



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
FACOLTÀ DI INGEGNERIA



CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA DI MAGISTRALE

VALUTAZIONE DELL'HOSTING CAPACITY NELLE RETI DI DISTRIBUZIONE IN MEDIA TENSIONE

RELATORE: CH.MO PROF. ROBERTO TURRI

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA

LAUREANDO: STEFANO ZIN

ANNO ACCADEMICO: 2011-2012

...alla Mia Famiglia e a Federica...

INDICE

GLOSSARIO.....	V
ELENCO FIGURE	VI
ELENCO TABELLE.....	VII
SOMMARIO	1
INTRODUZIONE.....	3

CAPITOLO 1

L'EUROPA E LE SMART GRIDS.....	7
1.1 GENERALITÀ.....	7
1.2 VISION AND STRATEGY FOR EUROPE'S ELECTRICITY NETWORKS OF THE FUTURE	11
1.2.1 LE SFIDE DEL SISTEMA ELETTRICO	12
1.2.2 FIGURE PRINCIPALI NEL PROCESSO DI SVILUPPO	14
1.2.3 PRINCIPALI FATTORI NEL PROCESSO DI SVILUPPO.....	16
1.3 STRATEGIC RESEARCH AGENDA FOR EUROPE'S ELECTRICITY NETWORKS OF THE FUTURE	18
1.4 THE SMART GRIDS EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM	19
1.5 EUROPEAN STRATEGIC ENERGY TECHNOLOGY PLAN (SET-PLAN).....	20
1.5.1 EEGI – Roadmap 2010-2018 and Detailed Implementation Plan 2010- 2012	23
1.6 LA FUTURA RETE SMART	26
1.7 CARATTERISTICHE DELLE SMART GRIDS	28
1.8 CONCLUSIONI	30

CAPITOLO 2

IL CAMMINO ITALIANO VERSO LE SMART GRIDS	33
2.1 GENERALITÀ.....	33

2.2 LA GENERAZIONE DISTRIBUITA	36
2.3 LA DELIBERA ARG/elt 223/10: “Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l’anno 2009 ed analisi dei possibili effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico nazionale ”	39
2.4 LA DELIBERA ARG/elt 25/09: “Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione ”	45
2.5 LA DELIBERA ARG/elt 39/10: “Incentivi a progetti pilota per promuovere lo sviluppo delle smart grid”	51

CAPITOLO 3

L’HOSTING CAPACITY	57
---------------------------------	-----------

CAPITOLO 4

LE IPOTESI DELLO STUDIO	63
--------------------------------------	-----------

CAPITOLO 5

IL PROGRAMMA.....	71
--------------------------	-----------

5.1 GENERALITÀ	71
5.2 ATLANTIDE.....	71
5.2.1 MAIN E LETTURA DATI	74
5.2.2 CALCOLO DI LOAD FLOW.....	76
5.2.3 CALCOLO DI HOSTING CAPACITY	83

CAPITOLO 6

LA RETE MT IN ANALISI	87
6.1 IL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO	87
6.2 LA RETE DI VERONA: GENERALITÀ.....	88
6.3 LA CABINA PRIMARIA	89
6.4 I FEEDER	92

6.5	CARATTERISTICHE DELLA RETE	94
6.5.1	I NODI.....	94
6.5.2	LE LINEE	95
6.5.3	I CARICHI	96
6.5.4	I TRASFORMATORI	96
6.5.5	LA GENERAZIONE	96
6.6	CARATTERISTICHE DEI COMPONENTI.....	97
6.6.1	LE LINEE	97
6.6.2	I TRASFORMATORI	98
6.6.3	I GENERATORI ROTANTI	99
6.7	I PROFILI.....	99
6.7.1	PROFILI DI CARICO.....	100
6.7.2	PROFILI DI GENERAZIONE.....	102
CAPITOLO 7		
	ANALISI DEI RISULTATI.....	105
7.1	IL CONTRIBUTO DEI PROFILI DI CARICO	105
7.1.1	CARICHI CON PROFILO COSTANTE	105
7.1.2	CARICHI CON PROFILO RESIDENZIALE	106
7.2	HOSTING CAPACITY DELLA RETE	108
7.2.1	VARIAZIONI DI TENSIONE LENTE (-4% / 10%)	109
7.2.2	VARIAZIONI DI TENSIONE RAPIDE ($\pm 4\%$).....	110
7.2.3	LIMITI DI TRANSITO DELLE LINEE	113
7.2.4	LIMITE DI INVERSIONE DI FLUSSO	115
7.3	CONCLUSIONI	118
7.4	SOLUZIONI PROPOSTE.....	123
7.4.1	RAFFORZAMENTO DELLE LINEE.....	123
7.4.2	INSERIMENTO DI STORAGE	126
	CONCLUSIONI.....	133

RINGRAZIAMENTI	135
BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA	137
APPENDICE A: AMBITI DI VALUTAZIONE DEI BENEFICI DEI PROGETTI PILOTA E NUOVI CRITERI ECONOMICI (DCO 34/11).....	141
APPENDICE B: LISTATO DEL PROGRAMMA	151
APPENDICE C: LIBRERIA DATI DELLA RETE	177
APPENDICE D: LIBRERIA COMPONENTI DELLA RETE	191
APPENDICE E: LIBRERIA PROFILI	195
APPENDICE F: RISULTATI.....	205

GLOSSARIO

CP	→	Cabina Primaria
DB	→	Dead Band del trasformatore
DR	→	Demand Response
DSM	→	Demand Side Management
DSR	→	Demand Side Response
DSO	→	Distribution System Operator
EII	→	European Industrial Initiative
ETP	→	European Technology Platform
ETS	→	Emission Trading System
FER	→	Fonti Energetiche Rinnovabili
GD	→	Generazione Distribuita
GSE	→	Gestore del Sistema Elettrico
HC	→	Hosting Capacity
ICT	→	Information and Communication Technology
ISO	→	Indipendent System Operator
PG	→	Piccola Generazione
PQ	→	Power Quality
RTN	→	Rete Trasmissione Nazionale
SCADA	→	Supervisory Control And Data Acquisition
SG	→	Smart Grid
SRA	→	Strategic Research Agenda
TSO	→	Transmission System Operator
UE	→	Unione Europea

ELENCO FIGURE

CAPITOLO 1:

Figura 1. 1 - Vantaggi Degli Attori delle Rete	16
Figura 1. 2 - Fattori Principali Nel Processo Di Sviluppo Della Rete.....	17
Figura 1. 3 - Struttura della SRA	19
Figura 1. 4 - Attività e aree di ricerca in ambito Smart Grids	19
Figura 1. 5 - Struttura della Piattaforma Tecnologica	20
Figura 1. 6 - Struttura di definizione dei progetti dimostrativi.....	24
Figura 1. 7 - Modelli funzionali delle Smart Grids	25
Figura 1. 8 - Struttura di definizione dei progetti riguardanti le reti di trasmissione	25
Figura 1. 9 - Struttura di definizione dei progetti riguardanti le reti di distribuzione	26
Figura 1. 10 - Rete Attuale Verticalmente Integrata	27
Figura 1. 11 - Rete Futura “Smart Grid”	29
Figura 1. 12 - Elementi del Sistema Elettrico.....	30

CAPITOLO 2:

Figura 2. 1 - Ipotesi di Enel S.p.A. circa il contributo delle Smart Grids alla riduzione di CO ₂ in Italia.....	33
Figura 2. 2 - Generatore contribuisce alla corrente di cortocircuito e determina perdita di selettività con scatto intempestivo in cabina primaria.....	38
Figura 2. 3 - Problemi di variazione del profilo di tensione in una rete con GD (blu) rispetto a rete passiva (rossa)	38
Figura 2. 4 - Nascita dell’islanding	38
Figura 2. 5 - Nascita di una corrente inversa rispetto al flusso convenzionale	39
Figura 2. 6 - Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell’ambito della GD nel 2009.....	41
Figura 2. 7 - Produzione d’energia elettrica da diverse fonti nell’ambito della generazione nazionale totale nel 2009.....	42
Figura 2. 8 - Produzione d’energia elettrica da diverse fonti nell’ambito della generazione nazionale totale nel 2006.....	42

Figura 2. 9 - Ripartizione dell'energia elettrica immessa dagli impianti di GD, per livello di tensione	43
Figura 2. 10 - Incremento di potenza in relazione al numero di nodi che possono accettarla (con vincolo l'inversione di flusso)	47
Figura 2. 11 - Andamento della tensione sulle reti passive.....	48
Figura 2. 12 - Incremento di potenza in relazione al numero di nodi che possono accettarla (con vincolo di variazioni lente di tensione).....	49
Figura 2. 13 - Incremento di potenza in relazione al numero di nodi che possono accettarla (con vincolo di variazioni rapide di tensione pari al 6%)	49
Figura 2. 14 - Incremento di potenza in relazione al numero di nodi che possono accettarla (con vincolo i limiti di transito sulle linee)	49
Figura 2. 15 - Diagramma cumulato della quantità di GD connettibile con evidenziazione dei vincoli più stringenti e limite delle variazioni rapide al 6%	50
Figura 2. 16 - Diagramma cumulato della quantità di GD connettibile con evidenziazione dei vincoli più stringenti e limite delle variazioni rapide al 4%	50

CAPITOLO 3:

Figura 3. 1 - Determinazione dell'HCC _I , dove la caratteristica piatta è quella di immissione, mentre la blu è quella di prelievo.....	59
Figura 3. 2 - Esempio di confronto tra i profili di prelievo cumulato	59

CAPITOLO 4:

Figura 4. 1 - Profilo di tensione lungo il Feeder 1 prima e dopo l'inserimento del generatore nel nodo TEE267	64
Figura 4. 2 - Profilo di tensione lungo il Feeder 1 prima e dopo l'inserimento del generatore nel nodo 202613_1.....	64
Figura 4. 3 - Problemi di selettività dati da inversione di flusso in linea.....	65
Figura 4. 4 - Andamento delle correnti misurate in partenza ai feeder nella settimana di Febbraio, con generazione in rete	67
Figura 4. 5 - Andamento delle correnti simulate in partenza ai feeder nella settimana di Febbraio, con generazione in rete	67

Figura 4. 6 - Andamento delle correnti misurate in partenza ai feeder nella settimana di Luglio, con generazione in rete	68
Figura 4. 7 - Andamento delle correnti simulate in partenza ai feeder nella settimana di Luglio, con generazione in rete	68

CAPITOLO 5:

Figura 5. 1 - Schema a blocchi del funzionamento del programma.....	72
Figura 5. 2 - Finestra principale di ATLANTIDE.....	74
Figura 5. 3 - Grafico a barre dell'andamento delle tensioni	75
Figura 5. 4 - Schema unifilare della rete graficato dal programma ATLANTIDE	75
Figura 5. 5 - Parte iniziale di "EseguiLFHCVR.m"	84
Figura 5. 6 - Ciclo while presente in "EseguiLFHCVR.m"	85

CAPITOLO 6:

Figura 6. 1 - Struttura AGSM.....	88
Figura 6. 2 - Schema Cabina Primaria.....	90
Figura 6. 3 - Schema Cabina Primaria Semplificata	91
Figura 6. 4 - Rete MT originale.....	92
Figura 6. 5 - Rete MT modificata e ripulita di elementi non utili al calcolo	93
Figura 6. 6 - Grafici dei profili di carico giornalieri "IND", "RES", "COM", e "COST" ...	100
Figura 6. 7 - Grafici dei profili di carico giornalieri dei carichi di rete – Parte Prima	101
Figura 6. 8 - Grafici dei profili di carico giornalieri dei carichi di rete – Parte Seconda	102
Figura 6. 9 - Grafici dei profili di carico giornalieri dei carichi di rete – Parte Terza.....	102
Figura 6. 10 - Grafici dei profili di generazione giornalieri	103

CAPITOLO 7:

Figura 7. 1 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano i tre vincoli in corrispondenza della potenza riportata in ascissa - profilo dei carichi costante.....	105
---	-----

Figura 7. 2 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi con GD installabile pari al valore di potenza corrispondente alla potenza riportata in ascissa - profilo dei carichi costante	106
Figura 7. 3 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano i tre vincoli in corrispondenza della potenza riportata in ascissa - profilo dei carichi residenziali	107
Figura 7. 4 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi con GD installabile pari al valore di potenza corrispondente alla potenza riportata in ascissa - profilo dei carichi residenziali	107
Figura 7. 5 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Variazioni Lente in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Febbraio 2009 (senza generazione) e Febbraio 2011 (con generazione)	109
Figura 7. 6 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Variazioni Lente in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Luglio 2009 (senza generazione) e Luglio 2011 (con generazione).....	110
Figura 7. 7 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Variazioni Rapide in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Febbraio 2009 (senza generazione) e Febbraio 2011 (con generazione).....	111
Figura 7. 8 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Variazioni Rapide in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Luglio 2009 (senza generazione) e Luglio 2011 (con generazione).....	112
Figura 7. 9 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Limiti di Transito in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Febbraio 2009 (senza generazione) e Febbraio 2011 (con generazione)	113
Figura 7. 10 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Limiti di Transito in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Luglio 2009 (senza generazione) e Luglio 2011 (con generazione).....	114
Figura 7. 11 - Collegamento degli utenti in antenna alla sbarra MT	119
Figura 7. 12 - Istogramma cumulato della quantità percentuale di nodi che accettano la potenza presente in ascissa con rete passiva a Febbraio e in cui sono evidenziate le componenti limitanti dei tre vincoli	119
Figura 7. 13 - Istogramma cumulato della quantità percentuale di nodi che accettano la potenza presente in ascissa con rete non più passiva a Febbraio e in cui sono evidenziate le componenti limitanti dei tre vincoli	120

Figura 7. 14 - Istogramma cumulato della quantità percentuale di nodi che accettano la potenza presente in ascissa con rete passiva a Luglio e in cui sono evidenziate le componenti limitanti dei tre vincoli	120
Figura 7. 15 - Istogramma cumulato della quantità percentuale di nodi che accettano la potenza presente in ascissa con rete non più passiva a Luglio e in cui sono evidenziate le componenti limitanti dei tre vincoli	121
Figura 7. 16 - Rete MT con evidenziazione della violazione dei limiti dei singoli nodi a Luglio 2011	122
Figura 7. 17 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano i tre vincoli in corrispondenza della potenza riportata in ascissa – Linee Rafforzate.....	123
Figura 7. 18 - Istogramma cumulato rappresentante la percentuale di nodi con GD installabile pari al valore di potenza corrispondente alla potenza riportata in ascissa – Linee Rafforzate	124
Figura 7. 19 - Rete MT con linee rafforzate e con evidenziazione della violazione dei limiti dei singoli nodi a Luglio 2011.....	125
Figura 7. 20 - Posizionamento dello storage in rete ed evidenziazione del nodo critico	126
Figura 7. 21 - Andamento della tensione nell'ultimo nodo del Feeder 3 nella settimana di Luglio considerata, PRIMA dell'inserimento degli accumulatori.....	127
Figura 7. 22 - Profilo di generazione degli accumulatori posti nei due nodi scelti del Feeder 3	127
Figura 7. 23 - Andamento della tensione nell'ultimo nodo del Feeder 3 nella settimana di Luglio considerata, DOPO l'inserimento degli accumulatori	128
Figura 7. 24 - Andamento della tensione lungo il Feeder 3 all'istante 20 (in cui in N290771T01 si raggiunge un minimo di circa 0,91 p.u.) prima e dopo l'iniezione di potenza reattiva in rete.....	128
Figura 7. 25 - Istogramma cumulato rappresentante la percentuale di nodi con GD installabile pari al valore di potenza corrispondente alla potenza riportata in ascissa – Linee Rafforzate ed Accumulo in rete.....	129
Figura 7. 26 - Andamento della tensione nell'ultimo nodo del Feeder 3 nella settimana di Luglio considerata, DOPO l'inserimento degli accumulatori che erogano potenza reattiva nei primi 5 giorni della settimana e la assorbe nel weekend	130
Figura 7. 27 - Istogramma cumulato rappresentante la percentuale di nodi con GD installabile pari al valore di potenza corrispondente alla potenza riportata in ascissa – Linee Rafforzate ed Accumulo in rete funzionante da induttore.....	130

ELENCO TABELLE

CAPITOLO 2:

Tabella 2. 1 - Dati relativi la GD nel 2009	38
Tabella 2. 2 - Dati relativi la GD nel 2006	39
Tabella 2. 3 - Progetti pilota ammessi al trattamento incentivante e punteggi ottenuti	55

CAPITOLO 7:

Tabella 7. 1 - Potenza Limite collegabile al primo nodo dei feeder per avere inversione di flusso.....	116
Tabella 7. 2 - Potenza Limite collegabile al primo nodo dei feeder per avere inversione di flusso fino al superamento della portata dei conduttori o della taratura delle protezioni	116
Tabella 7. 3 - Esempio di dipendenza dell'HC dei parametri di linea	122

SOMMARIO

Questo studio affronta l'analisi di Hosting Capacity di una rete di distribuzione MT realmente esistente nel sistema elettrico italiano, a partire dallo studio effettuato dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas e pubblicato con la Delibera ARG/elt 25/09. Con questo lavoro si è cercato di capire come l'Hosting Capacity sia stata determinata, dal momento che una sua definizione non risulta ancora del tutto chiara, ma che è allo stesso tempo fondamentale visto che è stato uno dei parametri chiave per l'ammissione ad un particolare regime incentivante di alcuni progetti pilota (Delibera ARG/elt 39/10).

Lo studio si è allora concentrato nell'andare innanzitutto a seguire le richieste volute dall'AEEG per la definizione dell'Hosting Capacity di rete (ciò è avvenuto attraverso un calcolo di load flow in linguaggio di programmazione MATLAB a cui ho affiancato alcuni script da me elaborati appositamente per la definizione di questo parametro), quindi ho evidenziato i possibili limiti dello studio dell'Authority oltre ad aver determinato anche le cause della limitazione dell'Hosting Capacity della rete studiata. Trovate queste cause ho rifatto i calcoli di load flow e di Hosting Capacity per sottolineare come quest'ultima possa cambiare anche con interventi poco rilevanti (es. sostituzione di una linea).

Definendo l'Hosting Capacity della rete è possibile attuare con maggior facilità scelte di gestione da parte del distributore che potrebbe conoscere in anticipo possibili punti deboli della rete di sua proprietà e al contempo permettere ai governi di definire nuove politiche di regolamentazione che permettano di allinearsi alle scelte fatte a livello europeo in materia soprattutto di riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

ABSTRACT

This study addresses the analysis of Hosting Capacity of a MV distribution network that actually exists in the Italian electricity system, based on the study carried out by the Authority for Electricity and Gas and published with the ARG / elt 25/09. With this work we tried to understand how the Hosting Capacity has been determined, since its definition is still not entirely clear, but at the same time, fundamental as it was one of the key parameters for the admission to a particular number of pilot incentive scheme (ARG / elt 39/10). The study is concentrated first to follow the requirements desired by the Authority for the definition Hosting Capacity Network (definition came about through a load flow calculation in MATLAB programming language according to the Newton Raphson method in which I joined some scripts that I developed specifically for this calculation), then I have highlighted the possible limitations of the Authority's study and I also have determined the causes of the limitation Hosting Capacity of the network that I studied. Find these causes I redid the calculations and load flow Hosting Capacity to emphasize how it can change with very minor interventions (ie. replacement of a line).

If we are able to define the Hosting Capacity of the network is then possible to implement more easily some management decisions by the distributor who may know in advance the possible weaknesses of the network of its own and at the same time allow governments to establish new regulatory policies to align the choices made at European level in particular to reduce emissions of greenhouse gases.

SOMMARIO

INTRODUZIONE

Questo lavoro si occuperà di andare ad analizzare quello che col tempo sta diventando un parametro sempre più importante e citato nell'analisi delle reti di distribuzione in ambito Smart Grid, ovvero l'Hosting Capacity, intesa come la capacità di accettazione di potenza da Generazione Distribuita da parte della rete.

In ambito scientifico, il concetto di quantità di generazione distribuita installabile in rete tale da non comportare stravolgimenti nel sistema elettrico e riduzione di qualità del servizio offerto è relativamente recente, tanto da non trovare molto spazio in letteratura: importanti studi sono stati fatti dall'equipe del professor Bollen e dal gruppo del Politecnico di Milano, autore, assieme al CESI Ricerca, dello studio usato a riferimento per questo lavoro e riportato con la Delibera ARG/elt 25/09.

La conoscenza dell'Hosting Capacity della rete è uno dei parametri che la EEGI chiede di andare ad incrementare nel periodo 2010-2018 di intervento della Roadmap del giugno 2010, in rispetto degli impegni presi in natura di politica ambientale, e nato sull'onda della forte crescita che si è riscontrata in seguito alla liberalizzazione del mercato circa l'installazione di impianti di produzione indipendenti. Questo fa sì allora che esso diventi una voce importante nei progetti di studio sulle Smart Grids che sono uno dei principali motori per il raggiungimento degli obiettivi europei di riduzione, o perlomeno contenimento, delle emissioni di gas serra. Questi obiettivi, come si evidenzia nel primo capitolo, li si possono raggiungere in diversi modi a partire innanzitutto dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e di mezzi di mobilità pubblica e/o ibrido-elettrici, oltre all'attuare una nuova politica di maggior coinvolgimento degli utenti finali al fine di ottenere una riduzione degli sprechi energetici.

