per la riduzione delle perdite di distribuzione;
- I contributi per la riduzione degli oneri di bilanciamento del sistema di alta tensione AT proporzionale alla quota parte di energia elettrica acquistata direttamente dalla distribuzione.

Tutte queste significative prospettive economiche potranno, di fatto, permettere ai grossisti d'energia elettrica di contribuire ad incentivare lo sviluppo della generazione distribuita GD. D'altra parte i distributori potranno trarre nuove opportunità economiche dalla presenza della generazione distribuita GD, tuttavia la massimizzazione dei vantaggi potrà essere ottenuta unicamente concretizzando le soluzioni di gestione proposte dalle reti elettriche attive, in altre parole analizzare:

- Le potenzialità di profitto, quali i costi di connessione pagati dai produttori;
- I canoni per l'utilizzo del sistema elettrico;
- I costi per la realizzazione e l'uso di una rete elettrica attiva (eventualmente inglobabili in quelle per l'uso del sistema);
- Il differimento degli investimenti indispensabili per far fronte alla crescita del carico, potranno essere sfruttate al loro meglio solo se i distributori decideranno di implementare la gestione attiva delle reti.

Ad esempio le tariffe d'uso del sistema, non previste in Italia neppure nella recente delibera dell'autorità, sono invece assolutamente necessarie per il mantenimento di un sistema sufficientemente equo. Lo sviluppo della rete elettrica, nella direzione di permettere una maggiore penetrazione della generazione distribuita GD, potrebbe quindi essere riconosciuto come un progetto valido per l'ottenimento di titoli d'efficienza energetica ammissibili al finanziamento. Per quanto riguarda invece i proprietari della generazione distribuita GD, essi dovranno sostenere oltre ai normali "costi di gestione – OPEX" e "costi d'installazione – CAPEX", anche i costi di connessione e presumibilmente, un costo per l'utilizzo del sistema, che potrebbe essere visto come un costo per l'implementazione di una vera rete elettrica di distribuzione attiva. A fronte di questi costi i produttori potrebbero ottenere degli ulteriori ricavi, oltre a quelli provenienti dalla semplice vendita dell'energia sul "mercato elettrico", derivanti ad esempio da contratti stipulati con i grossisti di energia elettrica. Alcuni impianti di generazione distribuita GD potranno inoltre incrementare i propri introiti partecipando ad alcuni servizi ancillari ed accedendo al mercato dei certificati verdi ed a quello dei titoli d'efficienza energetica, in quanto la generazione distribuita, in molte applicazioni porta ad un miglioramento dell'efficienza energetica complessiva. Da queste considerazioni si deduce come sia

di fondamentale l'importanza del definire le linee di sviluppo strategico del sistema al fine di garantire, le condizioni economiche eque nelle future reti attive. In letteratura esistono ancora pochissime informazioni sui costi che potranno essere correlati allo sviluppo delle reti elettriche attive; tuttavia è importante sottolineare che il loro sviluppo, nell'ottica di quello che sarà il futuro assetto del sistema elettrico, rappresenta sicuramente un'opportunità per creare nuovi mercati. Per questo motivo, ciò che è necessario valutare attentamente non è tanto il costo della trasformazione, quanto piuttosto se i servizi che potranno essere venduti grazie alla trasformazione troveranno un mercato sufficientemente ampio da giustificare gli investimenti necessari.

La situazione italiana.

La soluzione economica che verrà intrapresa in Italia è analoga a quella inglese in Gran Bretagna; quindi per capire nel migliore dei modi questa situazione andiamo brevemente a definire la “situazione inglese”. In accordo con il futuro delineato dalla Direttiva 54/2003/CE, un nuovo assetto economico del sistema di distribuzione, in realtà molto lontano da quello attualmente in essere nei principali paesi dell'Unione Europea UE, è stato proposto come risultato d'importanti progetti. Questo assetto vede il nuovo sistema di distribuzione articolato sulle seguenti figure fondamentali:

- 1) Il Gestore della Rete di Distribuzione (Distributore);
- 2) Il fornitore od il venditore dell'energia elettrica (Fornitore);
- 3) Il Cliente Finale (inteso in senso lato come carico e/o generatore).

Queste tre parti sono relazionate fra loro attraverso un triangolo d'accordi che ne regolano ruoli e funzioni, nel seguente modo: il fornitore stipula un accordo con il cliente per la fornitura d'energia elettrica e con il distributore per usufruire del sistema, mentre il cliente stipula un accordo diretto con il distributore per quanto riguarda la connessione al sistema elettrico. Il diagramma dei flussi monetari è così composto: il fornitore agisce da tramite fra il cliente ed il distributore incassando, oltre a quanto dovuto per l'energia elettrica venduta, i compensi dovuti al distributore per l'uso del sistema. Gli oneri di connessione, che coinvolgono direttamente il distributore, sono invece direttamente raccolti dal distributore stesso. Per capir nel migliore dei modi com'è costituita questa situazione inglese e com'è strutturato il flusso monetario, andiamo a definire le seguenti immagini:

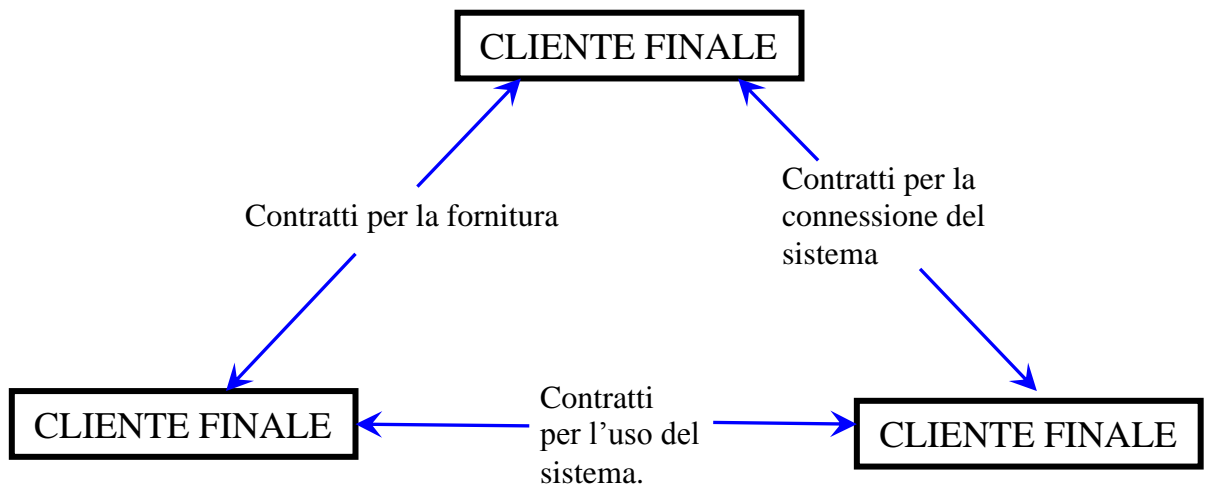


Fig. 10:Rappresentazione grafica della struttura del sistema di distribuzione.

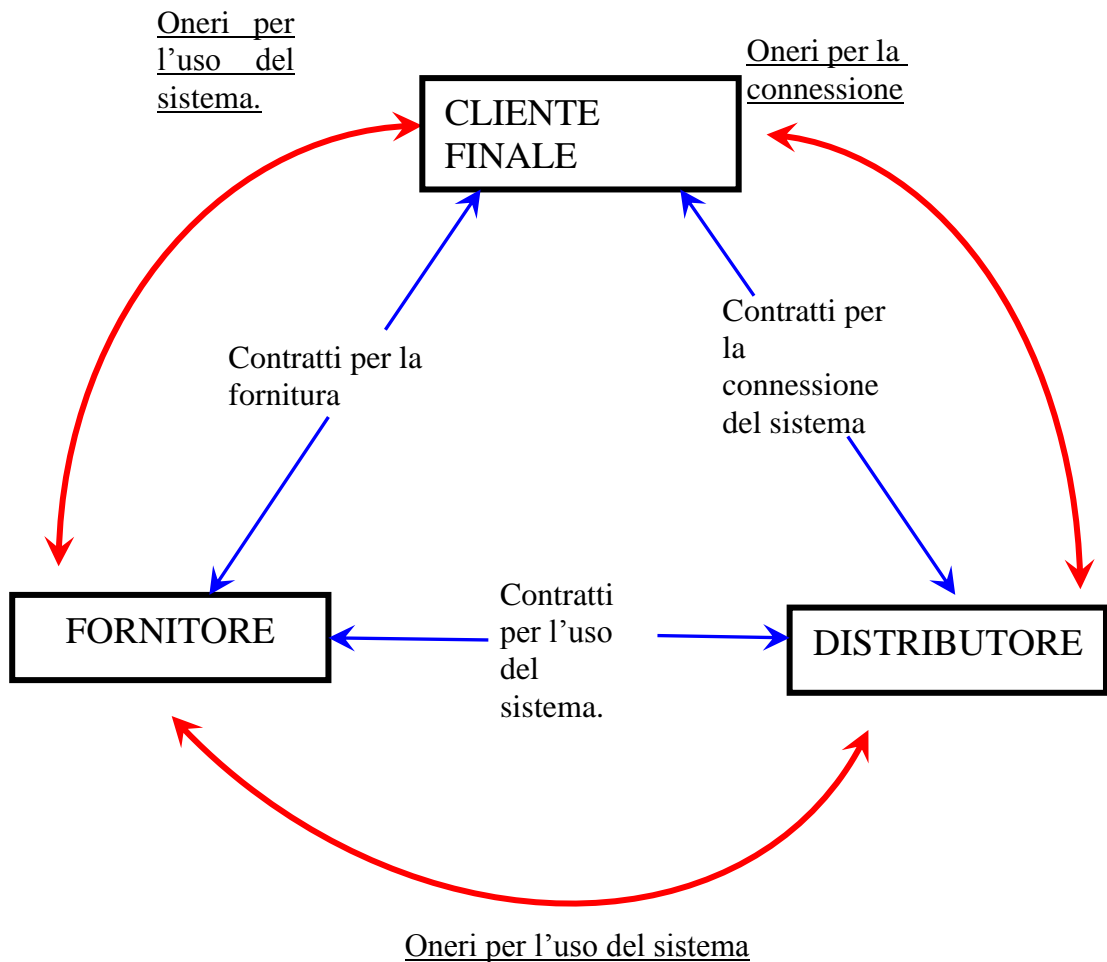


Fig.11:Rappresentazione grafica del flusso monetario.

Come detto all'inizio del paragrafo, la struttura italiana è simile a quella inglese appena definita, però appare comunque evidente che è necessario definire un opportuno sistema d'incentivazioni che possa stimolare i distributori a considerare la generazione distribuita GD come una via di sviluppo possibile del sistema. L'implementazione di un adeguato sistema di controllo e di comunicazione costituisce senza dubbio il termine che avrà il peso maggiore nell'investimento per lo sviluppo di una rete attiva di distribuzione, specialmente se la rete attiva sarà implementata nella sua versione più completa, che prevede controllori centralizzati in grado di garantire:

- La gestione in sicurezza della rete;
- L'elevata penetrazione della generazione distribuita GD;
- L'attuazione di politiche di controllo della domanda.

Attualmente è dunque piuttosto complicato quantificare in termini economici l'entità degli investimenti necessari, anche perché i distributori attendono segnali precisi dal mercato per investire nello sviluppo dei sistemi necessari alla distribuzione del futuro e, di fatto, gli unici esempi di reti attive di distribuzione realizzate risalgono ad applicazioni di ricerca. È comunque semplice ipotizzare che si tratterà di costi alquanto elevati, che andranno presumibilmente sostenuti in gran misura dai produttori mediante un sistema tariffario opportuno. Durante questa fase sarà evidentemente molto importante e delicata l'azione di regolamentazione che dovrà fissare direttive ed incentivazioni in modo da garantire il ritorno degli investimenti in un tempo ragionevole.

Il meccanismo di ripartizione dei costi che si va delineando in Italia, accettabile per quanto riguarda il problema dei costi di connessione che dovranno essere sostenuti dai produttori, lascia ancora aperte importanti questioni. Adottando i meccanismi definiti dalla recente delibera dell'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas, i produttori si trovano a sostenere sia i costi connessi alle opere di pertinenza esclusiva sia gli investimenti d'adeguamento, eventualmente necessari sulle reti elettriche esistenti, qualora la produzione d'energia elettrica avvenga da fonti convenzionali. Il meccanismo definito dalla delibera appare, a seconda che si considerino fonti convenzionali o rinnovabili, eccessivamente sbilanciato dal lato distributore o dal lato produttore. Nel caso di impianti non basati su fonti rinnovabili il rischio è, infatti, quello di scaricare sull'ultimo dei produttori che richiede la connessione in una determinata area, i costi d'adeguamento dell'intero sistema di distribuzione, senza tener conto del contributo addotto dagli altri soggetti eventualmente presenti. Per scongiurare questo rischio, tale meccanismo potrebbe essere modificato considerando come sviluppo del sistema gli adeguamenti della parte di rete elettrica condivisa da più utenti la cui remunerazione è già stabilita dalle delibere "AEEG". In questo caso, ovviamente a fronte degli investimenti in capitale sostenuti dovrebbero essere riconosciuti ai distributori contributi aggiuntivi od un canone d'utilizzo del sistema, definito attraverso opportune regole tariffarie, ad esempio con un contributo proporzionale alla potenza che si vuole connettere. Gli oneri per l'utilizzo del

sistema potrebbero essere valutati mediante l'impiego del concetto di rete economica di riferimento, al fine di determinare il contributo (positivo o negativo) al costo di riferimento apportato da ciascun utente connesso alla rete di distribuzione. In modo opposto, la delibera 281/05 crea invece le condizioni per una maggiore diffusione della generazione distribuita GD da fonti rinnovabili, in quanto limita fortemente l'impatto dei costi di connessione, all'incirca una riduzione del 50% rispetto ai costi di connessione sostenuti dai proprietari degli impianti elettrici da fonti convenzionali, non prevedendo alcun onere aggiuntivo per l'eventuale adeguamento delle reti elettriche esistenti, interamente a carico del distributore. Anche in questo caso l'applicazione di una tariffa per usufruire del sistema, in analogia a quanto accade agli utenti passivi, permetterebbe il riconoscimento degli investimenti per lo sviluppo del sistema causati dalla presenza della generazione ed il bilanciamento degli oneri sostenuti dai distributori. Questo atteggiamento è giustificabile in quanto spesso sono proprio le fonti rinnovabili, intrinsecamente aleatorie in molti casi, a richiedere i maggiori investimenti sul sistema elettrico. Malgrado tutto, è da attendersi che il regime di regolazione che l'AEEG sta imponendo dia un forte impulso alla diffusione della generazione distribuita GD. Fin da ora si stanno compiendo molti sforzi per favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili, ma molto di più verrà ottenuto soprattutto se tale regime sarà affiancato da altre iniziative volte alla diversificazione delle fonti energetiche ed al miglioramento dell'efficienza energetica.

Analisi tecnica – economica delle reti attive.

I cospicui investimenti indubbiamente necessari alla trasformazione del sistema elettrico di distribuzione potrebbero costituire una barriera insormontabile per lo sviluppo delle reti elettriche attive. È tuttavia necessario considerare che nel medio - lungo termine si dovranno comunque effettuare ingenti investimenti per mantenere l'attuale rete elettrica di distribuzione efficiente, affidabile ed economicamente sostenibile. Non si deve pertanto erroneamente ritenere che le reti elettriche di distribuzione esistenti richiederanno, nei prossimi anni, investimenti pari ai soli costi di gestione: la sempre crescente domanda d'energia elettrica, l'imposizione da parte delle autorità di standard di qualità sempre più elevati, l'invecchiamento di linee e macchinari, la necessità di garantire a tutti l'accesso alla rete elettrica senza discriminazioni e l'attenzione verso le tematiche ambientali sono solo alcuni dei motivi che causeranno nei prossimi anni la necessità d'investire nelle reti elettriche di distribuzione.

Le recenti direttive dell'Unione Europea UE, hanno inoltre già operato una scelta politica ben precisa e netta inserendo, tra le varie opzioni che il distributore deve valutare nei suoi piani di sviluppo, la possibilità di considerare la generazione distribuita GD, soprattutto se da fonti rinnovabili o ad alta efficienza energetica, chiedendo che tutti possano avere in analogia a quanto accade per la "Rete Trasmissione Nazionale – RTN", libero accesso al sistema. Si dovrà certamente procedere per gradi verso l'abbattimento delle barriere tecniche senza riversare,

come già evidenziato, tutti gli oneri della trasformazione sui distributori, ma ripartendo i costi su tutti i protagonisti presenti in modo da arrivare a tariffe di connessione all'insegna dell'efficienza economica e dell'equità. Sarebbe per esempio del tutto sbagliato reputare che i costi della trasformazione debbano gravare integralmente su coloro i quali possono essere individuati, infatti, molte delle azioni che portano all'implementazione delle reti elettriche attive comportano degli indubbi benefici sul sistema, oppure se le vogliamo sono caratterizzate da costi marginali negativi, rispetto alla rete economica di riferimento, ossia quella di costo minimo. Il nuovo assetto della rete elettrica di distribuzione può pertanto conseguire notevoli risparmi che potranno, almeno parzialmente, far fronte ai costi da sostenere per la trasformazione.

L'influenza delle perdite.

L'influenza sulle perdite delle reti elettriche attive è fortemente legato alla presenza della generazione distribuita GD. Il fatto di produrre dell'energia elettrica in prossimità dei carichi finali può avere come beneficio la riduzione delle perdite sia nella rete elettrica di distribuzione sia in quella di trasmissione. Per questo motivo, spesso si ritiene che il kWh prodotto mediante impianti di generazione distribuita GD, possa avere una sorta di valore aggiunto rispetto al kWh prodotto e distribuito in modo più tradizionale. Questa semplice considerazione si complica notevolmente quando si decide di passare dalla pura astrazione teorica all'effettiva realtà dei fatti, poiché la riduzione delle perdite è comunque sensibilmente legata alla natura del carico ed alla tipologia della fonte, al punto di connessione, al tipo di rete elettrica su cui essa si connette ed al particolare momento della giornata preso in considerazione. È talmente complesso valutare gli effetti della generazione distribuita GD sulle perdite, che è tuttora aperto il dibattito su come loro debbano poi riflettersi sui costi d'allacciamento alla rete elettrica. Quello che appare comunque chiaro è che se venisse implementata una qualsiasi delle forme di rete elettrica attiva, questa problematica potrebbe essere risolta più agevolmente. Il concetto di rete elettrica attiva, infatti, si basa in buona parte sulla flessibilità e sulla gestione automatizzata della rete elettrica di distribuzione. Grazie alla disponibilità di sistemi di controllo avanzati si potrebbe quindi pensare a meccanismi accurati d'attribuzione della responsabilità dell'aumento o della riduzione delle perdite, tra i vari utenti della rete elettrica.

Sembrano, infatti, destituiti di ogni fondamento tecnico-economico i sistemi d'allocazione delle perdite basati sul "criterio di sostituzione" in base al quale forniscono un contributo alla riduzione delle perdite di tutti quegli utenti, siano essi carichi o generatori, che se fossero eliminati, porterebbero ad un aumento complessivo delle perdite.

Molto più efficiente appare invece il criterio dei "Marginal Loss Coefficient – coefficiente di perdita marginale (MLC)", che si basa sulla valutazione della derivata parziale delle perdite complessive rispetto alla potenza attiva e reattiva, assorbita o

generata nel generico nodo della rete. I “Marginal Loss Coefficient – coefficiente di perdita marginale (MLC)” sono completamente dipendenti dal punto e dall’istante considerato: attraverso questi coefficienti è possibile valutare in modo piuttosto semplice se in un certo momento della giornata un dato nodo, sia esso di carico o di generazione, apporti un contributo positivo o negativo alla variazione delle perdite.

Una volta noti tali coefficienti, sfruttando le potenzialità delle reti elettriche attive, sarebbe quindi relativamente semplice stabilire per tutti gli utenti un equo sistema di tariffe per l’utilizzo della rete elettrica che incentivi i nodi che contribuiscono alla riduzione delle perdite, senza distinzioni tra carichi e generatori. Il discorso deve invece essere affrontato in modo completamente diverso nel caso delle perdite a vuoto dei trasformatori, che non devono essere valutate su base oraria. Questa scelta porterebbe difatti a situazioni paradossali come quella d’attribuire le perdite nel ferro dei trasformatori “alta/media AT/MT” ad alcuni utenti di piccola taglia, quando i più grossi generatori sono disconnessi per manutenzione. Se il trasformatore è di taglia sufficientemente elevata, le sue perdite a vuoto possono essere anche superiori alla potenza richiesta dagli utenti più piccoli, ma è certamente difficile sostenere che l’esistenza di tali perdite sia da attribuire totalmente a quegli utenti che di un siffatto trasformatore non avrebbero affatto la necessità.

In prospettiva, un’altra potenzialità delle reti elettriche attive, nella direzione della riduzione delle perdite, è senz’altro data dalla possibilità di essere dotate di sistemi di riconfigurazione automatica, in grado di minimizzare le perdite, adattando la topologia della rete elettrica. Questo potrebbe ad esempio concretizzarsi, mediante semplici chiusure di maglie ad hoc oppure, come alcuni autori ipotizzano, attraverso l’impiego di dispositivi “FACTS” per il re-indirizzamento dei flussi di potenza secondo i criteri di minimizzazione delle perdite. Da queste brevi considerazioni emerge che, sebbene sia impossibile generalizzare in tal senso, la generazione distribuita GD ha la potenzialità di ridurre le perdite, specialmente se distribuita in modo uniforme e capillare nella rete elettrica, mentre perde rapidamente questa capacità se concentrata in pochi nodi. La presenza della generazione distribuita GD e la magliatura possono, insieme essere sfruttate al fine di ridurre in modo anche drastico le perdite, garantendo un sufficiente margine che può incidere in modo significativo sul costo complessivo della rete e/o costituire un incentivo alla realizzazione di nuovi impianti di generazione. Solamente mediante l’implementazione di una rete elettrica attiva, che contribuisce ad aumentare la diffusione della generazione distribuita GD e permette la gestione di configurazioni di reti elettriche interconnesse, si potrebbero dunque massimizzare gli effetti benefici della generazione distribuita GD sulle perdite di potenza attiva nella rete elettrica.

La continuità del servizio.

A causa della pressante richiesta da parte dei clienti e dell’attenta azione di regolazione da parte dell’Autorità, la “Continuità del servizio” è una delle principali cause d’investimento dei distributori, chiamati a fronteggiare ingenti impegni

economici per ottenere gli standard di qualità sempre più elevati. Trascurare questo termine nella valutazione economica della rete elettrica, porta ovviamente alla generazione d'errori grossolani ed ad una non corretta gestione delle risorse, che sono peraltro sempre più limitate. Da queste semplici considerazioni si deduce che i responsabili della distribuzione devono investire nella costruzione di nuove linee o nell'adeguamento delle esistenti, nel potenziamento dei macchinari, per evitare che la crescente domanda d'energia elettrica possa determinare interruzioni per la ridotta capacità di trasporto. I distributori devono inoltre prendere opportuni accorgimenti tecnici per limitare l'effetto sulla continuità del servizio di guasti e malfunzionamenti sulle linee elettriche. Ad ogni modo si devono mettere in conto i costi d'investimento da sostenere per rendere il sistema più affidabile ed i costi di gestione, provocati dalle interruzioni del servizio che non si riesce ad eliminare. In tal senso, le nuove reti di distribuzione possono condurre ad una sensibile riduzione di questi costi grazie alla magliatura, che assicura una molteplicità di percorsi per raggiungere il singolo cliente e spesso consente di differire nel tempo eventuali condizioni d'eccessivo utilizzo di linee elettriche e di trasformatori, ed alla generazione distribuita GD che può permettere di differire investimenti e qualora regolamentata, d'alimentare eventuali porzioni di rete elettrica in isola intenzionale. Questa funzione richiede l'applicazione di una logica di gestione innovativa adatta sia ad eliminare in modo assai rapido e selettivo i guasti nella rete elettrica di distribuzione, interrompendo il tronco di rete elettrica guasta, prima che le unità di generazione distribuita GD raggiungano i limiti della loro stabilità transitoria, sia a riconfigurare in modo rapido la rete elettrica in risposta ai guasti sopramenzionati ed alle condizioni d'eccessivo sfruttamento del sistema. Tutte queste azioni non sono ovviamente esenti da costi aggiuntivi, ma è tuttavia possibile prevedere un percorso a tappe in cui reinvestire parte dei risparmi conseguiti per effettuare le modifiche necessarie per il passaggio allo step, al passo successivo. Si può ad esempio pensare che i risparmi conseguenti ai costi evitati relativi al miglioramento degli impianti possano servire per dotare le reti elettriche di un efficace sistema d'automazione e d'interruttori per la riconfigurazione rapida della rete elettrica. L'aumento di questi dispositivi, elemento base per la realizzazione di una rete elettrica magliata, può però essere vantaggiosamente utilizzato per migliorare la qualità del servizio riducendo nel contempo il costo del personale con l'effetto di conseguire ulteriori economie da destinarsi, ad esempio all'acquisto di dispositivi elettronici per il contenimento delle correnti di cortocircuito.

La regolazione della tensione.

Un importante aspetto dell'impatto delle reti elettriche attive sul sistema di distribuzione riguarda la regolazione della tensione. La regolazione ed il mantenimento di un certo profilo della tensione sufficientemente uniforme rappresenta, uno degli importanti vincoli tecnici che solitamente limitano la potenza di generazione installabile dagli utenti/produttori nelle reti elettriche. Infatti, la presenza della generazione distribuita GD altera il criterio di regolazione che agisce sul variatore sotto carico del trasformatore alta/media tensione AT/MT delle cabine

primarie, che riduce o aumenta la tensione a seconda dell'entità del carico complessivamente assorbito, misurato attraverso la corrente totale che fluisce attraverso il trasformatore. Un tale sistema non può tenere conto delle peculiarità di ciascuna partenza alimentata dal trasformatore e risulta pertanto del tutto inefficace in presenza della generazione distribuita GD. Per contro, la generazione distribuita GD può facilmente trasformarsi in una buona opportunità, se sfruttata per fornire un supporto alla regolazione: questo rappresenta uno dei principali motivi per i quali si è iniziato a sentire l'esigenza d'introdurre nella gestione delle reti di distribuzione il concetto di reti elettriche attive. Anche nelle sue più semplici implementazioni, realizzazioni, infatti, una rete elettrica attiva deve consentire la regolazione dei flussi di potenza attiva e della reattiva ai nodi di generazione, in accordo con il variatore sottocarico dei trasformatori, per garantire un adeguato controllo del livello di tensione. In questo caso si tratta ancora una volta d'apportare poche modifiche effettive alla rete elettrica e di dotarsi di un sistema di trasmissione dati affidabile ed efficiente per il controllo della generazione elettrica e di appositi algoritmi di controllo per la regolazione della tensione, il cui costo, in un'eventuale implementazione per fasi del nuovo assetto, potrebbe essere coperto dall'incremento degli introiti derivanti dagli oneri d'allacciamento e di sfruttamento della rete pagati dai produttori per contribuire allo sviluppo delle reti elettriche attive nel loro livello più semplice.

Problematiche sull'impiego delle reti attive.