Per avere un buon sviluppo futuro, esse hanno però bisogno in modo principale di essere intelligentemente integrate da sistemi di comunicazione e automazione che permettano il completo coinvolgimento di quella che risulterà essere la nuova figura del mercato elettrico: il prosumer.

I passi fatti a livello continentale e mondiale bisogna ammettere che sono stati molti e di notevole rilevanza. Molte sono infatti state le pubblicazioni effettuate, molte le direttive emanate e molte sono state le spinte attuate innanzitutto dall'Unione Europea per segnare il giusto percorso per un futuro migliore.

La scelta di perseguire la strada delle Smart Grids non è stata casuale in quanto è chiaro a tutti che il sistema elettrico è uno degli elementi cruciali per la sicurezza e lo sviluppo di una nazione, e ciò perché oramai l'energia elettrica è diventata uno degli elementi indispensabili nella vita di una persona al giorno d'oggi.

Lo sviluppo del sistema elettrico è quindi uno degli elementi che un governo deve tenere in stretta considerazione per permettere uno sviluppo ottimale del Paese, come si evince anche dal secondo capitolo che tratta le Delibere principali pubblicate in tema Smart Grid, e ove è stata più volte citata l'Hosting Capacity di rete come un fondamentale parametro che un distributore dovrebbe conoscere per una corretta e più semplice gestione della rete di sua proprietà, soprattutto in relazione alla presenza di Generazione Distribuita sul territorio che ha negli ultimi anni costretto il sistema elettrico a ripensare il paradigma

dell'unidirezionalità, caratteristica importante che lo ha rappresentato per tutto il secolo scorso.

Nonostante questo cambio di mentalità possa portare dei costi e la necessità di introdurre nuove tecnologie in ossequio a questa volontà di cambiare la natura del sistema stesso, le scelte fatte a livello nazionale, europeo e mondiale stanno tuttavia spingendo molto in una direzione di pubblicizzazione dei sistemi di Generazione Distribuita e, probabilmente, si arriverà allo stesso stimolo anche in ambito d'accumulo dell'energia; questo perché si sta cercando di aumentare la flessibilità del sistema, oltre al fatto che stanno nascendo nuove filosofie in ambito economico e legislativo: si è sempre più alla ricerca di aumentare il risparmio energetico e con esso si cerca una riduzione dell'impatto ambientale.

Giacché ci si aspetta un incremento di Generazione Distribuita sulla rete, ci si sta attrezzando con studi, finanziamenti e provvedimenti, di modo che i rischi per la rete vengano via via ridotti e agli utenti sia data sempre più la possibilità di interagire con il gestore e magari di rispondere ad alcune sue richieste se adeguatamente ricompensate (esempio classico è la regolazione della tensione).

Il futuro che aspetta la rete di distribuzione in seguito all'impatto della Generazione Distribuita, farà allora sì che questa assomiglierà molto più alla rete di trasmissione che, in Italia, è molto evoluta e comporterà così un radicale cambiamento dal punto di vista topologico (si passerà da una rete radiale ad una molto più magliata), dal punto di vista delle protezioni (ora studiate per un flusso unidirezionale) e del controllo.

Nonostante gli incentivi e le politiche instaurate per il sostegno delle fonti rinnovabili possano far sì che si raggiungano gli obiettivi del pacchetto "clima-energia" in anticipo rispetto le scadenze, la necessità che dobbiamo soddisfare e che permane è quella di poter accogliere una crescente quantità di energia in rete ed è proprio attraverso analisi di Hosting Capacity che è possibile fare ciò, determinando i vincoli più stringenti a cui sono legati fattori principalmente dovuti all'inversione di flusso in rete, che è a tutti gli effetti il primo segnale di rete diventata attiva. In particolare uno degli obiettivi richiesti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stato individuato nell'andare ad aumentare l'Hosting Capacity di generazione. Il grosso problema che finora ha però contraddistinto l'Hosting Capacity, è la mancanza di una sua chiara definizione che ha portato ad avere negli anni, lavori che la chiamavano in causa spesso ma in ambiti ben diversi.

Fondamentali contributi sono arrivati prima dalla Delibera ARG/elt 25/09 che si occupa in particolare della rete di distribuzione in media tensione (tipologia oggetto in questo studio) e dell'impatto che la GD può avere su di esse, e poi la Delibera ARG/elt 39/10 con cui si ammettono ad un particolare regime incentivante alcuni progetti pilota in tema Smart Grids a cui si richiede tra i vari parametri anche la definizione dell'Hosting Capacity di rete, intesa come capacità della rete di accogliere GD.

Al capitolo 3 vengono allora riportate le definizioni date e le ipotesi fatte dai progettisti di tali progetti al fine di determinare l'Hosting Capacity della rete in cui sarebbe andato ad installarsi il progetto pilota.

Conclusa questa prima parte introduttiva del problema e che ha visto l'enunciazione delle parti principali dei provvedimenti "normativi" assunti a livello continentale e poi nazionale per risolvere i problemi sollevati con il protocollo di Kyoto prima e con aspetti tecnici del sistema elettrico dopo, si entra nella seconda parte del lavoro, applicativa delle scelte fatte dalle due principali Delibere italiane su una rete realistica.

A partire dai progetti pilota perciò, lo studio descritto in questo elaborato si prefigge il compito di andare a valutare quale sia la potenza installabile in una rete di distribuzione realmente esistente e descritta al sesto capitolo, concordemente con i vincoli dati dalle normative vigenti e con alcune ipotesi fatte e descritte invece al capitolo quattro.

La definizione dell'Hosting Capacity della rete è stata possibile, come descritto al quinto capitolo, attraverso un'elaborazione numerica avvenuta a partire dal programma ATLANTIDE scritto con il linguaggio di programmazione MATLAB. Questo programma ha infatti permesso il calcolo di load flow della rete, a cui è stata però affiancata una libreria di script dedicati allo studio dell'Hosting Capacity. Esaurita questa parte e quindi calcolati i diversi valori di Hosting Capacity possibili caratterizzanti la rete in due settimane tipo dell'anno (una settimana rappresentativa del periodo invernale e una rappresentativa del periodo estivo), si è visto come l'aumento di tale parametro permetta di accettare la potenza da Generazione Distribuita con minori rischi per la rete.

Una volta ottenuti i risultati si sono potute fare le prime analisi che hanno permesso di evidenziare alcuni aspetti discutibili dello studio presentato in allegato alla Delibera soprattutto legate al fatto che tale studio è il risultato di analisi svolte su un gran numero di reti.

Nota poi l'Hosting Capacity della rete di distribuzione e i vincoli che più la limitano, è stato possibile rivalutare la stessa andando ad operare alcune semplici sostituzioni e interventi realmente possibili nella rete come può essere il rafforzamento di alcune linee.

Tali interventi, che hanno previsto innanzitutto il rafforzamento delle linee maggiormente vincolanti, hanno permesso di evidenziare che la rete è in grado di aumentare la propria capacità di accoglienza anche solo con una spesa per il distributore molto contenuta. Infine si è proceduto con l'installazione in rete di alcune batterie di accumulatori caratterizzate da profili di produzione di potenza attiva e reattiva molto semplici, al fine di testare se la sola presenza di questi componenti potesse comportare benefici alla rete.

CAPITOLO 1

L'EUROPA E LE SMART GRIDS

1.1 GENERALITÀ

Il noto protocollo di Kyoto è la fonte della rivoluzione che va sotto il nome di “Smart Grids”, che sta interessando ed interesserà il sistema elettrico (si stima che effettivamente il processo di smartizzazione della rete, come si usa dire nel settore, entrerà in completo funzionamento comunque non prima del 2050) . Tale protocollo non è altro che un trattato internazionale sottoscritto da più di 160 paesi l'11 Dicembre 1997 in occasione della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), con lo scopo di salvaguardare l'ambiente in materia di surriscaldamento globale. Affinché il protocollo potesse però entrare in vigore (Febbraio 2005)¹, si è dovuto aspettare la risposta positiva da parte di una delle nazioni che inizialmente non firmarono: la Russia.

Il protocollo prevede una riduzione e un controllo di sei gas serra:

- Biossido Di Carbonio CO₂;
- Metano CH₄;
- Protossido Di Azoto N₂O;
- Idrofluorocarburi HFC;
- Perfluorocarburi PFC;
- Esafluoruro Di Zolfo SF₆;

Questo è stato un chiaro passo avanti perché il protocollo ha in sé forti vincoli per i paesi, ma questi sono vincoli necessari per ridurre e controllare il riscaldamento del pianeta (che altrimenti stava andando incontro ad un collasso) e limitarci ad un aumento della temperatura di soli 2°C. Gli stati primi firmatari del protocollo si impegnavano così a ridurre le proprie emissioni di gas climalteranti (tristemente famosi col nome di “Effetto Serra”) di un 5% entro il periodo 2008-2012 rispetto ai dati del 1990. In particolare, per quanto riguarda l'UE, gli Stati che ne facevano parte al 2004 avrebbero dovuto ridurre le proprie emissioni collettivamente, di un 8% tra il 2008 e il 2012.

Per poter raggiungere tali obiettivi, il protocollo stesso propone delle alternative agli Stati:

- Avviare politiche di riduzione delle emissioni ad esempio attraverso miglioramenti dell'efficienza energetica, promuovendo ed incentivando le FER, spingendo verso forme di agricoltura sostenibili, ecc;

¹ Per l'entrata in vigore era necessario che il documento fosse ratificato da almeno 55 nazioni firmatarie e che tali nazioni producessero almeno il 55% delle emissioni inquinanti. Senza Stati Uniti che producevano il 36% di emissioni rispetto il totale, e senza Russia e Cina (che successivamente, in tempi diversi, hanno poi ratificato il trattato) questo limite non era raggiungibile.

- Avviare politiche di cooperazione con gli altri paesi contraenti il protocollo, attraverso scambi di informazioni, coordinamento di politiche nazionali con diritti di emissione, sistema comunitario di scambio di titoli di emissione², ecc;

Dal punto di vista del settore energetico, e quindi dell'utilizzo di energia da FER, molto importante risulta la Direttiva 2009/28/CE deliberata dal Parlamento Europeo e che cerca di definire un quadro comune di operazione per la produzione di energia da fonti rinnovabili coerentemente con l'obiettivo globale "20-20-20" (noto in letteratura col nome di "obiettivo 20-20-20" o di "pacchetto 20-20-20"). Questo prevede:

- La riduzione del 20% delle emissioni di CO₂ (rispetto ai valori del 1990³);
- Un aumento al 20% della produzione da fonti rinnovabili (ai dati del 2010 siamo fermi al 6,5%);
- Una riduzione del 20% del consumo di energia primaria;
- Il tutto entro il 2020;

Gli obiettivi definiti a livello di Comunità Europea, relativi all'aumento della produzione di energia elettrica da FER, alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti e all'aumento dell'efficienza energetica, hanno portato ad un turbinio di iniziative dove assume un ruolo di rilievo l'evoluzione del sistema elettrico e lo studio delle Smart Grids ad esso legato.

Questa rivoluzione riguarderà principalmente lo sviluppo della rete elettrica e quello della Generazione Distribuita (GD) e, affinché lo sviluppo di quest'ultima avvenga a fondo e sia ottimale, è necessario andare a considerare al contempo anche delle nuove modalità di controllo, regolamentazione ed utilizzo della rete. Questo chiaramente non può che portare verso quelle che ormai sono universalmente conosciute come Smart Grids ma di cui una vera e propria definizione ancora non esiste.

Il termine di per sé non significa altro che "rete intelligente" ma il concetto è molto più complesso di quanto può sembrare a prima vista. Tale rete intelligente nasce perché l'attuale struttura del sistema elettrico, per soddisfare i requisiti chiesti dal raggiungimento di nuovi obiettivi, deve modificarsi e diventare più:

- Flessibile: per soddisfare le esigenze dei clienti;
- Accessibile: per garantire l'accesso di collegamento a tutti gli utenti della rete, in particolare per le fonti di energia rinnovabili e la generazione ad alta efficienza locale, con emissioni di carbonio basse o nulle;
- Affidabile: ovvero deve garantire la sicurezza del servizio e migliorare la qualità dell'offerta, coerentemente con le esigenze dell'era digitale;

² Il protocollo di Kyoto prevede in sé la creazione di un sistema di meccanismi flessibili per l'acquisizione di crediti di emissioni da parte dei paesi firmatari:

- Clean Development Mechanism (CDM);
- Joint Implementation (JI);
- Emissions Trading (ET);

³ Tale riferimento è poi stato cambiato nel 2005 per tener conto dello sviluppo dell'Emission Trading System. Al 2005 i nuovi obiettivi sono diventati di:

- Riduzione del 21% al 2020 per i settori facenti parte dell'ETS rispetto al 2005;
- Riduzione del 10% al 2020 per i settori non ETS rispetto al 2005;

Chiaramente tali riduzioni sono considerate divise tra i diversi stati membri.

- Economica: per fornire dati migliori attraverso l'innovazione, la gestione efficiente dell'energia, un'equa concorrenza e un'adeguata regolamentazione;
- "Intelligente";

Questi requisiti sono imprescindibili affinché una rete possa essere definita Smart e devono essere allo stesso tempo degli obiettivi per tutti, dai gestori ai governi, dai produttori agli utenti e ciò per raggiungere il traguardo segnato dal "pacchetto".

Com'è noto oramai a tutti, il problema dell'impatto ambientale è uno degli obiettivi principali della UE, che punta ad arrivare alla meta attraverso politiche di riduzione delle emissioni e di miglioramento dell'efficienza energetica. Le soluzioni tecnico-politiche in quest'ambito sono però relativamente giovani. Inizialmente, durante il Convegno internazionale sulle fonti energetiche rinnovabili e sulle fonti di energie distribuite (*International Conference on the Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Energy Resources*, 2004) la comunità scientifica, assieme ai rappresentanti del settore industriale, suggerirono la nascita di un'unica Piattaforma Tecnologica Europea (European Technology Platform – ETP) per le reti elettriche del futuro.

Il via lo diede ufficialmente la Commissione Europea competente in materia e la piattaforma europea prese così vita nel 2005 con lo scopo di pensare a nuovi scenari per il sistema elettrico con obiettivo finale oltre il 2020.

La Green Paper "*Energia 2020 – Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura*" (pubblicata nel Marzo 2006, meno di un mese prima della fondamentale Vision), è un importante documento dal punto di vista politico, in quanto emanato dalla Commissione Europea che prevede una rivoluzione radicale per quanto riguarda la produzione e il consumo di energia in Europa, perseguendo quelli che sono gli obiettivi in materia di politica energetica. In vista del 2020, con tale documento, la Commissione Europea prevede l'utilizzo di una specifica strategia energetica, incentrata in cinque punti cardine:

- Ridurre il consumo energetico in Europa;
- Creare un mercato integrato dell'energia realmente paneuropeo;
- Responsabilizzare i consumatori e raggiungere il massimo livello di sicurezza;
- Estendere la leadership europea nelle tecnologie e nelle innovazioni legate all'energia;
- Rafforzare la dimensione esterna del mercato energetico dell'UE;

Per centrare l'obiettivo di risparmio energetico al 2020, il Libro Verde sottolinea che un buon contributo è dato dalle infrastrutture, dagli immobili e dai trasporti. Si suggerisce allora di sfruttare questo potenziale andando a:

- Accelerare il ritmo delle ristrutturazioni;
- Stabilire criteri energetici da utilizzare in tutte le gare pubbliche per l'appalto di lavori, servizi o prodotti;
- Studiare programmi finanziari che riguardino specificatamente progetti incentrati sul risparmio energetico;

- Migliorare la sostenibilità dei trasporti;
- Ridurre la dipendenza dal petrolio;

Ancora una volta viene quindi sostenuto il concetto di studiare programmi di risparmio energetico. Tra l'altro la Commissione si impegna a garantire la creazione di una legislazione del mercato dell'energia, innanzitutto andando a definire uno schema delle infrastrutture europee al 2020-2030, in relazione ad uno sviluppo delle reti degli operatori di trasmissione dell'energia elettrica (ENTSO-E) e gas (ENTSO-G). A riguardo di ciò l'ACER (Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia) si è presa carico di andare a definire dei requisiti di armonizzazione e standardizzazione che permettessero di semplificare le procedure burocratiche e le regole di mercato per lo sviluppo delle infrastrutture stesse.

Nel documento si sottolinea poi la fondamentale presenza dei consumatori all'interno del mercato dell'energia. Con il Libro Verde è chiaro che l'Unione Europea vuole andare a definire una strategia che permetta lo sviluppo di tecnologie innovative a basse emissioni di carbonio e con elevate prestazioni. Un buon sistema per ridurre il gap tra ricerca e sviluppo è stato quello di definire un SET Plan (Piano Strategico per le Tecnologie Energetiche) che permetta di spingere verso progetti su larga scala in materia di:

- Reti intelligenti per collegare l'intero sistema delle reti elettriche europee;
- Stoccaggio dell'elettricità;
- Produzione sostenibile di biocarburanti su larga scala;
- Risparmio energetico sia in città che nelle zone rurali;

Sempre in quegli anni, precisamente nel 2005, in seguito a quanto deciso nel Convegno Internazionale sulle fonti energetiche rinnovabili e sulle fonti di energie distribuite del 2004, nacque la piattaforma tecnologica nota col nome di *“European Platform for the Electricity Networks of the Future”* a cui la Commissione Europea diede le prime basi a partire dal Sesto Programma Quadro (valido dal 2002 al 2006); la Piattaforma aveva per elementi principali i seguenti tre aspetti:

- Scopo: inizialmente la piattaforma nacque con lo scopo di aumentare l'efficienza, la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi di trasmissione e distribuzione di energia elettrica, eliminando innanzitutto i vincoli che le tecnologie rinnovabili si trovavano di fronte, così da favorire uno sviluppo intelligente della rete;
- Struttura: la piattaforma nacque come struttura aperta ed accessibile a tutti gli utenti attivi della rete e con lo scopo di riflettere le diverse attività che vengono avviate dalla piattaforma;
- Documentazione: all'epoca si prevedeva la nascita di un programma di ricerca strategica nel settore energetico, prima della totale messa in opera della piattaforma;

Quelle viste finora sono solo state le prime misure prese a livello europeo, ma documenti di fondamentale importanza risultano essere soprattutto la *“Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future”* del 2006 e la *“European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)”* del 2010, oltre alla *“Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks of the Future”* del 2006 e alla *“The Smart Grids European Technology Platform”*.

1.2 VISION AND STRATEGY FOR EUROPE'S ELECTRICITY NETWORKS OF THE FUTURE

Passo successivo ai documenti introduttivi all'argomento come possono essere stati il libro verde e una prima idea di piattaforma tecnologica, fu la pubblicazione di un importantissimo documento: la *"Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future"* (Aprile 2006) relativamente alle Smart Grids.

Questa Vision è un documento che definisce nuovi limiti per le reti di trasmissione e distribuzione sulla base dell'utilizzo futuro dell'energia elettrica, dell'innovazione delle tecnologie di generazione e della liberalizzazione del mercato elettrico.

Uno dei primi decisivi passi verso la nascita di una strategia comune per lo sviluppo di reti europee di energia elettrica è stato proprio quando, con *"Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future"* si pubblicò un documento che voleva mercati elettrici e reti future in grado di alimentare tutti i consumatori con una elevata affidabilità, flessibilità, accessibilità e convenienza, sfruttando pienamente le grandi centrali di produzione centralizzate e al contempo le fonti di energia distribuita in tutta Europa.

Per raggiungere questi obiettivi che si è prefissata, la Vision prevede di andare ad utilizzare le più recenti tecnologie, pur mantenendo la flessibilità che permette continui sviluppi delle stesse. Tra queste si trova l'aumentare la potenza trasferita in quantità e qualità con al contempo una riduzione delle perdite e un aumento dell'efficienza. Molta importanza potranno avere i sistemi di comunicazione e di misurazione che permetteranno lo scambio di informazioni tra gestori e utenti ma anche, in futuro, tra utenti stessi, e ciò permetterà un migliore sfruttamento della rete e un mercato più concorrenziale con, si spera, segnali di prezzo istantanei e più realistici. Per permettere alla Comunità di affrontare le sfide che la aspettano da qui ai prossimi 20-30 anni è fondamentale che vengano intensificati gli sforzi nel campo della ricerca, e ciò non può che avvenire di pari passo con approfondimenti nei settori tecnici, economici e della regolamentazione, così che i rischi di imprese siano minimizzati.