Eseguendo un'attenta valutazione riguardo all'impiego delle reti elettriche attive nel sistema di distribuzione, occorre citare alcuni problemi legati alla loro implementazione, realizzazione. I principali possono essere riassunti nei tre punti seguenti:

- “Effetto Domino”: qualora la rete elettrica non sia correttamente gestita, una rete elettrica di distribuzione fortemente interconnessa rischia di dar luogo a pericolosi effetti di diffusione dei guasti e dei malfunzionamenti, che possono compromettere il servizio in aree molto vaste, introducendo quindi al livello della media tensione MT alcuni problemi che risultano tipici e al giorno d'oggi sempre più frequenti, delle grandi reti elettriche di trasmissione;
- “Correnti di guasto”: la diffusione della generazione distribuita GD e soprattutto la magliatura delle reti elettriche determina in ogni caso un forte incremento delle correnti di cortocircuito “ I_{cc} ”. Tra le soluzioni a disposizione si può citare l'impiego dei limitatori di corrente, meglio se elettronici, oppure la sostituzione degli interruttori. Ad ogni modo deve essere completamente riconsiderato l'intero sistema di protezione;
- “Power Quality”: in certi casi, l'interconnessione può aumentare l'ampiezza della corrente di cortocircuito; conseguentemente vi è il rischio di buchi di tensione più profondi e di aree d'influenza maggiormente estese. Per

scongiurare la possibilità di un forte degrado della qualità della tensione è pertanto necessario pianificare le reti elettriche di distribuzione tenendo conto di questi aspetti, prevedendo ad esempio l'adozione di dispositivi "custom-power -> potere personalizzato" per il condizionamento della potenza e/o l'impiego innovativo della generazione distribuita GD, per sostenere i carichi privilegiati durante i buchi di tensione, mediante l'impiego di dispositivi d'interfaccia ad elettronica di potenza.

- Controllo della tensione su ciascun nodo della rete elettrica attiva;
- Verificare il funzionamento di ciascun componente della rete elettrica;
- Adottare nuove modalità di protezione operanti anche in presenza di bi-direzionalità, della corrente elettrica e quindi dei flussi di potenza, in presenza di regime di guasto e non;
- Monitorare i vari impianti connessi;
- L'introduzione di un'elevata espansione di generazione distribuita GD nelle reti di distribuzione può indurre alcune problematiche nella gestione del sistema di distribuzione, che possono essere riassunte in tre categorie:
 - Aumento dei livelli della corrente di cortocircuito ed in generale delle sollecitazioni sui componenti della rete, quali i conduttori, gli organi di manovra, i vari trasformatori;
 - Alterazioni nelle procedure d'intervento e coordinamento delle protezioni, che sono attualmente basate sull'ipotesi di configurazione radiale e passiva della rete e che considerano flussi di potenza esclusivamente unidirezionali;
 - Alterazione delle condizioni di lavoro del sistema di distribuzione, con conseguenti problematiche legate all'osservabilità ed accuratezza nella stima dello stato di funzionamento della rete elettrica, alla regolazione dei profili di tensione, alla limitazione delle congestioni ed alle performance di fornitura del servizio di connessione alle utenze attive e passive (la "power quality").

Il possibile nuovo assetto della distribuzione non è certamente esente da rischi. Occorre tuttavia sottolineare come l'eventualità di giungere ad un sistema elettrico di distribuzione avente caratteristiche peggiori di quello attuale può essere scongiurata soltanto attraverso importanti e responsabili investimenti economici e, soprattutto con un grande sforzo ingegneristico per progettare:

- Le strutture delle reti elettriche;
- Gli schemi delle cabine elettriche;
- I sistemi di protezione elettrica;

- I sistemi di comando;
- I sistemi di controllo ed automazione;

unitamente ad un'attenta ed opportuna attività di regolamentazione che definisca le nuove direttive d'esercizio e le innovative strategie di gestione del sistema di distribuzione. Si tratterà comunque di un processo lento, che richiederà molti anni per la sua realizzazione e sarà fortemente influenzato dall'effettiva diffusione su larga scala di generazione di piccola taglia.

Le motivazioni di questo cambiamento.

I documenti recentemente prodotti dall'Unione Europea UE, indicano chiaramente che l'Europa è entrata in una nuova era energetica e, delineano gli obiettivi fondamentali che dovranno essere esauriti nell'approvvigionamento energetico, questi obiettivi sono:

- La sostenibilità;
- La competizione;
- La sicurezza.

Ovviamente, questi obiettivi potranno essere raggiunti solamente in un chiaro contesto di politiche ed azioni nazionali ed internazionali. Per quanto concerne la domanda d'energia elettrica è da attendersi una consistente crescita, come ribadito dai dati dell'”Agenzia Internazionale per l'Energia Elettrica (IEA)” che prevede una crescita annua pari all'1.4 % fino all'anno 2030. Alcuni studi italiani, eseguiti nell'ambito della Ricerca di Sistema, prevedono che la crescita della domanda sarà prevalentemente concentrata nei settori terziari e residenziali e, pertanto andrà ad interessare in modo significativo il sistema di distribuzione a media tensione MT e bassa tensione BT. Dal punto di vista della produzione, sempre l'”Agenzia Internazionale per l'Energia Elettrica (IEA)”prevede in Europa una crescita considerevole della produzione da fonti rinnovabili; la percentuale di produzione da fonti rinnovabili dovrebbe in pratica raddoppiare entro il 2030, passando dall'attuale 13% al 26%. Per quanto concerne l'ammontare degli investimenti, l'”Agenzia Internazionale per l'Energia Elettrica (IEA)”, che prevede che il settore energetico richiederà al mondo circa 16.000 miliardi di dollari americani; a tal proposito si stima che la sola Europa richiederà investimenti per oltre 500 miliardi di Euro al fine di ammodernare e rafforzare il sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Per capire nel migliore dei modi le motivazioni del cambiamento, andiamo a definire la seguente immagine:



Fig. 12: Rappresentazione grafica delle motivazioni che hanno indotto al cambiamento.

Il mercato liberalizzato dell'energia elettrica, avrà il compito di garantire l'efficienza e l'economia del sistema elettrico. L'affidabilità e la sicurezza della fornitura, insieme con il miglioramento della qualità sono aspetti essenziali: dovrà pertanto essere affrontato il problema della disponibilità delle fonti energetiche e dell'inevitabile invecchiamento di molti elementi chiave del sistema elettrico.

Per quanto riguarda le sempre più attuali e preoccupanti problematiche ambientali, si dovranno ridurre le emissioni di:

- “Anidride Carbonica” CO₂;
- “Anidride solforosa o ossido di zolfo” SO₂;
- “Ossidi di azoto” NO_x;
- Tutti gli altri veleni presenti nell'aria;
- Tutte le sostanze inquinanti associate alla combustione dei combustibili fossili, in modo da evitare i tanto temuti cambiamenti climatici.

La ricerca di soluzioni innovative che permettano il miglior rapporto dei “costi dei benefici” sarà uno dei temi centrali della ricerca nel prossimo ventennio. Le reti elettriche di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica ed il mercato elettrico costituiscono il cuore del sistema energetico europeo e devono pertanto evolversi per garantire una fornitura affidabile e sicura in modo economicamente sostenibile, sfruttando al pieno le potenzialità del parco di produzione centralizzato e delle risorse energetiche distribuite. Certamente l'infrastruttura elettrica, già investita dal processo di “deregulation - deregolamentazione” è chiamata a soddisfare una

domanda sempre crescente con elevati standard di qualità ed affidabilità, è in uno stato di notevole sollecitazione e dovrà affrontare prossimamente sfide di notevole portata quali:

- L'insufficiente capacità di trasmissione (per la trasmissione è prevista nei prossimi anni una crescita dei flussi d'energia elettrica attorno al 22-25%, mentre per la rete elettrica s'attende verosimilmente uno sviluppo inferiore al 4%);
- La ridefinizione della pianificazione e della gestione del sistema elettrico, per renderlo competitivo;
- Il coordinamento dei controlli centralizzati e decentralizzati.

Concludendo, da queste considerazioni si evince che se da una parte si aprono nuovi mercati e importanti prospettive di sviluppo, dall'altra è necessario uno sforzo imponente d'integrazione e coordinamento, affinché vi sia una concreta possibilità di successo, pena un fallimento degli obiettivi di sistema ed il rischio di un arretramento rispetto ai livelli attualmente raggiunti.

La generazione elettrica distribuita GD.

La Generazione Distribuita (GD) è un nuovo modello di produzione e di distribuzione d'energia elettrica, che si basa sull'integrazione nelle reti elettriche di piccoli - medi impianti a fonte rinnovabile e di cogenerazione (quasi sempre a gas naturale) generalmente connessi alla rete di distribuzione.

Tali impianti elettrici sono di norma localizzati in prossimità dell'utente finale, contribuendo così a ridurre la necessità d'investimenti e d'infrastrutture, per aumentare la capacità di trasporto delle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione, consentendo nello stesso tempo la riduzione delle perdite di rete e dei costi di distribuzione. La Generazione Distribuita GD può fornire un'alimentazione di maggiore affidabilità e di miglior qualità elettrica.

La capacità di ridare potenza in tempi brevi ad una rete elettrica ed in futuro ad isole di distribuzione, potrà dare una maggiore sicurezza al sistema, riducendo i rischi e gli effetti di possibili blackout.

La costante crescita della domanda d'energia elettrica, accompagnata dalla necessità della sicurezza della fornitura elettrica e dalla riduzione dei gas serra, trova nella crescita della Generazione Distribuita GD e nelle tecnologie a fonte rinnovabile, quelle componenti essenziali verso uno sviluppo sostenibile.

La liberalizzazione del mercato elettrico, l'adozione di obiettivi ambientali internazionali come le direttive sulle fonti rinnovabili ed il protocollo di Kyoto, il continuo sviluppo delle tecnologie di generazione, d'automazione e di comunicazione, sono gli elementi che sostengono l'interesse e lo sviluppo sempre maggiore del concetto di generazione distribuita.

La Generazione Distribuita GD è costituita da diverse tecnologie a fonte rinnovabile, da impianti di cogenerazione tradizionali ed innovativi, come quelli basati su microturbine a gas ed a celle a combustibile. Queste nuove tecnologie potranno fornire un contributo rilevante, anche nei settori del terziario e del domestico, quando sarà provata l'affidabilità ed i miglioramenti tecnologici, essi consentiranno una riduzione dei costi d'impianto. Per l'integrazione in rete elettrica di queste tecnologie diventa essenziale la disponibilità di sistemi d'accumulo, che siano caratterizzati da un basso costo e da una lunga durata; servirà anche la disponibilità di nuove funzioni di controllo supportate da innovative tecnologie informatiche e di comunicazione.

L'ingresso massiccio della Generazione Distribuita GD nel mondo elettrico, comporta la necessità di una maggiore flessibilità nel controllo e nella protezione della rete elettrica e pone chi esercisce la rete elettrica di fronte a problematiche nuove. La rete di distribuzione, originariamente concepita come passiva, diventa ora essa stessa attiva in quanto può andare ad invertire il normale flusso di potenza, il che comporta un cambiamento nelle logiche di protezione e controllo della rete.

CAPITOLO 3: Gestione ottimale di una rete elettrica di distribuzione, attraverso il calcolo dei flussi di potenza.

Le equazioni per l'analisi dei flussi di potenza.

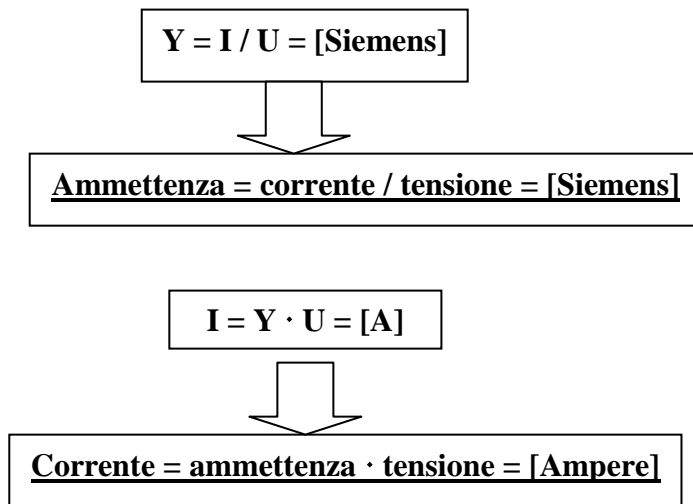
I passi fondamentali per eseguire l'esatta analisi dei flussi di potenza sono:

- 1) Il calcolo e la costruzione della matrice dell'ammettenza;
- 2) Definire le equazioni che rappresentano:
 - La tensione per ogni ramo della rete elettrica;
 - La corrente per ogni ramo della rete elettrica;
 - La potenza attiva e reattiva presente su ciascun ramo della rete elettrica.

Calcolo e costruzione della matrice delle ammettenze.

Data la nostra rete elettrica trifase simmetrica ed equilibrata, dove la prima cosa che si deve fare, per semplificare i calcoli la andiamo a semplificare con lo studio della "rete elettrica monofase equivalente alla sequenza diretta". La seconda cosa si deve capire com'è strutturalmente costituita la nostra rete elettrica come ad esempio il tipo di linea (aerea od in cavo), i trasformatori presenti (andare a leggere i dati di targa e capire che variazioni portano alla rete elettrica), i generatori presenti, i carichi presenti e, per ciascuno componente andarlo a definire, attraverso un doppio bipolo, dove per semplificare l'analisi è conveniente definire ciascun bipolo con il suo schema a Π pi-geco; in questo modo avremmo una configurazione schematica della nostra rete elettrica. Definita questa configurazione schematica, noteremmo che la possiamo definire come un "n-bipolo" lineare e passivo, dove il suo comportamento a regime sinusoidale può essere descritto attraverso un sistema di "n" equazioni alle auto e mutue ammettenze.

Nella precedente introduzione abbiamo introdotto il termine "**ammettenza**", quindi ci sembra lecito andare a definire il suo significato - con il termine "**ammettenza**" rappresentata con la lettera "**Y**", s'intende il rapporto tra la corrente **I** e la tensione **U** in regime sinusoidale, in sostanza l'inverso dell'**impedenza Z**, quindi avremmo le seguenti formule:



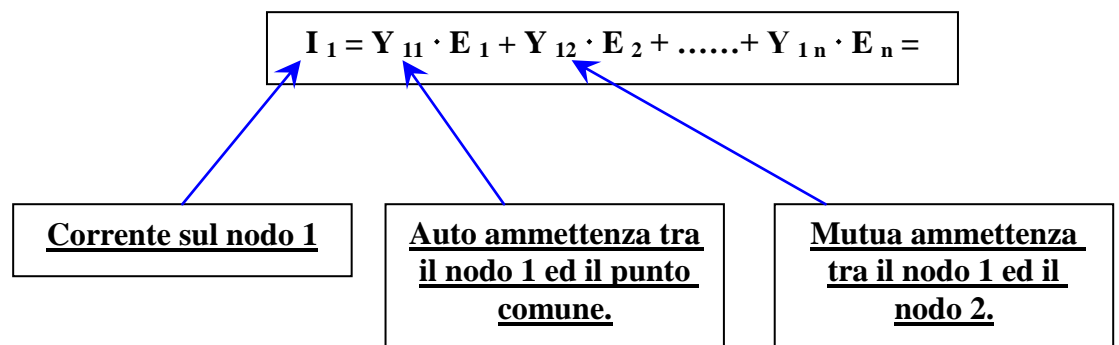
I parametri della rete elettrica che noi conosciamo sono:

- Il valore di tensione su ciascun ramo della rete elettrica;
- Il valore di corrente su ciascun ramo della rete elettrica in cui è presente il carico elettrico od il generatore elettrico;
- Il valore della frequenza della rete elettrica;
- I valori caratteristici della linea di ciascun ramo della rete elettrica, precisamente:
 - La lunghezza;
 - La resistenza chilometrica, che dipende dal materiale che costituisce la linea;
 - L'induttanza chilometrica;
 - La capacità chilometrica;
 - La conduttanza chilometrica;
- Il tipo di linea:
 - Linea in cavo;
 - Linea aerea;

con questi valori riusciamo a calcolarci il valore dell'admettenza del nostro ramo di rete elettrica; il calcolo però può essere eseguito in tre modi:

- 1) Modello a parametri concentrati;
- 2) Modello a parametri quasi concentrati;
- 3) Modello a parametri distribuiti;

questi tre modelli sono in ordine di precisione e quello che useremo noi è il terzo. Ultimo passaggio da fare è di scegliere il nodo comune, quindi eseguendo i calcoli avremmo che, il ramo di rete elettrica compreso tra il nodo ed il punto comune mi darà l'auto ammettenza del ramo di rete elettrica, definita con il termine “ $Y_{\text{nodo} - 0}$ ” ed invece, l'analisi fatta tra due nodi mi darà la mutua ammettenza, definita con il termine “ $Y_{\text{nodo} - \text{nodo}}$ ”, quindi avremmo che la corrente presente nel nodo in analisi sarà così definita:



Quindi ripetendo il tutto per ciascun nodo “n” avremmo:

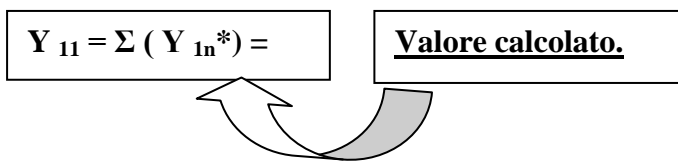
$$I_1 = Y_{11} \cdot E_1 + Y_{12} \cdot E_2 + \dots + Y_{1n} \cdot E_n =$$

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

·
 ·
 ·
 ·

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

A questo punto abbiamo in mano i valori di auto e mutua ammettenza di ciascun ramo della rete elettrica, però prima di costruire la “**Matrice delle ammettenze**” si deve fare un ultimo passaggio, che è:



Questo è il primo termine, in posizione (1,1) della “**matrice delle ammettenze**”, questo è un termine di auto ammettenza; naturalmente i termini “ Y_{22} ” “ Y_{33} ”, verranno calcolati in maniera uguale; invece i termini di mutua induttanza come ad esempio “ Y_{12} ” saranno uguali a zero se i due nodi non sono adiacenti ed uguali alla stessa mutua induttanza se sono adiacenti; i termini con pedici apposti, come ad esempio “ Y_{21} ” saranno uguali a quelli a loro apposti, precisamente “ Y_{21} ” = “ Y_{12} ”.

A questo punto mettendo i valori all’interno della matrice in maniera ordinata avremmo la “**matrice delle ammettenze**”, così costituita:

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & Y_{2n} \\ \cdot & & & & \\ \cdot & & & & \\ \cdot & & & & \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix}$$

Quindi possiamo scrivere: $[I] = [Y] \cdot [E]$

in pratica - la matrice delle correnti presenti su ciascun ramo della nostra rete elettrica è pari ad: il prodotto tra la “matrice delle ammettenze” e la “matrice delle tensioni su ciascun nodo della nostra rete elettrica”.

La nostra “**matrice delle ammettenze Y**” sarà così caratterizzata:

- Quadrata d’ordine “n”;
- “Sparsa” in pratica contiene numerose mutue nulle, dove ciò è dovuto al fatto che nelle reti di potenza, ciascun nodo è collegato a pochi nodi in modo diretto;
- Simmetrica rispetto alla diagonale principale, vale a dire che “ Y_{21} ” = “ Y_{12} ”.

A questo punto ci sorge una domanda - perché abbiamo ricavato la “matrice delle ammettenze” e non quelle delle “impedenze”?=> perché il calcolo della “matrice delle impedenze” è molto complesso e laborioso, però dalla “matrice delle ammettenze” si può ricavare quelle delle “impedenze”, nel seguente modo:

$$[Z] = [Y]^{-1}$$

come si può ben capire è l’inversa.

Però noi, fino ad ora, non abbiamo parlato del fatto che all’interno della nostra rete elettrica ci sono i trasformatori; essi vanno a generare uno sfasamento “ μ ” tra il primario ed il secondario e, questo sfasamento va a ripercuotersi sulla “matrice delle ammettenze”, precisamente va a variarmi le mutue ammettenze, quindi quando c’è la presenza di un trasformatore si opera nel seguente modo:

- 1) Si va a ricavare la “matrice delle ammettenze” nel modo appena visto, come non ci fosse il trasformatore;
- 2) Dopo aver ricavato la “matrice delle ammettenze” si va a modificare le sole mutue ammettenze e non le auto ammettenze, nel seguente modo:

$Y_{\text{mutua con il trasformatore}} = - Y_{\text{mutua senza trasformatore}} \cdot e^{j\mu} =$

Naturalmente nel nostro programma, questa variazione la andremo a fare in modo “matriciale”, perché questo ci permette di eseguire i calcoli in modo molto preciso e soprattutto in modo molto veloce. L’approccio matriciale per analizzare la presenza del trasformatore è:

- Il trasformatore è installato tra due nodi, quindi noi alla fine dovremmo avere l’ammettenza del trasformatore tra i due nodi; il calcolo dell’ammettenza è eseguito come fosse una semplice linea, però l’elemento più importante è la “matrice di trasmissione del trasformatore”, che viene calcolata in un modo molto preciso.
- Lo schema con cui rappresenteremo il trasformatore è il seguente:

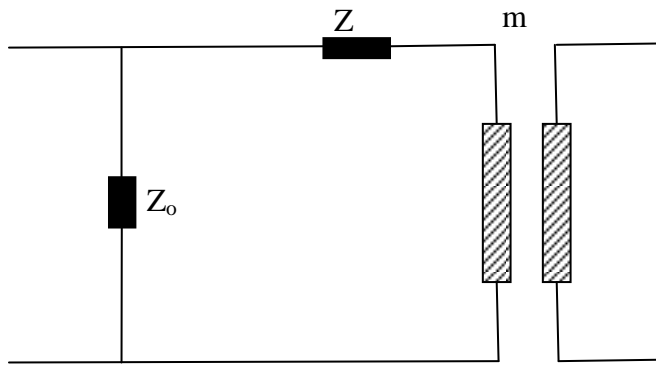


Fig. 13: Rappresentazione grafica dello schema del trasformatore.

- La “matrice di trasmissione” del nostro trasformatore la si calcola nel seguente modo:

$$\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 1/Z_0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} m & 0 \\ 0 & 1/m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m & Z/m \\ 0 & 1/m \end{bmatrix}$$

Rappresentazione dell'impedenza Z_0 trasversale.

Rappresentazione dell'impedenza Z_0 longitudinale.

Rappresentazione del “Rapporto di trasformazione m ”

- Però non abbiamo tenuto conto dello sfasamento “ μ ” che il trasformatore può generare, quindi si deve aggiungere un altro pezzo:

$$\begin{bmatrix} e^{j\mu} & 0 \\ 0 & e^{j\mu} \end{bmatrix}$$

Quindi la formula varia nel seguente modo:

$$\begin{bmatrix} \overline{A} & \overline{B} \\ \overline{C} & \overline{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{1} & \overline{0} \\ \overline{1/Z_o} & \overline{1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{1} & \overline{Z} \\ \overline{0} & \overline{1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{m} & \overline{0} \\ \overline{0} & \overline{1/m} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \overline{e^{j\mu}} & \overline{0} \\ \overline{0} & \overline{e^{j\mu}} \end{bmatrix} =$$

→ In questo modo abbiamo calcolato la “matrice di trasmissione” del trasformatore, con relativo sfasamento; a questo punto per il calcolo dell’ammettenza della linea con il trasformatore si procede, nel medesimo modo visto in precedenza per la linea elettrica.

A questo punto conosciamo le ammettenze di ogni singolo ramo della nostra rete elettrica, naturalmente per conoscere le impedenze, come prima detto basta invertire la “matrice delle ammettenze”.

Definizione delle equazioni che rappresentano:

- La tensione per ogni ramo della rete elettrica;
- La corrente per ogni ramo della rete elettrica;
- La potenza attiva e reattiva presente su ciascun ramo della rete elettrica.

L’ultimo passo per riuscire a calcolare le equazioni che rappresentano i “flussi di potenze” su ciascun nodo della nostra rete elettrica, è andare a definire (come definito dal titolo di questo paragrafo) le equazioni che rappresentano:

- La tensione per ogni ramo della rete;
- La potenza attiva e reattiva presente su ciascun nodo della rete elettrica.

Quindi preso come riferimento il nodo k-esimo avremmo che:

- La tensione nel nodo k-esimo è data da:

$$\Rightarrow E_k = E'_k + j E''_k =$$

⇓ Dove: “E’_k” è la componente reale della tensione e “E’’_k” è la componente immaginaria;

$$\Rightarrow Y_{k-s} = G_{k-s} + j B_{k-s} =$$

Queste due equazioni le inseriamo nell'equazione: $[\mathbf{I}] = [\mathbf{Y}] \cdot [\mathbf{E}]$

Dove dobbiamo ricordarci che la “**potenza complessa N_k** ” è definita nel seguente modo:

$$\mathbf{N}_k = \mathbf{E} \cdot \mathbf{I}^* = \mathbf{P}_k + j \mathbf{Q}_k =$$

Inserendo anch'essa nell'equazione: $[\mathbf{I}] = [\mathbf{Y}] \cdot [\mathbf{E}]$

dove:

$$|\mathbf{E}_k|^2 = \mathbf{E}_k^2 = (\mathbf{E}'_k)^2 + (\mathbf{E}''_k)^2 =$$

Però devo conoscere il valore della tensione, sia in modulo che in fase, in tutti i punti del sistema, quindi conoscendo quest'ultimo vincolo, possiamo andare a definire le relazioni che mi permettono di definire i “flussi di potenza” su ciascun ramo della nostra rete elettrica, dove queste equazioni sono:

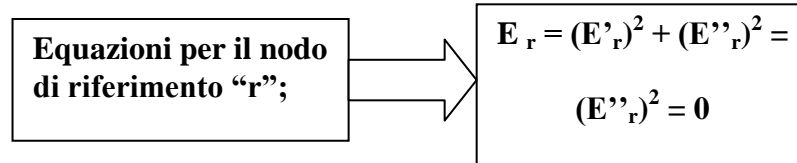
$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{P}_k = \Sigma (\mathbf{G}_{k-s} \cdot \mathbf{E}'_k \cdot \mathbf{E}'_s - \mathbf{B}_{k-s} \cdot \mathbf{E}'_k \cdot \mathbf{E}''_s + \mathbf{G}_{k-s} \cdot \mathbf{E}''_k \cdot \mathbf{E}''_s + \mathbf{B}_{k-s} \cdot \mathbf{E}''_k \cdot \mathbf{E}'_s) = \\ \mathbf{Q}_k = \Sigma (- \mathbf{B}_{k-s} \cdot \mathbf{E}'_k \cdot \mathbf{E}'_s - \mathbf{G}_{k-s} \cdot \mathbf{E}'_k \cdot \mathbf{E}''_s - \mathbf{B}_{k-s} \cdot \mathbf{E}''_k \cdot \mathbf{E}''_s + \mathbf{G}_{k-s} \cdot \mathbf{E}''_k \cdot \mathbf{E}'_s) = \\ \mathbf{E}_k^2 = (\mathbf{E}'_k)^2 + (\mathbf{E}''_k)^2 = \end{array} \right.$$

Questo sistema è formato da “ $2 \cdot n$ ” equazioni, dove le incognite sono: \mathbf{E}'_k e \mathbf{E}''_k ;

A questo punto dobbiamo fare un'importante precisazione sui nodi della nostra rete elettrica; i nodi della nostra rete elettrica si possono classificare in tre tipologie, che sono:

- 1) “nodo di riferimento o nodo di saldo”: è il nodo preso come riferimento per la nostra analisi;
- 2) “nodi di generazione”: sono i nodi in cui sono collegati i generatori elettrici;
- 3) “nodi di carico”: sono i nodi in cui sono collegati i nostri carichi elettrici;

naturalmente per ciascuna tipologia di nodo, le nostre equazioni dei “flussi di potenza” sono definite in maniera diversa; quindi le equazioni che noi dovremmo risolvere sono:



$$P_k = \Sigma (G_{k-s} \cdot E'_k \cdot E'_s - B_{k-s} \cdot E'_k \cdot E''_s + G_{k-s} \cdot E''_k \cdot E''_s + B_{k-s} \cdot E''_k \cdot E'_s) =$$

$$E_r = (E'_r)^2 + (E''_r)^2 =$$



$$P_k = \Sigma (G_{k-s} \cdot E'_k \cdot E'_s - B_{k-s} \cdot E'_k \cdot E''_s + G_{k-s} \cdot E''_k \cdot E''_s + B_{k-s} \cdot E''_k \cdot E'_s) =$$

$$Q_k = \Sigma (-B_{k-s} \cdot E'_k \cdot E'_s - G_{k-s} \cdot E'_k \cdot E''_s - B_{k-s} \cdot E''_k \cdot E''_s + G_{k-s} \cdot E''_k \cdot E'_s) =$$



Naturalmente esistono vari metodi per risolvere questo sistema d'equazioni, però il metodo più consono, in termini di semplicità, di velocità di calcolo è il “**metodo Newton-Raphson**”, ponendo i valori $E'_k = 1$ ed i valori $E''_k = 0$; in questo modo si imposta il metodo e si riesce a calcolare, ricavare i valori dei “flussi di potenza” per ciascun ramo della nostra rete elettrica. Naturalmente in prima analisi la risoluzione del sistema sembra molto complesso, dove essa è svolta attraverso un calcolatore, ed è ovviamente impossibile a mano risolverlo il sistema, però lo si può semplificare.

Prima di passare ai metodi di semplificazione dobbiamo prima precisare una cosa: il “**Metodo Newton-Raphson**” funziona, esegue i calcoli, con molta più facilità e precisione se le grandezze in gioco sono espresse in maniera “**polare**”; quindi prima d'iniziare l'analisi si devono esprimere le grandezze in coordinate polari, quindi avremmo:

- La tensione: $E_k^* = E_k \cdot e^{j\theta_k} =$
- L'ammettenza: $Y_{k-s}^* = Y_{k-s} \cdot e^{j\gamma_{k-s}} =$
- La potenza attiva P: $P_k = \sum (E_k \cdot E_s \cdot Y_{k-s} \cdot \cos(\theta_k - \theta_s - \gamma_{k-s})) =$
- La potenza reattiva Q: $Q_k = \sum (E_k \cdot E_s \cdot Y_{k-s} \cdot \sin(\theta_k - \theta_s - \gamma_{k-s})) =$

Quindi l'analisi sarà così instaurata:

- Nodo di Saldo o di riferimento: questo nodo avrà come modulo il valore di tensione “E” di 1 [pu] e fase nulla $\theta=0^\circ$;
- Nodi di generazione: $P_g = \sum (E_g \cdot E_s \cdot Y_{g-s} \cdot \cos(\theta_g - \theta_s - \gamma_{g-s})) =$
- Nodi di carico: $P_k = \sum (E_k \cdot E_s \cdot Y_{k-s} \cdot \cos(\theta_k - \theta_s - \gamma_{k-s})) =$
 $Q_k = \sum (E_k \cdot E_s \cdot Y_{k-s} \cdot \sin(\theta_k - \theta_s - \gamma_{k-s})) =$

Alla fine ci troveremo con “2n-1-g” equazioni non lineari ed applicando questi tre punti sulla nostra rete elettrica, ci troveremo i flussi di potenza su ciascun nodo della nostra rete elettrica.

Semplificazione del “Metodo Newton-Raphson”.

Supponiamo che la funzione “f(x)” sia così definita: $f(\mathbf{x}) = \mathbf{y}_r$, quindi noi dobbiamo trovare il valore di “x” che mi permetta di risolvere la relazione appena definita ($f(\mathbf{x}) = \mathbf{y}_r$). Naturalmente per far questo si devono fare dei tentativi, dove li possiamo definire nel seguente modo:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}_0) + \varepsilon = y_k \Rightarrow \mathbf{f}(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}) = y_k$$



 $\Delta\mathbf{x}$ passo dell'iterazione.

Eseguendo lo “sviluppo in serie”, fermandoci al primo grado avremmo:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}_0) + [\mathbf{df} / \mathbf{dx}] \cdot \Delta\mathbf{x} = y_k$$

Ciò che dobbiamo ricavarci è “ $\Delta\mathbf{x}$ ” quindi giriamo l’equazione appena definita ed avremmo:

$$\Delta\mathbf{x} = (y_k - \mathbf{f}(\mathbf{x}_0)) \cdot [\mathbf{df} / \mathbf{dx}]^{-1} =$$

Quindi conosciamo il passo dell’iterazione “ $\Delta\mathbf{x}$ ”; però se noi facciamo tale iterazione per le “n” equazioni avremmo il seguente sistema, precisamente da “ $\mathbf{f}(\mathbf{x}_1) = y_1$ ” ad “ $\mathbf{f}(\mathbf{x}_n) = y_n$ ”:

$$(\mathbf{f}_1(\mathbf{x}_{1-0}), (\mathbf{x}_{2-0}), (\mathbf{x}_{n-0})) + [\mathbf{df}_1 / \mathbf{dx}_1] \cdot \Delta\mathbf{x}_1 + \dots + [\mathbf{df}_1 / \mathbf{dx}_n] \cdot \Delta\mathbf{x}_n = y_1$$

$$(\mathbf{f}_2(\mathbf{x}_{1-0}), (\mathbf{x}_{2-0}), (\mathbf{x}_{n-0})) + [\mathbf{df}_2 / \mathbf{dx}_1] \cdot \Delta\mathbf{x}_1 + \dots + [\mathbf{df}_2 / \mathbf{dx}_n] \cdot \Delta\mathbf{x}_n = y_2$$

·
 ·
 ·
 ·
 ·

$$(\mathbf{f}_n(\mathbf{x}_{1-0}), (\mathbf{x}_{2-0}), (\mathbf{x}_{n-0})) + [\mathbf{df}_n / \mathbf{dx}_1] \cdot \Delta\mathbf{x}_1 + \dots + [\mathbf{df}_n / \mathbf{dx}_n] \cdot \Delta\mathbf{x}_n = y_n$$

Definendolo matricialmente abbiamo:

$$\begin{aligned} & \mathbf{f}_0 + \mathbf{J}_0 \cdot \Delta \mathbf{x} = \mathbf{y} \\ & \downarrow \\ & \mathbf{y} - \mathbf{f}_0 = \Delta \mathbf{y} = \mathbf{J}_0 \cdot \Delta \mathbf{x} \end{aligned}$$

Passando in notazione “polare” le nostre grandezze, (visto che il “metodo Newton-Raphson”, ha un funzionamento migliore, in termini di semplicità di calcoli e di precisione), avremmo che il passaggio lo si esegue in questo modo:

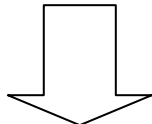
- Gli ingressi, ciò che noi conosciamo, definite in precedenza come “x” sono: \mathbf{E}_k e θ_k , dove, $\tilde{\mathbf{E}}_k = \mathbf{E}_k \cdot \mathbf{e}^{j\theta}$;
- Le uscite, le “y” sono: \mathbf{P}_k e \mathbf{Q}_k ;
- I passi degli ingressi nelle iterazioni sono: $\Delta \mathbf{E}_k$ e $\Delta \theta_k$;
- Le variazioni delle uscite ad ogni iterazione sono:
 - $\mathbf{P}_k - \mathbf{P}_{k-0} \cdot (\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n, \mathbf{E}_{1-0}, \mathbf{E}_{2-0}, \dots, \mathbf{E}_{n-0}) =$
 - $\mathbf{Q}_k - \mathbf{Q}_{k-0} \cdot (\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n, \mathbf{E}_{1-0}, \mathbf{E}_{2-0}, \dots, \mathbf{E}_{n-0}) =$

Facendo per gli “n” i passaggi prima visti abbiamo:

$$|\mathbf{J}_0| = \begin{array}{|c|c|} \hline \begin{array}{c} \delta P_1 / \delta \theta_1 \dots \delta P_1 / \delta \theta_n \\ \vdots \\ \delta P_n / \delta \theta_1 \dots \delta P_n / \delta \theta_n \end{array} & \begin{array}{c} \delta P_1 / \delta E_1 \dots \delta P_1 / \delta E_n \\ \vdots \\ \delta P_n / \delta E_1 \dots \delta P_n / \delta E_n \end{array} \\ \hline \begin{array}{c} \delta Q_1 / \delta \theta_1 \dots \delta Q_1 / \delta \theta_n \\ \vdots \\ \delta Q_n / \delta \theta_1 \dots \delta Q_n / \delta \theta_n \end{array} & \begin{array}{c} \delta Q_1 / \delta E_1 \dots \delta Q_1 / \delta E_n \\ \vdots \\ \delta Q_n / \delta E_1 \dots \delta Q_n / \delta E_n \end{array} \\ \hline \end{array}$$

Matrice Jacobiana

e scrivendo il tutto in modo esteso il sistema matriciale prima definito:

$$|\Delta \mathbf{y}| = |\mathbf{J}_0| \cdot |\Delta \mathbf{x}|$$


ΔP_1 ΔP_2 \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot ΔP_n	=	<table style="border-collapse: collapse; width: 100%; text-align: center;"> <tr> <td style="border-right: 1px dotted black; padding: 5px;"> $\delta P_1 / \delta \theta_1 \dots \delta P_1 / \delta \theta_n$ \cdot \cdot $\delta P_n / \delta \theta_1 \dots \delta P_n / \delta \theta_n$ </td> <td style="border-right: 1px dotted black; padding: 5px;"> $\delta P_1 / \delta E_1 \dots \delta P_1 / \delta E_n$ \cdot \cdot $\delta P_n / \delta E_1 \dots \delta P_n / \delta E_n$ </td> </tr> <tr> <td style="border-right: 1px dotted black; padding: 5px;"> $\delta Q_1 / \delta \theta_1 \dots \delta Q_1 / \delta \theta_n$ \cdot \cdot $\delta Q_n / \delta \theta_1 \dots \delta Q_n / \delta \theta_n$ </td> <td style="padding: 5px;"> $\delta Q_1 / \delta E_1 \dots \delta Q_1 / \delta E_n$ \cdot \cdot $\delta Q_n / \delta E_1 \dots \delta Q_n / \delta E_n$ </td> </tr> </table>	$\delta P_1 / \delta \theta_1 \dots \delta P_1 / \delta \theta_n$ \cdot \cdot $\delta P_n / \delta \theta_1 \dots \delta P_n / \delta \theta_n$	$\delta P_1 / \delta E_1 \dots \delta P_1 / \delta E_n$ \cdot \cdot $\delta P_n / \delta E_1 \dots \delta P_n / \delta E_n$	$\delta Q_1 / \delta \theta_1 \dots \delta Q_1 / \delta \theta_n$ \cdot \cdot $\delta Q_n / \delta \theta_1 \dots \delta Q_n / \delta \theta_n$	$\delta Q_1 / \delta E_1 \dots \delta Q_1 / \delta E_n$ \cdot \cdot $\delta Q_n / \delta E_1 \dots \delta Q_n / \delta E_n$	$\Delta \theta_1$ $\Delta \theta_2$ \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot $\Delta \theta_n$
$\delta P_1 / \delta \theta_1 \dots \delta P_1 / \delta \theta_n$ \cdot \cdot $\delta P_n / \delta \theta_1 \dots \delta P_n / \delta \theta_n$	$\delta P_1 / \delta E_1 \dots \delta P_1 / \delta E_n$ \cdot \cdot $\delta P_n / \delta E_1 \dots \delta P_n / \delta E_n$						
$\delta Q_1 / \delta \theta_1 \dots \delta Q_1 / \delta \theta_n$ \cdot \cdot $\delta Q_n / \delta \theta_1 \dots \delta Q_n / \delta \theta_n$	$\delta Q_1 / \delta E_1 \dots \delta Q_1 / \delta E_n$ \cdot \cdot $\delta Q_n / \delta E_1 \dots \delta Q_n / \delta E_n$						
ΔQ_1 ΔQ_2 \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot ΔQ_n		ΔE_1 ΔE_2 \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot ΔE_n					

➔ A questo punto ci sorge una domanda: quali sono i nostri termini noti e le nostre incognite?;

Prima noi avevamo detto che i nostri ingressi erano: il modulo della tensione “E” e sua la fase θ ; le uscite del nostro sistema erano: le potenze; questo è vero, però non sono quelle del metodo, precisamente, con l’iterazione del metodo in uscita non abbiamo valori di potenze, ma valori di tensioni e di fasi di tensioni, perché noi non conosciamo i valori delle tensioni e le fasi dei nodi della rete elettrica, tranne nel caso che il nodo sia di generazione e di saldo; quindi per capir bene questo fatto, è cosa lecita andare a precisare nei minimi dettagli questo fatto.

Precisazioni su come impostare il metodo.

Data una rete elettrica, i termini noti che noi conosciamo sono:

- Potenze attive dei carichi;
- Potenze reattive dei carichi;
- Potenze attive dei generatori;
- Potenze reattive dei generatori;
- Tensione nominale del generatore;
- Tensione e fase del nodo di saldo.

Come si nota, di valori di tensione ne conosciamo solo una parte, quelle dei generatori; di valori di fase non ne conosciamo nessuna.

Dobbiamo specificare un'altra cosa fondamentale, come rappresentare i nostri nodi: i nostri nodi di generazione possono essere rappresentati come fossero dei carichi, quindi conosciamo il valore di potenza attiva P e reattiva Q, oppure come dei generatori, quindi conoscendo il valore di potenza attiva P ed il modulo della tensione E; invece i nodi di generazione, li rappresentiamo come fossero dei carichi, quindi si conoscono i valori della potenza attiva P e reattiva Q.

Noi scegliamo di rappresentare i generatori come dei carichi (dove questa rappresentazione viene definita con la sigla "PQ", altrimenti sarebbe "PV"), quindi noi conosciamo la potenza attiva e reattiva di ciascun generatore e la potenza attiva e reattiva di ciascun carico, naturalmente sappiamo che dobbiamo imporre la tensione al nodo di saldo pari a 1 [pu] e la fase pari a zero (0).

Le nostre incognite saranno: il modulo e la fase delle tensioni su ciascun nodo. Quindi arriviamo alla seguente formula:

$$|\Delta y| = |J_0| \cdot |\Delta x|$$

Dove la Δy sono le uscite, i termini noti, le potenze e Δx le incognite, i valori dei moduli e delle fasi delle tensioni.

Però a noi interessa la $\Delta \mathbf{x}$, le incognite quindi si deve girare la formula appena definita:

$$|\Delta \mathbf{x}| = |\mathbf{J}_0|^{-1} \cdot |\Delta \mathbf{y}|$$

Però prima di fare questo si deve andare a fare una cosa importantissima, andare ad inizializzare le incognite, vale a dire dare un valore di primo tentativo alle incognite, visto che il metodo è iterativo, dove si pone i moduli delle tensioni pari a 1 [pu] e le fasi pari a zero (0).

A questo punto vado a sostituire i valori all'interno delle formule:

$$\mathbf{P}_k = \sum (\mathbf{E}_k \cdot \mathbf{E}_s \cdot \mathbf{Y}_{k-s} \cdot \cos(\theta_k - \theta_s - \gamma_{k-s})) =$$

$$\mathbf{Q}_k = \sum (\mathbf{E}_k \cdot \mathbf{E}_s \cdot \mathbf{Y}_{k-s} \cdot \sin(\theta_k - \theta_s - \gamma_{k-s})) =$$

Avremmo i valori di prima iterazione delle potenze, che verranno utilizzate per calcolare la “matrice jacobiana $[\mathbf{J}_0]$ ” di prima iterazione e da qui i valori delle incognite, nel seguente modo:

$$\begin{bmatrix} [\Delta P_k] \\ [\Delta Q_k] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [P_{note}] \\ [Q_{note}] \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} [P_{iterazione}] \\ [Q_{iterazione}] \end{bmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \end{bmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} [\Delta P_k] \\ [\Delta Q_k] \end{bmatrix}$$

A questo punto abbiamo calcolato le nostre incognite di prima iterazione; queste incognite appena calcolate, diventeranno i nuovi valori iniziali, quindi si va a ri-fare l'iterazione, in pratica ri-calcolare le potenze, la matrice jacobiana e le incognite.

Questo sistema di calcolo appena definito è il “**Metodo del Newton-Raphson**” per le reti elettriche, metodo che ci permette di conoscere i flussi di potenza su ciascun ramo della nostra rete elettrica. Esso è un metodo iterativo, quindi viene eseguito varie volte, però si deve impostare un limite: il metodo se ben funzionante, in due/tre iterazioni raggiunge il risultato sperato, però per reti estremamente gravose e grandi, si imposta un limite di iterazioni di venti interazioni, oltre al quale non si va; naturalmente si deve impostare una certa tolleranza, che di norma è: 10^{-6} o 10^{-9} ; questa tolleranza è la variazione delle uscite ad ogni iterazione:

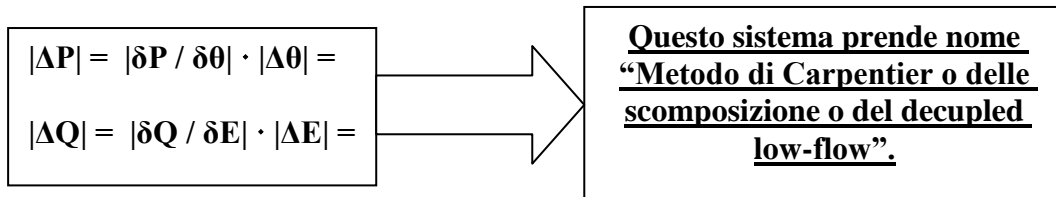
$$\begin{bmatrix} [\Delta P_k] \\ [\Delta Q_k] \end{bmatrix}$$

Dove idealmente l’esatta soluzione è quando la variazione delle potenze è uguale a zero, realmente si pone un limite, che è quando essa è inferiore ad una certa tolleranza imposta, definita in precedenza, cioè:

$$\begin{bmatrix} [\Delta P_k] \\ [\Delta Q_k] \end{bmatrix} < \text{Tolleranza} = 10^{-6} \text{ o } 10^{-9}$$

Si nota che il sistema è molto complesso, come detto all’inizio, quindi passiamo a definire le varie semplificazioni:

→ Semplificazione attraverso “Carpentier” - Carpentier ha notato che eseguendo uno sfasamento, variando “ θ ”, l’unica potenza che rimane diversa da zero è la “potenza attiva P” ed eseguendo una variazione di “E”, l’unica potenza che rimane diversa da zero è la “potenza reattiva Q”, quindi il sistema può essere così scomposto:



Lo si può ulteriormente semplificare con “**Stott**”, che è così costituito:

$$|\delta P_k / \delta \theta_k| = E_k \cdot E_s \cdot (G_{k-s} \cdot \sin(\theta_k - \theta_s) - B_{k-s} \cdot \cos(\theta_k - \theta_s)) =$$

$$|\delta P_k / \delta \theta_k| = - E_k \cdot (G_{k-s} \cdot \sin(\theta_k - \theta_s) - B_{k-s} \cdot \cos(\theta_k - \theta_s)) - E_s^2 \cdot B_{k-s} =$$

$$|\delta Q_k / \delta E_k| = E_k \cdot (G_{k-s} \cdot \sin(\theta_k - \theta_s) - B_{k-s} \cdot \cos(\theta_k - \theta_s)) =$$

$$|\delta Q_k / \delta E_k| = - E_s^2 \cdot B_{k-s} + (Q_k / E_k) =$$

Dove la differenza $[(\theta_k - \theta_s) \ll 1]$ è molto piccola quindi:

- Il seno tenderà a zero;
- Il coseno tenderà ad uno;
- Il valore “ Q_{kk} ” è molto più piccolo di “ B_{kk} ” $\Rightarrow Q_{kk} \ll B_{kk}$;

Quindi avremmo:

- $(\delta P_k / \delta \theta_s) = - E_k \cdot E_s \cdot B_{k-s}$;
- $(\delta P_k / \delta \theta_k) = - E_k^2 \cdot B_{k-k}$;
- $(\delta Q_k / \delta E_s) = E_k \cdot B_{k-s}$;
- $(\delta Q_k / \delta E_k) = - E_k \cdot B_{k-k}$;

Quindi la definizione finale sarà:

- $|\Delta P / E| = - |B'| \cdot |E \cdot \Delta \theta| =$
- $|\Delta Q / E| = - |B'| \cdot |\Delta E| =$

Questo sistema è definito come: “**Metodo di Stott o fast decoupled low flow**”.

In questo modo la complessità del sistema delle equazioni per la definizione dei “flussi di potenza”, si è notevolmente ridotto.

A questo punto io conosco per ciascun nodo della mia rete elettrica, il valore della tensione, il modulo della tensione, il valore della potenza attiva e reattiva e, per ciascuna linea, per ciascun ramo di rete elettrica, il valore della corrente che vi circola, il valore della potenza attiva P e reattiva Q , che vi circola.

Ora dobbiamo andare a verificare che non vi siano “congestioni” sulla rete elettrica; con il termine “**Congestione**” s’intende quando la corrente che circola sul ramo della rete elettrica è superiore, alla portata massima della linea.

Per risolvere una congestione ci sono due modi:

- 1) Aumentare la sezione della linea elettrica;
- 2) Porre a monte od a valle un generatore che abbassi il flusso di corrente che circola sulla linea elettrica;

→ un metodo innovativo, che noi utilizzeremo è l’installazione di un accumulatore, di una batteria; essa scaricandosi, va ad sostenere, ad aiutare, la linea elettrica, il ramo di rete elettrica congestionata, in altre parole, invece che la linea si sobbarchi l’intera azione di sopperire, alla domanda d’energia elettrica del carico, la batteria, l’accumulatore fornisce la sua massima prestazione, la sua massima potenza e nel caso ve ne sia ancora bisogno, il rimanente viene richiesto alla linea in questione; in questo modo il flusso di potenza circolante sulla linea elettrica diminuisce notevolmente.

Però, c’è un altro problema da verificare; se la domanda d’energia elettrica è inferiore o ancor meglio, notevolmente inferiore, alla potenza generata, io sulla mia rete elettrica, mi posso trovare delle congestioni, perché c’è una certa quantità d’energia elettrica, che circola sulla rete elettrica e che può causare notevoli problemi; → questo problema, gli accumulatori, le batterie, lo risolvono, perché questa energia elettrica in eccedenza, viene accumulata, immagazzinata dagli accumulatori, dalle batterie e restituita, quando la rete elettrica la richiede.

Quindi giocando, agendo con la carica e la scarica degli accumulatori, noi riusciamo ad eliminare e prevenire la nascita delle congestioni e dei squilibri di tensione.

Ricerca del nodo su cui inserire gli accumulatori.

L’andamento della generazione elettrica e della richiesta dei carichi non è costante nel tempo, essa varia notevolmente; questa variazione l’abbiamo posta noi, in modo casuale, ed una variazione molto critica.

Come detto in precedenza, abbiamo capito che per risolvere una certa congestione, posta sulla nostra rete elettrica, dobbiamo andare ad inserire degli accumulatori elettrici sui dei nodi della nostra rete elettrica; **però su quale nodo, su quali nodi?**; → per rispondere a questa domanda non è semplice e non è un procedimento iterativo molto semplice.

Il metodo, che mi permette di trovare il nodo dove andare ad inserire, ad installare l'accumulatore, la batteria, è un metodo iterativo; in sostanza si va a scegliere un "range", un certo intervallo di potenza attiva della batteria, ad esempio: $[-10 \times P_{\text{carico-massimo}}, +10 \times P_{\text{carico-massimo}}]$; a questo punto si fornisce come dato in ingresso a quel nodo, il valore di potenza di $[-10 \times P_{\text{carico-massimo}}]$ e si esegue il calcolo dei flussi di potenza, il "metodo Newton-Raphson".

La domanda che ci viene spontanea è: che condizioni deve rispettare per essere il giusto nodo, l'esatto nodo, in cui inserire l'accumulatore, la batteria?.

La condizione è una banda di tensione e di corrente, che sono:

- "Banda di tensione": $V = [0.95 \cdot V_N, 1.05 \cdot V_N]$; vale a dire che la tensione deve essere compresa tra il valore di tensione di " $V_1 = 0.95 \cdot V_N$ " ed il valore di tensione di " $V_2 = 1.05 \cdot V_N$ ";
- "Banda di corrente": la corrente I che circola sulla linea deve essere inferiore alla corrente massima di portata; $\rightarrow I < I_{\text{portata}}$.

Procedura di calcolo:

Noi abbiamo appena eseguito il calcolo dei flussi di potenza della nostra rete elettrica, il "load flow" precisamente il "load flow passivo". Ora andiamo a creare il range, l'intervallo di potenza della batteria ad esempio: $[-10 \times P_{\text{carico-massimo}}, +10 \times P_{\text{carico-massimo}}]$; a questo punto si fornisce come dato in ingresso a quel nodo, il valore di potenza di $[-10 \times P_{\text{carico-massimo}}]$ e si esegue il calcolo dei flussi di potenza, il "metodo Newton-Raphson"; poi si aumenta il valore della potenza dell'accumulatore e si ripete il calcolo.

Il calcolo andrà avanti fino a quando riusciamo a garantire, sia la banda di tensione e quella di corrente, prima definite; quando le abbiamo garantite, abbiamo trovato il primo punto fondamentale dell'analisi, il punto uno (1) del grafico qui sotto definito; si continua con le iterazioni fino a quando la banda di tensione e di corrente, non sono garantite; questo è il secondo punto fondamentale dell'analisi, il punto due (2) del grafico qui sotto riportato.

Questa analisi deve essere fatta ora per ora, quindi ventiquattro volte per ogni nodo; il grafico che ci uscirà sarà il seguente:

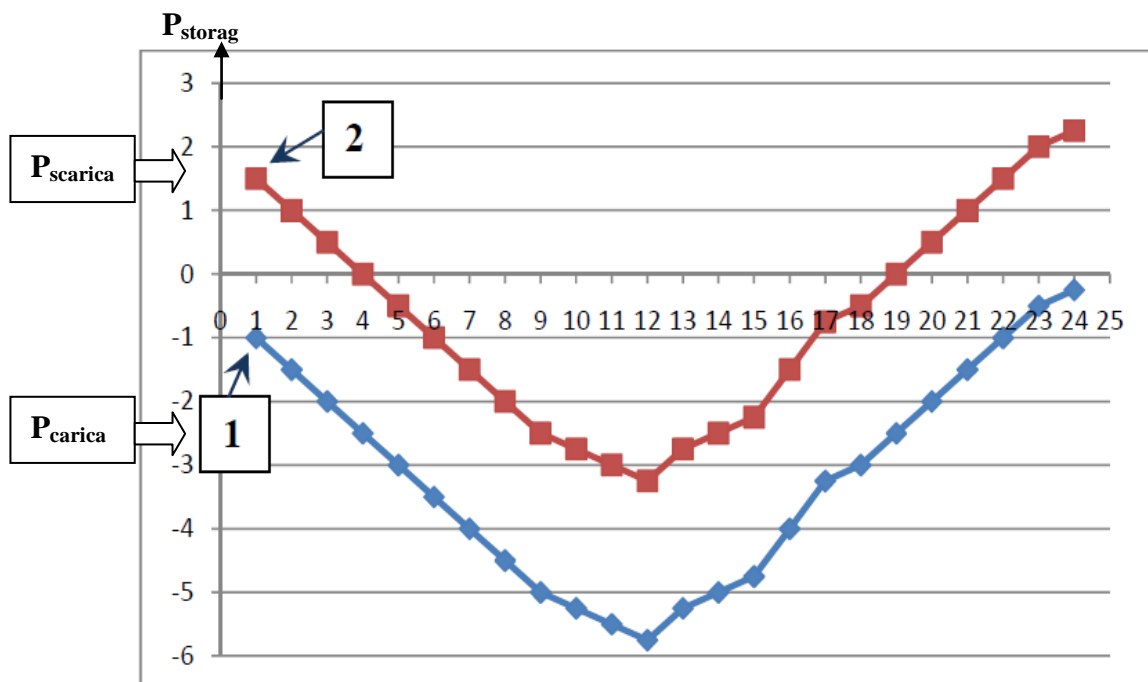


Fig. 14: Rappresentazione grafica dell'andamento della potenza dell'accumulatore in funzione delle 24 ore (h).