La Vision ha per elementi chiave 5 punti:

- Lo sviluppo innanzitutto di nuovi sistemi informativi e di telecomunicazione che siano in grado di far sì che le aziende possano migliorare la propria efficienza e il proprio servizio ai clienti;
- Garantire l'interoperabilità di sistemi di automazione e controllo;
- Definizione di nuovi standard comuni e protocolli con accesso libero;
- Armonizzare i quadri normativi e commerciali nazionali con quelli di tutta la Comunità Europea così che siano facilitati gli scambi transfrontalieri di potenza;
- Creazione di nuovi strumenti tecnici che permettano una rapida integrazione nel sistema e portino con sé una riduzione dei costi e un'accettazione di potenza facilitata da fonti energetiche qualsiasi;

Per affrontare nel modo migliore questi aspetti, successivamente alla Vision, è stata pubblicato un documento dal nome *"Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks of the Future"* e che si vedrà in breve successivamente.

Con tale Vision si è cercato di far sì che gli utenti finali diventassero decisamente più attivi nei mercati e al contempo interagissero di più e meglio con le reti. L'energia elettrica si pensò dovesse essere generata ancora in centrali situate in pochi siti ma anche da fonti distribuite su tutto il territorio. I sistemi di rete si pensò invece dovessero diventare sempre più interoperabili a livello europeo per migliorare sicurezza ed economicità. Questo nuovo concetto di reti elettriche divenne noto come la visione "Smart Grids" o rete intelligente. Essa consente e consentirà una risposta altamente più efficace alle sfide che si presenteranno in futuro e alle opportunità di crescita, portando benefici a tutti agli utenti della rete e alle grosse imprese che operano nel settore.

Il documento, pubblicato nel 2006, vuole allora evidenziare con forza che una delle sfide più impegnative che ci troviamo davanti per i prossimi anni, come Paesi della Comunità Europea, riguarda la necessità di rinnovare le reti elettriche di tutta Europa, soddisfare la crescente domanda d'energia elettrica, attivare un mercato elettrico trans-europeo e integrare le risorse con generazione più sostenibile (comprese le fonti rinnovabili). Per superare queste sfide l'unica via che ci troviamo a poter percorrere non può che essere quella della Ricerca e dello Sviluppo che vengono ad avere un ruolo fondamentale, soprattutto se si pensa che se fosse possibile concentrare le forze e le conoscenze, i risultati si raggiungerebbero in un tempo minore e con un minore spreco di denaro.

Questo documento, assieme al "Libro Verde" e ad altre pubblicazioni ha permesso di identificare le aree da sviluppare sia da un punto di vista tecnico, sia economico-legislativo. Questi due documenti principalmente hanno quindi dato una forte spinta a ricerche e programmi di sviluppo in quest'ambito.

1.2.1 LE SFIDE DEL SISTEMA ELETTRICO

Per la transizione verso il futuro sistema energetico sostenibile, tutti i soggetti interessati devono essere coinvolti: governi, regolatori, consumatori, i commercianti, borse dell'energia, società di trasmissione, società di distribuzione, produttori di apparecchiature di potenza e fornitori ICT.

Il coordinamento a livello regionale, nazionale ed europeo è allora essenziale e l'European Technology Platform è stata progettata per portare a termine il processo. È da sottolineare che l'impegno da parte dell'Unione Europea si è visto una volta ancora al summit di Lisbona (Novembre 2011), dove si è fissata degli importanti obiettivi. Innanzitutto si è sottolineato come è giusto favorire l'occupazione, la competitività, l'unione dei cittadini e la sostenibilità ambientale in tutto il continente europeo. Per raggiungere tali mete di alto livello, è stato sottolineato una volta ancora che è importante essere consci che ricerca ed energia vengono ad avere un ruolo centrale.

Si è così deciso di spingere affinché una buona fetta del PIL europeo venisse investito nel campo dello sviluppo (alcune recenti stime riportano che finora sono già stati investiti più di 5 miliardi di euro per progetti per Smart Grids e si pensa che siano in complesso necessari più di 56 miliardi per attuare l'implementazione delle Smart Grids stesse). A proposito di un buon livello di coordinamento a livello europeo ma anche nazionale e poi regionale, altro obiettivo da porsi diventa quello di istituire un quadro normativo adeguato in grado di sostenere i mercati e di attirare nuovi soggetti al suo interno cosicché le prestazioni di ricerca

e innovazioni evolvano sempre più, favorendo la crescita di tutta la comunità sia da un punto di vista economico che da quello sociale.

Nel futuro è ipotizzabile che una parte dell'energia sia prodotta dalla generazione distribuita installata su tutto il territorio, mentre un'altra parte sia prodotta dalle centrali convenzionali, poste in particolari luoghi a causa degli svariati motivi tecnici che bisogna considerare, quando si progettano, impianto di raffreddamento innanzitutto. Sarà poi da prendere in attenta valutazione programmi DSM, DR, quindi considerare le FER e non ultimi i sistemi d'accumulo che potranno ritrovarsi ad avere un ruolo principe nella gestione della rete.

Il Sistema elettrico si trova così ad affrontare interessanti sfide che permettano di rispondere alla corretta visione del futuro. Tra queste abbiamo:

- Approccio di tipo User-Centric: domanda di energia flessibile, prezzi più bassi, possibilità d'installazione d'impianti di microgenerazione, spinta verso un maggiore interesse per le opportunità offerte dal mercato dell'energia, servizi di qualità;
- Aspetti Sociali e Demografici: questi due aspetti sono di solito poco considerati ma non sono per questo meno importanti visto che la società, statistiche alla mano, continua a invecchiare e richiede maggiore comfort e qualità della vita;
- Demand Response and Demand Side Management (DSM): ideazione e miglioramento di strategie tali da rendere modulabile la domanda locale e controllo del carico attraverso misuratori elettronici (noti col nome di smart meter);
- Direttive e Regolamentazioni: continuo sviluppo e armonizzazione delle politiche energetiche così come dei quadri normativi nel contesto dell'Unione Europea;
- Generazione Centralizzata: implica un miglioramento delle centrali già esistenti come ad esempio dal punto di vista del miglioramento dell'efficienza, della flessibilità circa i servizi di sistema, l'integrazione con le fonti rinnovabili e la GD;
- Generazione Distribuita (GD) e Fonti Energetiche Rinnovabili (FER): migliorare la gestione energetica a livello locale puntando a una riduzione delle perdite e delle emissioni passando attraverso l'integrazione delle stesse all'interno delle reti elettriche;
- Interoperabilità delle reti elettriche europee: sostenere l'attuazione del mercato nazionale, la gestione efficiente dei trasporti transfrontalieri e delle congestioni, migliorare i trasporti sulle lunghe distanze e l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili, infine rafforzare la sicurezza europea delle forniture attraverso un aumento della capacità di trasferimento;
- Mercati liberalizzati: rispondere alle necessità di liberalizzazione con la nascita di nuovi servizi e prodotti da scambiare. Bisogna poi saper rispondere a una domanda più flessibile e a prezzi volatili controllati. A tal riguardo sono richieste tariffe flessibili;
- Questioni ambientali: lo scopo è sempre quello di raggiungere gli obiettivi del Protocollo di Kyoto, quindi si procederà andando a valutare il loro impatto sui transiti di potenza delle reti europee, la riduzione delle perdite, l'aumento della

sostenibilità, il miglioramento dell'impatto visivo e dell'inquinamento ambientale, ed infine si dovrà mirare a ridurre i tempi di autorizzazione per l'installazione di nuove infrastrutture;

- Reti elettriche innovative: reti che permettano una gestione efficiente delle attività, con un elevato grado di controllo ed automazione per aumentare la PQ e una riduzione dell'invecchiamento delle infrastrutture;
- Sicurezza di alimentazione: possibilità di accumulo, maggiore flessibilità e qualità, aumento della capacità di generazione;

1.2.2 FIGURE PRINCIPALI NEL PROCESSO DI SVILUPPO

Molti sono i soggetti chiamati in causa in questo processo di sviluppo:

- Agenzie Governative: i governi e i legislatori dovranno pensare a nuove direttive in grado di incrementare la concorrenza cosicché vi sia una spinta al ribasso dei prezzi, anche se è chiaro che un mix energetico che miri a rispettare l'ambiente porterà a importanti costi. È così facile capire che le norme sono influenzate dalle nuove tecnologie, dall'evoluzione dell'organizzazione delle reti, dai requisiti di maggiore flessibilità e dall'incremento dei flussi transfrontalieri, dalla necessità di garantire uno sviluppo economico, maggiore competitività e una maggiore sicurezza della qualità dell'alimentazione in UE;
- Fornitori: avranno un ruolo fondamentale nello sviluppo di nuove apparecchiature sempre più tecnologiche che favoriranno lo sviluppo e l'innovazione delle reti. A tal riguardo sarà fondamentale pensare a una linea comune di pensiero così da permettere sviluppi strategici che permettano un libero accesso alla rete, funzionamento a lungo termine e perfetta integrazione con l'infrastruttura esistente;
- Generatori: la rete elettrica diventerà man mano più complessa e sensibile alle interazioni tra generatori, reti e domanda. I generatori hanno quindi un ruolo fondamentale se si considera che bisogna garantire lo stretto rapporto che si avrà tra le compagnie di generazione, note le caratteristiche delle apparecchiature e delle dinamiche;
- Proprietari e operatori di rete: devono riuscire a coprire le richieste degli utenti in modo efficiente ed economico. Essi sono tenuti a compiere gli investimenti necessari a garantire elevati livelli di qualità di potenza e sicurezza del sistema, assicurando un'adeguata remunerazione per i loro azionisti. Per quanto riguarda gli operatori di rete, un soggetto che sta dando un rilevante impulso ai progetti di ricerca e sviluppo è l'organismo che unisce tutti i Transmission System Operator (TSO) e che va sotto il nome di ENTSO-E. Questo organismo ha deliberato, nel marzo 2010, una Roadmap ove si spiega come essi prevedano di aiutare lo sviluppo di modo che non sia frammentario e favorendone invece uno in cui tutti i TSO si riconoscano. Analogamente agli operatori di trasmissione, anche gli operatori del sistema di distribuzione si sono riuniti sotto la sigla di EDSO-SG (European DSO Association for Smart Grids);

- Regolatori: hanno un altro dei ruoli fondamentali nel futuro poiché i mercati per l'energia e i relativi servizi dovranno avere una chiara struttura di regolamentazione con normative chiare e armonizzate a livello europeo. Direttive di regolamentazione prevedranno incentivi che permettano di rendere più sicura la rete e ne aumenti la possibilità d'accesso, un chiaro sistema di remunerazione e dovrà esserci un tentativo a ridurre il più possibile i costi di trasmissione e distribuzione. Nel caso europeo, similmente a quanto avvenuto per gli operatori, anche i regolatori si sono riuniti sotto un'unica sigla: ERGEG. Questo soggetto ha avuto un ruolo importante nello sviluppo della regolamentazione dei progetti finanziati, suggerendo di limitare i contributi alla sola ricerca, evitando di pagare, con i fondi della ricerca, costi già sostenuti;
- Ricercatori: hanno chiaramente uno dei ruoli principi di tale progetto, infatti, essi permettono di definire meglio quale strada è da seguire;
- Servizi Energetici: vi sarà la possibilità di una nuova scelta tra i generatori, inclusa la possibilità di vendere il surplus di energia alla rete stessa oltre all'acquisto da compagnie di fornitura. Avranno anche la possibilità di fornire prodotti di DSR e servizi alla rete;
- Società di servizi energetici: le imprese dovranno soddisfare le crescenti esigenze degli utenti;
- Traders: il libero scambio a livello europeo sarà facilitato dall'apertura dei mercati oltre che da normative e procedure di scambio coordinate e più trasparenti. I clienti potranno usufruire della possibilità di scegliere il fornitore di energia più adatta alle proprie esigenze;
- Utenti: questi richiedono qualità del servizio e un buon rapporto qualità-prezzo, mentre in futuro ci si aspetta che chiederanno nuovi servizi, primo tra tutti la conoscenza delle tariffe in tempo reale;

Per ottenere un'effettiva evoluzione della rete, è necessario che vi sia il coinvolgimento di tutti gli attori che con essa si interfacciano, allo scopo di:

- Sviluppare una visione comune delle reti elettriche europee;
- Identificare gli ambiti di ricerca e sostenere i progetti di ricerca sia pubblici che privati;
- Coordinare i lavori di ricerca sulle reti di trasmissione e distribuzione a livello Europeo, Nazionale e Regionale;
- Trarre conclusioni e raccomandazioni per le decisioni sulle azioni future, oltre all'attuazione di un'agenda di ricerca strategica (SRA) che aumenti gli sforzi di tutte le parti in gioco;

Vantaggi aspettati per i vari attori	
Piccoli Utenti	Partecipazione nel lato della domanda Miglioramento di qualità e di sicurezza della fornitura
Grossi Utenti	Riduzione della congestione per l'esportazione della generazione. Accesso ai mercati elettrici europei
Reti di Distribuzione	Integrazione delle DER per la qualità e sicurezza della fornitura. Completare il rinnovamento delle strutture con sicurezza ed economicità.
Reti di Trasmissione	Riduzione della congestione per i flussi energetici a livello europeo e accesso libero ai servizi ausiliari essenziali attraverso l'Europa

Figura 1. 1 - Vantaggi Degli Attori delle Rete.

1.2.3 PRINCIPALI FATTORI NEL PROCESSO DI SVILUPPO

Esistono non pochi fattori che vanno presi in considerazione in relazione ad una spinta della rete verso una trasformazione a rete di tipo Smart proprio per soddisfare le richieste di riduzione d'impatto ambientale che la nostra società sta avendo sul cambiamento climatico. Man mano che i mercati interni si svilupperanno, i cittadini dell'UE inizieranno ad avere a che fare sempre più con costi minori e un ventaglio di scelte che invece è più ampio.

Una delle principali spinte verso un'evoluzione intelligente della rete è proprio la sempre maggiore riduzione dei combustibili fossili che potrebbe portare non solo ad un cambio radicale nella vita quotidiana dell'uomo, ma anche ad un forte problema per la generazione dell'energia elettrica.

La UE si è allora prefissata l'obiettivo "20-20-20" e per raggiungerlo dovrà essere che le reti soddisfino alcuni importanti fattori che poi ritroviamo anche in Figura 1.2:

- Il mercato europeo: sarà fondamentale andare ad attuare una corretta politica economico-legislativa così da aumentare la competitività dei soggetti all'interno della UE e favorirne la crescita economica. Chiaramente questi aspetti faranno sì che l'efficienza non potrà che aumentare e verrà così stimolata anche l'innovazione e lo studio di nuove tecnologie;
- Sicurezza e qualità: è ormai palese a tutti come l'energia elettrica sia probabilmente la fonte primaria nel mondo moderno: senza di essa tutto si bloccherebbe. La totalità dei paesi ha quindi pensato di fare degli accordi che prevedessero uno scambio di energia che oltre a rendere più stabile il sistema permettesse un sicuro e continuo afflusso di energia in qualsiasi momento. Un paese che si trovasse a non avere sufficienti riserve di energie sarebbe, infatti, in chiaro pericolo e da un punto di vista economico e da un punto di vista socio-politico. Dal punto di vista della qualità, un aumento e una maggiore definizione degli accordi a livello internazionale, permetterebbe di migliorare anche le infrastrutture che, invecchiando, riducono affidabilità, sicurezza e qualità del prodotto. Un modo allora di "svecchiare" la rete è quello di spingere verso soluzioni più innovative e tecnologiche;
- Ambiente: oltre all'ormai esigua presenza di combustibili fossili che mette a rischio gli approvvigionamenti, un altro grosso handicap portato dalle centrali funzionanti con combustibili fossili è legato alla presenza di prodotti di scarto, quali CO₂, SO₂, NO_x e tutte le altre sostanze inquinanti che si producono quando si produce

l'energia elettrica. Queste sostanze è fondamentale andarle a ridurre al massimo, tanto è vero che la parte preponderante di una centrale termoelettrica è proprio legata ai sistemi di desolfurazione e di denitrificazione. L'immissione di CO₂, SO₂, NO_x nell'atmosfera non può che andare a peggiorare le cose dal punto di vista dei gas serra e del cambiamento climatico;

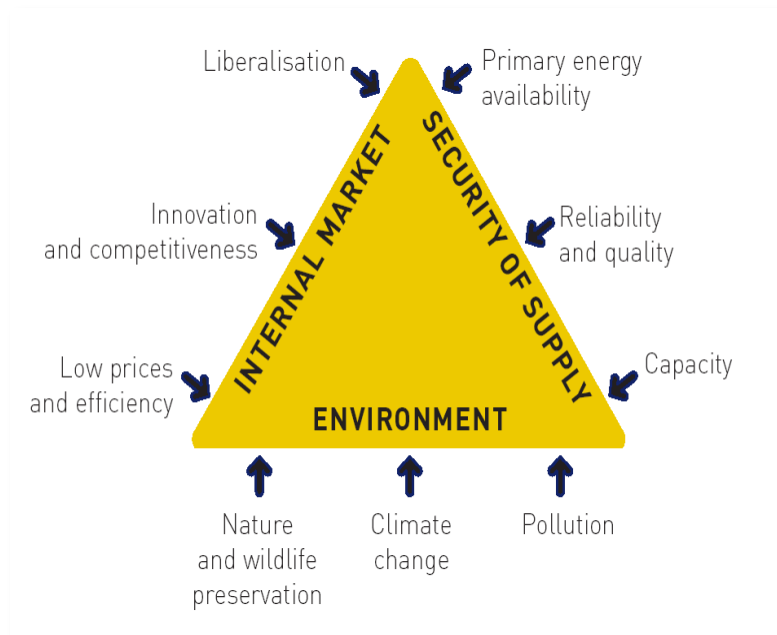


Figura 1.2 - Fattori Principali Nel Processo Di Sviluppo Della Rete.

In quest'ambito assume un ruolo principe la ricerca, in quanto lei soltanto può andare a favorire l'abbattimento dei gas serra attraverso l'individuazione di nuove tecnologie e misure che i paesi e l'UE dovrebbero andare ad attuare al fine di raggiungere gli obiettivi del protocollo di Kyoto.

Oltre alle già citate fonti rinnovabili, che vengono più facilmente associate alle fonti solari ed eoliche, vanno sottolineate due possibili generazioni a impatto zero per quanto riguarda i gas serra: esse sono le centrali funzionanti con fonti rinnovabili di tipo idroelettrico e le centrali nucleari. Le seconde stanno, però, incontrando, nel periodo in cui questo lavoro sta per essere redatto, molti ostacoli in quanto oggetto di profonde valutazioni e battibecchi in seguito ai recenti problemi riscontrati in Giappone, Francia e Belgio e alla scelta del governo tedesco di terminare in anticipo il programma nucleare con la sostituzione delle centrali dismesse con centrali a fonte rinnovabile o più in generale puntando sulla generazione diffusa.

È anche per tali motivi che la rete deve andare ristrutturata poiché la rete attuale non è in grado di accettare tutta la generazione distribuita che si prevede vi sia in futuro (ENEL S.p.A. sul proprio sito evidenzia come degli studi prevedano che nei prossimi cinque anni vi sarà una fortissima crescita della GD: i dati dicono di una previsione di crescita annua del 46% nel caso peggiore – dai 91 TW del 2011 ai 133 TW del 2016 – e dell'85% nel migliore dei casi – 168 TW al 2016).

Questo tipo di generazione è ben diverso da quella tradizionale centralizzata, poiché la produzione è molto minore di quella delle centrali classiche, d'altronde industrie, aziende agricole, privati, edifici pubblici e via dicendo, possono facilmente andare a installare pannelli, pale eoliche, mini-cogenerazione o quant'altro ma sicuramente senza mai arrivare a produzioni di GW come nel caso di centrali in questo momento sul territorio e che finora ci hanno alimentato. Sarà allora fondamentale andare a prevedere un giusto mix di tecnologie e delle nuove metodologie di accettazione di questa GD che ora come ora porterebbe con sé molti vantaggi ma al contempo molti problemi; tra questi abbiamo ad esempio la già citata inversione di flusso oltre alla variazione del profilo di tensione lungo le linee.

1.3 STRATEGIC RESEARCH AGENDA FOR EUROPE'S ELECTRICITY NETWORKS OF THE FUTURE

In seguito alla pubblicazione della Vision nell'aprile 2006, un gruppo di soggetti tra i quali università, istituti di ricerca, industriali, regolatori e utility, hanno dato vita alla Strategic Research Agenda (SRA – Agenda di Ricerca Strategica) con lo scopo di definire e meglio indirizzare i programmi europei e nazionali di ricerca, cosicché questi siano preferibilmente tra loro allineati.

Lo scopo della SRA è di:

- Garantire che le reti elettriche europee si sviluppino di modo tale che l'Europa rimanga competitiva, mantenendo i vincoli ambientali e di sostenibilità;
- Permettere di affrontare le sfide comuni a tutti gli Stati Membri, guadagnando benefici di una buona collaborazione e cooperazione;
- Definire una chiara struttura e degli obiettivi che permettano di focalizzarsi su di una comune ricerca e ottenerne così un vantaggio;
- Produrre il supporto necessario a far tradurre nuove idee in prodotti adeguati e soluzioni innovative;

Fondamentale risulta essere il coinvolgimento di tutti gli utenti della rete (dai produttori ai consumatori) e al tempo stesso deve essere accessibile a tutti la divulgazione dei risultati.