Precisamente la curva rossa, rappresenta la fase di scarica della batteria e quella blu la fase di carica della batteria; se nel nodo ci esce questo andamento, possiamo affermare che installazione dell'accumulatore, della batteria in quel nodo, nel nodo in analisi è pertinente.

Se invece, le due curve si trovano entrambe sulla parte positiva della " $P_{storage}$ " od entrambe sulla parte negativa, l'installazione dell'accumulatore, della batteria su quel nodo, sul nodo in analisi, non è pertinente, perché nel caso siano sulla parte positiva, gli accumulatori sarebbero sempre in fase di scarica e, se fossero sulla parte negativa, sarebbero sempre in fase di carica, quindi l'installazione risulterà inutile per la risoluzione dei problemi, perché le batterie una volta cariche o scariche, sono ferme quindi inutili. Per capire nel migliore dei modi questo fatto andiamo a definire le seguenti immagini:

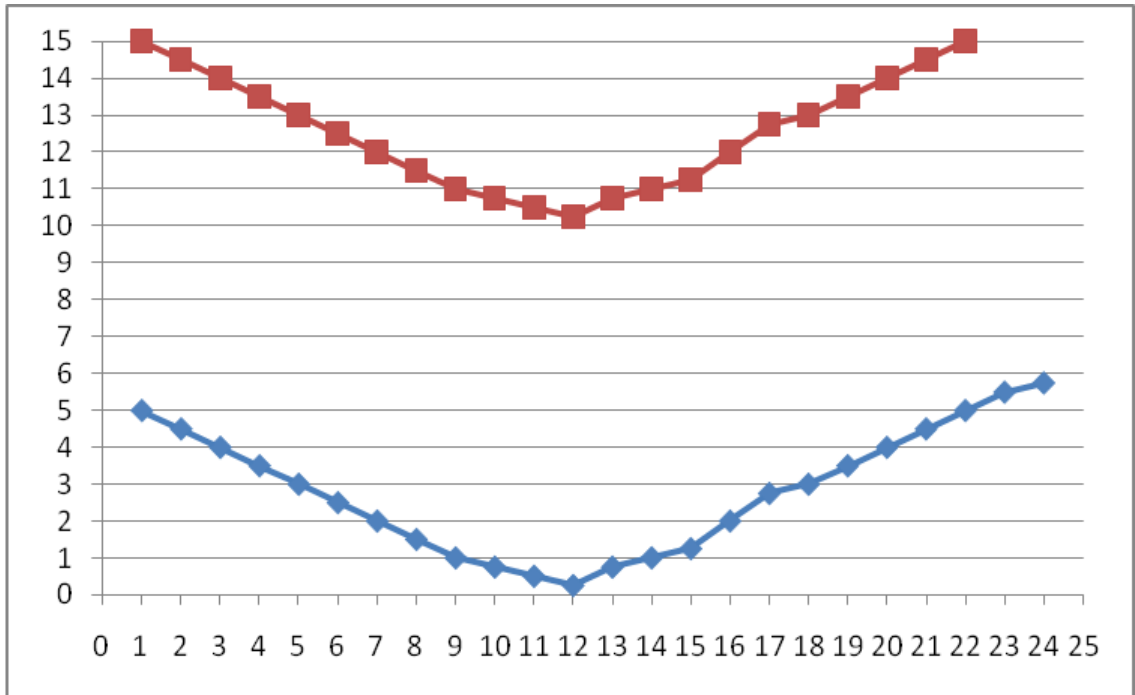


Fig. 15: Rappresentazione grafica dell'andamento errato della $P_{storage}$.

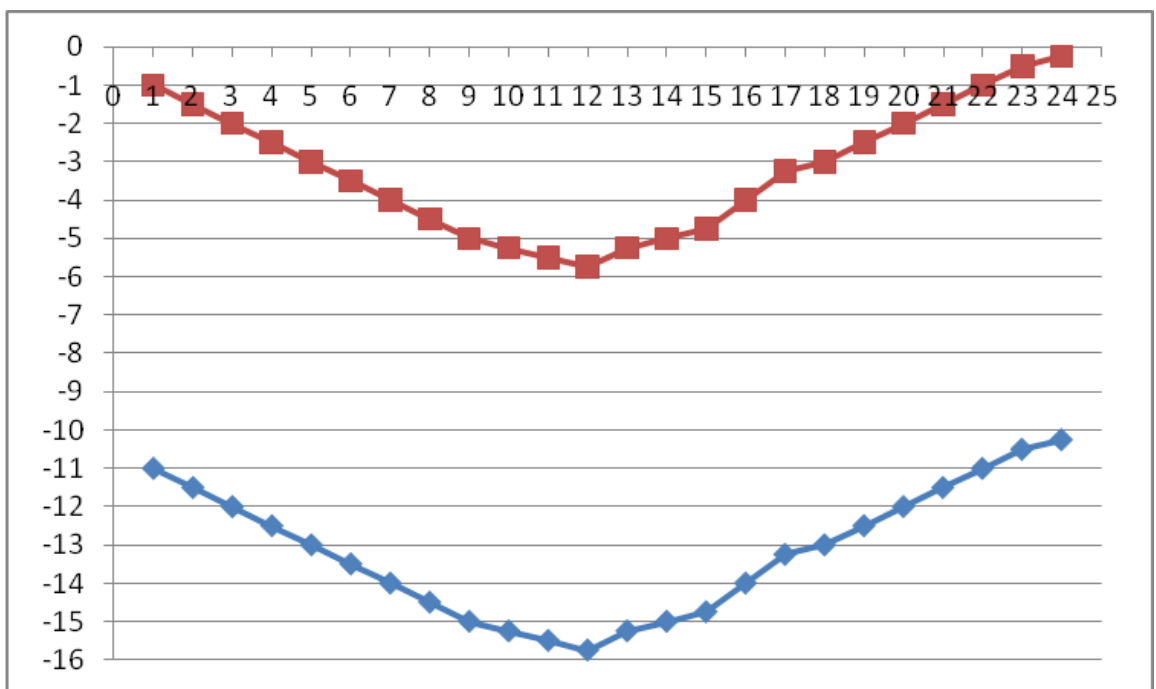


Fig. 16: Rappresentazione grafica dell'andamento errato della $P_{storage}$.

Trovati i nodi in cui è corretto installare gli accumulatori, le batterie, si va a ripetere il calcolo dei flussi di potenza sull'intera rete elettrica, con i valori di potenza attiva della batteria; si dovrà verificare che la banda di tensione e di corrente, vengono rispettate su tutti i nodi e rami della rete elettrica, quindi non ci devono essere congestioni ed abbassamenti del valore di tensione.

CAPITOLO 4: Analisi di una rete elettrica di distribuzione.

Il capitolo che ora andremo a definire tratta dell'analisi, dello studio della rete elettrica di nostra pertinenza; in questo modo, dopo aver definito vari metodi d'analisi, riusciremo a capire quali metodi d'analisi, di studio si andranno ad utilizzare, per risolvere il quesito fondamentale della nostra tesi.

Il quesito, già definito varie volte in varie forme, sostanzialmente è: dove, in che punto della mia rete elettrica vado ad installare i miei accumulatori e che variazioni portano sulla mia rete elettrica.

Dobbiamo ricordarci che le batterie, in base al loro stato di funzionamento, possono essere considerati dei carichi, se sono in fase di carica o dei generatori, se sono in fase di scarica.

Per capire nel migliore di modi l'analisi che dobbiamo fare, andiamo a richiamare, a dare un'introduzione generale del problema in analisi; (i concetti che ora andremo ad esporre, sono già stati esposti all'inizio della trattazione della tesi, però ci sembra lecito riprenderli, per facilitare l'acquisizione dei vari concetti e per non perdere il filo del discorso).

Introduzione.

Il rapido esaurimento delle risorse, delle fonti non rinnovabili, dei combustibili fossili, l'innalzamento della temperatura terrestre dovuta all'inquinamento, vale a dire alle sostanze nocive presenti nell'aria, emanate dai gas di scarico dei mezzi di trasporti e dalle centrali a combustibili fossili, con le conseguenti cause che esse generano, ad esempio le piogge acide, difficoltà respiratorie per le persone e per gli animali; tutto questo a livello mondiale ha reso necessaria e possiamo osare obbligatorio, una ricerca urgente, immediata di fonti energetiche alternative, di fonti verdi, in pratica a zero emissioni, a zero inquinamento, il tutto per soddisfare la domanda d'energia, che nel nostro caso si parlerà di soddisfare la domanda d'energia elettrica, invece, per le altre fonti d'energia come ad esempio i combustibili questa non è la sede giusta per discuterne. Pertanto è obbligatorio come prima detto, trovare delle energie alternative, delle fonti pulite, ecologiche per coprire la domanda d'energia elettrica sempre più crescente, mentre si deve minimizzare gli impatti ambientali. I sistemi d'energia solare ed eolica, (senza nulla togliere agli'altri), sono stati considerati come potenza promettente per le fonti di generazione alternative a causa della loro disponibilità e tipologia, dei loro vantaggi per le generazioni. Tuttavia un inconveniente comune sia dell'energia solare, sia per l'energia eolica, è la loro natura imprevedibile causata dalla dipendenza dal meteo e dalle condizioni climatiche, che vanno a modificare la generazione d'energia solare ed eolica, poi possono non corrispondere con la distribuzione nel tempo della domanda di carico, vale a dire che esse possono essere insufficienti per sopperire alla domanda di carico o l'aspetto completamente contrario, in pratica l'energia che esse generano è superiore a quella richiesta, ecco perché si è iniziato un percorso di studio, per ricercare dei metodi d'accumulazione dell'energia elettrica, naturalmente dei metodi ecologici [1]. Fortunatamente i problemi causati dalla natura variabile di queste risorse, possono essere parzialmente o totalmente superate, attraverso l'integrazione

di queste due risorse energetiche, in una corretta combinazione, utilizzando i punti di forza della fonte dominante, per compensare i punti di debolezza delle fonti non dominanti [2-3]. L'utilizzo di diverse fonti d'energia, permette di migliorare il sistema, di migliorare l'efficienza e l'affidabilità della fornitura dell'energia elettrica e di ridurre l'energia non ecologica, utilizzata e quindi generata.

Al fine d'utilizzare in modo efficiente ed economico, le varie fonti rinnovabili, le varie risorse energetiche ecologiche, si ha assolutamente bisogno di un metodo di dimensionamento ottimale delle varie fonti, che si andranno ad utilizzare.

Il metodo di dimensionamento ottimale può contribuire a garantire l'uso d'investimenti più bassi, quindi più abordabili, con l'utilizzo completo del fotovoltaico, delle turbine eoliche e delle batterie, in modo che il sistema, può lavorare in condizioni ottimali in termini d'investimenti ed affidabilità. Questo tipo d'ottimizzazione comprende obiettivi economici e richiede la valutazione delle prestazioni del sistema nel lungo termine, al fine di raggiungere il miglior compromesso, sia per l'affidabilità sia per i costi. Qualunque sia il dimensionamento e la tecnica d'ottimizzazione, che vengono utilizzati soprattutto in ultima analisi, si deve avviare la ricerca di una combinazione ottimale dei seguenti parametri fondamentali:

- L'affidabilità del sistema:
 - Le varie prestazioni che esso è in grado di fornirci;
 - I vari comportamenti che il sistema elettrico ha, nel caso si presentino delle congestioni, dei guasti;
- Il costo del sistema;
- Gli incentivi che il sistema elettrico riesce a darci;
- La remunerazione che il sistema è in grado di fornirci.

Ricordato ciò che il nostro sistema elettrico deve fare, a questo punto andiamo a spiegare il procedimento d'ottimizzazione che noi andremo ad utilizzare.

Introduzione del nostro sistema elettrico in analisi.

Il sistema elettrico che noi dobbiamo analizzare è una rete elettrica, composta nel seguente modo da:

- Una serie di nodi di generazione, in cui c'è l'ingresso dell'energia elettrica prodotta dalle varie centrali elettriche;

► Un parco fotovoltaico o eolico, è una centrale elettrica con il fatto che la sua generazione è fortemente dipendente dalle condizioni atmosferiche, quindi è un generatore d'energia elettrica a potenza variabile;

- Una serie di nodi di carico, in cui c'è l'uscita dell'energia elettrica richiesta dai vari carichi, richiesta d'energia che varia nel tempo;
- Una serie di linee elettriche in cavo o in corda, che vanno ad eseguire i vari collegamenti, definiti con il termine “rami della rete elettrica”.

Noi su questa rete elettrica, dobbiamo andare ad eseguire quattro fasi d'analisi fondamentali, per iniziare nella giusta maniera la nostra analisi; la prima fase d'analisi che dobbiamo eseguire è di andare a calcolarci:

- I vari flussi di potenza attiva ed reattiva, presenti su ciascun ramo della nostra rete elettrica;
- I valori delle correnti elettriche, circolanti su ciascun ramo della nostra rete elettrica;
- La tensione su ciascun nodo della nostra rete elettrica.

Dopo aver eseguito questa analisi si passa alla seconda fase dell'analisi, che consiste nell'andare a definire il nodo od i nodi, dove sono presenti la congestioni e trovare i nodi in cui inserire, installare gli accumulatori “Z.E.B.R.A.”; a questo punto si passa alla terza fase dell'analisi, si dovrà nuovamente andare ad eseguire l'analisi, il calcolo dei flussi di potenza, delle correnti, nel caso in cui il “sistema d'accumulazione dell'energia elettrica” sia in fase di carica, quindi è un “carico elettrico” o in fase di scarica, quindi come “generatore elettrico”. Fatto questo si passa alla quarta fase d'analisi, dove si andranno a trarre le varie deduzioni del caso in questione.

Il metodo che verrà utilizzato per eseguire il calcolo dei “flussi di potenza” è il “**Metodo di Newton-Raphson**”, metodo che ora andremo a definire in modo completo.

Il software che andremo ad utilizzare per eseguire i calcoli è il “Matlab”; una domanda che ci sorge spontanea è: perché si va ad utilizzare questo programma, in altre parole perché devo andare a costruirmi l'intero programma di calcolo, se invece posso utilizzare un software che lo fa lui in automatico, come ad esempio il “Neplan” (dove, il “Neplan” è un software che mi permette di calcolare i flussi di potenza,

attraverso il “Metodo Newton-Raphson”, andando semplicemente a disegnare la rete elettrica e definendo le proprietà dei nostri componenti); si va ad utilizzare il “Matlab” perché, esso mi permette di eseguire un’analisi futura, che il “Neplan” non mi permette assolutamente di fare, precisamente: ciò che noi dobbiamo fare nella nostra rete elettrica è di calcolare i “flussi di potenza”, calcolo che può essere fatto con il “Neplan” ma poi noi dobbiamo andare a fare “l’analisi di sensibilità” nelle 24 ore, analisi che il “Neplan” non mi permette di fare; questa “**analisi di sensibilità nelle 24 ore**” nel nostro caso consiste: dato un accumulatore, andare a calcolare il valore di potenza massima in fase di carica e di scarica, quindi andare a calcolare la “taglia” del nostro accumulatore, durante ciascuna ora del giorno.

Analisi di un caso di studio di una rete elettrica di distribuzione.

Introduzione.

Con l'esempio di rete elettrica di distribuzione qui di seguito proposta ed analizzata, si vuole spiegare in maniera pratica, la gestione di reti elettriche attive in media tensione MT con elemento d'accumulo energetico.

Definizione della topologia di rete elettrica.

Attraverso l'esempio qui riportato, si vuole rappresentare il procedimento con cui gli elementi d'accumulo vengono inseriti in modo ottimale nelle reti elettriche. La rete elettrica di distribuzione è di tipo radiale in media tensione MT 20 kV. Dalle linee sono derivati una serie di carichi e di generazioni distribuite; questi generatori possono essere alimentati da fonte rinnovabile, come ad esempio da fonte eolica o fonte fotovoltaica.

Nella figura 17 è riportato lo schema della rete elettrica in esame:

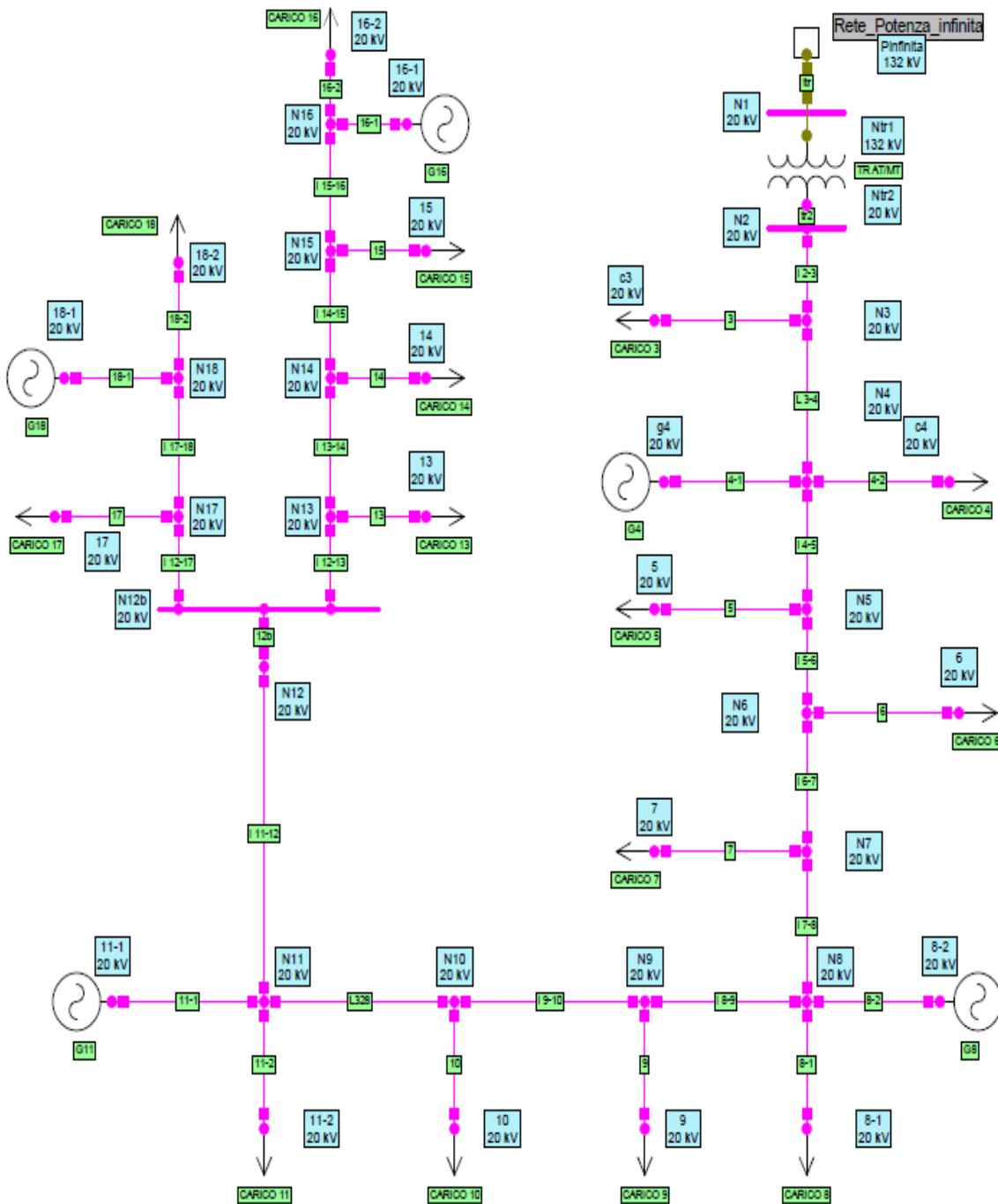


Fig. 17: Rappresentazione dello schema della rete elettrica in esame.

Alimentazione.

Il livello di tensione della nostra rete elettrica è 20 kV; l'alimentazione principale proviene da una rete elettrica a monte, il cui livello di tensione è di 132 kV.

Trasformatore Alta/Media Tensione, AT/MT.

Il trasformatore (TR AT/MT) installato in cabina ha i seguenti dati tecnici:

- “Potenza Apparente nominale S_N ”, da 50 [MVA];
- “Tensione nominale al primario V_{1N} ”, da 132 [kV];
- “Tensione nominale al secondario V_{2N} ”, da 20 [kV];
- “Tensione di cortocircuito v_{cc} ”, da 15.5 [%];
- “Perdine di cortocircuito, perdite nel rame p_{cc} ”, da 176 [kW];
- “Tensione a vuoto-cc”, da 9 [%], (è la tensione che viene applicata in cortocircuito e che circolare una corrente pari a quella a vuoto);
- “Collegamento”: stella – stella;
- “Gruppo”: zero.

Linee elettriche di collegamento in Media Tensione MT.

Le linee elettriche sono in cavo, precisamente in cavo comune “ARG7H1RX – 12/20 kV”; dove:

- Per “ARG7H1RX “, s'intende: cavi tripolari con schermo a fili di rame ed anime riunite a spirale visibile e conduttore in alluminio.
- Il conduttore è in corde rigida compatta in alluminio, classe 2 CEI 20-29;
- Isolante in “gomma etilenpropilenica ad alto modulo HEPR” di qualità G7;
- Schermo a nastri di rame rosso, applicato sul semiconduttore delle singole anime;
- Rivestimento comune delle anime, attraverso una guainetta in materiale non igroscopico, in pratica che non assorbe acqua;
- Guaina, di qualità RZ di colore rosso;
- Tensione nominale “ U_o/U ”: da 1.8/3 kV a 18/30 kV;

- Temperatura massima d'esercizio: 90°C;
- Temperatura massima di cortocircuito: 250°C;
- Temperatura minima di posa: 0°C;
- Raggio massimo di curvatura in posa, consigliato: 12 volte il diametro del cavo;
- Massimo sforzo di trazione in posa, consigliato: 6 Kg per mm² di sezione di rame;
- Essi adatti per la trasmissione d'energia elettrica fra le cabine di trasformazione e grandi utenze;
- Posa in area libera, in tubo o canale ed è ammessa la posa interrata anche non protetta.

Dati delle linee in cavo.

1	2	3
Nodo di partenza	Nodo d'arrivo	Tensione nominale [kV]
2	3	20
3	4	20
4	5	20
5	6	20
6	7	20
7	8	20
8	9	20
9	10	20
10	11	20
11	12	20
12	17	20
12	13	20
17	18	20
13	14	20
14	15	20
15	16	20

4	5	6
Distanza [Km]	Resistenza Km [Ohm/Km]	Induttanza Km [mH/Km]
0.942	0.125	0.35
0.81	0.125	0.35

0.266	0.125	0.35
0.642	0.125	0.35
0.809	0.125	0.35
0.266	0.125	0.35
1	0.206	0.37
1.2	0.206	0.37
1	0.206	0.37
0.378	0.206	0.37
0.935	0.524	0.48
0.595	0.524	0.48
0.64	0.654	0.6
0.4	0.654	0.6
1.5	0.654	0.6
2	0.654	0.6

7	8	9
Capacità Km [nF/Km]	Conduttanza Km [nS/Km]	Portata [A]
320	0	500
320	0	500
320	0	500
320	0	500
320	0	500
320	0	500
270	0	405
270	0	405
270	0	405
270	0	405
170	0	300
170	0	300
150	0	200
150	0	200
150	0	200
150	0	200

10	11	12
Sezione [mm²]	Tipo linea	Nome della linea
240	ARG7H1RX - 240 mmq	1 2-3
240	ARG7H1RX - 240 mmq	1 3-4
240	ARG7H1RX - 240 mmq	1 4-5
240	ARG7H1RX - 240 mmq	1 5-6
240	ARG7H1RX - 240 mmq	1 6-7
240	ARG7H1RX - 240 mmq	1 7-8
150	ARG7H1RX - 150 mmq	1 8-9
150	ARG7H1RX - 150 mmq	1 9-10
150	ARG7H1RX - 150 mmq	1 10-11
150	ARG7H1RX - 150 mmq	1 11-12

70	ARG7H1RX - 70 mmq	1 12-17
70	ARG7H1RX - 70 mmq	1 12-13
35	ARG7H1RX - 35 mmq	1 17-18
35	ARG7H1RX - 35 mmq	1 13-14
35	ARG7H1RX - 35 mmq	1 14-15
35	ARG7H1RX - 35 mmq	1 15-16

Definizione dei dati dei carichi.

I carichi collegati alla rete elettrica hanno un assorbimento di potenza attiva e reattiva, variabile nel tempo, di potenza attiva e reattiva; il valore del carico, applicato a ciascun nodo varia su base oraria, in base alla curva di carico ad esso associata.

TABELLA: Caratteristiche di potenza dei carichi

Nome del carico	Nodo	P [MW]	Q [Mvar]
CARICO 3	3	2	0.969
CARICO 4	4	0.5	0.242
CARICO 5	5	0.262	0.176
CARICO 6	6	1.4	0.678
CARICO 7	7	0.15	0.101
CARICO 8	8	0.45	0.218
CARICO 9	9	0.125	0.084
CARICO 10	10	0.32	0.155
CARICO 11	11	0.125	0.084
CARICO 13	13	0.1	0.067
CARICO 14	14	0.55	0.266
CARICO 15	15	0.4	0.194
CARICO 16	16	0.95	0.46
CARICO 17	17	0.132	0.089
CARICO 18	18	0.12	0.081

Definizione dei dati dei generatori.

I generatori considerati all'interno della nostra rete elettrica, possono essere di varia tipologia; il valore della generazione, applicato a ciascun nodo varia su base oraria, in base alla curva di generazione ad esso associata.

TABELLA: Caratteristiche di potenza generati dalla Generazione Distribuita GD

Nome del generatore	Nodo	S [MVA]	Cos(ϕ)
G4	4	3.5	0.8
G8	8	7.5	0.8
G11	11	7.5	0.8
G16	16	3.5	0.8
G18	18	3.5	0.8

P [MW]	Q [Mvar]
2.8	2.1
6	4.5
6	4.5
2.8	2.1
2.8	2.1

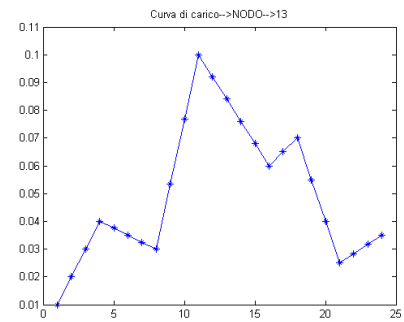
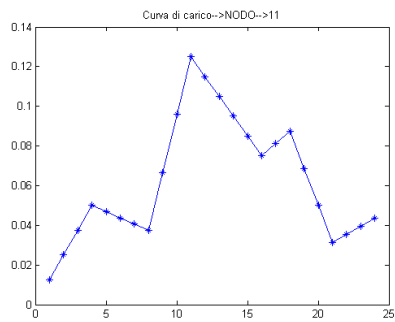
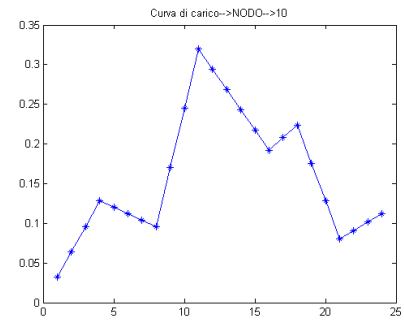
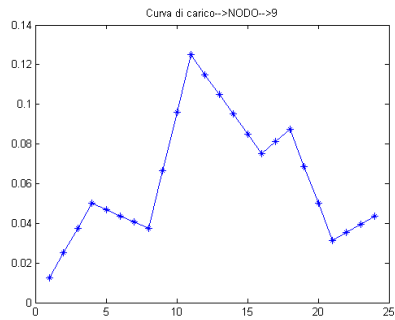
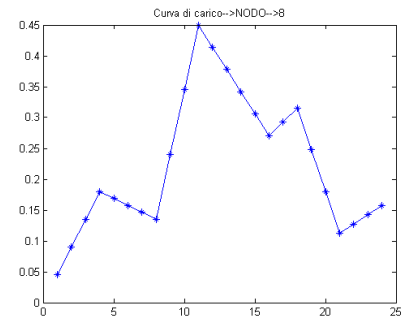
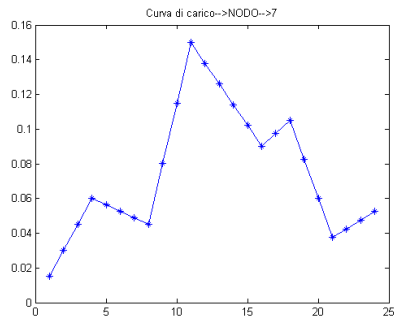
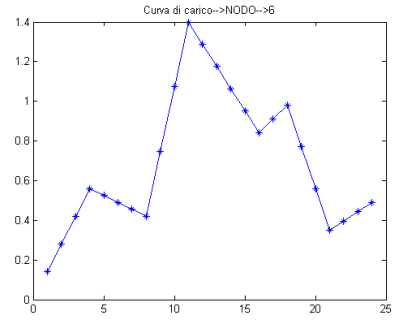
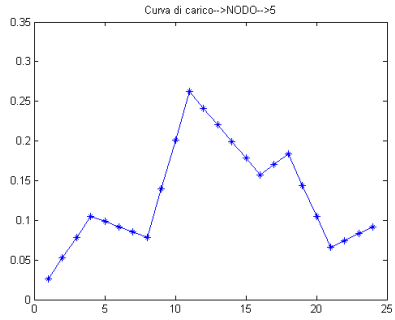
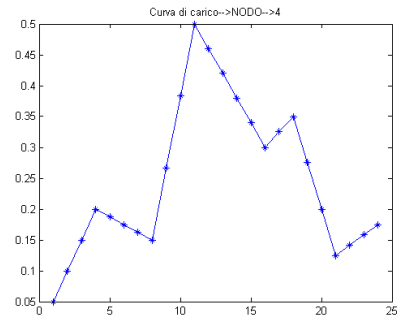
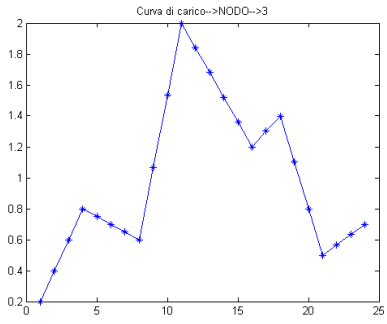
Curve di carico.

Curva di carico della potenza attiva [MW], valori orari:

Ora	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.2000	0.0500	0.0262	0.1400	0.0150	0.0450	0.0125	0.0320
2	0.4000	0.1000	0.0524	0.2800	0.0300	0.0900	0.0250	0.0640
3	0.6000	0.1500	0.0786	0.4200	0.0450	0.1350	0.0375	0.0960
4	0.8000	0.2000	0.1048	0.5600	0.0600	0.1800	0.0500	0.1280
5	0.7500	0.1875	0.0983	0.5250	0.0562	0.1688	0.0469	0.1200
6	0.7000	0.1750	0.0917	0.4900	0.0525	0.1575	0.0437	0.1120
7	0.6500	0.1625	0.0852	0.4550	0.0488	0.1463	0.0406	0.1040
8	0.6000	0.1500	0.0786	0.4200	0.0450	0.1350	0.0375	0.0960
9	1.0668	0.2667	0.1398	0.7468	0.0800	0.2400	0.0667	0.1707
10	1.5336	0.3834	0.2009	1.0735	0.1150	0.3451	0.0959	0.2454
11	2.0000	0.5000	0.2620	1.4000	0.1500	0.4500	0.1250	0.3200
12	1.8400	0.4600	0.2410	1.2880	0.1380	0.4140	0.1150	0.2944
13	1.6800	0.4200	0.2201	1.1760	0.1260	0.3780	0.1050	0.2688
14	1.5200	0.3800	0.1991	1.0640	0.1140	0.3420	0.0950	0.2432
15	1.3600	0.3400	0.1782	0.9520	0.1020	0.3060	0.0850	0.2176
16	1.2000	0.3000	0.1572	0.8400	0.0900	0.2700	0.0750	0.1920

17	1.3000	0.3250	0.1703	0.9100	0.0975	0.2925	0.0813	0.2080
18	1.4000	0.3500	0.1834	0.9800	0.1050	0.3150	0.0875	0.2240
19	1.1000	0.2750	0.1441	0.7700	0.0825	0.2475	0.0688	0.1760
20	0.8000	0.2000	0.1048	0.5600	0.0600	0.1800	0.0500	0.1280
21	0.5000	0.1250	0.0655	0.3500	0.0375	0.1125	0.0313	0.0800
22	0.5668	0.1417	0.0743	0.3968	0.0425	0.1275	0.0354	0.0907
23	0.6336	0.1584	0.0830	0.4435	0.0475	0.1426	0.0396	0.1014
24	0.7000	0.1750	0.0917	0.4900	0.0525	0.1575	0.0437	0.1120

Ora	11	13	14	15	16	17	18
1	0.0125	0.0100	0.0550	0.0400	0.0950	0.0132	0.0120
2	0.0250	0.0200	0.1100	0.0800	0.1900	0.0264	0.0240
3	0.0375	0.0300	0.1650	0.1200	0.2850	0.0396	0.0360
4	0.0500	0.0400	0.2200	0.1600	0.3800	0.0528	0.0480
5	0.0469	0.0375	0.2063	0.1500	0.3562	0.0495	0.0450
6	0.0437	0.0350	0.1925	0.1400	0.3325	0.0462	0.0420
7	0.0406	0.0325	0.1788	0.1300	0.3087	0.0429	0.0390
8	0.0375	0.0300	0.1650	0.1200	0.2850	0.0396	0.0360
9	0.0667	0.0533	0.2934	0.2134	0.5067	0.0704	0.0640
10	0.0959	0.0767	0.4217	0.3067	0.7285	0.1012	0.0920
11	0.1250	0.1000	0.5500	0.4000	0.9500	0.1320	0.1200
12	0.1150	0.0920	0.5060	0.3680	0.8740	0.1214	0.1104
13	0.1050	0.0840	0.4620	0.3360	0.7980	0.1109	0.1008
14	0.0950	0.0760	0.4180	0.3040	0.7220	0.1003	0.0912
15	0.0850	0.0680	0.3740	0.2720	0.6460	0.0898	0.0816
16	0.0750	0.0600	0.3300	0.2400	0.5700	0.0792	0.0720
17	0.0813	0.0650	0.3575	0.2600	0.6175	0.0858	0.0780
18	0.0875	0.0700	0.3850	0.2800	0.6650	0.0924	0.0840
19	0.0688	0.0550	0.3025	0.2200	0.5225	0.0726	0.0660
20	0.0500	0.0400	0.2200	0.1600	0.3800	0.0528	0.0480
21	0.0313	0.0250	0.1375	0.1000	0.2375	0.0330	0.0300
22	0.0354	0.0283	0.1559	0.1134	0.2692	0.0374	0.0340
23	0.0396	0.0317	0.1742	0.1267	0.3010	0.0418	0.0380
24	0.0437	0.0350	0.1925	0.1400	0.3325	0.0462	0.0420



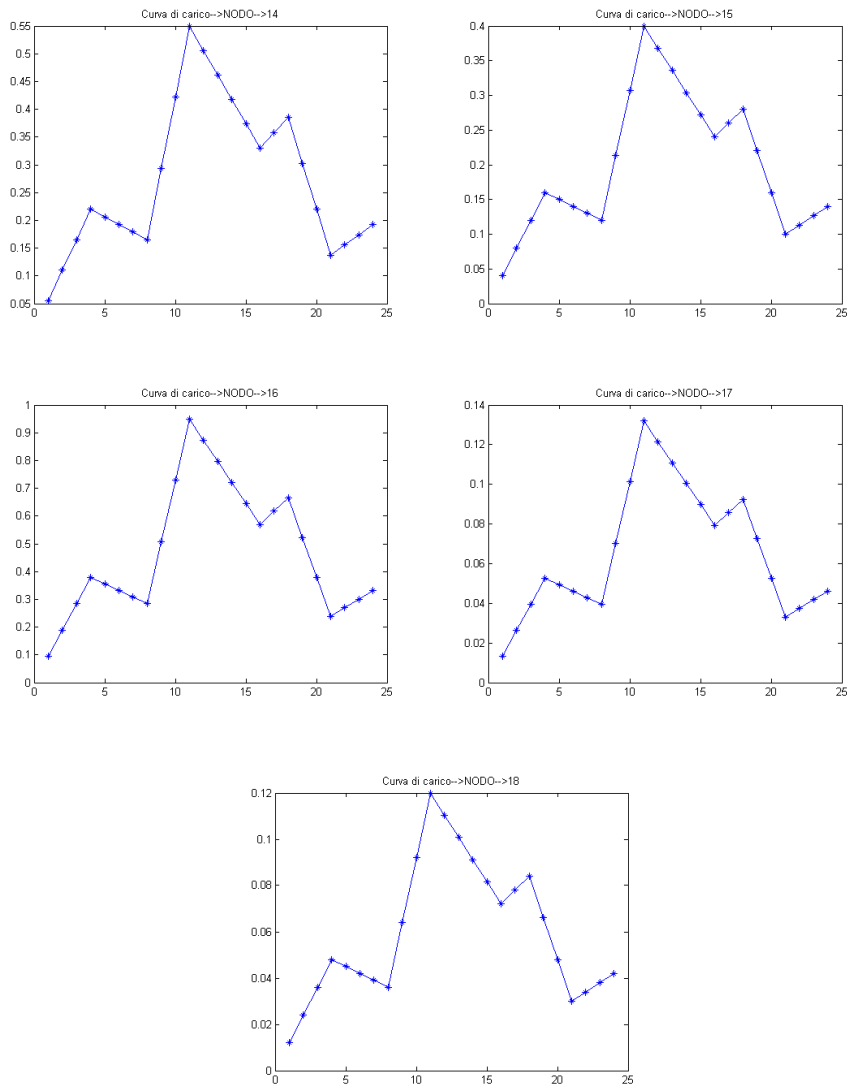


Fig. 18: Rappresentazione grafica delle caratteristiche di carico attive.

Curva di carico della potenza reattiva [Mvar], valori orari:

Ora	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0.0969	0.0242	0.0176	0.0678	0.0101	0.0218	0.0084	0.0155
2	0.1938	0.0484	0.0352	0.1356	0.0202	0.0436	0.0168	0.0310
3	0.2907	0.0726	0.0528	0.2034	0.0303	0.0654	0.0252	0.0465
4	0.3876	0.0968	0.0704	0.2712	0.0404	0.0872	0.0336	0.0620
5	0.3634	0.0907	0.0660	0.2543	0.0379	0.0818	0.0315	0.0581
6	0.3391	0.0847	0.0616	0.2373	0.0353	0.0763	0.0294	0.0543
7	0.3149	0.0786	0.0572	0.2204	0.0328	0.0708	0.0273	0.0504
8	0.2907	0.0726	0.0528	0.2034	0.0303	0.0654	0.0252	0.0465
9	0.5169	0.1291	0.0939	0.3616	0.0539	0.1163	0.0448	0.0827
10	0.7430	0.1856	0.1350	0.5199	0.0774	0.1672	0.0644	0.1189
11	0.9690	0.2420	0.1760	0.6780	0.1010	0.2180	0.0840	0.1550
12	0.8915	0.2226	0.1619	0.6238	0.0929	0.2006	0.0773	0.1426
13	0.8140	0.2033	0.1478	0.5695	0.0848	0.1831	0.0706	0.1302
14	0.7364	0.1839	0.1338	0.5153	0.0768	0.1657	0.0638	0.1178
15	0.6589	0.1646	0.1197	0.4610	0.0687	0.1482	0.0571	0.1054
16	0.5814	0.1452	0.1056	0.4068	0.0606	0.1308	0.0504	0.0930
17	0.6299	0.1573	0.1144	0.4407	0.0657	0.1417	0.0546	0.1008
18	0.6783	0.1694	0.1232	0.4746	0.0707	0.1526	0.0588	0.1085
19	0.5330	0.1331	0.0968	0.3729	0.0556	0.1199	0.0462	0.0853
20	0.3876	0.0968	0.0704	0.2712	0.0404	0.0872	0.0336	0.0620
21	0.2422	0.0605	0.0440	0.1695	0.0253	0.0545	0.0210	0.0388
22	0.2746	0.0686	0.0499	0.1921	0.0286	0.0618	0.0238	0.0439
23	0.3070	0.0767	0.0558	0.2148	0.0320	0.0691	0.0266	0.0491
24	0.3391	0.0847	0.0616	0.2373	0.0353	0.0763	0.0294	0.0543

Ora	11	13	14	15	16	17	18
1	0.0084	0.0067	0.0266	0.0194	0.0460	0.0089	0.0081
2	0.0168	0.0134	0.0532	0.0388	0.0920	0.0178	0.0162
3	0.0252	0.0201	0.0798	0.0582	0.1380	0.0267	0.0243
4	0.0336	0.0268	0.1064	0.0776	0.1840	0.0356	0.0324
5	0.0315	0.0251	0.0998	0.0728	0.1725	0.0334	0.0304
6	0.0294	0.0234	0.0931	0.0679	0.1610	0.0311	0.0284
7	0.0273	0.0218	0.0865	0.0631	0.1495	0.0289	0.0263
8	0.0252	0.0201	0.0798	0.0582	0.1380	0.0267	0.0243
9	0.0448	0.0357	0.1419	0.1035	0.2454	0.0475	0.0432
10	0.0644	0.0514	0.2040	0.1488	0.3527	0.0682	0.0621
11	0.0840	0.0670	0.2660	0.1940	0.4600	0.0890	0.0810
12	0.0773	0.0616	0.2447	0.1785	0.4232	0.0819	0.0745
13	0.0706	0.0563	0.2234	0.1630	0.3864	0.0748	0.0680
14	0.0638	0.0509	0.2022	0.1474	0.3496	0.0676	0.0616
15	0.0571	0.0456	0.1809	0.1319	0.3128	0.0605	0.0551
16	0.0504	0.0402	0.1596	0.1164	0.2760	0.0534	0.0486
17	0.0546	0.0436	0.1729	0.1261	0.2990	0.0578	0.0527
18	0.0588	0.0469	0.1862	0.1358	0.3220	0.0623	0.0567

19	0.0462	0.0369	0.1463	0.1067	0.2530	0.0490	0.0446
20	0.0336	0.0268	0.1064	0.0776	0.1840	0.0356	0.0324
21	0.0210	0.0168	0.0665	0.0485	0.1150	0.0222	0.0203
22	0.0238	0.0190	0.0754	0.0550	0.1304	0.0252	0.0230
23	0.0266	0.0212	0.0843	0.0615	0.1457	0.0282	0.0257
24	0.0294	0.0234	0.0931	0.0679	0.1610	0.0311	0.0284

→ la rappresentazione grafica la possiamo anche far a meno di definirla, gli andamenti sono gli stessi, cambiano solo i valori.

Curve di generazione.

Come abbiamo definito in precedenza, la generazione è variabile nelle 24 ore (h), secondo le seguenti “curve di generazione”.

Curva di generazione della potenza attiva [MW]:

Ora	4	8	11	16	18
1	-2.2400	-4.8000	-4.8000	-2.2400	-2.2400
2	-1.9600	-4.2000	-4.2000	-1.9600	-1.9600
3	-1.4000	-3.0000	-3.0000	-1.4000	-1.4000
4	-1.1200	-2.4000	-2.4000	-1.1200	-1.1200
5	-1.0500	-2.2500	-2.2500	-1.0500	-1.0500
6	-0.7980	-1.7100	-1.7100	-0.7980	-0.7980
7	-0.9100	-1.9500	-1.9500	-0.9100	-0.9100
8	-0.8400	-1.8000	-1.8000	-0.8400	-0.8400
9	-1.4000	-3.0000	-3.0000	-1.4000	-1.4000
10	-2.1000	-4.5000	-4.5000	-2.1000	-2.1000
11	-2.8000	-6.0000	-6.0000	-2.8000	-2.8000
12	-2.5760	-5.5200	-5.5200	-2.5760	-2.5760
13	-2.3520	-5.0400	-5.0400	-2.3520	-2.3520
14	-2.1280	-4.5600	-4.5600	-2.1280	-2.1280
15	-1.9040	-4.0800	-4.0800	-1.9040	-1.9040
16	-1.6800	-3.6000	-3.6000	-1.6800	-1.6800
17	-1.8200	-3.9000	-3.9000	-1.8200	-1.8200
18	-1.9600	-4.2000	-4.2000	-1.9600	-1.9600
19	-1.5400	-3.3000	-3.3000	-1.5400	-1.5400
20	-1.1200	-2.4000	-2.4000	-1.1200	-1.1200
21	-0.7000	-1.5000	-1.5000	-0.7000	-0.7000
22	-0.7935	-1.7004	-1.7004	-0.7935	-0.7935
23	-0.8870	-1.9008	-1.9008	-0.8870	-0.8870
24	-0.9800	-2.1000	-2.1000	-0.9800	-0.9800

Per capire nei migliori dei modi come sono questo “curve di generazione” andiamo a definire i seguenti grafici, i seguenti andamenti:

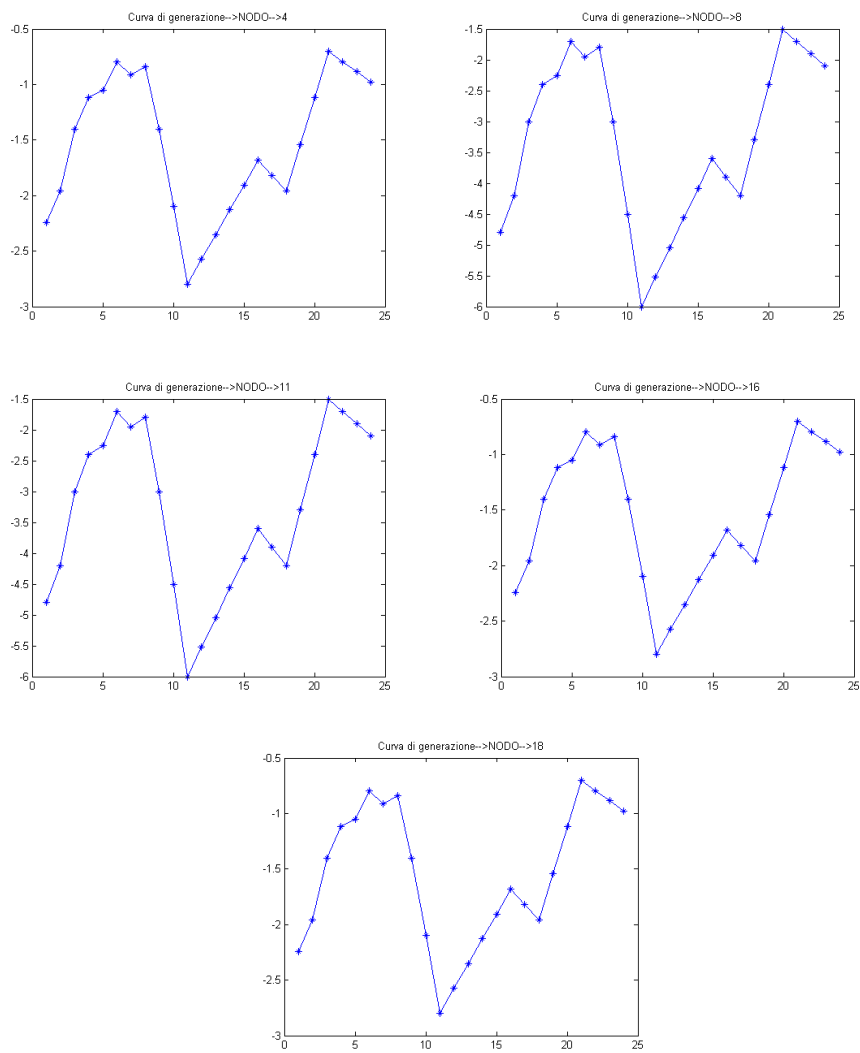


Fig. 19:Rappresentazione grafica delle curve di generazione attive.

Curva di generazione della potenza reattiva [Mvar]:

Ora	4	8	11	16	18
1	-1.6800	-3.6000	-3.6000	-1.6800	-1.6800
2	-1.4700	-3.1500	-3.1500	-1.4700	-1.4700
3	-1.0500	-2.2500	-2.2500	-1.0500	-1.0500
4	-0.8400	-1.8000	-1.8000	-0.8400	-0.8400
5	-0.7875	-1.6875	-1.6875	-0.7875	-0.7875
6	-0.5985	-1.2825	-1.2825	-0.5985	-0.5985
7	-0.6825	-1.4625	-1.4625	-0.6825	-0.6825
8	-0.6300	-1.3500	-1.3500	-0.6300	-0.6300
9	-1.0500	-2.2500	-2.2500	-1.0500	-1.0500
10	-1.5750	-3.3750	-3.3750	-1.5750	-1.5750
11	-2.1000	-4.5000	-4.5000	-2.1000	-2.1000
12	-1.9320	-4.1400	-4.1400	-1.9320	-1.9320
13	-1.7640	-3.7800	-3.7800	-1.7640	-1.7640
14	-1.5960	-3.4200	-3.4200	-1.5960	-1.5960
15	-1.4280	-3.0600	-3.0600	-1.4280	-1.4280
16	-1.2600	-2.7000	-2.7000	-1.2600	-1.2600
17	-1.3650	-2.9250	-2.9250	-1.3650	-1.3650
18	-1.4700	-3.1500	-3.1500	-1.4700	-1.4700
19	-1.1550	-2.4750	-2.4750	-1.1550	-1.1550
20	-0.8400	-1.8000	-1.8000	-0.8400	-0.8400
21	-0.5250	-1.1250	-1.1250	-0.5250	-0.5250
22	-0.5951	-1.2753	-1.2753	-0.5951	-0.5951
23	-0.6653	-1.4256	-1.4256	-0.6653	-0.6653
24	-0.7350	-1.5750	-1.5750	-0.7350	-0.7350

➔ la rappresentazione grafica la possiamo anche far a meno di definirla, gli andamenti sono gli stessi, cambiano solo i valori.

Comportamento delle rete elettrica.

L'analisi del comportamento delle rete elettrica verrà simulato attraverso il programma di calcolo MATLAB. La simulazione, consisterà nell'eseguire il calcolo dei flussi di potenza, su ciascun nodo e ramo della rete elettrica; eseguito questo, si va a rilevare le eventuali congestioni presenti sulla rete elettrica e cercare di eliminarle con l'ausilio degli accumulatori.

Come detto in precedenza la generazione elettrica ed i carichi, variano nelle 24 ore (h), quindi questo sta già ad introdurre che, la potenza erogata dalle batterie varierà anch'essa nel tempo.

Nel calcolo della matrice delle ammettenze e dei flussi di potenza con il metodo del "Newton-Raphson" si ha:

Valori ai nodi:

Nodo	Tensione [p.u.]	Tensione [kV]	Angolo [°]	Potenza attiva [MW]	Potenza reattiva [Mvar]
1	6.6000	132	0	-7.7856	0
2	1	20	0	5.3994	-1.9818
3	0.8999	17.9978	148.1815	4.2389	-3.2092
4	0.8292	16.5846	117.2458	3.5916	-2.7331
5	0.9530	19.0599	-116.1416	4.7520	-3.6046
6	0.9799	19.5973	-88.8947	5.0301	-3.8170
7	0.9592	19.1833	-87.6568	4.8127	-3.6606
8	0.9840	19.6799	-27.6095	5.0752	-3.8424
9	0.9297	18.5931	-67.7193	4.5243	-3.4330
10	0.8761	17.5217	-143.9144	4.0049	-3.0478
11	1.0795	21.5893	-1.8309	6.0979	-4.6230
12	1	20	0	7.8599	-5.9602
13	0.9662	19.3239	-63.0996	4.8736	-3.7077
14	1.0078	20.1554	82.1879	5.3063	-4.0278
15	1.0019	20.0386	167.3140	5.2616	-3.9788
16	1.0012	20.0233	105.9045	2.6183	-1.9943
17	1.0359	20.7188	-13.0173	5.6121	-4.2578
18	1.0586	21.1727	179.2701	2.9252	-2.2188

Valori sulle linee, sui rami della rete elettrica:

dal nodo	al nodo	Corrente [A]	Portata linea [A]	S_linea [MVA]	P_linea [MW]	Q_linea [Mvar]	S_portata [MVA]
2	3	215.6818	500	7.4714	7.1298	2.2334	17.3205
3	4	196.9148	500	6.1384	3.6537	4.9326	15.5865
4	5	202.4108	500	5.8143	-4.3652	-3.8408	16.5063
5	6	220.1315	500	7.2671	-4.7078	-5.5360	16.9718
6	7	220.8807	500	7.4975	5.2281	-5.3739	16.9718
7	8	221.1444	500	7.3479	3.0501	-6.6849	17.0433
8	9	217.8923	405	7.4272	-6.7575	3.0822	13.8051
9	10	205.4032	405	6.6148	-1.8130	6.3615	13.0427
10	11	222.0147	405	6.7378	6.7327	0.2619	15.1444
11	12	236.8775	405	8.8577	1.2274	-8.7723	15.1444
12	17	231.9089	300	8.0336	5.4676	-5.8859	10.7658
12	13	223.7460	300	7.4888	7.4884	-0.0785	10.3923
17	18	237.7232	200	8.2990	-6.9892	-4.4748	7.3344
13	14	224.0983	200	7.7780	7.3029	2.6768	6.9820
14	15	228.5424	200	7.9262	0.1886	-7.9239	6.9820
15	16	227.9577	200	8.1805	-4.0537	-7.1055	6.9416

Come si nota dai risultati ottenuti, sono presenti delle linee congestionate, vale a dire che la corrente che vi circola è superiore alla portata della linea e, poi si nota che vi sono dei nodi in cui la banda di tensione non è rispettata; questi nodi e queste linee non a norma sono:

Nodi che non rispettano la “Banda di Tensione”.

Nodo	Valori di tensione fuoribanda [kV]	Tensione sul nodo [kV]
3	-2.0022	17.9978
4	-3.4154	16.5846
9	-1.4069	18.5931
10	-2.4783	17.5217

Dove, i valori di tensione di fuoribanda sono in funzione della tensione nominale, che è di 20 kV;

Linee “Congestionate”.

Dal nodo	Al nodo	Congestione [A]	Corrente [A]
17	18	37.7232	237.7232
13	14	24.0983	224.0983
14	15	28.5424	228.5424
15	16	27.9577	227.9577

Risoluzione del problema della congestione e della banda di tensione.

Come determinato, dei rami della nostra rete elettrica e dei nodi che non rispettano, i vincoli imposti inizialmente, precisamente la “Banda di Tensione” e la “Congestione”.

Il metodo che noi useremo per risolvere questi due problemi è: l’installazione sulla nostra rete elettrica degli accumulatori.

Si tratta di stabilire il punto ottimale d’installazione ed il valore della potenza d’accumulo.

Procedura di calcolo:

Una volta eseguito il calcolo dei flussi di potenza della rete elettrica, precisamente il “load flow passivo”, si definisce l’intervallo di potenza della batteria ad esempio: $[-10 \times P_{\text{carico-massimo}}, +10 \times P_{\text{carico-massimo}}]$; dopo di che si esegue il calcolo con valori via via crescenti d’accumulo.