La SRA può essere pensata come una struttura su due livelli (Le Smart Grids e La SRA), e allo stesso tempo, questa struttura ha 5 aree di ricerca primaria (RA), che sono a loro volta divise in 19 diverse attività di ricerca (RT).

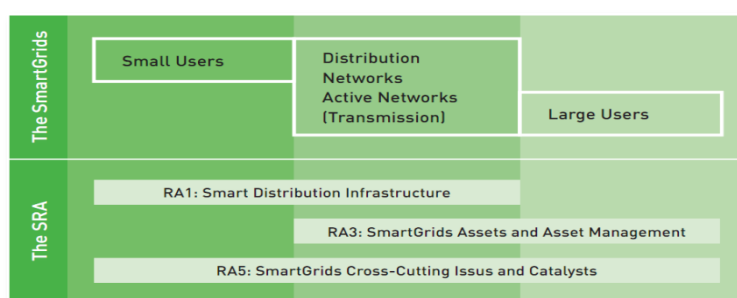


Figura 1. 3 - Struttura della SRA.

SmartGrids: Research Areas and Research Tasks Headline Summary	
Research Area	Research Task
RA 1 – Smart Distribution Infrastructure (Small Customers and Network Design)	RT 1.1: The distribution networks of the future – new architectures for system design and customer participation RT 1.2: The distribution networks of the future – new concepts to study DG integration in system planning
RA 2 – Smart Operation, Energy Flows and Customer Adaptation (Small Customers and Networks)	RT 2.1: The networks of the future – a system engineering approach to study the operational integration of distributed generation and active customers RT 2.2: Innovative energy management strategies for large distributed generation penetration, storage and demand response RT 2.3: The distribution networks of the future – customer driven markets
RA 3 – SmartGrid Assets and Asset Management (Transmission and Distribution)	RT 3.1: Network asset management – Transmission and Distribution RT 3.2: Transmission networks of the future – new architectures and new tools RT 3.3: Transmission networks of the future – long distance energy supply
RA 4 – European Interoperability of SmartGrids (Transmission and Distribution)	RT 4.1: Ancillary services, sustainable operations and low level dispatching RT 4.2: Advanced forecasting techniques for sustainable operations and power supply RT 4.3: Architectures and tools for operations, restorations and defence plans RT 4.4: Advanced operation of the high voltage system – seamless smart grids RT 4.5: Pre-standardisation research
RA 5 – Smart Grids Cross-Cutting Issues and Catalysts	RT 5.1: Customer Interface Technologies and Standards RT 5.2: The networks of the future – Information and Communication RT 5.3: Multiple Energy Carrier Systems RT 5.4: Storage and its strategic impact on grids RT 5.5: Regulatory incentives and barriers RT 5.6: Underpinning Technologies for Innovation

Figura 1. 4 - Attività e aree di ricerca in ambito Smart Grids.

1.4 THE SMART GRIDS EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM

Nata nel 2005, la “*The Smart Grids European Technology Platform*” è l’ultimo degli strumenti messi in campo dalla Comunità Europea per perseguire gli obiettivi che si era preposta. Essa ha lo scopo di affrontare assieme (operatori, gestori, regolatori, ecc.) e coerentemente in tutta Europa, le sfide che gli attori del sistema elettrico si trovano davanti a sé. Questo approccio è legato alla consapevolezza che il sistema elettrico europeo necessita di essere reinventato se si vogliono soddisfare le richieste dei clienti attuali e dei clienti del prossimo futuro che saranno presumibilmente più esigenti e consci dei propri diritti.

Per riuscire a raggiungere e superare gli obiettivi fissati, soddisfare le aspettative della comunità e le esigenze degli utenti, si è visto che è necessario andare a rafforzare l’ambito economico del settore energetico europeo. In questo processo evolutivo continueranno ad avere un ruolo da protagonista le reti elettriche, le quali forniranno i servizi richiesti dagli utenti e in contemporanea giocheranno uno dei ruoli più importanti nel raggiungimento di un futuro a basso contenuto di carbonio.

La piattaforma Tecnologica è ben descritta in Figura 1.5 dove è evidente il ruolo centrale di direzione e gestione che viene ad avere il Consiglio Consultivo. Questo è però adeguatamente affiancato da quattro gruppi di lavoro: Network Assets, Network Operations, Demand and Metering, Generation and Storage.

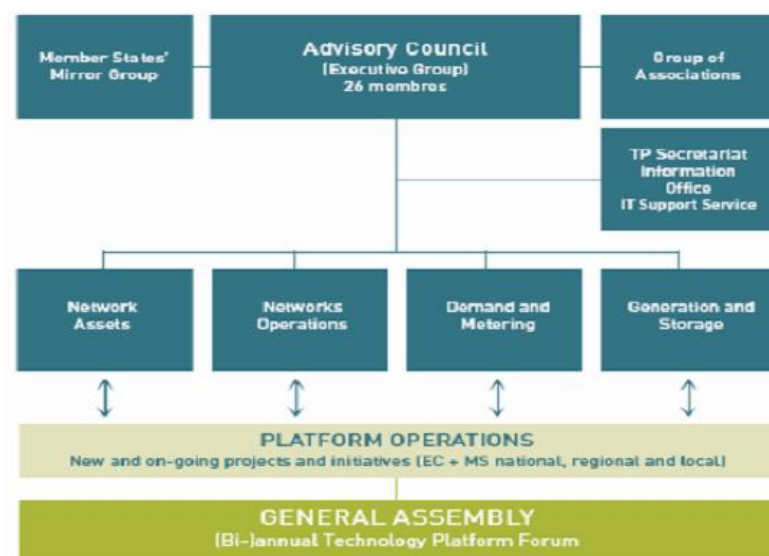


Figura 1.5 - Struttura della Piattaforma Tecnologica.

1.5 EUROPEAN STRATEGIC ENERGY TECHNOLOGY PLAN (SET-PLAN)

È chiaro allora che la UE sta affrontando la sfida del riscaldamento climatico in molti modi a partire dalla definizione di nuove politiche energetiche⁴ che non sono meno importanti, ad esempio, dell'intero sistema energetico il quale ha molte implicazioni dal punto di vista dell'estrazione delle materie prime, della produzione dell'energia, del trasporto e del suo uso; come visto, molte sono state anche le pubblicazioni effettuate, ultima delle quali, come importanza per le misure adottate, è la “*European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)*”.

L'idea che sta dietro al documento “*European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)*” (pubblicato dalla Commissione Europea nel 2007 e poi entrato effettivamente in vigore nel giugno 2010 a margine della SET Plan Conference di Madrid), è quella di rendere molto più competitive le tecnologie che permettono una riduzione delle emissioni di CO₂, oltre a spingere una volta ancora verso un'energia sostenibile, sicura e competitiva.

Da quanto visto nei documenti precedenti, e da quanto viene ripetuto nel SET-Plan, è chiaro che i cambiamenti climatici, la sicurezza nella fornitura di energia e la crescita della competitività, sono sfide che risultano essere strettamente connesse le une con le altre e che quindi richiedono una risposta che sia coordinata. Gli obiettivi che come Comunità Europea ci siamo posti sono inevitabilmente molto ambiziosi ma siamo giunti al punto di dover dare una forte accelerata allo sviluppo e alle tecnologie a basso tenore di carbonio.

Spinti dalla paura che le attuali tendenze (negative) mostrano per il futuro (a causa delle crisi petrolifere, assenza di restrizioni sulle emissioni, dai tempi lunghi di introduzione delle

⁴ Questo aspetto è legato, in primo luogo, al fatto che le nuove tecnologie sono caratterizzate da un costo che è solitamente più alto di quelle che richiedono di essere sostituite, ma allo stesso tempo ancora non hanno una maturità sufficiente da offrire un servizio energetico migliore. Per tale motivo è fondamentale pensare ad una politica di incentivazione di tali tecnologie che devono superare problemi legati all'accettazione da parte della società e che richiedono costi aggiuntivi per ottenere una completa integrazione del sistema energetico esistente.

Un altro aspetto riguarda invece la lotta ai cambiamenti climatici adottando come nel caso della UE, un prezzo al carbonio e un meccanismo di scambio delle quote di emissione, creando al contempo un mercato interno dell'energia.

nuove tecnologie, ecc.), ma spinti anche dalla necessità e volontà di raggiungere questi scopi prefissati, ci si sta muovendo affinché le debolezze strutturali del sistema vengano abbattute.

Lo scopo è allora quello di portare l'Europa ad avere un'economia florida e sostenibile, leader in molte tecnologie nel settore energetico, al fine di avere un'energia pulita, efficiente e a basso tenore di carbonio, così che vi sia anche da un punto di vista principalmente economico una crescita e aumento dell'occupazione, con conseguenti risvolti politici e sociali.

Per raggiungere questi obiettivi è necessario innanzitutto aumentare l'efficienza nella conversione, nella fornitura e nell'uso dell'energia, oltre a dover sfruttare in modo migliore e pienamente le tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni.

Con tale documento l'UE cerca di evidenziare in quali settori è necessario andare ad operare per ottenere gli obiettivi voluti (privato, a livello nazionale, a livello comunitario, a livello globale). Una delle prerogative della Comunità Europea segnalate in questo documento è quella che l'industria partecipi alla ricerca energetica finanche con dimostrazioni, così da stimolare l'innovazione e velocizzare lo sviluppo di tecnologie a bassa emissione di gas inquinanti e climalteranti. Attraverso questo tipo di scelta si è quindi cercato di iniziare a tracciare il percorso migliore verso il progetto Smart Grids.

Tra le diverse richieste che vengono fatte nel SET-Plan, e che poco dovrebbe sorprendere in quanto evidenziato già in pubblicazioni precedenti a questa, è quella di un ammodernamento delle reti elettriche che può, a primo impatto, risultare un'impresa di dimensioni rilevanti ma è altrettanto chiaro che, se affrontata collettivamente, la sfida assume delle dimensioni più facilmente superabili dal punto di vista delle barriere tecnologiche e sociali ma anche dal punto di vista degli investimenti da sostenere, oltre allo stesso rischio (economico innanzitutto) che risulta minore se affrontato assieme.

Il SET-Plan propone di andare a considerare alcune tecnologie di prioritaria importanza e per le quali una collaborazione a livello europeo può risultare determinante. Si è deciso allora di creare sei EII (European Industrial Initiative):

- Un'iniziativa a livello europeo per l'industria bioenergetica: l'obiettivo è la sostituzione dei combustibili fossili con biocarburanti di seconda generazione;
- Un'iniziativa a livello europeo di cattura, trasporto e stoccaggio della CO₂: incentrata sui requisiti dell'intero sistema, compresa l'efficienza, la sicurezza e l'approvazione da parte degli utenti, per dimostrare la fattibilità di centrali elettriche con combustibili fossili a emissione zero su scala industriale;
- Un'iniziativa a livello europeo per la rete elettrica (EEGI – European Electricity Grid Initiative): ha l'obiettivo di sviluppare il sistema elettrico in maniera intelligente e di creare un nucleo centrale europeo che permetta lo sviluppo della rete di trasmissione;
- Un'iniziativa a livello europeo di incentivo alla tecnologia solare: si dovrà cercare di accertare la commerciabilità su larga scala di impianti fotovoltaici;
- Un'iniziativa a livello europeo di incentivo alla tecnologia eolica: si mira a raddoppiare la capacità di produzione di energia da turbine eoliche di grossa taglia,

principalmente puntando su impianti eolici off-shore senza però tralasciare i sistemi su terra ferma;

- Un'iniziativa a livello europeo per la fissione nucleare “sostenibile”: ha lo scopo di sviluppare le tecnologie di quarta generazione (Generazione IV);

A queste prime sei iniziative ne sono state affiancate, nel 2010, altre due e anche tre settori da tenere in stretta considerazione:

- Un'iniziativa a livello europeo di sviluppo congiunto di celle a combustibile e idrogeno;
- Un'iniziativa a livello europeo di efficienza energetica;
- Il SET-Plan Steering Group (SET-Group);
- La European Energy Research Alliance (EERA);
- Il SET-Plan Information System (SETIS);

Le sei iniziative industriali EII non sono altro che dei programmi attraverso i quali si vogliono sviluppare tecnologie nuove ma in collaborazione gli uni con gli altri, così da rendere più efficaci gli sforzi e ridurre le ripetizioni. Nello specifico, a noi interessa più da vicino il terzo dei punti elencati, ovvero quello riguardante le reti elettriche.

L'EEGI è un programma europeo di ricerca, sviluppo e di attuazioni dimostrative sulla rete elettrica, nato dall'unione dei 7 DSO e dai 7 TSO europei, con lo scopo di consentire lo sviluppo ottimizzato ed in grande quantità delle reti intelligenti a livello europeo, così da centrare gli obiettivi “20-20-20”. Esso ha i propri obiettivi concreti da raggiungere in due mete distinte (2020 e 2050), come espresso nel “*EU Energy and Climate Package*” (altro modo di chiamare il pacchetto 20-20-20).

Si prevede quindi di migliorare le reti di trasmissione e distribuzione di modo che al 2020 vi sia il 35% di elettricità prodotta da fonti rinnovabili (distribuite o concentrate, e questo perché gli altri settori difficilmente potranno raggiungere la quota del 20%), e poi al 2050 si ottenga la completa decarbonizzazione dell'energia.

A questo si aggiunge la volontà di aiutare i mercati interni ai paesi della UE affinché vi sia una rete unica a livello europeo, la spinta ad ottimizzare i costi e allo stesso tempo garantire una buona qualità dell'alimentazione, ed infine anticipare gli sviluppi da parte della rete con un contrasto alla dispersione delle risorse finanziarie e la frammentazione delle strategie di ricerca della UE: le statistiche dicono che il costo complessivo stimato di questa iniziativa si attesti attorno ai 2 miliardi di euro.

Più in dettaglio, quello che si cercherà di fare e che si prevede accadrà, è di:

- Andare ad integrare attivamente nuovi modelli di consumo e di generazione di modo che siano più efficienti e ciò avverrà con:
 - L'integrazione di nuove fonti energetiche intermittenti, a livelli di tensione diversi;
 - L'abilitazione della Active Demand per tutti gli utenti finali;
 - L'abilitare nuovi utilizzi elettrici (di particolare importanza saranno le stazioni di ricarica per i veicoli elettrici);

- L'abilitazione di nuove opportunità di business;
- Supportare l'efficienza energetica degli utenti finali;
- Andare ad avere un certo livello di coordinamento della gestione d'esercizio e della pianificazione di tutta la rete, attraverso una pianificazione della rete di trasmissione pan europea da parte dell'ENTSO-E e al contempo sviluppare le reti di distribuzione e trasmissione secondo le tecnologie suggerite dall'EEGI;
- Andare ad ideare nuove regole per il mercato così che si abbia un miglioramento del benessere per ogni cittadino europeo;

1.5.1 EEGI – Roadmap 2010-2018 and Detailed Implementation Plan 2010-2012

La Roadmap che qui viene presentata non è altro che la naturale prosecuzione del SET-PLAN. Tracciata dall'ENTSO-E e dall'EDSO, essa evidenzia che la “nascita” di un'unica rete elettrica a livello europeo più forte e intelligente permetterà di accogliere un massiccia quantità di fonti energetiche rinnovabili e distribuite sul territorio. Con la Roadmap 2010-2018, la EEGI propone ben nove anni di ricerche, sviluppi e dimostrazioni (RD&D) in ambito di reti di trasmissione e distribuzione, spingendo le reti stesse a diventare, come si usa dire, Smart. La crescita di questo tipo di reti avverrà nei prossimi decenni (è partita dal 2010, per arrivare fin oltre il 2030), con lo scopo di:

- Incrementare l'Hosting Capacity per fonti energetiche rinnovabili e di generazione distribuita;
- Integrare le reti nazionali in un mercato basato su di un'unica rete paneuropea;
- Fornire l'elettricità a tutti i clienti con un grado elevato di qualità;
- Partecipazione attiva degli utenti nei mercati e nell'efficienza energetica;
- Fare un previsione dei nuovi sviluppi come una progressiva elettrificazione dei trasporti;
- Impiegare in modo efficiente le reti del futuro, a beneficio degli utenti;
- Apertura dei mercati e di nuovi business per i nuovi utenti delle reti smart;

L'EEGI è uno strumento fondamentale se si vogliono evitare inutili duplicazioni di studi e ricerche, ma piuttosto promuovere uno scambio di informazioni che permetta di ottimizzare le innovazioni.

Il programma RD&D si attesta innanzitutto sull'innovazione tecnologica e sull'affrontare la sfida di integrare le tecnologie di ultima generazione nei sistemi reali, per poi andare a studiarne i risultati. Il ruolo più importante in questo modo diventa quello dei regolatori che devono assumersi l'impegno di andare a gestire in modo sicuro il sistema elettrico; per fare ciò hanno chiaramente bisogno di avviare dei test dimostrativi su larga scala. Questi sono importanti perché possono permettere di andare a valutare quelli che sono i costi, i benefici e la possibilità di replicabilità sull'intero sistema.

Questi progetti richiedono, ovviamente, la collaborazione di tutti i soggetti già citati in altri documenti come ad esempio la Vision, quindi sono chiamati in causa gli istituti di

ricerca, gli utenti, i gestori stessi, ecc. a ciò va anche aggiunto che si rileva la necessità di regimi tariffari diversi dagli attuali così che vi siano maggiori incentivi a sostegno di tali progetti.

Si può allora riassumere che l'EEGI è un programma che comprende attività di ricerca, sviluppo e di dimostrazione pratica, dove, per evitare ripetizioni e sovrapposizioni, le diverse attività sono organizzate in una gerarchia con cluster, progetti funzionali, progetti dimostrativi e progetti locali secondo lo schema di Figura 1.6.

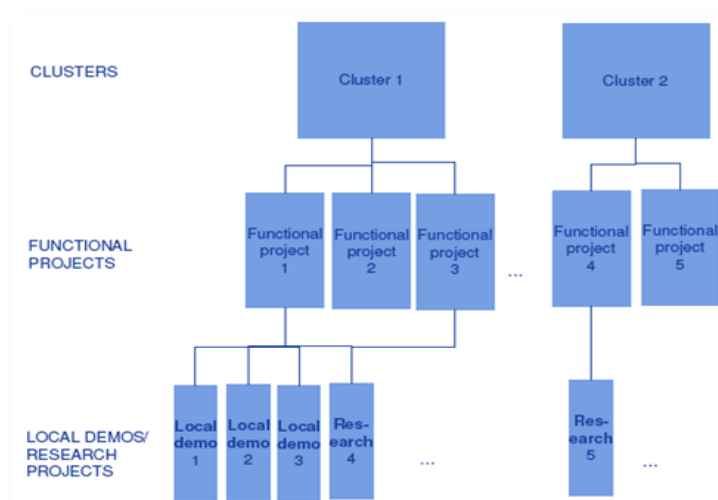


Figura 1. 6 - Struttura di definizione dei progetti dimostrativi.

Le volontà della UE portano allo sviluppo di reti Smart di cui esistono però svariate definizioni, una delle quali, proposta con il documento “*European Smart Grids Technology Platform*” (2005), prevede che questa sia una rete in cui si integrino le azioni degli utenti connessi intelligentemente (con la conseguente nascita di un nuovo soggetto economico, come vedremo successivamente: il prosumer), ha fatto sì che l’obiettivo principale dell’EEGI sia stato posto su quelle che devono essere le funzionalità delle nuove reti intelligenti al fine di raggiungere gli obiettivi del programma. A tal riguardo si è pensato ad un modello di rete che permetta di tracciare la strada al processo di definizione delle funzionalità e dei progetti necessari.

Per le Smart Grids si è pensato al modello di Figura 1.7.

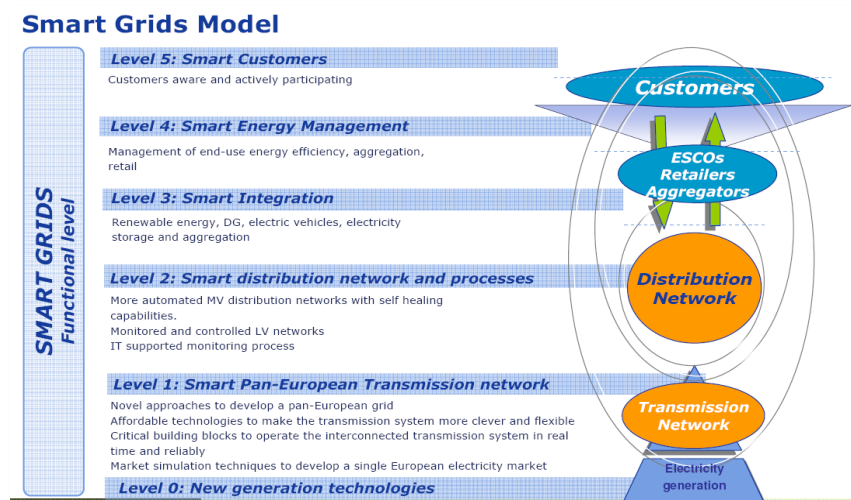


Figura 1. 7 - Modelli funzionali delle Smart Grids.