Il calcolo andrà avanti fino a quando riusciamo a garantire, sia la banda di tensione e quella di corrente, prima definite; quando le abbiamo garantite, abbiamo trovato il primo punto fondamentale dell’analisi, il punto uno (1) del grafico qui sotto definito; si continua con le iterazioni fino a quando la banda di tensione e di corrente, non sono garantite; questo è il secondo punto fondamentale dell’analisi, il punto due (2) del grafico qui sotto riportato.

Questa analisi deve essere fatta ora per ora, quindi ventiquattro volte per ogni nodo; il grafico che ci uscirà sarà il seguente:

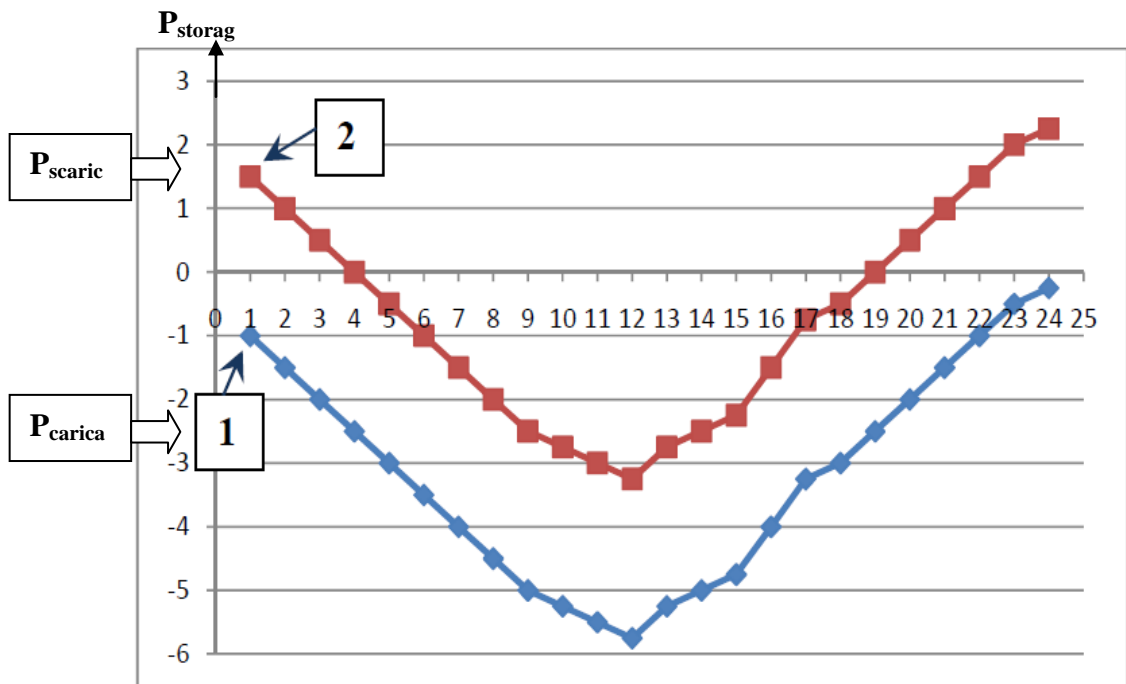


Fig. 20: Rappresentazione dell'andamento della potenza dell'accumulatore in funzione delle 24 ore (h).

Precisamente la curva rossa, rappresenta la fase di scarica della batteria e quella blu la fase di carica della batteria; se nel nodo ci esce questo andamento, possiamo affermare che installazione dell'accumulatore, della batteria in quel nodo, nel nodo in analisi è pertinente.

Se invece, le due curve si trovano entrambe sulla parte positiva della " $P_{storage}$ " od entrambe sulla parte negativa, l'installazione dell'accumulatore, della batteria su quel nodo, non è pertinente, perché nel caso siano sulla parte positiva, gli accumulatori sarebbero sempre in fase di scarica e, se fossero sulla parte negativa, sarebbero sempre in fase di carica, quindi l'installazione risulterà inutile per la risoluzione dei problemi:

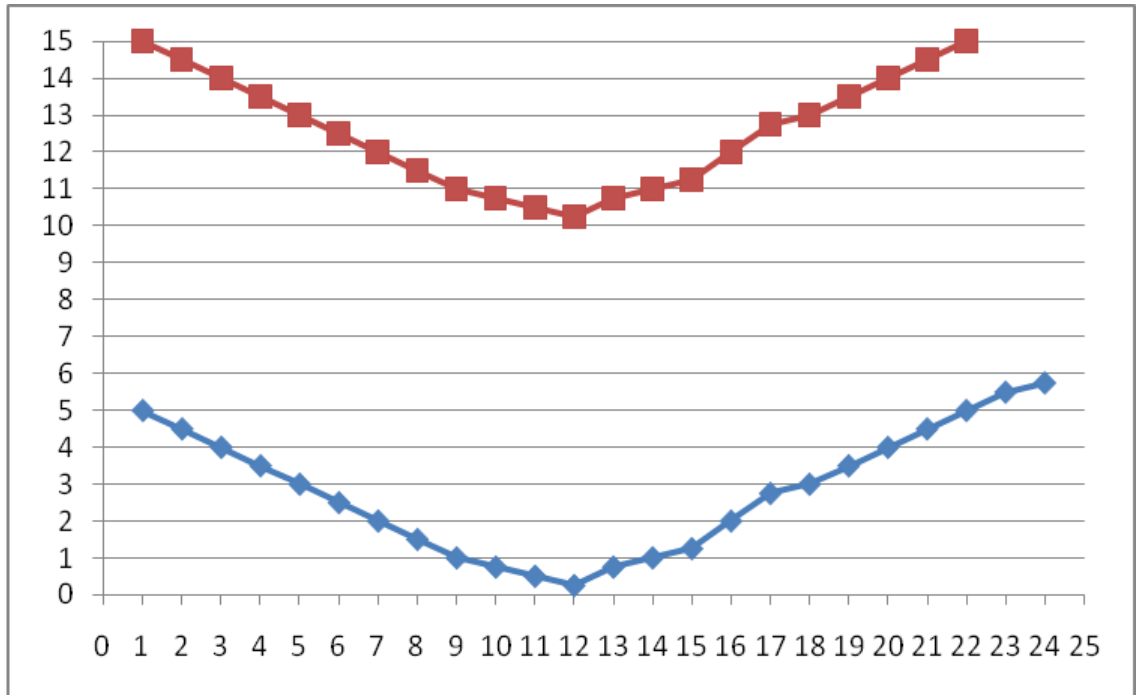


Fig. 21: Rappresentazione grafica dell'andamento errato della $P_{storage}$.

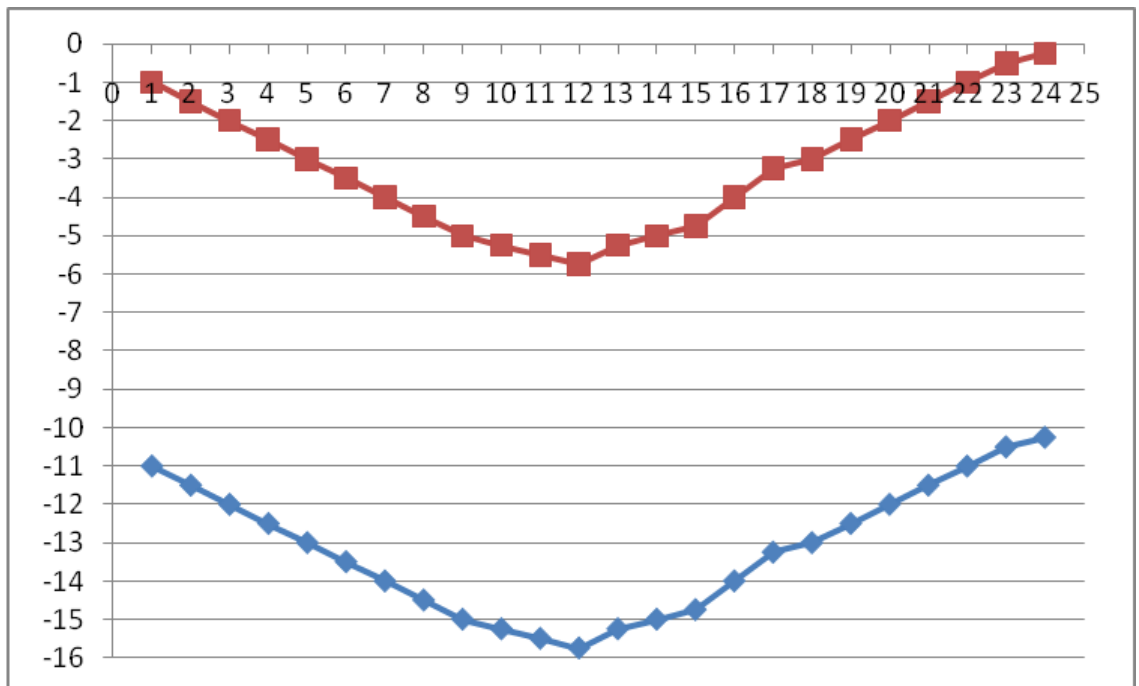


Fig. 22: Rappresentazione grafica dell'andamento errato della $P_{storage}$.

Trovati i nodi in cui è corretto installare gli accumulatori, le batterie, si va a ripetere il calcolo dei flussi di potenza sull'intera rete elettrica, con i valori di potenza attiva della batteria; si dovrà verificare che la banda di tensione e di corrente, vengono rispettate su tutti i nodi e rami della rete elettrica, quindi non ci devono essere congestioni ed abbassamenti od innalzamenti, del valore di tensione.

In particolare il valore ottimale di potenza d'accumulo da inserire nei nodi problematici, risultano:

- “nodo 3”: $P_{\text{storage}} = 0.713853$ [MW];
- “nodo 4”: $P_{\text{storage}} = 1.131827$ [MW];
- “nodo 9”: $P_{\text{storage}} = 0.582062$ [MW];
- “nodo 10”: $P_{\text{storage}} = 0.628937$ [MW];
- “nodo 14”: $P_{\text{storage}} = 0.819106$ [MW];
- “nodo 15”: $P_{\text{storage}} = 0.999822$ [MW];
- “nodo 16”: $P_{\text{storage}} = 0.970628$ [MW];
- “nodo 18”: $P_{\text{storage}} = 1.353734$ [MW].

A questo punto dobbiamo andare a verificare che questi valori siano in grado di eliminare le congestioni e le variazioni fuori banda di tensione.

I risultati ottenuti sono:

valori delle tensioni ai nodi:

Nodo	Tensione [p.u.]	Tensione [kV]	Angolo [°]	Potenza attiva [MW]	Potenza reattiva [Mva]
[1]	[6.6000]	[132]	[0]	[-7.7856]	[0]
[2]	[1]	[20]	[0]	[5.3996]	[-1.9792]
[3]	[1.0001]	[20.0025]	[174.6331]	[5.2212]	[-3.9656]
[4]	[1]	[20]	[-77.1371]	[6.0139]	[-4.5514]
[5]	[0.9967]	[19.9348]	[106.5973]	[5.1886]	[-3.9425]
[6]	[0.9918]	[19.8369]	[168.2567]	[5.1525]	[-3.9085]
[7]	[0.9916]	[19.8328]	[-168.6915]	[5.1491]	[-3.8988]
[8]	[0.9783]	[19.5656]	[58.4242]	[4.9947]	[-3.7922]
[9]	[0.9861]	[19.7227]	[-127.7050]	[5.0791]	[-3.8481]
[10]	[1.0063]	[20.1251]	[55.7530]	[5.2955]	[-4.0174]
[11]	[0.9858]	[19.7153]	[49.6302]	[5.0913]	[-3.8614]
[12]	[1]	[20]	[0]	[7.8540]	[-5.9547]

[13]	[1]	[20]	[-93.7722]	[4.7134]	[-3.5789]
[14]	[1.0063]	[20.1269]	[-144.0339]	[5.3006]	[-4.0216]
[15]	[0.9802]	[19.6031]	[138.2264]	[5.0187]	[-3.8109]
[16]	[0.9560]	[19.1204]	[-18.2942]	[2.3847]	[-1.8103]
[17]	[0.9886]	[19.7724]	[-45.0641]	[5.1163]	[-3.8821]
[18]	[0.9857]	[19.7132]	[-118.4803]	[2.5367]	[-1.9324]

Come si nota le variazioni della tensione sono sparite, quindi siamo all'interno della "banda di tensione".

Valori delle correnti sulle linee, sui rami della rete elettrica:

Dal nodo	Al nodo	Corrente [A]	Portata linea [A]	S_linea [MVA]	S_max [MVA]
[2]	[3]	[226.9957]	[500]	[7.8634]	[17.3226]
[3]	[4]	[235.5013]	[500]	[8.1580]	[18.5735]
[4]	[5]	[234.8203]	[500]	[8.1354]	[18.5735]
[5]	[6]	[226.3048]	[500]	[8.4065]	[17.2640]
[6]	[7]	[225.9108]	[500]	[7.8003]	[17.1757]
[7]	[8]	[223.6985]	[500]	[7.6859]	[17.1757]
[8]	[9]	[222.9436]	[405]	[7.6584]	[13.8351]
[9]	[10]	[226.1169]	[405]	[7.6628]	[14.1173]
[10]	[11]	[226.9139]	[405]	[7.7515]	[14.1173]
[11]	[12]	[226.0570]	[405]	[7.8798]	[14.0296]
[12]	[17]	[226.4055]	[300]	[7.7313]	[10.3923]
[12]	[13]	[221.6028]	[300]	[7.6765]	[10.3923]
[17]	[18]	[200]	[200]	[6.5766]	[6.8494]
[13]	[14]	[200]	[200]	[6.9722]	[6.9722]
[14]	[15]	[200]	[200]	[6.7907]	[6.9722]
[15]	[16]	[200]	[200]	[6.6235]	[6.7907]

Come si nota, le varie congestioni spariscono, quindi anche il problema della portata è stato risolto.

Per capire nel migliore dei modi questo fatto andiamo a fornire una spiegazione grafica, dei nodi in cui vengono installati gli accumulatori, le batterie:

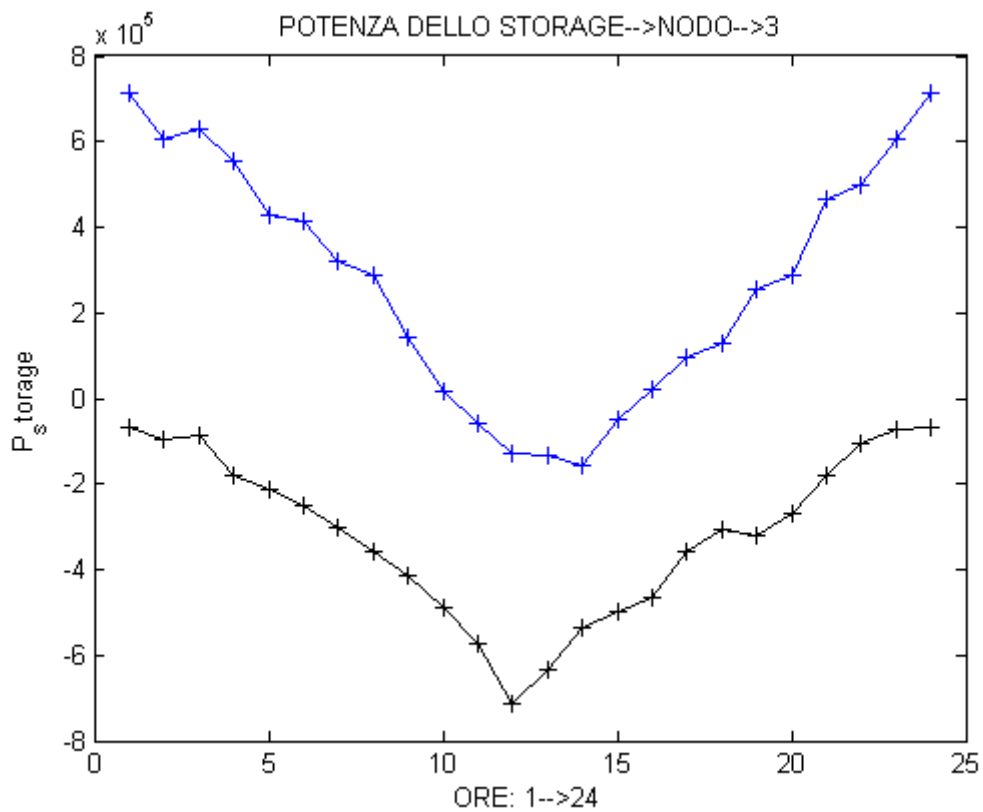


Fig. 23:Rappresentazione grafica dell'andamento della potenza dell'accumulatore installato al nodo 3.

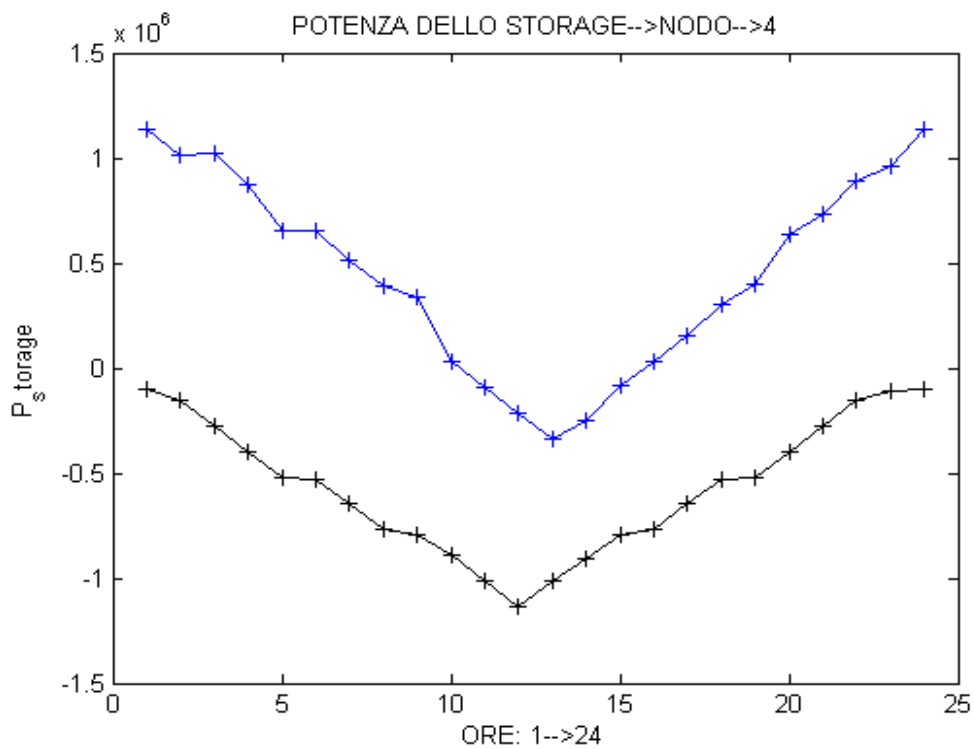


Fig. 24:Rappresentazione grafica dell'andamento della potenza dell'accumulatore installato al nodo 4.

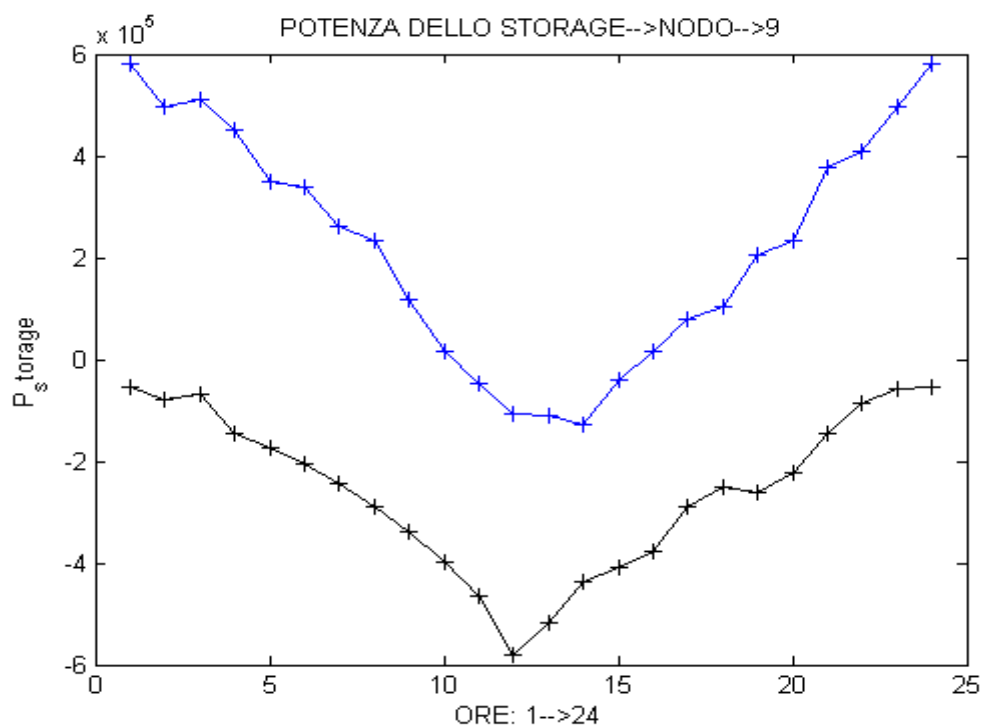


Fig. 25: Rappresentazione grafica dell'andamento della potenza dell'accumulatore installato al nodo 9.

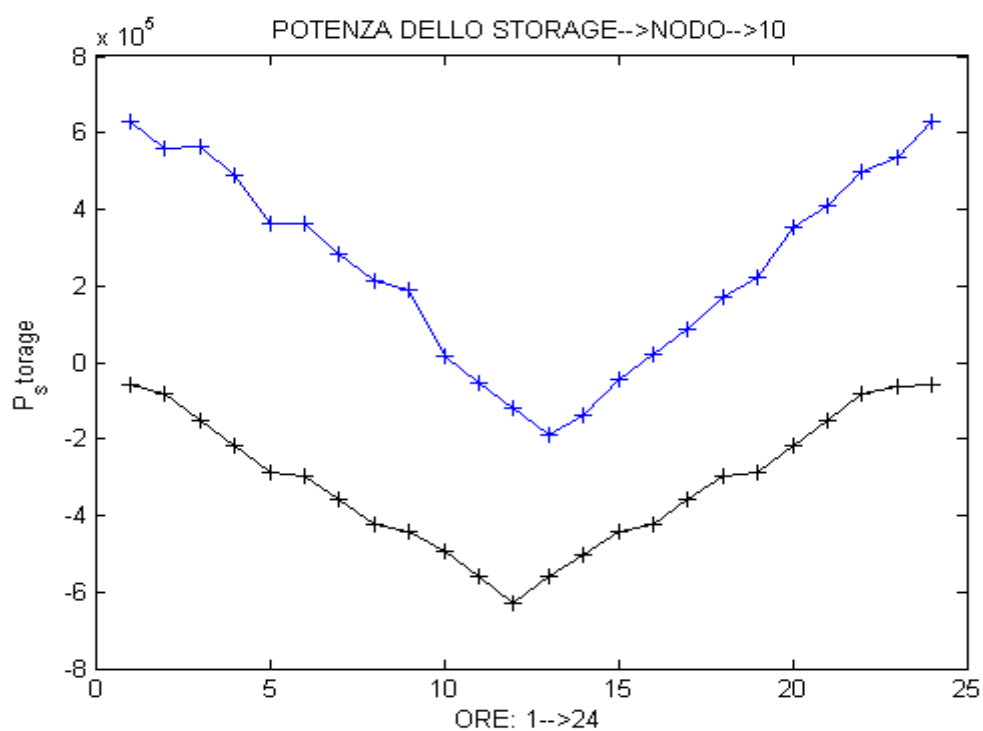


Fig. 26: Rappresentazione grafica dell'andamento della potenza dell'accumulatore installato al nodo 10.

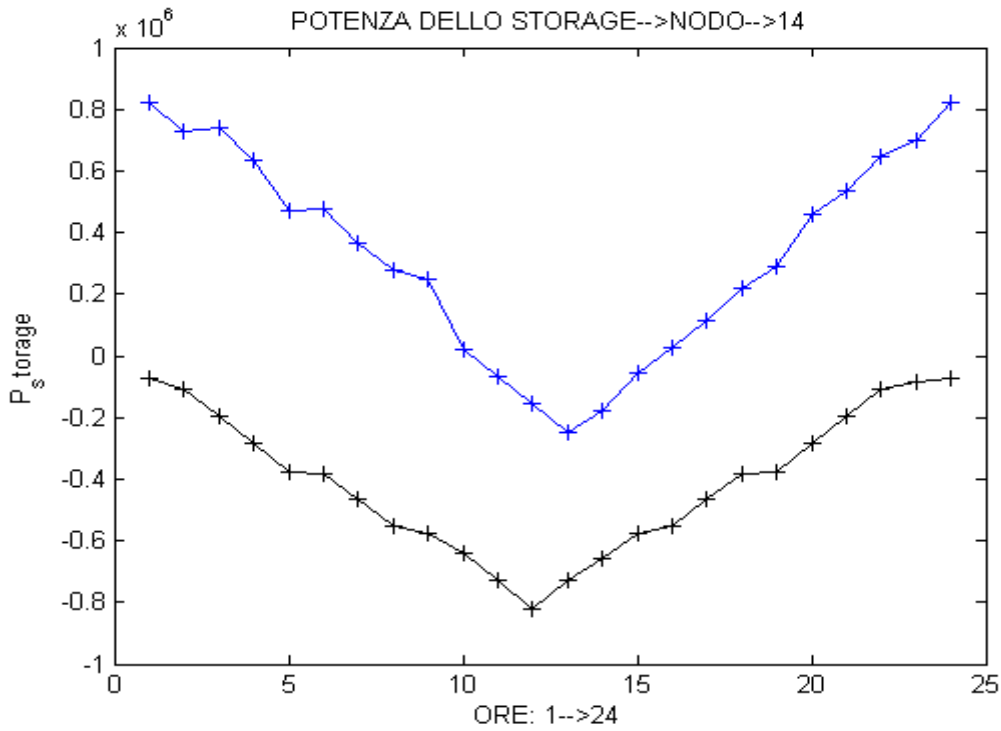


Fig. 27:Rappresentazione grafica dell'andamento della potenza dell'accumulatore installato al nodo 14.

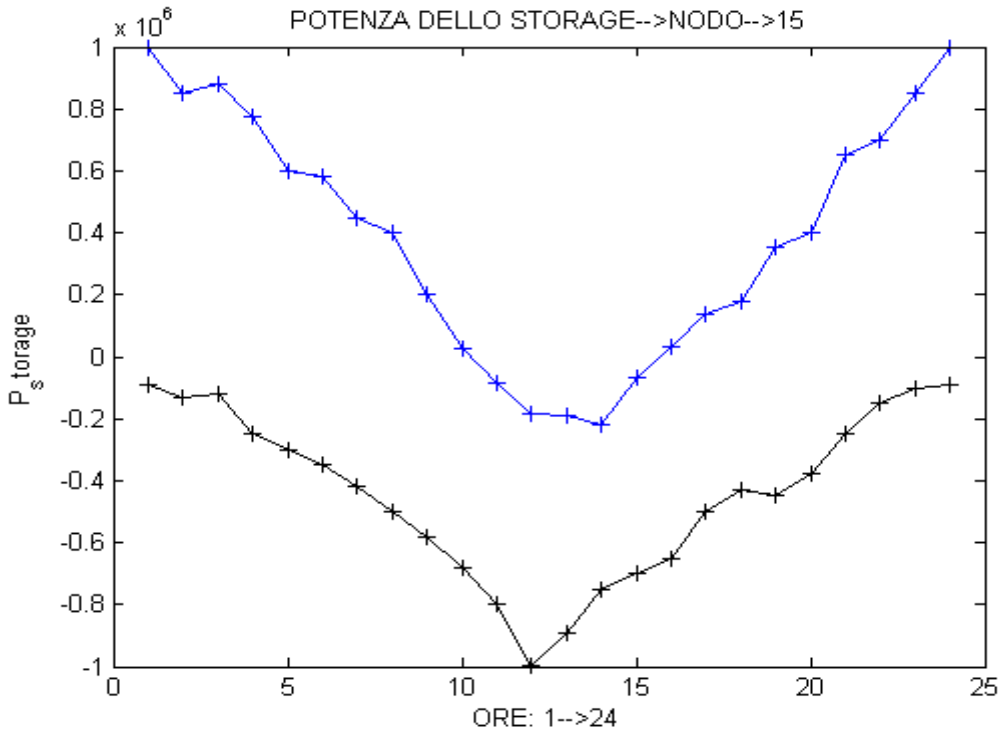


Fig. 28:Rappresentazione grafica dell'andamento della potenza dell'accumulatore installato al nodo 15.