La Figura 1.8 mostra invece che le attività riguardanti le reti di trasmissione si è deciso di dividerle in 4 cluster, ovvero nelle 4 attività fondamentali per i TSO, dove il solo cluster 2 si interessa anche di attività dimostrative mentre tutti e 4 si occupano principalmente di attività di ricerca (con periodo di funzionamento 2010-2018).

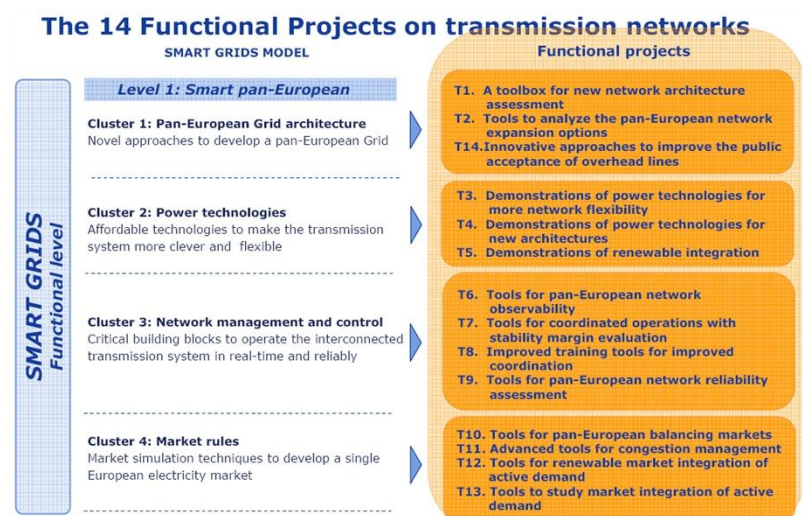


Figura 1. 8 - Struttura di definizione dei progetti riguardanti le reti di trasmissione.

Dato per scontato che è indispensabile un alto livello di coordinamento tra reti di trasmissione e reti di distribuzione, si può affermare, con riferimento alla Figura 1.9, che anche le attività previste per le reti di distribuzione sono state divise in modo simile a quanto accade per le reti di trasmissione. I progetti pensati nell'ambito delle reti di distribuzione sono 12 e tra tutti questi progetti prioritari, l'Italia ne ha focalizzati 4: lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica per le auto elettriche, lo studio di programmi di Active Demand, integrazione della GD e l'infrastruttura di ICT.

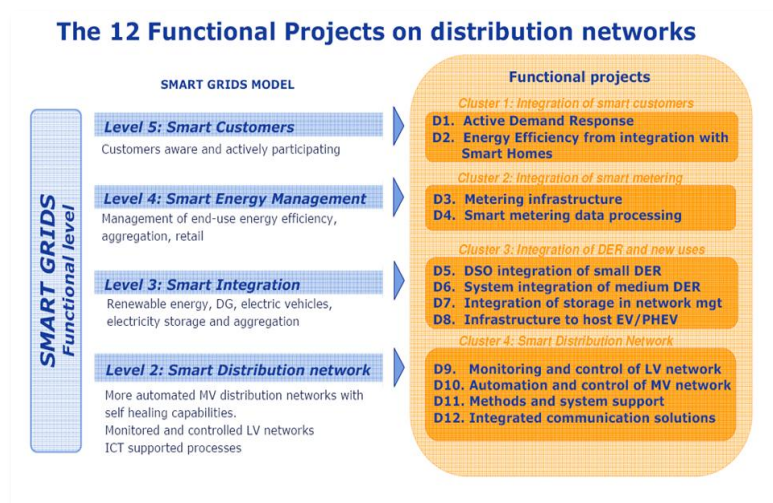


Figura 1. 9 - Struttura di definizione dei progetti riguardanti le reti di distribuzione.

Infine è da osservare che tale documento dal punto di vista degli esborsi economici va ad affiancarsi al *Sesto Programma Quadro* dell'UE (per il periodo 2002-2006, poi sostituito dal *Settimo Programma Quadro* valido per il periodo 2007-2013) con il quale molti programmi e progetti hanno beneficiato di una delibera del Parlamento europeo che, assieme alla Comunità scientifica ed al mondo industriale, ha deciso di unire gli sforzi per creare uno "spazio europeo della ricerca (SER)" dotato di una forte dimensione internazionale che permettesse uno scambio di informazioni, con le quali si è riusciti a giungere alla possibilità di ottenere soluzioni più innovative e coordinate.

1.6 LA FUTURA RETE "SMART"

Da quanto previsto in questi documenti è quindi comprensibile che la struttura di rete radiale sarà costretta a sostenere una notevole "ristrutturazione" dal momento che finora è stata studiata e utilizzata negli anni pensandola passiva e soggetta ad un flusso di energia unidirezionale (dalle centrali verso le utenze, ovvero, anche economicamente, l'unico rapporto che si poteva avere era quello del produttore che vendeva il proprio prodotto "energia" al consumatore), mentre in futuro si cercherà di renderla molto più magliata ed intelligente.

Un importante aspetto delle reti attuali è quello che vede le centrali elettriche, fondamentalmente di tipo termoelettrico, poste a notevoli distanze dagli utenti mentre "nuova" e sempre maggiore presenza di GD fa sì che la generazione stessa si avvicini molto alle utenze, con una inevitabile riduzione delle perdite, ad esempio, ma un aumento delle difficoltà sotto altri aspetti, quali possono essere il problema del flusso inverso o del controllo.

A questo si aggiunge che da una parte la GD contribuisce notevolmente a raggiungere gli obiettivi posti a livello europeo principalmente per quanto riguarda il raggiungimento della soglia del 20% di produzione di energia da fonte rinnovabile entro il 2020, ma dall'altro lato la rete stessa di distribuzione attuale è di ostacolo alla diffusione della generazione distribuita.

È allora abbastanza facilmente intuibile che il collegamento di GD alla rete di distribuzione sta cambiando sempre più la struttura della rete principalmente quella della produzione dell'energia. Questo, associato a nuovi programmi di Demand Side (anche ai mercati è infatti chiesta una certa evoluzione), renderà l'utenza passiva (cliente di un distributore di energia) molto più attiva, portando così il sistema ad avere produttori, consumatori e una nuova figura nel mercato: quella del produttore/consumatore, anche noto come prosumer.

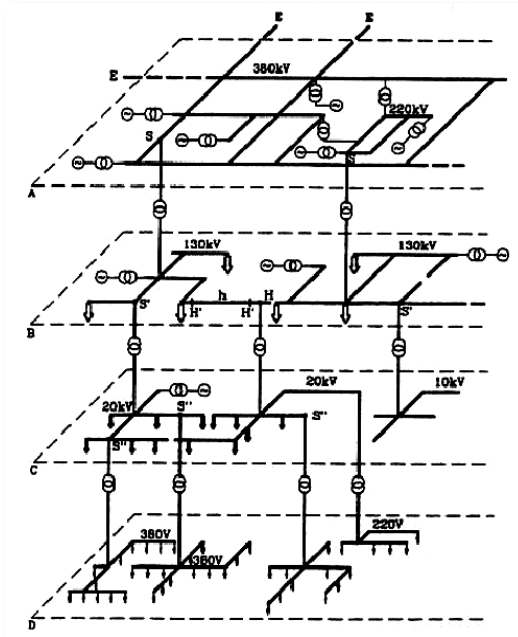


Figura 1. 10 - Rete Attuale Verticalmente Integrata.

In questo contesto è nata nel 2006, nell'ambito della “*Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future*”, la già citata “*European Smart Grids Technology Platform (ETP)*” con lo scopo di essere una piattaforma in grado di permettere una comune visione della rete europea al 2020 ma anche oltre, a cui si affianca il Libro Verde “*A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy*” (2006), con cui la Comunità Europea ha voluto evidenziare gli obiettivi principali della politica energetica che si era prefissata riguardanti la sostenibilità, la competitività e la sicurezza degli approvvigionamenti.

Le mete fissate non possono che essere raggiunte andando a valutare anche l'aspetto economico legato ai nuovi mercati che dovranno nascere, oltre all'aspetto tecnologico.

È, infatti, chiaro che nel prossimo futuro le reti avranno il compito di alimentare tutti i consumatori con criteri di convenienza e allo stesso tempo soddisfare quelli richiesti per una buona power quality. La presenza nelle reti attive del futuro della GD con un grado di penetrazione molto elevato, fa sì che vi sia uno stimolo a essere in grado di sfruttare tale aspetto caratteristico a proprio vantaggio, cercando di fare sì che la Smart Grid favorisca la gestione della rete stessa e al contempo permetta una migliore integrazione degli utenti che si vedono arrivare segnali di prezzo presso la propria utenza e un prodotto energia di elevata qualità.

È possibile dire che le Smart Grids nascono quindi come un programma futuristico di ricerca e sviluppo che mira a soddisfare le richieste europee andando a concentrarsi sulla rete di fornitura dell'energia. Tali reti, andando a sfruttare le più recenti tecnologie di rete, permettono di andare ad aumentare il trasferimento di potenza, di ridurre le perdite di energia e aumentare l'efficienza della fornitura, mentre le nuove tecnologie in campo elettronico - informatico permetteranno una migliore gestione della qualità della fornitura oltre che del controllo.

Gli sforzi in campo di ricerca e sviluppo che bisogna intraprendere è quindi oramai chiaro che debbano essere fatti tenendo ben presenti gli aspetti economici, tecnici e di regolamentazione.

I benefici portati dalle nuove tecnologie avranno un effetto positivo per i cittadini europei e per gli affari internazionali. Basta, infatti, pensare all'aumento dell'occupazione che è un problema che ultimamente affligge la nostra società: vi saranno possibilità lavorative giacché si richiederanno nuove figure con competenze in grado di bene interpretare le nuove tecnologie che saranno attuate.

Ci sarà poi la nascita di un mercato ancora più liberalizzato che permetterà all'utente, ora passivo, di inserirsi attivamente negli scambi, magari con la nascita di quello che potrebbe essere un nuovo mercato dei servizi ancillari, in cui l'utente potrebbe ad esempio trovare giusta remunerazione se viene a presentare una caratteristica di carico/generazione piatta (più facilmente gestibile da DSO), o se dovesse "fornire" potenza reattiva così da partecipare alla regolazione della tensione. Oltre ad un flusso bidirezionale di energia quindi, le nuove reti Smart avranno la necessità di avere anche un flusso bidirezionale d'informazioni.

1.7 CARATTERISTICHE DELLE SMART GRID

Per fronteggiare le richieste che sono indirettamente fatte alle reti, è necessario che le stesse diventino appunto "intelligenti". Questa denominazione è data anche a proposito del fatto che assomiglieranno molto più all'attuale rete internet, con molti nodi, alcuni più importanti di altri secondo il ruolo che essi vengono ad avere.

In questa nuova situazione nasce, come detto, anche la nuova figura del prosumer (unione di producer e consumer). Questo è quel tipico utente, una volta passivo, che ora si trova a gestire anche una certa potenza generata e che sceglierà la via di interfacciarsi con la rete e al contempo col mercato dell'energia in maniera attiva. Una possibile definizione per una rete di tipo Smart è allora:

“rete elettrica che può integrare intelligentemente il comportamento e le azioni che sono ad essa connessi quali produttori, consumatori e produttori/consumatori (prosumer) con lo scopo di fornire un efficace approvvigionamento elettrico sostenibile, economico e sicuro”

Essa dovrà far sì che:

- Vi sia una maggiore facilità di connessione e lavoro di generatori d'ogni tipologia e taglia;
- Vi sia la possibilità per tutti i soggetti di partecipare alle operazioni d'ottimizzazione del sistema;

- Vi siano maggiori informazioni verso i consumatori di modo che abbiano più possibilità di scelta circa la fornitura;
- Vi sia un'importante riduzione dell'impatto ambientale legato al sistema elettrico;
- Si possa mantenere o se possibile aumentare il livello attuale d'affidabilità, qualità e sicurezza del sistema;
- Si mantenga o si aumenti l'efficienza dei servizi;
- Si favorisca l'integrazione di un mercato europeo;

Questo però non significa che la rete attuale sarà stravolta, ma si può affermare che in gran parte sarà mantenuta uguale ad ora (soprattutto perché l'attuale rete di trasmissione italiana, nel nostro caso, ha già un livello di "smartizzazione" elevato), mentre ciò che cambierà è innanzitutto la mira ad una maggiore efficienza ed efficacia dal punto di vista economico (in altre parole dei costi).

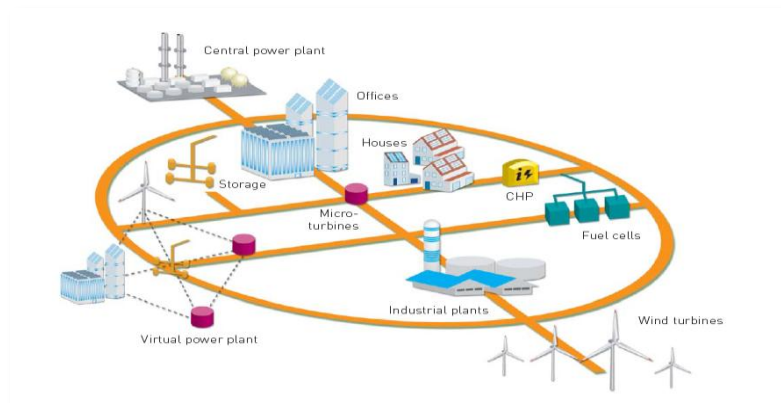


Figura 1. 11 - Rete Futura "Smart Grid".

A riguardo del coinvolgimento dell'utente nella gestione tecnico-economica della rete, è importantissimo il ruolo che vengono ad avere gli smart-meter. Questi non sono semplici "contatori d'energia" com'erano i primi installati, ma sono dei misuratori elettronici in grado anche di permettere uno scambio d'informazioni tra gestore e utente.

A detta di molti, l'installazione degli smart-meter è un passaggio fondamentale per il raggiungimento dell'obiettivo di definire una rete smart. Da questo punto di vista l'Italia ha un ruolo principe visto che risulta essere l'unica nazione che ha già attuato la completa sostituzione della vecchia strumentazione con le nuove tecnologie smart. È però erroneo pensare che smart grid significhi solamente smart-metering, infatti, è importantissimo ricordare che lo smart-meter è solo uno dei fattori, dei passi, da considerare per la "ristrutturazione" della rete al fine di farla diventare smart. Questo è ben descritto dalla Figura 1.12.

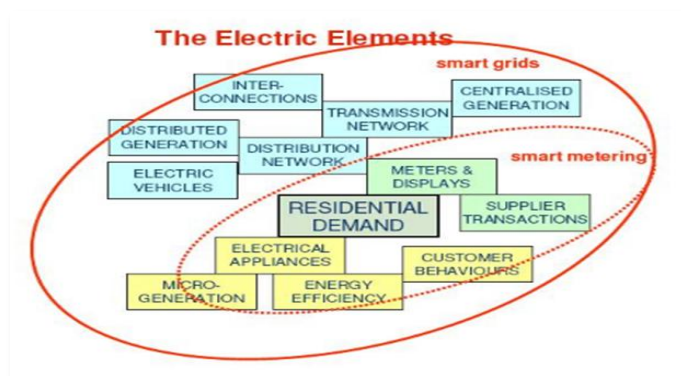


Figura 1. 12 - Elementi del Sistema Elettrico.

In Figura 1.12 si evidenzia allora come, idealmente è possibile avere una smart grid a prescindere dagli smart-meter, i quali forniscono però un grosso aiuto alla definizione della rete smart oltre al fatto che permettono essi stessi, una riduzione delle emissioni in correlazione ad adeguate politiche economico-legislative.

1.8 CONCLUSIONI

Il turbinio di scelte che stanno interessando ed interesseranno nel prossimo futuro il sistema elettrico e tutta la società europea, non sarà legato solamente ad una variazione della struttura e gestione della rete ma anche a nuove strutture di mercato che spingeranno i paesi a sviluppare tecnologie innanzitutto in ambito smart metering a cui vanno aggiunte le nuove spinte verso veicoli ibridi o elettrici.

Dopo una prima fase che ha portato da una struttura verticalmente integrata e una gestione secondo modelli di mercato, ora i paesi europei, stanno entrando in una seconda fase in cui le reti, in primo luogo quelle di distribuzione, stanno per essere ripensate così che si abbia un passaggio da reti passive ad attive.

In questa scena rivoluzionaria è chiaro che il ruolo principe sarà delle autorità di regolamentazione che dovranno lavorare per permettere una struttura di rete cosiddetta intelligente, a cui va però affiancato il fatto che gli utenti devono diventare consci che è una grossa opportunità quella che gli viene proposta e non devono mancare l'occasione di sfruttare nuovi livelli di innovazione, andando a modificare i propri impianti di produzione e i propri consumi. Ruolo di rilevanza tecnologica sarà svolto dall'ICT e dalle normative tecniche che dovranno facilitare il cambiamento, oltre che per ciò che riguarda l'ambito elettrotecnico, anche e soprattutto per ciò che concerne le comunicazioni per la definizione di tecnologie di tipo aperto e non proprietario.

La necessità di ricorrere a protocolli non proprietari ma di tipo aperto deriva dal fatto che è necessario un coinvolgimento totale degli utenti se si vuole sfruttare al massimo le potenzialità che derivano dalla smartizzazione. Sotto quest'aspetto è da dire che l'Italia si è mossa per tempo con la pubblicazione della Delibera ARG/elt 39/10 che prevede, tra l'altro, la necessità di apertura dei protocolli di comunicazione nelle Smart Grids (protocolli di comunicazione di pubblico dominio), così che l'utente non venga a sostenere costi non necessari. Con la stessa delibera l'Authority ha poi avviato una sperimentazione basata su

dei progetti pilota finanziati attraverso un sistema di incentivi, questo perché si è ritenuto che i sistemi dovessero evolvere verso un sistema gestito in modo attivo, di modo che si possa avere maggiore possibilità di connettere GD, introduzione di sistemi di controllo dei carichi e di maggiori opportunità per gli utenti finali. Per raggiungere tali scopi è indispensabile la presenza di sistemi di comunicazione che si affianchino e completino le reti elettriche.

CAPITOLO 1

L'EUROPA E LE SMART GRIDS

CAPITOLO 2

IL CAMMINO ITALIANO VERSO LE SMART GRIDS

2.1 GENERALITÀ

L'Italia, come tutti i paesi della Comunità Europea, deve fronteggiare la dura corsa al raggiungimento degli obiettivi del “20-20-20” legati alle emissioni di gas climalteranti. Del 30-35% di aumento della produzione di energia da fonte rinnovabile citato al Capitolo 1.4 il contributo italiano per il raggiungimento degli obiettivi europei è:

- Per i settori non ETS, la riduzione del 13% delle emissioni di gas serra, rispetto il 2005;
- Il 17% dei consumi finali, al 2020, deve essere coperto da fonti rinnovabili;
- Infine si mantiene il vincolo di riduzione del 20% dei consumi di energia primaria;

Questi traguardi sono molto ambiziosi ma non per questo non raggiungibili. Come visto, essi portano con sé notevoli vantaggi (occupazione, impatto ambientale, riduzione della dipendenza da paesi esteri per ciò che riguarda il soddisfacimento dei consumi energetici) che possono essere ottenuti più facilmente attraverso le reti intelligenti individuate come uno degli elementi chiave del pacchetto “20-20-20”. Una stima di ENEL S.p.A. ha portato alla definizione della Figura 2.1.

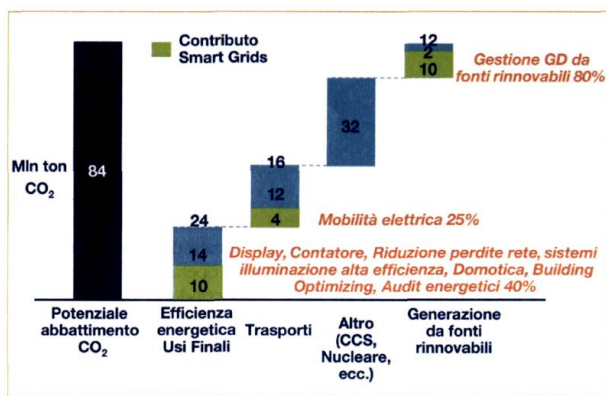


Figura 2.1 - Ipotesi di Enel S.p.A. circa il contributo delle Smart Grids alla riduzione di CO₂ in Italia.

Gli obiettivi di riduzione dell’impatto ambientale, ovvero di riduzione delle emissioni di gas inquinanti e climalteranti, oltre alle forti oscillazioni dei prezzi delle fonti tradizionali (in primis petrolio, gas e carbone), hanno fatto sì che nel tempo diventasse più problematico andare a soddisfare le richieste di energia degli utenti.

È all’interno di questo scenario che l’Italia si trova a lavorare, così come il resto dell’Europa e del Mondo, ed è in questo contesto che sono nati progetti di cambiamento, ristrutturazione a ampliamento del sistema elettrico; come detto, innanzitutto la generazione sta passando da centralizzata in grossi siti a distribuita e di taglia medio piccola su tutto il territorio e si sta diffondendo in contemporanea la volontà di avere reti intelligenti.