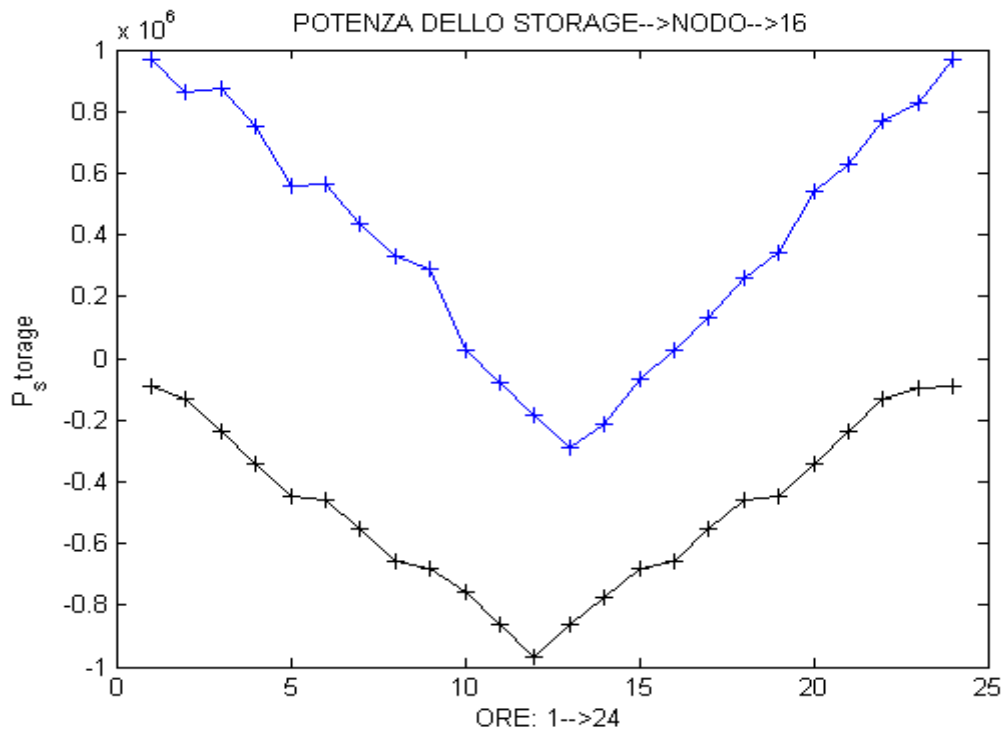


Fig. 29:Rappresentazione grafica dell'andamento della potenza dell'accumulatore installato al nodo 16.

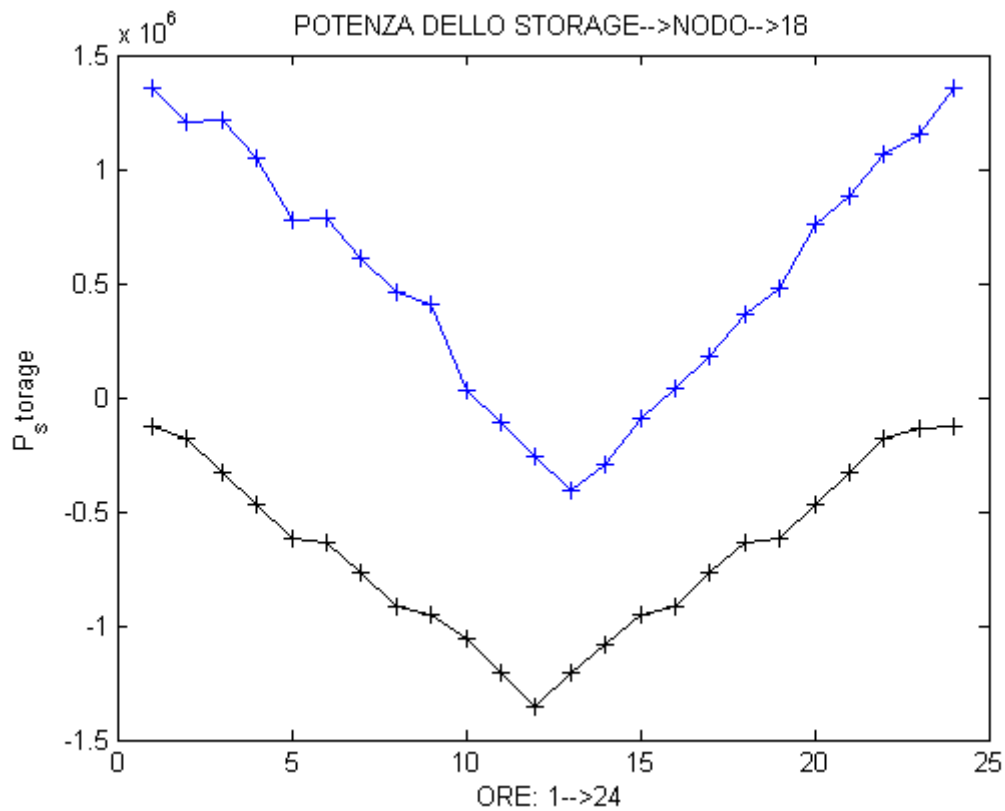


Fig. 30:Rappresentazione grafica dell'andamento della potenza dell'accumulatore installato al nodo 18.

E per concludere la spiegazione grafica, andiamo a definire anche i grafici dei nodi in cui le batterie, gli accumulatori, non hanno senso andarci ad installarli:

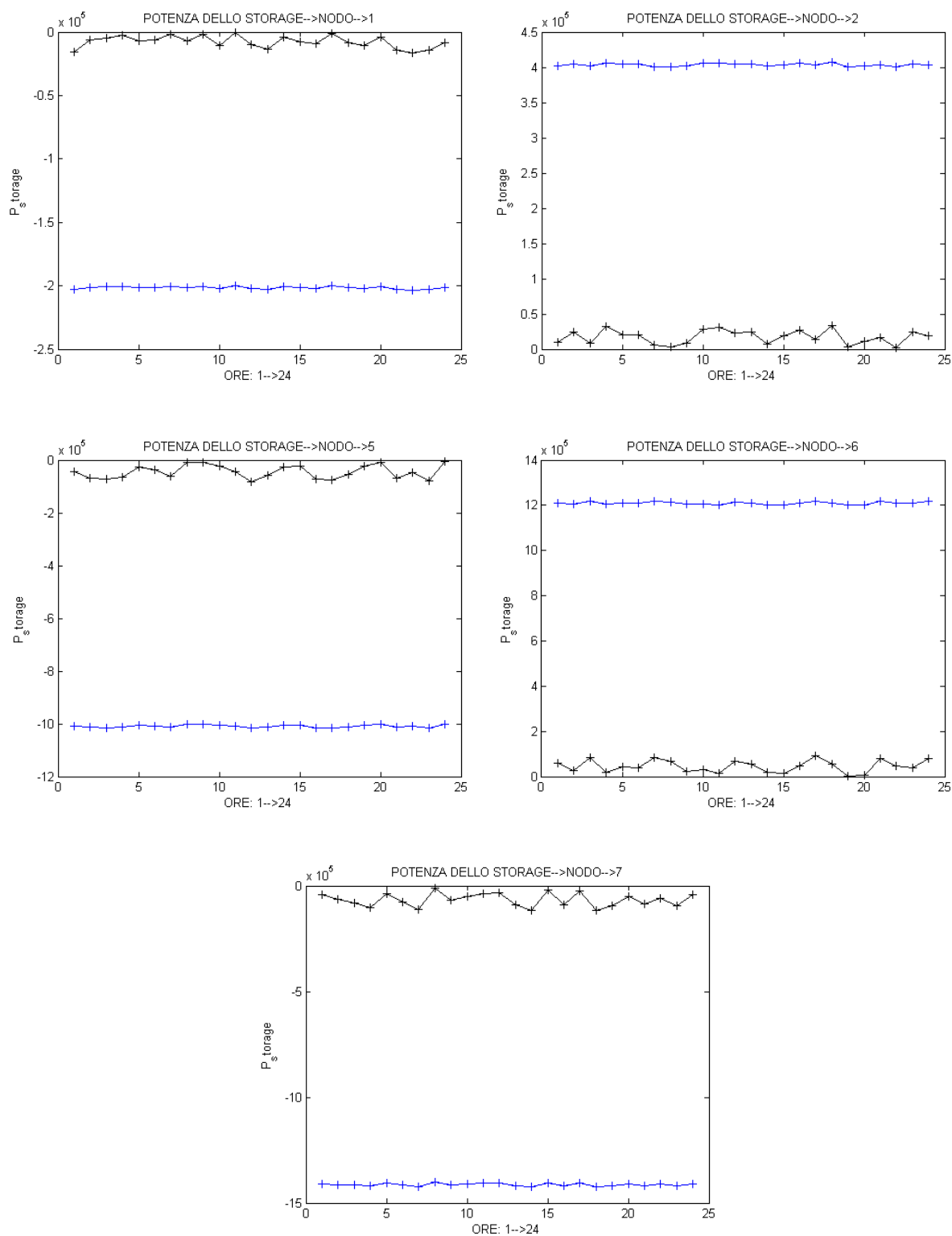


Fig. 31: Rappresentazione grafica dell'andamento della potenza dell'accumulatore al nodo 1-2-5-6-7.

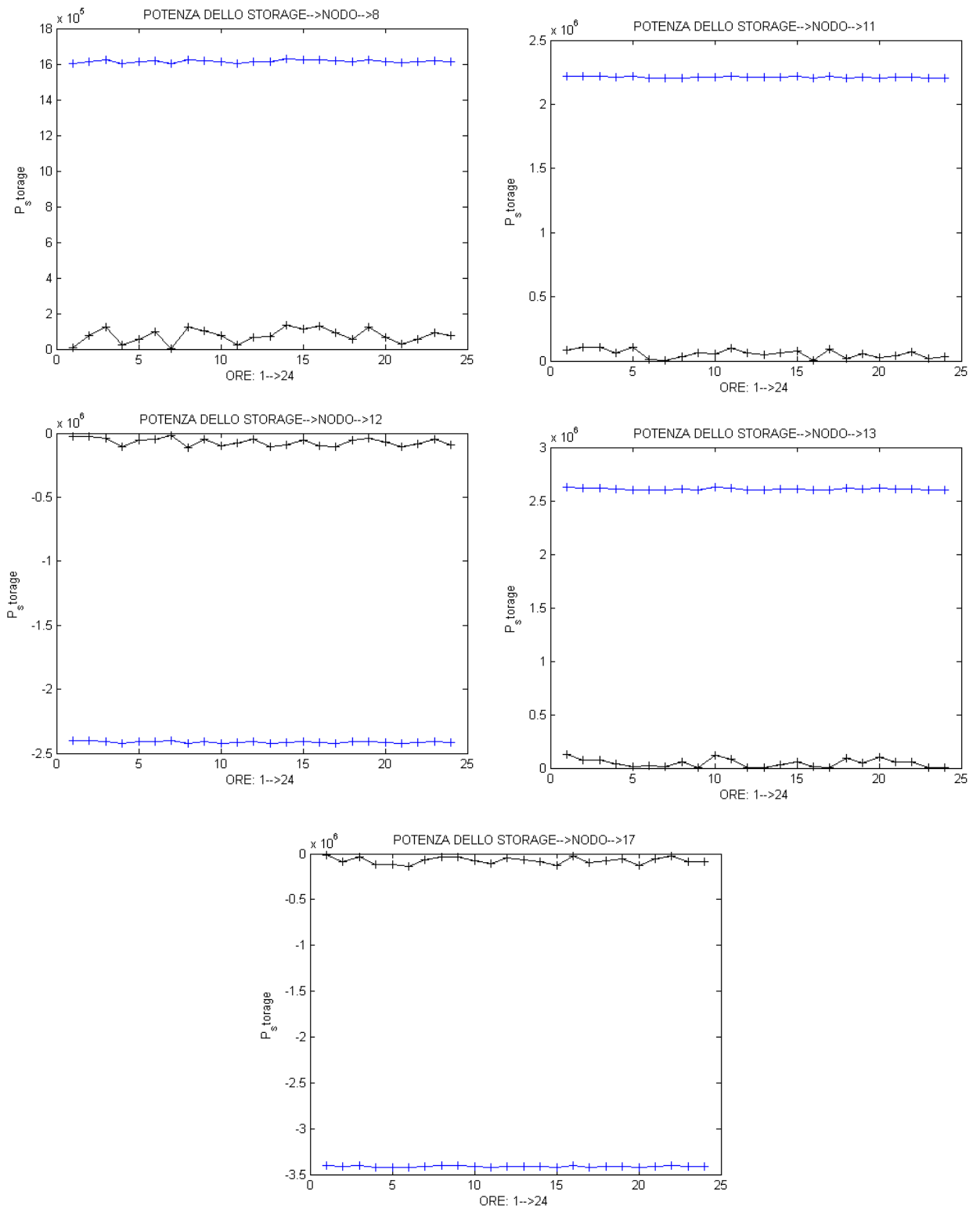


Fig. 32: Rappresentazione grafica dell'andamento della potenza dell'accumulatore al nodo 10-11-12-13-17.

In conclusione, possiamo affermare che grazie agli accumulatori, installate, su certi nodi, siamo riusciti ad eliminare i problemi delle congestioni varie e delle variazioni di tensione.

Approfondimento.

Concludiamo la trattazione della nostra tesi, con un'espansione del nostro concetto, che va al di fuori del nostro ambito lavorativo.

Come appena visto, nella trattazione della nostra tesi di laurea, noi possiamo affermare che all'interno del panorama energetico nazionale ed internazionale è in corso un graduale mutamento della strategia di gestione del sistema elettrico.

La tendenza avviata conduce ad una progressiva decentralizzazione della produzione, che tende ad essere allocata in impianti di taglia medio –piccola, posti in prossimità dei carichi ed allacciati alle reti di distribuzione in Media Tensione MT ed in Bassa Tensione BT, d'impianti a fonti rinnovabile e d'accumulazione dell'energia elettrica, infatti, dall'1 gennaio 2011 entrerà in vigore una legge che prevede che qualsiasi nuova costruzione, abbia una certa percentualità di generazione da fonte rinnovabile.

In questo contesto la Generazione Distribuita GD è una delle realtà impiantistiche emergenti, in quanto prospetta notevoli vantaggi e possibilità legate in particolare alla capacità di sfruttamento di risorse sparse sul nostro territorio, sia di tipo rinnovabile che a fonte tradizionale, precisamente le fonti a limitato impatto ambientale, per lo più realizzate in assetto co-generativo.

Tuttavia, l'aumento dell'espansione di Generazione Distribuita GD nelle attuali reti elettriche di distribuzione, introduce alcune inevitabili implicazioni nelle modalità di esercizio delle reti elettriche stesse. L'attuale criterio d'allacciamento e di gestione, infatti, comporterebbe necessariamente pesanti limitazioni alla potenza iniettabile nella rete elettrica stessa, oppure ingenti investimenti per un completo ammodernamento della rete elettrica. Si rende dunque necessaria l'adozione di nuove tecniche di controllo e di gestione della rete di distribuzione finalizzate a massimizzare l'espansione di Generazione Distribuita GD, garantendo allo stesso tempo standard adeguati in termini d'affidabilità, di sicurezza, di qualità del servizio di connessione e di fornitura dell'energia elettrica.

La rete di distribuzione, inizialmente pensata ed attualmente esercita per un esercizio puramente passivo, dovrà quindi trasformarsi gradualmente in un sistema:

- Intelligente, definito con il termine “smart”;
- Affidabile;
- Sostenibile;
- Economicamente valida.

In sostanza ci sarà il passaggio da “rete passiva” a “rete attiva”(concetto visto nel capitolo che tratta delle “reti attive”).

Gestione delle reti attive.

La gestione tradizionale.

Nel processo di pianificazione classico delle reti elettriche di distribuzione, possono essere individuate quattro fasi ben distinte, per la gestione tradizionale delle reti elettriche attive, che sono:

- 1) La previsione del carico;
- 2) L'allocazione della potenza delle sottostazioni elettriche;
- 3) La scelta della potenza delle sottostazioni elettriche;
- 4) La definizione della struttura della rete elettrica di distribuzione.

Le rivisitazioni delle tecnologie e dei modelli, disponibili per la pianificazione, hanno mostrato la discontinuità negli approcci sviluppati negli ultimi decenni: appare chiara una forte scissione tra gli strumenti utilizzati nella pratica e, quelli sviluppati dalla ricerca condotta, in ambito accademico ed industriale. Da recenti confronti tra le compagnie di distribuzione è, infatti, emerso l'utilizzo piuttosto scarso che viene fatto delle più sofisticate e moderne tecniche di pianificazione disponibili.

Un quesito fondamentale che noi ci poniamo è: qual è il motivo per cui certe sofisticate metodologie per la pianificazione della distribuzione, sviluppate nei centri di ricerca sia accademici che industriali, non trovino un largo impiego da parte dei distributori.

Le motivazioni potrebbero essere ricercate nella scarsa conoscenza reciproca tra le parti in gioco, nel rigore scientifico, a volte eccessivo rispetto alle esigenze dei distributori, nel fatto che i problemi dei distributori cambiano sempre più velocemente, a volte addirittura prima che sia possibile applicare i risultati delle ricerche condotte o, infine, nel rapido invecchiamento degli strumenti sviluppati ed utilizzati.

In letteratura sono già presenti numerose ricerche che evidenziano i difetti degli strumenti di pianificazione tradizionali. Tra le inefficienze più rilevanti riscontrate nei sistemi di pianificazione utilizzati dai distributori si possono citare:

- ✓ L'individuazione di un unico piano di sviluppo a costo minimo in scenari futuri che diventano sempre più incerti: questo comporta una scarsa qualità

della soluzione e la tendenza a suddividere il problema iniziale in sottoproblemi, perdendo di vista il problema globale;

- ✓ L'inabilità a trattare adeguatamente gli effetti della ristrutturazione del mercato elettrico; la liberalizzazione ha di fatto ridotto il ruolo della pianificazione centrale ed aumentato la necessità di coordinamento;
- ✓ La scarsa considerazione delle esternalità - il minimo costo in senso strettamente economico – finanziario, non coincide con il minimo assoluto se si considerano in modo adeguato, le mutate esigenze dei consumatori e le esternalità ambientali;
- ✓ L'inadeguatezza a considerare i produttori privati d'energia elettrica: l'incremento della diffusione della Generazione Distribuita GD sta rendendo più critica l'efficienza della pianificazione del sistema di distribuzione.

I recenti cambiamenti nella struttura del sistema elettrico, tra la quale la significativa affermazione della Generazione Distribuita GD, hanno reso il settore più dinamico, definendo un ampio range di nuove opportunità. L'obiettivo è dunque sviluppare nuove metodologie di pianificazione che possano trattare adeguatamente tali trasformazioni e le nuove funzionalità derivanti dall'evoluzione del sistema elettrico.

Gestione delle reti elettriche con la Generazione Distribuita GD.

Come abbiamo affermato in precedenza, la diffusione della Generazione Distribuita GD nelle reti elettriche di distribuzione, ha estese potenzialità per introdurre benefici tecnici ed economici nel sistema elettrico di distribuzione. La diffusione della Generazione Distribuita GD in quantità non trascurabile nelle reti elettriche di distribuzione, è pertanto un'alternativa che i pianificatori della rete elettrica di distribuzione devono assolutamente prendere in considerazione nella loro ricerca della miglior configurazione di rete elettrica, così come esplicitamente richiesto dalla recente Direttiva Europea 2003/54/EC.

Ciò nonostante, la Generazione Distribuita GD è accompagnata da molteplici incertezze e perplessità, legate innanzitutto alle difficoltà implicitamente legate:

- Al suo inserimento nella rete elettrica;
- Alla sua possibile reale penetrazione;
- Alla capacità di produzione elettrica;

- Ai costi dei combustibili.

Tali incertezze possono determinare forti errori, in fase di pianificazione e portare a scelte inaffidabili od antieconomiche, qualora alcune ipotesi fatte in sede di pianificazione si discostino sensibilmente dalla realtà.

Assumono perciò particolare utilità, avere nuovi strumenti di calcolo automatico che, trattando contemporaneamente un gran numero di variabili, perseguono lo scopo di facilitare il lavoro del pianificatore nel raggiungimento del risultato più soddisfacente.

Il fatto che le reti elettriche non siano più passive ma attive, ci rende inevitabilmente più incerti rispetto al passato, sia la pianificazione che l'esercizio del sistema. Ci si trova, infatti, davanti ad uno scenario caratterizzato da una molteplicità d'offerte di generazione private, fra loro differenti per tipologia e dimensioni, da vincoli spesso tra loro contrastanti e da un forte grado d'incertezza.

Nell'ambito della ricerca si sono già compiuti sforzi nel tentativo di fornire al pianificatore, gli strumenti per risolvere in modo oggettivo il problema della pianificazione degli investimenti e, per districarsi in un futuro ricco d'offerte d'energia elettrica; tra questi sviluppi, la sostanziale modifica delle tecniche di pianificazione, precedentemente basate su modelli deterministici e modelli probabilistici, che permettano di tenere nella giusta considerazione le incertezze nella stima della produzione e della domanda di energia.

Per quanto concerne ancora l'adeguamento dei metodi classici di pianificazione in previsione di un elevato grado di liberalizzazione, sia per l'aspetto commerciale sia per la generazione diffusa, si può ragionevolmente ipotizzare che gli impianti di produzione distribuita saranno inseriti in processi di produzione industriale; le reti di distribuzione vedranno così una maggiore variazione di potenza trasportata, dagli impianti di produzione alle reti elettriche di Media Tensione MT, tra le ore di piena e le ore di vuoto, determinando così la necessità di riesaminare le modalità sinora adottate per la regolazione della tensione.

Il continuo sviluppo delle tecnologie per la Generazione Distribuita GD favorirà l'installazione degli automatismi necessari, per consentire un miglior utilizzo della rete elettrica, controllando i flussi d'energia elettrica attiva e reattiva, avendo presenti le esigenze di qualità del servizio. Alle tradizionali problematiche esistenti, come il coordinamento del "potere di interruzione degli interruttori" nella rete elettrica e la continuità del servizio, verranno ad aggiungersi ulteriori esigenze, quali la regolazione e la protezione della generazione connessa ed il controllo della diffusione dei disturbi in rete.

Il tradizionale processo di pianificazione delle reti elettriche di distribuzione, deve essere pertanto modificato con la presenza della Generazione Distribuita GD: in questo caso alla scelta della potenza delle sottostazioni si aggiunge, infatti, il problema d'allocazione ottima delle unità di Generazione Distribuita GD. Esso consiste nell'individuare i punti in cui è più conveniente connettere i nuovi generatori e le taglie più idonee per gli stessi, compatibilmente con le problematiche tecniche descritte in precedenza.

In prima analisi è, infatti, opportuno che il pianificatore valuti attentamente se esistono nella rete in esame i presupposti per considerare valida la Generazione Distribuita GD, tra i possibili piani di espansione: questo comporta una valutazione dei costi, oltre ad uno studio di fattibilità ed alla verifica della disponibilità di eventuali siti dove allocare la Generazione Distribuita GD.

La complessità del problema cresce in modo notevole con il numero di generatori presenti e con la necessità di considerare diversi assetti di rete elettrica.

In relazione allo sviluppo di algoritmi d'ottimizzazione per questo tipo di problematiche, risultati soddisfacenti sono stati ottenuti mediante il ricorso ad algoritmi genetici, la cui principale caratteristica è quella di non richiedere una formulazione analitica del problema e di consentire una semplice implementazione degli usuali vincoli tecnici.

Gli algoritmi genetici (GA) sono algoritmi d'ottimizzazione che hanno elevate caratteristiche di robustezza; essi si ispirano ai metodi di selezione naturale e sono guidati, nella ricerca della soluzione, da scelte casuali. Questi algoritmi lavorano con una popolazione di soluzioni ed utilizzano operatori di selezione e di ricombinazione per generare nuovi punti campione in uno spazio di ricerca.

L'applicazione degli algoritmi genetici GA al problema della pianificazione delle reti elettriche consiste nell'implementazione di procedure costituite da differenti fasi. Nella prima fase viene creata una popolazione iniziale di reti elettriche mentre nella seconda, attraverso una ripetizione iterativa del processo di riproduzione, si fa evolvere tale popolazione verso soluzioni migliori. Negli algoritmi genetici GA esistono un insieme di parametri di controllo che guidano intelligentemente la ricerca mantenendo una visione globale dell'intero spazio delle possibili soluzioni; questa strategia consente di ridurre il rischio di terminare la ricerca su soluzioni che costituiscono minimi relativi.

Nuove strategie di gestione.

In precedenza si è già evidenziato come alcuni dei parametri che giocano un ruolo fondamentale nella pianificazione di un sistema elettrico siano affetti da incertezza, ad esempio:

- Il costo del combustibile potrà variare nel tempo secondo circostanze che possono essere più o meno prevedibili;
- La capacità di produzione della Generazione Distribuita GD può variare fortemente in base a molteplici fattori, come ad esempio:
 - La disponibilità della fonte energetica;
 - Il prezzo dell'energia elettrica;
 - Le incentivazioni legislative.

Più in generale, si può affermare che il risultato di uno studio di pianificazione è influenzato da un certo numero di parametri il cui andamento nel tempo è legato ad eventi futuri non completamente prevedibili.

In uno scenario così incerto, risulta fondamentale che il pianificatore possa disporre di metodi e tecniche in grado di tener conto, in modo oggettivo e quantitativo delle incertezze relative dei fattori più importanti; assumono perciò particolare utilità, nuovi strumenti di calcolo automatico che, trattando contemporaneamente un gran numero di variabili, allo scopo di facilitare il lavoro del pianificatore nel raggiungimento del risultato più soddisfacente.

Gli strumenti d'ottimizzazione tendono a minimizzare (od a massimizzare) una determinata funzione "obiettivo", attraverso la scelta di adeguati valori assegnati ai parametri decisionali.

Nonostante il fatto che negli ultimi anni siano stati fatti sostanziali progressi, i modelli d'ottimizzazione si trovano ancora a dover sviluppare un'azione di compromesso tra l'ambizione di simulare con precisione il comportamento del sistema e la necessità di semplificare il problema al fine di rendere adatti gli strumenti d'ottimizzazione attualmente disponibili.

Inoltre è ormai noto che non è sufficiente l'identificazione di un sistema col criterio di minimizzare i costi sotto una particolare serie di vincoli, poiché il "Decision Maker – Gestore del Mercato (DM)" deve tener conto nelle proprie scelte anche di altri fattori, che sono:

- L'impatto ambientale;
- Il fattore di tipo finanziario, che possono avere pari rilevanze.

Molto più complesso è invece il discorso relativo alla pianificazione applicata alle reti elettriche totalmente attive: in questo caso sarà necessario sviluppare nuove tecniche di pianificazione, in grado di tenere conto della presenza del mercato dell'energia elettrica, del fatto che il controllo avverrà a livello di cella, attraverso

delle logiche di controllo distribuite su più livelli gerarchici e che sono necessari nuovi algoritmi d'ottimizzazione in grado d'individuare come eseguire in modo automatico la riconfigurazione della rete elettrica. In questo contesto, saranno particolarmente rilevanti le modifiche che dovranno essere apportate alle procedure di load - flow attualmente adottate che si basano su alcune ipotesi, come la dipendenza lineare tra carichi e generatori, l'assenza di leggi controllo della produzione a livello centralizzato, che non saranno più valide nella distribuzione del futuro. Ancora una volta si dovranno riportare a livello della distribuzione strumenti che sono già stati messi a punto per la rete elettrica di trasmissione.

Particolare attenzione dovrà inoltre essere prestata alla previsione di sviluppo dei carichi; questa attività richiederà, infatti, non solo il supporto diffuso dei sistemi esperti, basati sull'apprendimento del funzionamento del fenomeno attraverso la conoscenza del passato, ma anche l'analisi attenta delle presumibili variazioni introdotte dalla stessa liberalizzazione del mercato, ivi compresa la diffusione della Generazione Distribuita GD.

Da queste brevi considerazioni si evince come una corretta pianificazione, debba comunque tener conto degli aspetti tipicamente gestionali, soprattutto alla luce delle recenti potenzialità offerte da una corretta gestione attiva del sistema di distribuzione.

Pianificazione attiva nella gestione delle reti elettriche attive.

In una rete attiva l'adozione di un efficiente sistema di controllo e d'automazione può permettere la coesistenza di:

- ✓ Carichi passivi;
- ✓ Carichi controllabili;
- ✓ La Generazione Distribuita GD.

Aiutando i gestori del sistema di distribuzione a differire investimenti per lo sviluppo della rete elettrica, migliorando l'efficienza complessiva del servizio di distribuzione.

L'obiettivo finale è il raggiungimento di un sistema di distribuzione "self - healing - Auto - Guarigione", che permetta non solo di gestire elevate concentrazioni di risorse energetiche, ma anche di aumentare il livello di qualità del servizio.

L'implementazione di una rete attiva non richiede necessariamente la costruzione di nuove linee e/o cabine primarie, anzi può essere vista in larga misura come una soluzione per trascurare investimenti di difficile realizzazione.

La gran parte degli investimenti saranno, infatti, concentrati:

- Sulle protezioni;
- Sui sistemi di controllo;
- Sui sistemi d'automazione;
- Sui sistemi di comunicazione;
- Sulla modifica delle procedure operative impiegate.

I principali benefici legati all'implementazione della gestione attiva nella pianificazione delle reti di distribuzione sono:

- ✓ Differimento degli investimenti causati da crescita della domanda;
- ✓ Miglioramento dell'efficienza energetica;
- ✓ Incremento della continuità e qualità del servizio;
- ✓ Capacità di sopportare condizioni estreme;
- ✓ Incremento della Penetrazione della Generazione Distribuita GD;
- ✓ Regolazione del Profilo di Tensione.

La gestione attiva delle reti elettriche di distribuzione, con la partecipazione attiva di generatori e dei carichi nella gestione del sistema, è la soluzione più promettente per favorire l'integrazione delle fonti di energia rinnovabile e per migliorare l'efficienza della fornitura d'energia elettrica.

Trascurare questi aspetti nella pianificazione ottimale delle reti elettriche, oltre che portare a soluzioni non ottime, potrebbe addirittura causare problemi:

- ✓ Di power quality;
- ✓ D'affidabilità;
- ✓ D'efficienza energetica;
- ✓ Di regolazione del sistema;

- ✓ Di controllo del sistema.

Qualora correttamente implementata nella pianificazione, la gestione attiva potrebbe migliorare:

- L'affidabilità;
- Favorire una buona regolazione della tensione;
- Ridurre le perdite di energia.

Essa potrebbe, inoltre contribuire, a fronte della crescita della domanda d'energia elettrica ad alta qualità, sfruttando l'assetto di rete elettrica esistente e differendo nel tempo gli investimenti, altrimenti inevitabili, per rinforzare il sistema.

CONCLUSIONE:

Negli anni a venire le reti elettriche di distribuzione continueranno ad essere interessate da un processo di profonda trasformazione, a cui sono attualmente sottoposte; in particolare l'esigenza di consentire l'accesso alla rete elettrica, ad un numero sempre più crescente di nuovi utenti, di tipologia attiva o passiva; la rete elettrica dovrà essere coniugata con l'ineludibile necessità, ad una gestione, che riesca a garantire gli adeguati standard di sicurezza e di qualità, del servizio.

L'attività di pianificazione della rete elettrica si rivela, pertanto, più difficoltosa rispetto al passato, vista la molteplicità di variabili da tenere in considerazione; risulta pertanto concreta la necessità di sviluppare strumenti che rispondano alle esigenze dei pianificatori.

Il lavoro svolto all'interno della nostra tesi va a gestire ed a risolvere un mirato problema, presente all'interno delle reti elettriche attuali: la gestione e la risoluzione delle congestioni e delle alterazioni dei livelli di tensione di nodi, provocate dalla presenza di Generazione Distribuita "GD".

Al termine di questa analisi si è potuto valutare la possibilità di superare le problematiche introdotte dalla Generazione Distribuita "GD", nelle reti elettriche di distribuzione, attraverso l'uso degli accumulazione d'energia elettrica.

Uno sviluppo ulteriore dello studio svolto consiste nella valutazione costi/benefici degli interventi analizzati.

Ringraziamenti:

Finalmente è giunto il momento della pagina che più di ogni altra ho desiderato scrivere, fin dal primo giorno in cui ho iniziato questa tesi, non tanto perché significa porre il sigillo al lavoro svolto in questo periodo, quanto perché è l'unica pagina scritta col cuore, dove si espletano i veri sentimenti e non viene scritta con la testa.

Il primo ringraziamento va fatto a Mamma Arianna e Papà Sergio, perché oltre ad avermi dato la cosa più preziosa che c'è a questo mondo, la mia vita ed avermi cresciuto con i sani principi che solo in una solida famiglia sono presenti, mi hanno permesso di laurearmi, quindi vanno ringraziati per grosso apporto economico e supporto fisico, morale e mentale, che mi hanno dato in questi anni. Questo grazie non verrà mai sufficientemente ripetuto per essere alla pari al loro sacrificio, per tutto quello che hanno fatto per me.

Un grazie va anche al super fratellino **Francesco** perché, a modo suo mi ha sostenuto, dove per me è e sarà sempre unico e impareggiabile.

Un doveroso ringraziamento va soprattutto al prof Roberto Caldon, per la sua enorme disponibilità, nel permettermi di svolgere una tesi di laurea innovativa e tecnologica, con la speranza che mi apra molte porte in ambiente lavorativo.

Un grazie va a tutti i parenti: nonni, zii, cugini; anche loro a loro modo mi hanno sostenuto ed incoraggiato.

Grazie a tutti i compagni, di scuola e di università, che hanno condiviso con me tante ore di spensieratezza, di serenità e di festa, superando anche i momenti più difficili.

Un grazie particolare va ai miei ex-inquilini: David, Tiziano, Davide, Igor, Ionut; dove in quest'ultimo anno passato da solo in alloggio, mi hanno fatto sentire la loro profonda lontananza e mancanza. A loro va anche un grazie per avermi insegnato a giocare a calcetto.

Un altro grazie particolare va agli amici della super "Città di Jesolo", dove è impossibile scriverli, ricordarli tutti, però è doveroso ricordare i compagni di bevuta,

della sana e genuina birra: Christian Zorzan, Daniele “lele” Borin, Riccardo Vallese, Jean Francois Pascale, Matteo Bovolenta, i vecchi tempi di Igor, ecc.

Infine dobbiamo ricordare le migliaia di donne che Fabione ha conosciuto...sé magari!!!...poche ma bone!!!...un ringraziamento va alla: Carlotta, Monica, Laura PN, Marika, ecc, ed infine, un grosso ringraziamento va ad una preziosa persona ed amica, a “Denise De Zorzi”, che in quest’ultimi mesi mi è stata molto vicina, mi ha sostenuto nel lavoro di tesi, assieme ai miei genitori e mi ha fatto trascorrere delle bellissime serata assieme, serate che non potranno mai essere dimenticate.

I ringraziamenti sono finiti, come è finita la mia avventura universitaria...spero che il futuro mi porti tante soddisfazioni e, che arrivino anche ai miei amici più cari, con la speranza che questa amicizia si possa tramutare in esperienze lavorative.

Bibliografia:

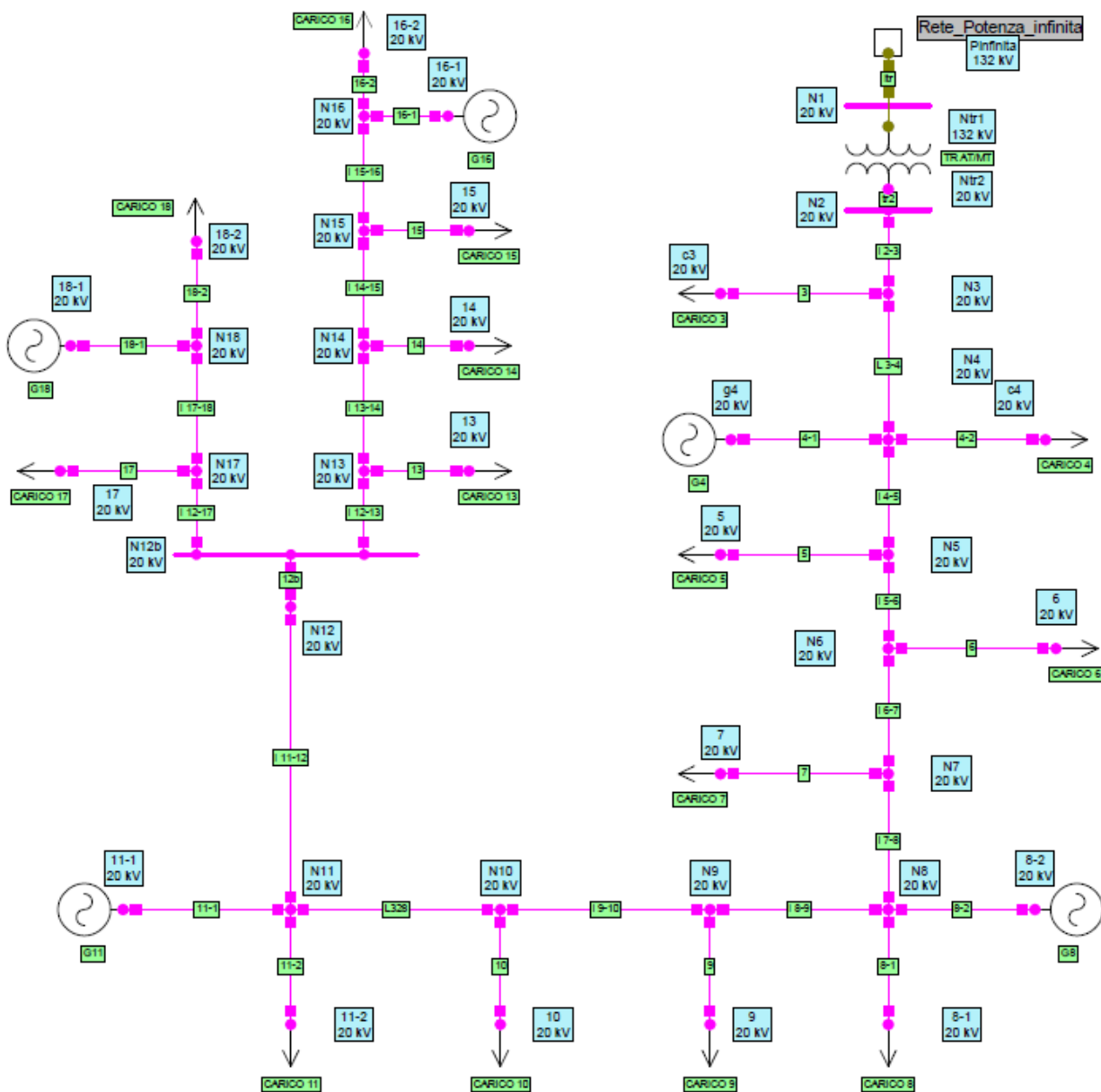
- [1] Michele Urbani, Naida Corsi: “Confronto tra i diversi sistemi d’accumulo d’energia”, 6° Congresso Nazionale CIRIAF, Perugia 7/8 aprile 2006.
- [2] APAT: “Quaderni di formazione ambientale”, maggio 2006;
- [3] Sito ESA (electricity storage associations):
http://www.electricitystorage.org/site/technologies/lead-acid_batteries/;
- [4] Sito ESA (electricity storage associations):
http://www.electricitystorage.org/site/technologies/li-ion_batteries/;
- [5] Sito ESA (electricity storage associations):
http://www.electricitystorage.org/site/technologies/nas_batteries/;
- [6] Sito ESA (electricity storage associations):
<http://www.electricitystorage.org/site/technologies/flywheels/>;
- [7] Sito ESA (electricity storage associations):
http://www.electricitystorage.org/site/technologies/technology_comparisons/;
- [8] Sito ESA (electricity storage associations):
http://www.electricitystorage.org/site/technologies/metal-air_batteries/;
- [9] Sito ESA (electricity storage associations):
<http://www.electricitystorage.org/site/technologies/vrb/>;
- [10] Sito ESA (electricity storage associations):
http://www.electricitystorage.org/site/technologies/znbr_batteries/;
- [11] Sito SOLARIA:
[http://www.solariasrl.eu/vis_dettaglio.php?primo_livello=menu&id_livello=748](http://www.solariasrl.eu/vis_dettaglio.php?primolivello=menu&idlivello=748);
- [12] Sito di “Wikipedia” : <http://it.wikipedia.org/wiki/Inverter>;

- [13] Sito di “Wikipedia” : [http://it.wikipedia.org/wiki/Accumulatore di carica elettrica](http://it.wikipedia.org/wiki/Accumulatore_di_carica_elettrica;);
- [14] Sito di “elettronica”: http://www.elettronicanet.com/eshop/regolatori_batterie.htm;
- [15] Sito di “Google”: <http://djbyte.nabuk.org/files/RegolatoreCarica.pdf>;
- [16] Su di un “Blog”: <http://www.vogliaditerra.com/solar/solar.htm>;
- [17] Sciencedirect: Wei Zhou, Chengzhi Lou, Zhongshi Li, Lin Lu, Hongxing Yang: Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems; (nome del file: Dimensionamento del sistema d’accumulo);
- [18] ENEA: “Accumulo di energia con produzione di metano ed assorbimento di CO₂”, 2009;
- [19] Sito di “Google”: http://www.fondazionetelios.it/glossario/documents/ZEBRA_000.pdf;
- [20] IEEE: Ward I. Bo, James P. Dunlop: “Performance of battery charge controllers”, Sandia National Laboratories; (Nome del file: Controllo della carica della batteria);
- [21] Sciencedirect: Jesu´ s Samaniego, Francisco Alija, Sergio Sanz, Cèsar Valmaseda, Fernando Frechoso: “Economic and technical analysis of a hybrid wind fuel cell energy system”, 21 settembre 2009; (nome del file: “accumulare l’energia elettrica attraverso l’idrogeno”);
- [22] Sito di “Wikipedia”: <http://it.wikipedia.org/wiki/Elettrolizzatore>;
- [23] Sito di “Wikipedia”: <http://it.wikipedia.org/wiki/Elettrolisi>;
- [24] Sito di “Wikipedia”: http://it.wikipedia.org/wiki/Elettrolisi_dell%27acqua;
- [25] Sciencedirect: S. Jalal Kazempour, M. Parsa Moghaddam, M.R. Haghifam, G.R. Yousefi: “Electric energy storage systems in a market-based economy: Comparison of emerging and traditional technologies”, 10 luglio 2009; (nome del file: “analisi completa sull’accumulo dell’energia elettrica”);
- [26] Sito di “Wikipedia”: http://en.wikipedia.org/wiki/Compressed-air_energy_storage;
- [27] Sito di “Wikipedia”: <http://it.wikipedia.org/wiki/Adiabatica>;
- [28] Sito di “Wikipedia”: [http://it.wikipedia.org/wiki/Trasformazione termodinamica](http://it.wikipedia.org/wiki/Trasformazione_termodinamica);

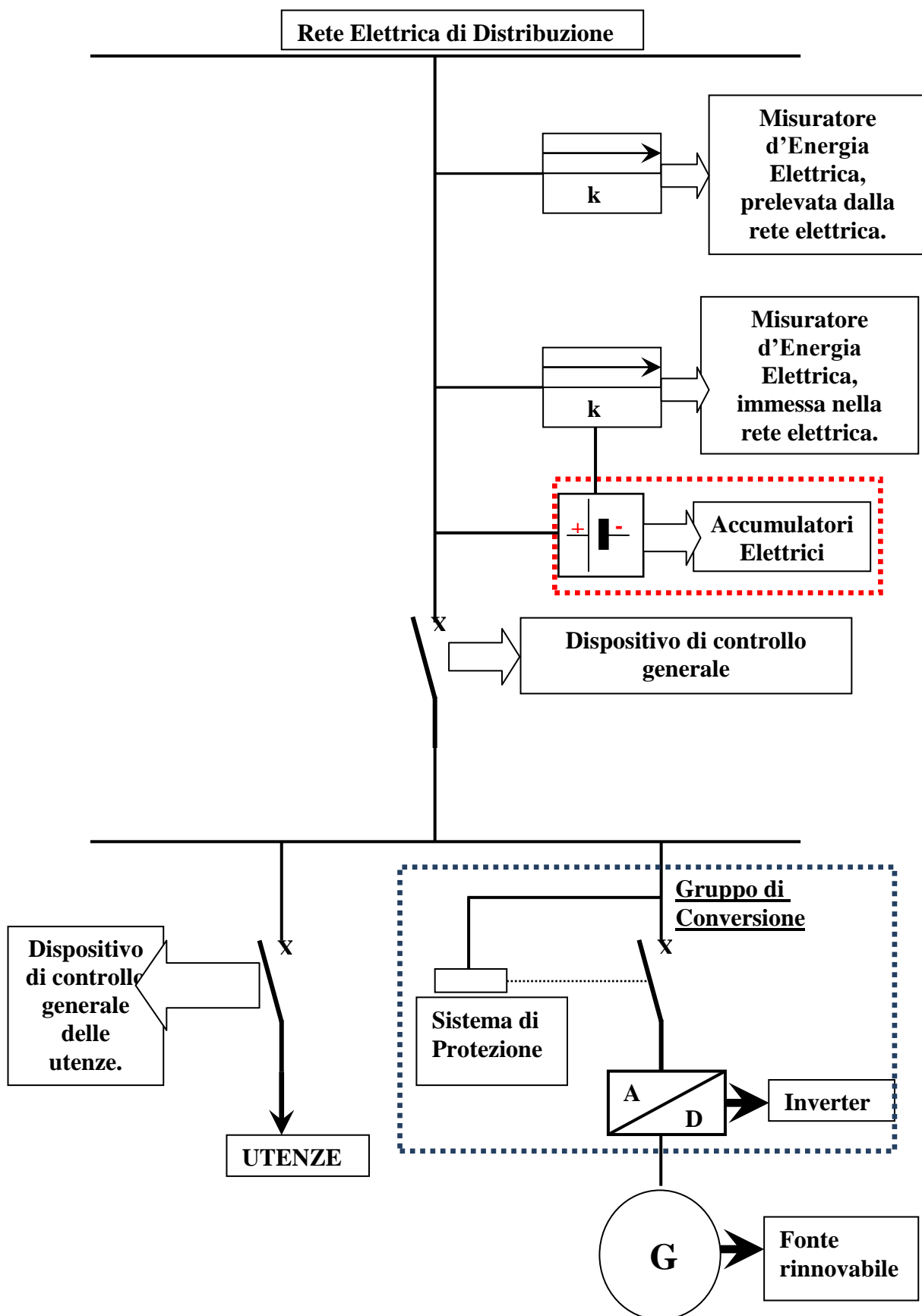
- [29] Sito di “Wikipedia”: http://it.wikipedia.org/wiki/Equilibrio_termodinamico;
- [30] Sito di “Wikipedia”: <http://it.wikipedia.org/wiki/Isoterma>;
- [31] Sito di “Google”: http://www.fondazionetelios.it/glossario/documents/ZEBRA_000.pdf; (file presente nella bibliografia denominato “Batterie Zebra”);
- [32] Sciencedirect: Cord-H. Dustmann: “Advances ZEBRA batteries”, 2004;
- [33] File pdf: Electric energy storage Z.E.B.R.A., 2004;
- [34] Sito internet d’un azienda: http://www.cebi.com/cebi/content/index_en.html?a=5&b=9&c=19&d=69;
- [35] Sito internet d’un azienda: <http://www.atea.it/componenti.htm>;
- [36] File pdf: manuale-regolatori-serie-PR;
- [37] File pdf: elettrico plus: Il_sistema_fotovoltaico_protezione_e_sezionamento;
- [38] File pdf: figure di protezione;
- [39] File pdf: Interruttore Differenziale;
- [40] Sito di “Wikipedia”: http://it.wikipedia.org/wiki/Interruttore_differenziale#Tipo_di_corrente;
- [41] Sito di “Wikipedia”: http://it.wikipedia.org/wiki/Interruttore_magnetotermico;
- [42] Sito di “Wikipedia”: http://it.wikipedia.org/wiki/Classi_di_isolamento;
- [43] File pdf: Fonti rinnovabili_in generale;
- [44] Sito di “elektro”: http://www.elektro.it/spd/spd_09.html;
- [45] Sito di “Wikipedia”: http://it.wikipedia.org/wiki/Diodo_zener;
- [46] Sito di “Wikipedia”: <http://it.wikipedia.org/wiki/Diodo>;
- [47] Sito di “Wikipedia”: http://it.wikipedia.org/wiki/Giunzione_P-N;
- [48] Sito di “Wikipedia”: <http://it.wikipedia.org/wiki/Drogaggio>;

- [49] Sito di "Wikipedia": http://it.wikipedia.org/wiki/Regione_di_carica_spaziale#Tensione_di_built-in;
- [50] Sito di "Wikipedia": http://it.wikipedia.org/wiki/Breakdown_a_valanga;
- [51] Sito di "Wikipedia": http://it.wikipedia.org/wiki/Forma_d%27onda;
- [52] Sito di "Wikipedia": <http://it.wikipedia.org/wiki/Fusibile>;
- [53] Sito di "elektro": http://tempodielettronica.it/sapevi/c_fusibili.htm;
- [54] Sito di "Wikipedia": <http://it.wikipedia.org/wiki/Protezioni>;
- [55] Sito di "Wikipedia": http://it.wikipedia.org/wiki/Interruttore_termico;
- [56] File pdf: Le protezioni elettriche su un sistema fotovoltaico;
- [57] Sito di "Wikipedia": http://it.wikipedia.org/wiki/Conto_energia;
- [58] Sito di "Enernew – be alternative": <http://www.enernew.it/notizie/1-notizie/154-il-nuovo-conto-energia-dopo-il-2010>;
- [59] Sito di "CIF group": http://www.cifgroup.it/conto_energia.php;
- [60] Sito "Nextville – fonti rinnovabili": <http://www.nextville.it/index/680>;
- [61] Sito di "Solare.tv": <http://www.solare.tv/articolo/art1580.htm>;
- [62] File pdf: Reti Attive;
- [63] Sciencedirect: Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks, Jim McDonald, 12 dicembre 2008;
- [64] File pdf: "ZEBRA ELECTRIC ENERGY STORAGE SYSTEM: FROM R&D TO MARKET"; scheda tecnica proveniente dalla "MES-DEA", ditta che produce le batterie Z.E.B.R.A.;

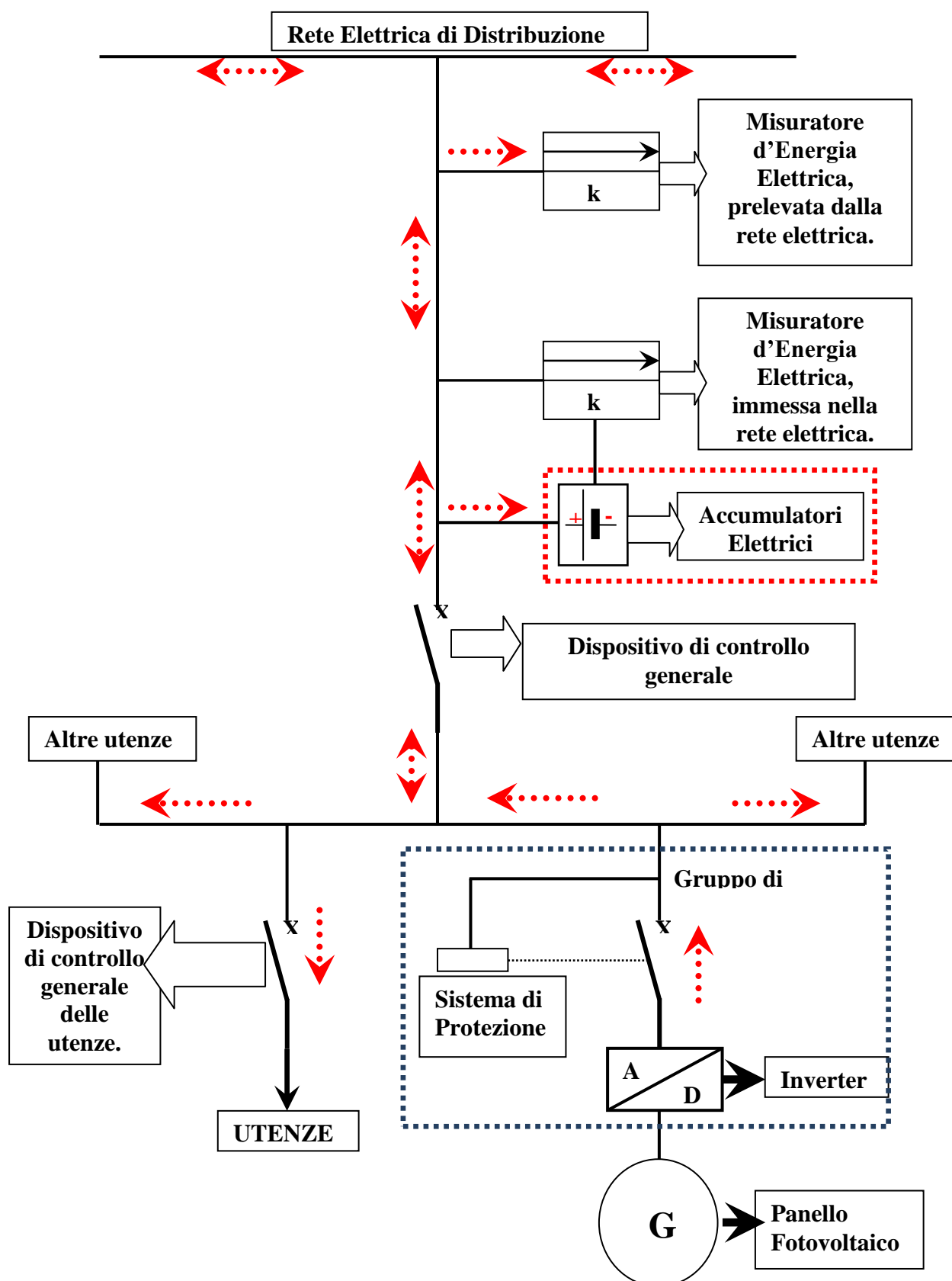
APPENDICE 1: (rete elettrica in analisi).



APPENDICE 2: (Schema elettrico di principio).



APPENDICE 3: (Schema di principio – carica della batteria)



APPENDICE 4: (Schema di principio – scarica della batteria)