Il sistema è allora costretto ad evolvere in quanto la grande penetrazione di GD sul territorio comporta inevitabilmente dei grossi problemi legati alla gestione passiva della rete che è stata fatta finora, oltre a problemi legati alle protezioni, ai valori delle correnti di guasto, ecc.

La già citata EEGI ha spinto il settore italiano principalmente su due fronti:

- La gestione avanzata della Generazione Distribuita da fonti rinnovabili:
 - Aumento della capacità della rete di acquisire GD attraverso la capacità degli stessi utenti di GD a fornire servizi ancillari e a regolare la tensione (ed è proprio in quest'ambito che nasce il parametro meglio noto come Hosting Capacity);
 - Revisione dei criteri di collegamento della GD, di telecomunicazione con tutti i nodi principi di MT, sicura gestione dei funzionamenti tipo islanding, sistemi avanzati di controllo della tensione, dei flussi di potenza e dei sistemi d'accumulo;
- L'infrastruttura integrata d'ICT (Information and Communications Technology): ovvero si prevede la creazione di un sistema di telecomunicazione sulla rete elettrica di tipo always on (a banda larga) che permetta funzioni SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) per la gestione della rete, attraverso l'installazione di nuovi sensori, attuatori e apparecchiature intelligenti;

Per ottenere tali evoluzioni le reti di distribuzione italiane devono necessariamente avvicinarsi per somiglianza alle reti di trasmissione che, in Italia, sono completamente automatizzate e controllate, tanto da permettere uno scambio di informazioni con gli utenti della rete: la voglia di agire ha così portato a concentrarsi sul rendere attive le reti di distribuzione di media tensione.

Per quanto riguarda il nostro Paese, è possibile dire che sia il sistema di trasmissione che quello di distribuzione sono di un livello superiore rispetto al resto d'Europa (in particolare la rete AT e AAT italiana è di tutta rilevanza); mentre la rete AT è già una rete cosiddetta intelligente, contrariamente al resto d'Europa, saranno le reti MT e BT, seppur non così male, ad essere oggetto di studi, in quanto nuovi generatori possono essere facilmente collegati alla rete AT senza molti inconvenienti, mentre ve ne possono essere di più a livelli di tensione più bassi, dove vedremo che si presentano problemi notevoli (evidenziati nello specifico nella Delibera ARG/elt 25/09 e poi nella successiva Delibera ARG/elt 223/10, ma sollevati già a partire dalla Delibera ARG/elt 160/06) quali la variazione del profilo di tensione, la violazione dei limiti termici delle linee, il funzionamento in islanding, ecc.

Per concludere un rapido quadro della situazione, è da dire infine che attualmente l'Italia ricopre a livello europeo un ruolo di riferimento per ciò che concerne la regolazione incentivante della PQ, i meccanismi di mercato finalizzati all'incentivazione dell'efficienza energetica e per la diffusione del sistema di gestione delle informazioni quale lo smart metering (unica nazione ad aver sostituito più di 30 milioni di contatori elettromeccanici con i nuovi smart meter).

Per far fronte agli impegni presi dalla Comunità Europea (soprattutto il miglioramento della sicurezza della PQ, attenzione alla riduzione dell'impatto ambientale e sviluppo efficiente delle infrastrutture), il nostro Paese, in qualità di membro della UE, e nelle veci

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sta cercando di adottare delle metodologie di regolazione anche attraverso sistemi di incentivazione per gli investimenti. In quest'ambito l'Authority è intervenuta in particolare con la Delibera ARG/elt 39/10, di notevole rilevanza non solo a livello nazionale ma mondiale, perché con questo documento si sceglie di finanziare dei progetti pilota sulle Smart Grids sulla base di un rapporto costi benefici, allo scopo di rendere più efficienti e flessibili le reti di distribuzione, favorendo al contempo la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Gli 8 progetti selezionati sono stati ammessi ad un particolare regime incentivante, come previsto dalla Delibera ARG/elt 348/07, che prevede una remunerazione sul capitale con un tasso al 7% più un 2% per 12 anni.

Nonostante tali progetti dimostrativi siano di dimensioni limitate, essi si muovono proprio nella direzione suggerita dalla Comunità Europea (attraverso la EEGI), ovvero passare da una fase di progetti teorici studiati in laboratorio, ad una fase di sperimentazione sul campo con utenti e reti reali. Gli studi sono riferiti a reti di MT perché gran parte della produzione di energia rinnovabile sul territorio italiano (circa il 75%) è prodotta su tali reti, dove vengono così a trovarsi anche la maggior parte dei problemi. Questa sperimentazione con progetti dimostrativi risulta essere fondamentale per capire se i benefici che derivano da certe scelte che si vorrebbero attuare sono tali da giustificare i costi che queste scelte porterebbero a sostenere⁵.

Tra tutti questi aspetti positivi esistono però anche dei punti dolenti per il nostro Paese, che riguardano la Generazione Diffusa (come viene in altro modo chiamata la Generazione Distribuita) che caratterizza le reti di BT e MT e che porta con sé non poche criticità, legate all'inversione di flusso e alle protezioni attualmente installate. Ancora una volta è risultata risolutiva (o potenzialmente tale) la Delibera ARG/elt 25/09 prima e la ARG/elt 39/10 poi, che ha preso in considerazione una possibile evoluzione delle reti di distribuzione.

Osserviamo infine che nel lungo periodo la sperimentazione dovrà essere estesa anche alle reti in BT (già lo si è iniziato a fare con delle analisi riportate nella Delibera ARG/elt 223/10) dove sono connessi molti più utenti e su tali reti si cercherà di esaltare le innovazioni portate dall'investimento fatto con lo smart metering. L'Authority ha previsto a tal proposito l'obbligo di prezzi biorari dell'energia a partire dal luglio 2010 così da introdurre un prezzo che rispecchi i costi sostenuti e ai clienti pervenga un segnale sulle scelte di consumo.

Si può allora concludere che la necessità di effettuare cambiamenti strutturali delle reti elettriche per un passaggio verso un modello Smart Grid necessita l'attuazione di un sistema normativo e regolatorio chiaro, in grado di incentivare e appoggiare gli interventi necessari. Da questo punto di vista il nostro Paese si è mosso su tre distinti livelli:

- Un livello di regolazione all'accesso alle reti: Delibera ARG/elt 125/10;
- Un livello riguardante le modalità di cessione del prodotto energia: Delibera ARG/elt 74/08;
- Un livello riguardante l'incentivazione applicabile a determinate forme di produzione e distribuzione del prodotto energia elettrica: Delibera ARG/elt 39/10;

⁵ Tale sperimentazione risulta ancora più importante in seguito alla pubblicazione della Delibera ARG/elt 56/10 con la quale si svincolano gli utenti dagli ostacoli che vi erano per la predisposizione di un punto di ricarica per veicoli elettrici presso le abitazioni.

2.2 LA GENERAZIONE DISTRIBUITA

Iniziamo parlando di quella che risulta essere una delle cause di questo stravolgimento che sta affrontando e dovrà affrontare il sistema: la Generazione Distribuita.

Ai sensi della Delibera ARG/elt 223/10⁶ sul monitoraggio della GD sul territorio all'anno 2009, si definisce Generazione Distribuita:

“l'insieme degli impianti di generazione con potenza inferiore a 10MVA”

Una visione negativa del fenomeno è tipica dei distributori i quali tendono a non vedere in modo positivo la GD, continuando a sottolinearne gli aspetti legati ai rischi che essa porta e ai costi elevati, tralasciando invece il fatto che essa può portare anche a riduzione delle perdite, riduzione dei buchi di tensione, miglioramento della qualità del servizio, ecc. Fortunatamente però il nostro sistema di distribuzione è di primo livello. Esso ha, infatti, raggiunto negli anni, grazie ad interventi quali l'adozione del neutro compensato, il telecontrollo e l'automazione delle reti, un'affidabilità notevole ed un'eccellente qualità del servizio. La decisione presa di attuare delle modifiche è stata spinta, ancora una volta, per incentivare lo sfruttamento delle fonti rinnovabili che hanno però portato con sé uno stravolgimento del sistema in quanto questo è stato pensato in un'ottica di flussi unidirezionali.

L'impatto più importante che la GD viene ad avere sul sistema elettrico, al di là dell'aspetto tecnico, è quello che vede un notevole aumento dei costi di incentivazione⁷, di investimento, di manodopera e manutenzione, oltre ai costi di produzione del resto del parco impianti (che non conoscono la produzione dei generatori distribuiti sul territorio). Quest'ultimo aspetto è molto rilevante in quanto è necessario disporre di una adeguata capacità programmabile che permetta di soddisfare il carico anche quando i carichi intermittenti (di solito quelli da FER) non sono in grado di coprire la richiesta. È chiaro allora che i costi di produzione di questi impianti con capacità programmabile tendono a salire dal momento che è molto facile scivolare in un problema di sovradimensionamento dell'impianto che poi è chiamato a produrre un numero molto limitato di ore in un anno.

Similmente a quanto accade per i costi di produzione, aumentano anche i costi legati alla previsione della riserva rotante che va pensata in quantitativi maggiori. Analogamente a prima, il dovere andare a preveder un aumento della riserva rotante a causa dell'intermittenza dei generatori da FER, porta con sé un aumento dei costi anche legati al fatto che un aumento della riserva implica un aumento di impianti tradizionali che lavorano a carico parziale, sempre pronti a saldare il gap di potenza chiesta. Ultimo importante aumento dei costi è dato dallo sbilanciamento provocato dalla generazione aleatoria apportata dalle FER.

In tutto questo contesto la GD è però anche l'unica via percorribile per raggiungere gli obiettivi di incremento della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e di riduzione delle emissioni di gas climalteranti. La GD, intesa come generazione da fonte

⁶ Definizione identica viene data nelle Delibere AEEG precedenti: ARG/elt 81/10 per gli anni 2007-2008, ARG/elt 25/09 per l'anno 2006, ARG/elt 328/07 per l'anno 2005, ARG/elt 160/06 per l'anno 2004.

⁷ Il famoso Conto Energia introdotto con la Direttiva 2001/77/CE, recepita dal nostro governo col Decreto Legislativo 387/2003 e poi rivisto con il Decreto Ministeriale del 6 Agosto 2010.

rinnovabile (compresa la microgenerazione⁸ a livello di rete di distribuzione), porta con sé numerosi vantaggi dal punto di vista delle reti elettriche, oltre al beneficio sull'impatto ambientale già accennato.

Tra i tanti aspetti positivi i più importanti sono:

- La disponibilità d'energia pulita a costi marginali nulli o quasi;
- Diminuzione delle perdite di trasmissione: il fatto di avere una produzione d'energia in prossimità delle utenze sempre maggiore, permette di andare a ridurre il vettoriamento d'energia, con una conseguente riduzione delle perdite e al contempo facendo sì che siano meno urgenti gli interventi di sviluppo sulla rete (di solito molto costosi);
- Un ultimo grosso vantaggio è quello di avere, sparse per la rete, delle isole di produzione e carico che sono in grado d'autosostenersi anche in caso d'importanti guasti sulla rete primaria;

Chiaramente la GD ha anche numerosi svantaggi, infatti, la connessione alla rete di distribuzione MT di molti impianti da fonte rinnovabile quali impianti eolici o fotovoltaici, ha portato ad un notevole stress gli ormai vecchi modelli di rete elettrica (non in grado di far fronte ad elevati flussi di energia bidirezionali) sia da un punto di vista delle protezioni che della capacità di trasporto.

Questi sono legati a tre aspetti fondamentali:

- Produzioni intermittenti d'energie, non modulabili e di cui non è possibile prevedere l'andamento. Questo ha fatto sì che aumentassero sempre più i problemi di gestione dei flussi di potenza e dei margini di riserva per far fronte alle fluttuazioni sempre più ingenti del carico;
- Sviluppo dei mercati elettrici nei paesi industrializzati, con la conseguente dismissione degli oramai datati sistemi integrati di produzione e trasmissione;
- L'aumento dell'energia trasportata, in relazione ad uno sviluppo della rete che invece non ha seguito lo stesso trend di crescita, ha portato la rete a lavorare al limite della propria capacità. Questo chiaramente porta con sé notevoli disservizi, con conseguenze talvolta rilevanti;

A questi primi tre aspetti negativi, si aggiunge che essa determina anche dei grossi problemi alla rete da un punto di vista strettamente tecnico, infatti, la connessione alla rete di un impianto di GD può determinare:

- Incremento dei livelli di corrente di cortocircuito e la perdita di selettività delle protezioni (o scatto intempestivo in cabina primaria);

⁸ Ai sensi del Decreto Legislativo n. 20/07, per microgenerazione si intende l'insieme di impianti di potenza fino a 50 kW.

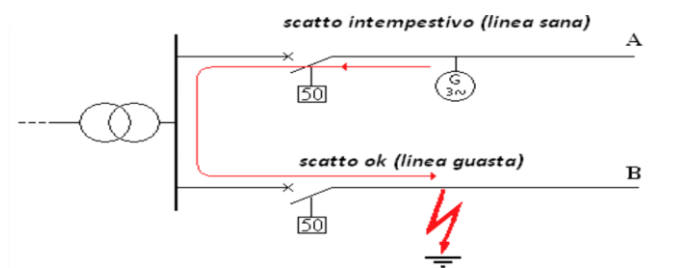


Figura 2.2 - Generatore contribuisce alla corrente di cortocircuito e determina perdita di selettività con scatto intempestivo in cabina primaria.

- Problemi con la regolazione della tensione: difficoltà nel mantenimento dei profili di tensione al variare dei flussi immessi nella rete;

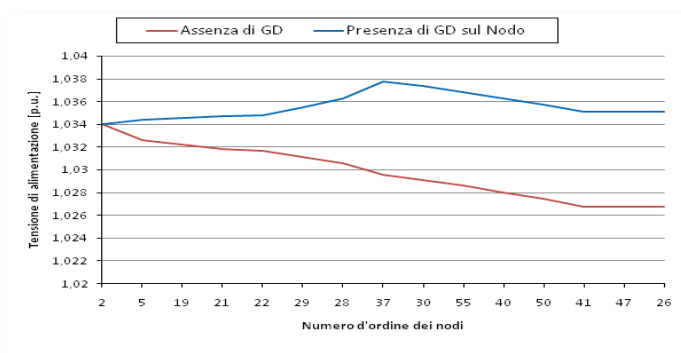


Figura 2.3 - Problemi di variazione del profilo di tensione in una rete con GD (blu) rispetto a rete passiva (rossa).

- Possibili formazioni di isole indesiderate (islanding) qualora il flusso di potenza sia diretto verso il trasformatore di cabina e al contempo le protezioni, ad esempio in AT, aprano;

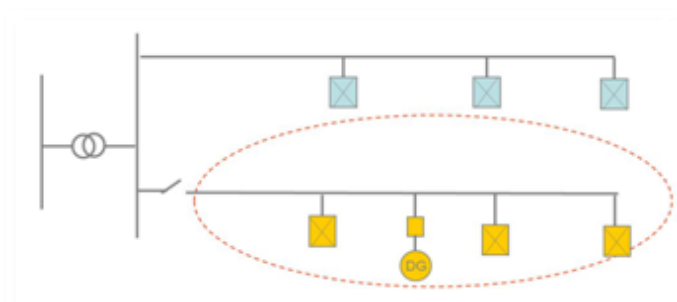


Figura 2.4 - Nascita dell'islanding.

Tale fenomeno può portare rischi alla sicurezza di funzionamento, sulla ricerca dei tratti guasti, sulla PQ e su possibili sfasamenti che complicano una richiusura eventuale delle protezioni.

- Possibilità di transitori elettromeccanici e di fenomeni di instabilità dinamica dei generatori rotanti;
- Possibilità di inversione di flusso;

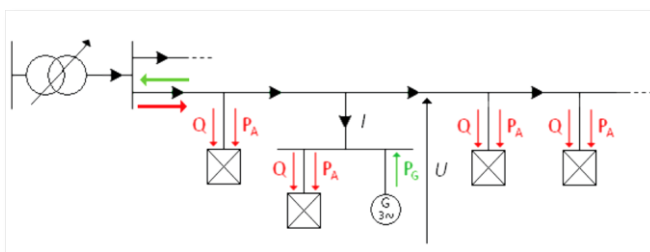


Figura 2.5 - Nascita di una corrente inversa rispetto al flusso convenzionale⁹.

Infine è da sottolineare che la generazione distribuita ha dalla sua la possibilità di sfruttare risorse energetiche altrimenti non utilizzabili, oltre al fatto che si è rilevata una notevole convenienza energetica da parte della cogenerazione e una necessità d'integrazione della capacità di trasporto della rete. A tutto ciò si aggiunge la possibilità che in futuro la GD possa essere soggetta ad un importante sistema d'incentivazione. Essa è aiutata (e lo sarà ancora in futuro) anche dal fatto che il singolo utente che voglia usufruire delle nuove tecnologie in campo energetico e voglia installare presso la sua proprietà un impianto sia esso fotovoltaico od eolico, con un certo sistema di incentivazione e la possibilità di collegarsi alla rete qualora vi sia una sovrapproduzione di energia rispetto all'uso di cui necessita, lo può fare senza troppi problemi. In questo modo è possibile una più semplice localizzazione dei piccoli impianti. Inoltre la GD ha il grossissimo vantaggio di avere tempi d'installazione molto ridotti e questo aumenta la sua incisività se si considera che negli anni i costi legati alla GD si sono ridotti a differenza di quelli di trasmissione e distribuzione che sono cresciuti.

2.3 LA DELIBERA ARG/elt 223/10: “Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l'anno 2009 ed analisi dei possibili effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico nazionale”

In relazione alla GD, importante risulta la Delibera ARG/elt 223/10 che ha approvato il documento riguardante il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di GD presenti sul territorio nell'anno 2009 ed in cui si evidenzia in breve che, nonostante la GD sia un fenomeno in costante crescita sul territorio, è difficile andare a valutare in modo omogeneo dati relativi alla diffusione della stessa e alla penetrazione degli impianti, in quanto una definizione accurata di GD ancora non esiste.

Come detto precedentemente, al fine di effettuare il monitoraggio, l'Autorità viene a definire come Generazione Distribuita quell'insieme di impianti di generazione di potenza nominale inferiore a 10 MVA, secondo quanto definito nella prima Delibera pubblicata (ARG/elt 160/06) in materia di monitoraggio della GD sul territorio mentre, un caso particolare di GD è la piccola generazione (PG) che è invece definita come l'insieme di produzione d'energia elettrica con una capacità di generazione fino ad 1 MW. In questo modo si è riusciti a considerare nella GD e PG numerosi impianti per la produzione

⁹ La corrente assorbita o immessa in un nodo dipende dalla potenza prelevata o iniettata dall'utenza e dalla tensione del nodo. All'aumentare della potenza P_A , la generazione connettibile nel nodo aumenta in quanto serve più potenza per compensare il carico.

d'energia elettrica, tutti caratterizzati dall'avere produzioni di taglia medio-piccola e connessi alla rete di distribuzione¹⁰.

Dai dati disponibili (Tabella 2.1) è risultato che nel 2009 risultavano installati 74.348 impianti di GD (con un aumento rispetto al 2006 di più del 2700%, e questo a causa del solo fotovoltaico che è passato dall'avere 14 impianti sul territorio nel 2006, a ben 71.258 nel 2009) per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 7,509 GW, corrispondente a circa il 6,3% della potenza efficiente lorda del parco elettrico di generazione nazionale: dati comunque, oggettivamente, condizionati dall'entrata in vigore nel 2005 del Conto Energia che permetteva una notevole incentivazione delle fonti rinnovabili, in primis proprio la tecnologia fotovoltaica.

La produzione lorda si è invece attestata a 22,9 TWh (Figura 2.6), corrispondente a circa il 7,8% della produzione nazionale lorda di energia che è di 292,64 TWh¹¹ (in calo del 7% circa rispetto al 2006). Il documento evidenzia anche che il settore della GD non ha avuto grossi stravolgimenti in quell'anno anche se è rilevabile una continua crescita, rispetto gli anni precedenti.

Tabella 2. 1 - Dati relativi la GD nel 2009.

	NUMERO IMPIANTI	POTENZA EFFICIENTE LORDA [MW]	PRODUZIONE LORDA [MWh]	PRODUZIONE NETTA [MWh]	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.958	2.664	10.385.249	446.037	9.785.388
Biomasse, Biogas e Bioliquidi	321	553	2.514.359	197.254	2.208.777
Rifiuti Solidi Urbani	41	172	635.966	129.026	456.799
Fonti Non Rinnovabili	618	2.364	7.475.586	4.861.962	2.364.248
Ibridi	19	83	309.197	163.437	135.673
Totale Termoelettrici	999	3.173	10.935.108	5.351.678	5.165.497
Geotermoelettrici	3	24	165.906	0	155.800
Eolici	130	506	774.299	0	766.553
Fotovoltaici	71.258	1.143	676.481	246.836	429.577
TOTALE	74.348	7.509	22.937.042	6.044.551	16.302.815

¹⁰ Alla data di pubblicazione della Delibera, erano rimasti esclusi gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW.

¹¹ Si intende potenza efficiente lorda dell'impianto la massima potenza elettrica ottenibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga, supponendo tutte le parti dell'impianto in completa efficienza e in condizioni ottimali. Si parla invece di produzione lorda dell'impianto per identificare la quantità di energia elettrica prodotta e misurata ai morsetti dei generatori elettrici.

Tabella 2. 2 - Dati relativi la GD nel 2006.

	NUMERO IMPIANTI	POTENZA EFFICIENTE LORDA [MW]	PRODUZIONE LORDA [MWh]	PRODUZIONE NETTA [MWh]	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.754	2.051	6.661.142	445.689	6.111.716
Biomasse e Rifiuti	257	266	1.986.785	160.733	1.749.615
Fonti Non Rinnovabili	496	1.169	4.240.173	3.064.753	1.040.244
Ibridi	16	39	144.278	78.676	49.901
Totale Termoelettrici	769	1.675	6.371.236	3.304.162	2.839.760
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	94	303	459.491	68	457.356
Fotovoltaici	14	7	2.294	16	2.239
TOTALE	2.631	4.036	13.494.162	3.749.936	9.411.071

Un altro aspetto di importante conoscenza è quello che riguarda le fonti energetiche utilizzate nella produzione di energia elettrica da GD.

Nel documento in allegato alla Delibera si evidenzia infatti che più del 65,7% della produzione di energia elettrica da impianti sotto i 10 MVA è dovuta ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, di cui il 45,3% da sola fonte idrica (Figura 2.6), a differenza di uno scenario a livello nazionale (Figura 2.7) dove la produzione lorda di energia elettrica da fonti energetiche non rinnovabili rappresenta il 76,3% del totale, mentre tra le rinnovabili, il posto di leader continua ad averlo il settore idroelettrico con il 18,3% (escluso il pompaggio). Nel campo della PG la produzione da fonti rinnovabili è invece di poco superiore al 93,9% del totale.

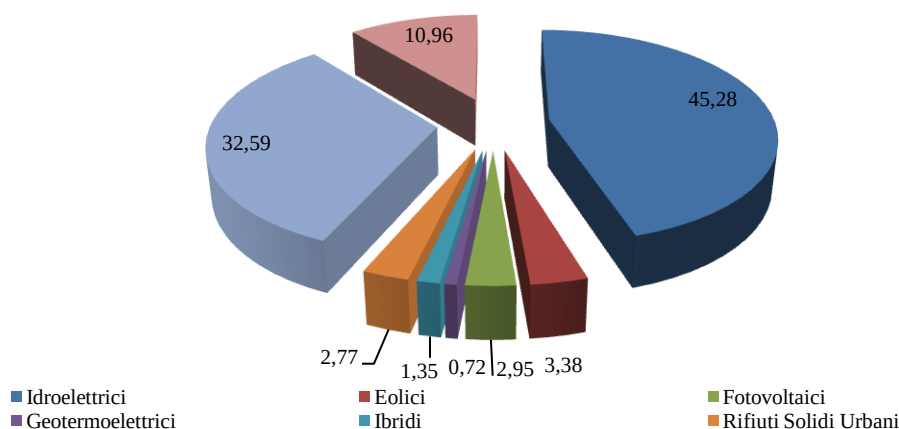


Figura 2. 6 - Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD nel 2009.

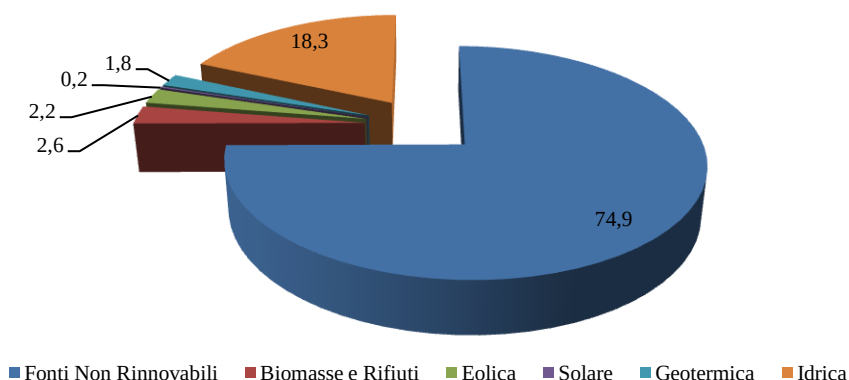


Figura 2. 7 - Produzione d'energia elettrica da diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale nel 2009.

Dal confronto della produzione d'energia elettrica a livello nazionale degli anni 2006 e 2009, si nota subito dai dati riportati, che nel 2006 (Delibera ARG/elt 25/09) vi era una scarsissima presenza, in ambito di GD, della produzione da impianti eolici e fotovoltaici. Questa esigua presenza sul territorio di impianti di questo tipo viene spiegata come dovuta alle grosse dimensioni di un impianto eolico rispetto ad una di GD, e al fatto che, nel 2005, ancora non vi erano grossi effetti del programma di incentivazione per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, cosa che invece, nel diagramma relativo al 2009, si vede aver avuto notevoli conseguenze sull'incremento soprattutto degli impianti fotovoltaici.

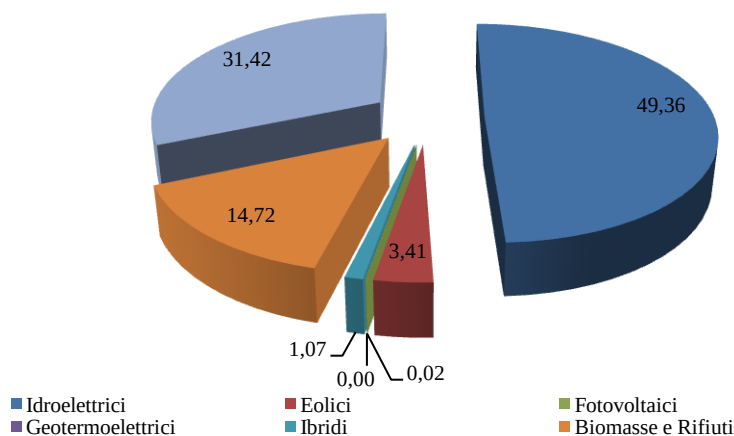


Figura 2. 8 - Produzione d'energia elettrica da diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale nel 2006.

Altri aspetti importanti riguardano:

- L'autoconsumo: nella GD, l'energia prodotta e consumata sul posto è molto elevata nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili, mentre la produzione da fonti rinnovabili è in piccola parte adibita ad autoconsumo, ad eccezione degli impianti fotovoltaici per cui l'energia consumata sul posto risulta essere pari al 36,5% di quella prodotta;

- La localizzazione degli impianti: alla data di pubblicazione della Delibera, gli impianti di GD venivano installati prevalentemente per:
 - Alimentare carichi in gran parte in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica, spesso con assetto cogenerativo così da sfruttare anche il calore utile;
 - Sfruttare le fonti energetiche primarie presenti sul territorio e non utilizzabili in altro modo;
- La destinazione dell'energia elettrica immessa: complessivamente il 71% circa dell'energia elettrica che viene prodotta in ambito GD viene poi immessa in rete. Di questo 71%, una parte è diretta al mercato (46,2%), mentre la restante parte è ritirata in via amministrativa. Analizzando i livelli di tensione interessati, la Figura 2.9 evidenzia uno degli aspetti che a noi interessano di più, ovvero che più del 73% dell'energia elettrica viene immessa in media tensione, ma è in crescita quella immessa in AT e AAT;

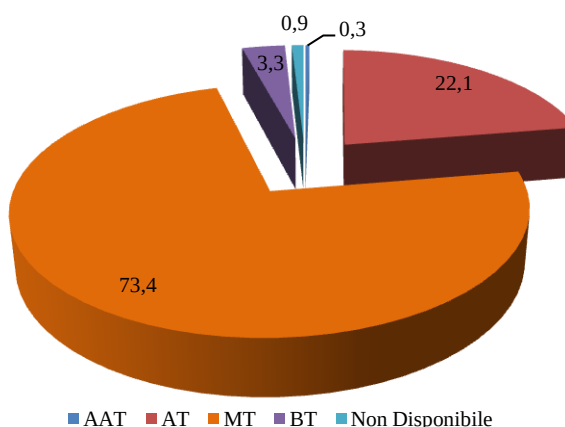
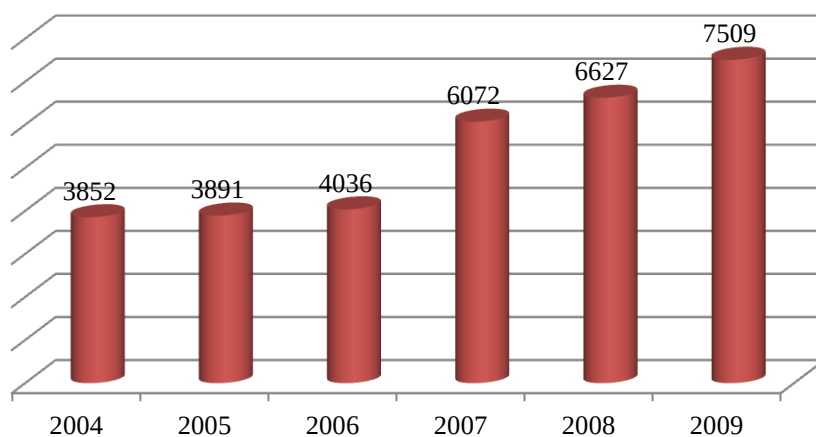


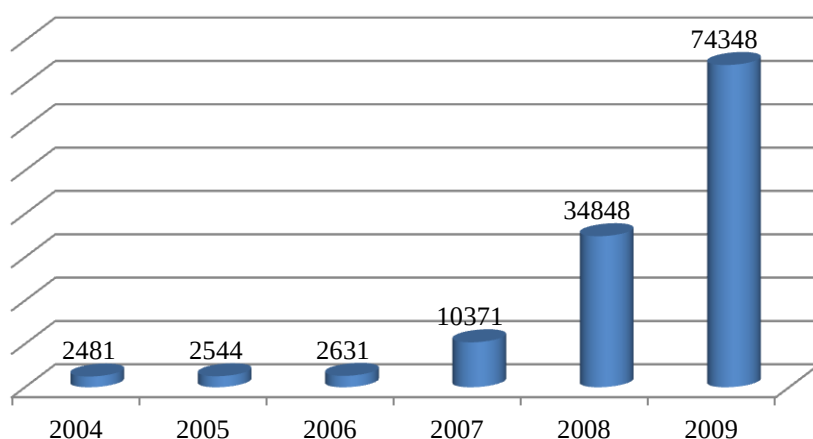
Figura 2. 9 - Ripartizione dell'energia elettrica immessa dagli impianti di GD, per livello di tensione di connessione.

È la stessa Autorità a dichiarare nel 2009, con riferimento ai dati del 2006 (Delibera ARG/elt 25/09), che è molto probabile assistere ad un aumento negli anni che sarebbero succeduti, dei livelli di diffusione della GD, soprattutto con riferimento alle fonti rinnovabili (e agli impianti cogenerativi) che sono viste favorevolmente da un punto di vista politico-economico, dall'attuale società, a livello nazionale ed europeo (anche per effetto del sistema di incentivazione). Dai dati pervenuti solo un anno dopo con la Delibera n°223/10, in relazione al monitoraggio della GD all'anno 2009, si può vedere come ciò sia effettivamente avvenuto e anzi, confrontando gli ultimi dati con quelli del 2004 e successivi (Delibere n°160/06, n°328/07, n°25/09 e n°81/10) si nota un forte trend di crescita sia per quanto riguarda la potenza installata che per il numero di impianti.

Trend Potenza Lorda (MW)



Numero Impianti



Sono perciò sempre più importanti le analisi riguardanti i dati sulla GD sul sistema elettrico, così che gli interventi da attuare siano quanto più mirati ed opportuni. È sempre più importante attuare un monitoraggio periodico della diffusione della GD, così che la crescente espansione sia compatibile con la struttura del sistema elettrico, ottenendo un'efficienza massima sia per ciò che concerne la produzione di energia elettrica, sia per quanto riguarda l'integrazione degli impianti di GD e PG con la rete stessa.

2.4 LA DELIBERA ARG/elt 25/09: "Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione"

L'Hosting Capacity che vogliamo andare a definire con il nostro studio è definita in particolare per la prima volta nell'Allegato A della Delibera n°25/09¹². In questo capitolo si riporta in breve lo studio pubblicato con la Delibera ARG/elt 25/09 poiché riguarda l'analisi delle conseguenze dell'incremento della diffusione della GD e della PG nelle reti di distribuzione e del conseguente impatto che esse hanno sulla struttura e gestione delle reti di distribuzione d'energia elettrica in Media Tensione.

Lo studio svolto dall'Autorità in collaborazione tra il Politecnico di Milano e il CESI Ricerca su un campione di reti di distribuzione (nello specifico 318 porzioni di rete di distribuzione MT, ovvero 59.864 nodi pari a circa l'8% della totalità della rete – abbastanza per poi estendere i risultati all'intera rete), ha per scopo quello di quantificare il limite massimo di generazione distribuita installabile attraverso un'analisi nodale della penetrazione della GD stessa sulla base di calcoli di load flow, a partire da alcune ipotesi di natura conservativa, tra cui, fondamentalmente, la determinazione della curva cumulata di variazione del carico all'interno di un anno di esercizio, l'ipotesi di considerare l'effetto della regolazione della tensione sulle sbarre MT, la simulazione della GD inserendo un solo generatore alla volta e la determinazione dell'inversione di flusso considerata a partire dall'ipotesi che i generatori iniettino potenza massima in rete con una caratteristica di produzione piatta, mentre i carichi sono stati divisi per categoria e a ciascuno è stato assegnato un profilo di carico tipico per quella categoria (che potrebbero essere ad esempio tre: utenze commerciali, utenze industriali ed utenze residenziali).

Lo studio impone poi l'ipotesi che per ciascuno dei nodi considerati si conoscano necessariamente, alcuni importanti parametri al fine dell'indagine, quali la tensione nominale e la sua potenza di cortocircuito o almeno la potenza nominale del trasformatore (nel caso della cabine di trasformazione secondarie), di cui si conoscono però anche altri parametri quali tensione di cortocircuito e le perdite nel rame. A questi dati va aggiunto che si considerano noti anche tutti i parametri delle linee quali lunghezza, reattanza equivalente e resistenza.

I limiti di produzione sono stati invece definiti ipotizzando un livello crescente di penetrazione della GD, in termini di potenza, fino ad arrivare al valore massimo di accettabilità della rete con riferimento a cinque vincoli:

- **INVERSIONE DI FLUSSO:** intesa come il flusso di potenza sul trasformatore AT/MT determinato come il momento in cui la potenza prodotta dalla GD supera il valore di prelievo dei carichi della rete, considerando che il limite di tempo concesso dalla norma CEI 0-16 è pari al 5% del tempo annuo.
Per evitare l'inversione di flusso, ovvero energia che va dalla rete MT alla rete AT, bisogna studiare il diagramma di carico delle utenze così da capire il valore di generazione connettibile in rete. L'inversione è in primo luogo determinata dalle utenze stesse, per cui si suppone un $\cos\phi$ pari a 0,9 e una GD che genera con profilo

¹² La Delibera n°223/10 è il naturale prosieguo dello studio fatto con la Delibera n°25/09 in quanto si concentra su uno studio dell'impatto di GD sulla BT, ma dal momento che il nostro studio si concentra sulle reti di distribuzione in MT si prende a riferimento la Delibera n°25/09 appunto.

piatto e $\cos\phi$ unitario, la potenza attiva limite di generazione è pari a quella dei carichi.

- **VARIAZIONI LENTE¹³ DI TENSIONE:** sono dovute al fatto che la connessione di un generatore alla rete determina l'incremento della tensione in quel punto, con una conseguente variazione del profilo di tensione, e dove va considerato che la tensione deve rimanere sempre tra il 90% e il 110% della tensione nominale (come da normativa EN 50160), ma che ai fini dello studio, è stato preso un range che va da 96% a 110% così da permettere un margine del 6% sulla caduta di tensione in BT (lo si vede anche in Figura 2.11).
Il limite di potenza connettibile per variazioni lente di tensione può essere così visto come il valore di potenza attiva erogata da un generatore che porti ad un aumento della tensione nel punto di connessione pari a 1,1 volte il valore nominale.
- **VARIAZIONI RAPIDE¹⁴ DI TENSIONE:** la disconnessione improvvisa di un generatore da un nodo della rete MT o un transitorio di inserzione in parallelo comporta una variazione di tensione nel nodo e nella linea (nel qual caso la norma fornisce un limite di 4-6% della tensione nominale). Analogamente ciò può avvenire con un'improvvisa alterazione di un carico passivo. Lo studio delle variazioni rapide di tensione serve a determinare qual è la massima generazione connettibile in un nodo di rete senza che vi sia una variazione rapida di tensione superiore ad un valore predefinito.
- **LIMITI TERMICI DI TRANSITO SULLE LINEE:** l'inversione di flusso causata dalla GD può difatti comportare, lungo le linee MT, valori di corrente elevati. Bisogna essere in grado di garantire un valore massimo della corrente di modo che non sia superiore alla portata massima dei conduttori, in quanto questo comporta un precoce degrado degli stessi con una conseguente riduzione delle prestazioni. Nello studio si è considerato un valore di 250 A (limite che in generale dipende dalle protezioni di massima corrente dei feeder) perché altrimenti andrebbe valutata la sezione di ciascun conduttore ed il tipo di isolamento con conseguente aumento della difficoltà di calcolo.
- **INCREMENTO DELLA CORRENTE DI CORTOCIRCUITO:** la GD aumenta difatti la corrente di cortocircuito che interessa la rete e che deve essere mantenuta al di sotto del potere di interruzione degli organi di manovra – l'ipotesi fatta è di 12,5 kA – e dei dispositivi di interfaccia degli utenti. Il vincolo dato dalle correnti di cortocircuito è un vincolo di importanza non trascurabile perché la connessione di un impianto alla rete deve obbligatoriamente tenere in considerazione la corrente di cortocircuito risultante, di modo che siano verificate le caratteristiche elettromeccaniche dei componenti presenti. Questo vincolo è molto forte per macchine di grossa taglia (superiore ai 40 MVA), mentre lo è molto meno nel caso di macchine di taglia media o piccola, dove è più vincolante il limite legato al flusso inverso di potenza; nel caso visto dall'Authority, con trasformatori di taglia tra 16 e

¹³ Per variazioni lente di tensione si intendono scostamenti della tensione all'interno di una banda pari a un $\pm 10\%$ della tensione dichiarata, a seguito dell'evoluzione della richiesta di potenza in rete e dall'effetto della regolazione attuata dai variatori sotto carico dei trasformatori. La durata dei fenomeni è nell'ordine della decina di minuti o più.

¹⁴ Per variazioni rapide di tensione si intendono brusche variazioni della tensione nell'ordine di qualche punto percentuale della tensione nominale e della durata di qualche decina di secondi.

25 MVA il limite, legato all'inversione di flusso, è comunque superiore ai 12 MVA, mentre per trasformatori da 40 MVA la GD installabile rimane elevata perché è superiore ai 5-7 MVA ma è comunque minore rispetto al primo caso.

Le ipotesi riguardano il fatto che l'analisi è svolta su una topologia di rete e dati tecnici degli elementi riguardanti un campione di rete reale. A ciò va aggiunto il fatto che i profili orari di prelievo dei carichi alimentati sono stati ipotizzati sulla base dei profili di carico di prelievo degli utenti finali connessi alle reti di distribuzione in MT o BT, mentre, come già detto, il profilo di immissione è invece supposto costante in tutte le ore.

Per effettuare lo studio, è stato supposto di considerare la GD installata sulla rete come un singolo generatore di potenza crescente fino ad un valore limite di 10 MW (limite accettato per utenti MT dalla norma CEI 0-16).

Al fine della simulazione, per rilevare il superamento dei vincoli dati dall'inversione di flusso e dalle correnti di cortocircuito, non conoscendo la posizione dell'impianto di produzione a valle di una stessa cabina primaria, ciò che è stato scelto di fare è di andare ad elevare il livello di potenza prodotta e supposta collegata alla rete di MT. Per quanto riguarda invece gli altri limiti sono stati valutati andando a verificare nodo per nodo della rete a valle della stessa cabina primaria il superamento degli stessi, e andando ad aumentare la potenza prodotta dalla GD, ipotizzata connessa al nodo, finché il limite non fosse raggiunto. Lo studio ha evidenziato in generale una buona capacità di accoglimento della GD da parte delle reti di distribuzione italiane e che, per prima cosa, il limite riguardante l'inversione di flusso comporta problemi che possono essere risolti andando a rivedere i sistemi di protezione ed automazione della sezione AT delle cabine primarie. Tale inconveniente, che potrebbe determinare problemi per il funzionamento in isola indesiderata (islanding) e per automatismi di individuazione del guasto, mediamente permette tuttavia di connettere una potenza compresa in un intervallo massimo che va da 1 MW a 6 MW, mentre quasi metà delle cabine riescono ad accettare una potenza complessiva di 4 MW, come mostrato in Figura 2.10.

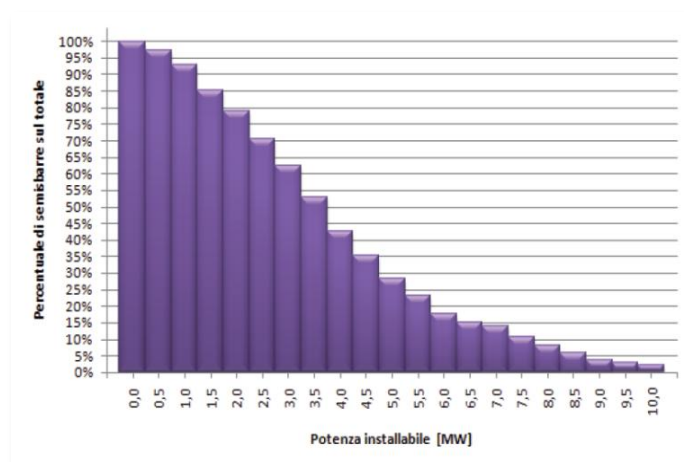


Figura 2. 10 - Incremento di potenza in relazione al numero di nodi che possono accettarla (con vincolo l'inversione di flusso).

Per quanto riguarda invece il secondo limite (l'incremento della corrente di cortocircuito), questo non è il vincolo più stringente per la connessione di generazione distribuita in rete, e

la massima potenza installabile aumenta, tanto che nel peggiore dei casi (rete a tensione nominale pari a 15 kV) è pari a 7,5 MW.

In relazione al limite legato alle variazioni lente di tensione, l'Autorità prevede che, in termini pratici, con una configurazione passiva della rete, sia opportuno andare a fare riferimento ad un valore di tensione in corrispondenza della cabina primaria che sia opportunamente elevato così che siano compensate le cadute di tensione sulle linee e siano rispettati i vincoli anche a fine linea; ciò ha quindi portato a considerare un range per le reti di distribuzione MT pari a -4% e +10%.

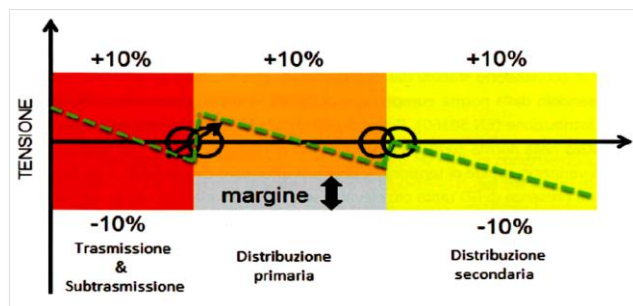


Figura 2.11 - Andamento della tensione sulle reti passive.¹⁵

Attraverso lo studio commissionato, si rileva che più del 75% dei nodi è in grado di accettare una potenza massima pari a 6 MW¹⁶ (Figura 2.12).

Dal punto di vista dei limiti dati dalla variazione rapida di tensione nell'ipotesi di una variazione massima del 6%, è possibile dire che un nodo è in grado di accettare una GD tanto più grande, quanto più elevata è la potenza di cortocircuito al nodo stesso. Anche in questo caso più del 70% dei nodi della rete MT è in grado di accettare una produzione massima di 6 MW (Figura 2.13): esso risulta in ogni caso il vincolo più stringente tra quelli studiati, soprattutto per quei nodi distanti dalla sbarra MT.

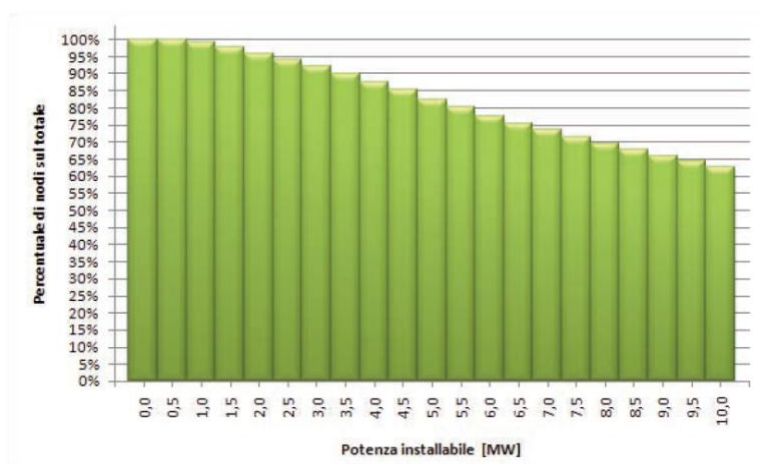


Figura 2.12 - Incremento di potenza in relazione al numero di nodi che possono accettarla (con vincolo di variazioni lente di tensione).

¹⁵ Osserviamo che nelle reti passive le tensioni hanno sempre andamento decrescente, in quanto i flussi attivi e reattivi di potenza che arrivano dalla cabina primaria, attraversano le linee in modo unidirezionale arrivando fino ai carichi, determinando lungo tale percorso, delle cadute di tensione che variano appunto le tensioni rispetto quella in corrispondenza del trasformatore.

¹⁶ Non si intende 6 MW connessi in contemporanea a ciascun nodo della rete MT.

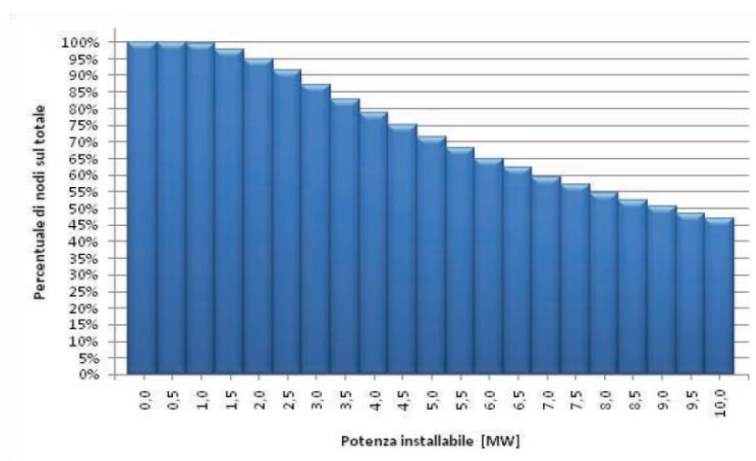


Figura 2. 13 - Incremento di potenza in relazione al numero di nodi che possono accettarla (con vincolo di variazioni rapide di tensione pari al 6%).

Infine, considerando il vincolo termico delle linee, si è rilevata la possibilità per il 96% dei nodi di accettare una potenza al massimo pari a 6,5 MW, senza che il vincolo di limite di transito di corrente di 250 A fosse superato.

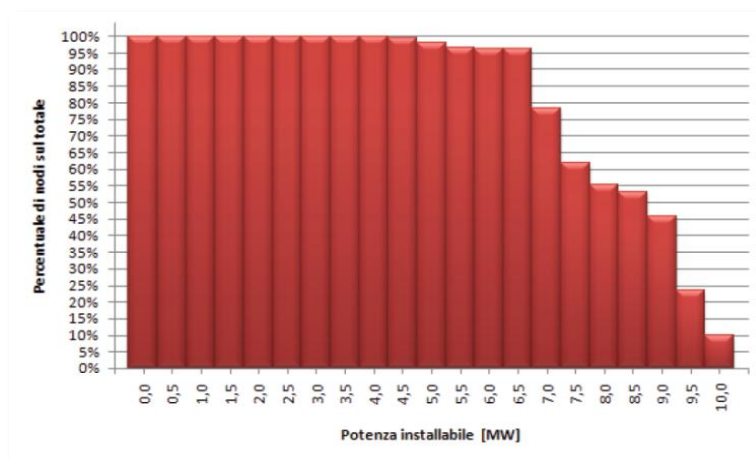


Figura 2. 14 - Incremento di potenza in relazione al numero di nodi che possono accettarla (con vincolo il limite termico di transito sulle linee).

Una volta analizzato cosa comportano i tre vincoli nodali (variazioni lente di tensione, variazioni rapide di tensione e limiti termici delle linee), è possibile unire i risultati in un unico grafico cumulato tracciato sulla base dell'involuppo dei tre limiti e che rappresenta la GD connettibile in rete.

La Figura 2.15 aiuta a capire perché il limite di variazione lenta di tensione è il meno stringente dei tre, mentre gli altri due limitano fortemente la generazione connettibile su nodi distanti dalla cabina, in particolare il limite di transito vincola la potenza connettibile a valori compresi tra 6,5 e 10 MW.

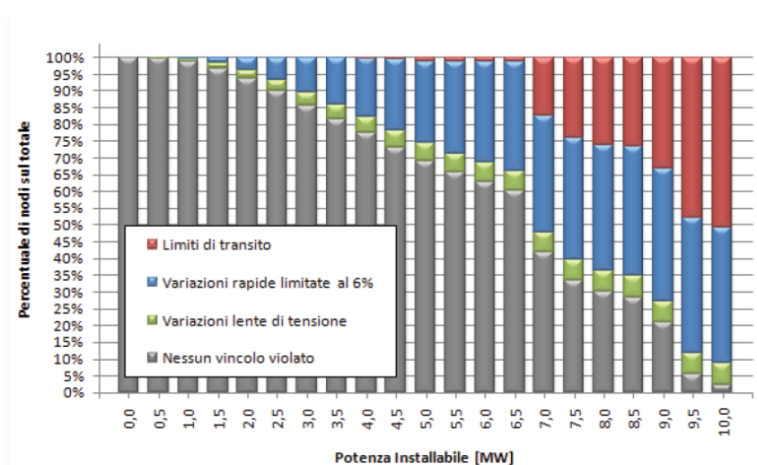


Figura 2. 15 - Diagramma cumulato della quantità di GD connettibile con evidenziazione dei vincoli più stringenti e limite delle variazioni rapide al 6%.

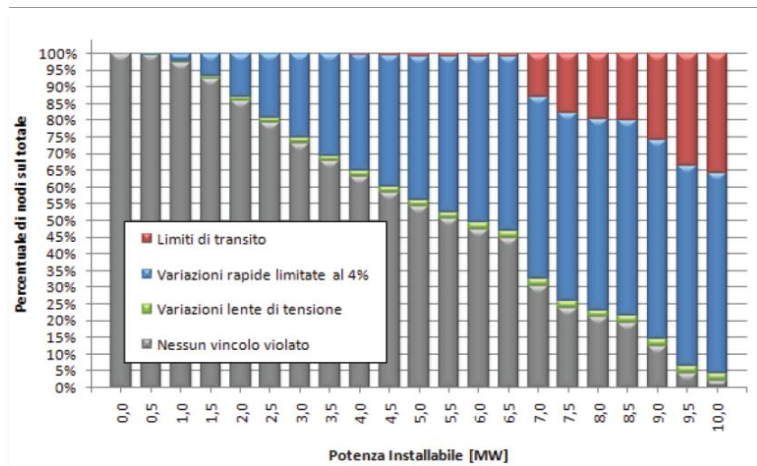


Figura 2. 16 - Diagramma cumulato della quantità di GD connettibile con evidenziazione dei vincoli più stringenti e limite delle variazioni rapide al 4%.

In generale si può concludere che è il vincolo legato alle variazioni rapide di tensione ad essere il limite più stringente in quanto, sia con vincolo al 4% che con vincolo al 6%, più del 40% dei nodi viola tale limitazione. Il vincolo meno stringente, anche nella situazione peggiore di rete a 15 kV e generatori connessi alla rete senza interposizione di convertitori statici, è invece quello legato alle correnti di cortocircuito che permettono, come detto, di allacciare più di 5 MVA che è un valore notevole.

2.5 LA DELIBERA ARG/elt 39/10: “Incentivi a progetti pilota per promuovere lo sviluppo delle smart grid”

Nel 2010 si è arrivati infine alla pubblicazione della Delibera ARG/elt 39/10 che è un importante documento emesso il 30 Marzo 2010, poi integrato a settembre dello stesso anno che va in un certo qual modo ad affiancarsi alla Delibera ARG/elt 25/09 dal momento che, se con la Delibera n°25 si cerca di stabilire quali sono i limiti della rete di distribuzione italiana principalmente in relazione alla GD sita sul territorio nazionale, con la Delibera n°39/10 l’Autorità per l’energia elettrica e il gas sottolinea, una volta ancora, l’attenzione che essa pone al progetto legato alle Smart Grids.

La Delibera ARG/elt 39/10 mira allora a modernizzare e rendere molto più efficienti, flessibili ed intelligenti le reti di distribuzione d’energia elettrica, favorendo la produzione d’energia da fonte rinnovabile e un aumento dell’efficienza energetica di modo da favorire gli utenti finali.

L’obiettivo dell’AEEG, che pone in notevole posizione di avanguardia l’Italia, è quindi rivolto a finanziare, attraverso sistemi d’incentivazione (ai sensi dell’articolo 11.4 comma d del TIT¹⁷, si prevede un riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari al 2% per 12 anni, per quei nuovi investimenti nel campo dei sistemi di automazione, protezione e controllo delle reti attive MT), progetti pilota che permetteranno a loro volta di incoraggiare lo sviluppo delle Smart Grids che oltre a coinvolgere attivamente tutti i soggetti, permettano di prevedere con abbondante anticipo le richieste di consumo di modo che vi sia un bilanciamento ottimo e con flessibilità, della produzione e domanda d’energia elettrica.

Osserviamo che attualmente uno degli obiettivi legato alla crescita di reti di distribuzione di tipo Smart Grid è quello di andare ad accettare la connessione di un numero crescente di GD da fonte rinnovabile. Ora come ora, gli impianti connessi possono immettere potenza in rete senza alcun controllo da parte dei gestori di rete, sia di distribuzione che di trasmissione, e quindi bisogna assicurarsi che questi non creino problemi alla rete, principalmente andando a definire l’Hosting Capacity della rete stessa (questo approccio è noto in letteratura col nome di fit and forget).

Uno dei fattori che può avere maggiore importanza in questa fase di sviluppo, per evitare rischi alla rete, è quello che prevede un possibile ruolo del gestore della rete di distribuzione come operatore attivo nel servizio di bilanciamento del sistema elettrico nazionale e quindi con funzioni di dispacciamento delle utenze collegate alle reti di proprietà.

Con tale Delibera si sottolinea anche come sia da incentivare l’aumento di efficienza energetica nel settore dei trasporti, riducendone al contempo i consumi, in accordo con la Direttiva 2009/28/CE. Tra i modi migliori di ridurre i consumi di energia in tale settore, alcuni prevedono il sostegno ai trasporti urbani, la pianificazione del settore e chiaramente l’aumento delle auto elettriche prodotte, magari con un’efficienza maggiore rispetto alle attuali. Per ottenere lo sviluppo di tale settore risultano di particolare rilevanza anche i sistemi di accumulo, i quali portano con sé indubbi vantaggi alla rete di distribuzione, quali il

¹⁷ Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica.

miglioramento della qualità del servizio, la stabilizzazione della tensione e il controllo della frequenza.

Attraverso le scelte intraprese, l'incentivo permetterà una remunerazione tariffaria, investimenti sulla rete ed installazione di smart-metering (i noti sistemi di misurazione "intelligenti" citati al CAPITOLO 1). Lo studio e poi la sperimentazione sul campo dei progetti pilota è un passaggio fondamentale per poter valutare con un certo grado di criticità se i benefici che si sperava di ottenere potessero giustificare i costi sostenuti, di modo da proseguire con le attività.

▪ **REQUISITI DEI PROGETTI PILOTA:**

All'articolo 1 della Delibera, l'Autorità ci tenne ad evidenziare quelle che sono le caratteristiche di un progetto pilota che, nel particolare, viene definito come:

“Un progetto dimostrativo di rete attiva di distribuzione comprendente porzioni di rete MT, con almeno un punto di interconnessione AT/MT o AAT/MT, provvista di dispositivi finalizzati ad integrare il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi alla medesima rete, allo scopo di favorire la GD e l'uso efficiente delle risorse.”

I progetti ammessi alla valutazione per i criteri incentivanti dovevano soddisfare dei requisiti minimi:

- Il loro obiettivo principale era quello di andare a dare una dimostrazione concreta delle distribuzioni sulla rete MT;
- Dovevano riferirsi ad una rete attiva¹⁸ MT, o tutt'al più ad una porzione di rete MT, che fosse caratterizzata da inversione di flussi d'energia attiva in corrispondenza del nodo di connessione per almeno l'1% del tempo di funzionamento annuo; ciò chiaramente significa che, affinché vi fosse evoluzione nella gestione del sistema di distribuzione, doveva esserci la presenza di una quantità di generazione che superasse la quantità di potenza richiesta dalle utenze passive;
- Dovevano prevedere un adeguato sistema di controllo e regolazione della tensione di rete, oltre ad un sistema in grado di assicurare la registrazione in automatico degli indicatori tecnici designati per la valutazione dei benefici portati dal progetto pilota;
- Dovevano utilizzare protocolli di comunicazione non proprietari;
- Dovevano infine garantire il rispetto delle normative vigenti in termini fisici e di qualità del servizio;

¹⁸ L'Autorità per l'energia elettrica e il gas sottolinea che per rete attiva di una rete di distribuzione vuole intendere, ai sensi della norma CEI 0-16, una rete MT in cui si rilevi un transito di potenza da MT a AT per almeno il 5% del tempo di funzionamento all'anno. In realtà poi, all'articolo 1 essa la definisce come una rete di distribuzione MT in cui sono presenti sistemi di controllo, regolazione e di misura ove, per almeno l'1% del tempo annuo di funzionamento vi è transito di potenza dalla MT alla AT. Viene però anche definita come una porzione di rete di distribuzione MT in cui vi siano linee che presentano dei flussi inversi di energia attiva per almeno l'1% del tempo di funzionamento annuo.

Molte aziende si sono mosse in questi anni per poter usufruire del trattamento incentivante ma solo otto progetti hanno ottenuto l'ammissibilità con la pubblicazione della Delibera ARG/elt 12/11 (in Tabella 2.3 vi è la graduatoria definitiva – da rilevare il punteggio ottenuto in particolare da uno solo dei progetti presentati, quello di Carpinone).

Va poi osservato che, ai fini dell'ammissione al trattamento, le imprese dovettero presentare una relazione tecnico-economica che dimostrasse il soddisfacimento dei requisiti richiesti dalla Delibera ARG/elt 39/10 e che contenesse delle informazioni specifiche quali: caratteristiche fisiche, flussi energetici, indicatori di qualità, schema unifilare, schema degli impianti da realizzare con relative planimetrie, specifiche delle apparecchiature, elenco dei costi del progetto, elenco dei contributi percepiti, ecc.

▪ **BENEFICI ATTESI:**

All'articolo 6.3 della Delibera ARG/elt 39/10, sono riportati quelli che erano i benefici attesi dall'Autorità circa i progetti pilota. Nella valutazione dei benefici, essa evidenzia che si sarebbero tenuti in considerazione diversi aspetti. Gli aspetti considerati furono principalmente 4:

- L'incremento d'energia immettibile nella rete in cui sarebbe stato applicato il progetto pilota, soprattutto dal punto di vista di energia proveniente da fonti rinnovabili o ad alta efficienza energetica, calcolate in rapporto ai consumi delle utenze passive connesse alla rete;
- La presenza di sistemi che permettessero di andare a modulare lo scambio d'energia secondo dei profili stabiliti;
- Partecipazione alla regolazione della tensione da parte degli impianti di GD;
- La replicabilità del progetto pilota su larga scala;

Inoltre, tra i tanti parametri, furono considerati anche:

- L'aumento dell'energia immettibile in rete da GD rispetto le condizioni precedenti gli interventi;
- Il numero di punti di connessione di utenze attive coinvolte;
- Il numero delle cabine primarie;
- I tempi di attuazione del progetto;
- Il miglioramento degli indicatori di qualità del servizio rispetto gli stessi precedenti l'attuazione degli interventi effettuati al fine di ottenere gli incentivi;
- La capacità d'aggregazione delle unità d'accumulo, produzione e della domanda al fine di ben la regolare la tensione;
- Il grado d'innovazione delle soluzioni proposte;

Per concludere questa prima parte, è interessante ricordare che all'articolo 6.5 è detto espressamente che i progetti sarebbero stati valutati sulla base del rapporto tra l'indicatore

dei benefici e i costi del progetto pilota. È chiaro che tale definizione è tutt'altro che oggettiva, ed è quindi forse necessario andare a fare chiarezza su quest'aspetto.

▪ **L'INDICATORE DI PRIORITÀ:**

I benefici che il progetto avrebbe portato con sé e che sono stati riportati all'articolo 6.3 della Delibera ARG/elt 39/10, sono stati valutati sulla base di un indicatore di priorità dei progetti definito successivamente all'approvazione della Delibera ARG/elt 39/10 attraverso l'approvazione della Determina 7/10. Come evidenziato dalla graduatoria riportata in Tabella 2.3, i progetti sono stati valutati attraverso un unico coefficiente IP_i che è definito come il rapporto tra i benefici IB_i e il costo sostenuto C_i relativi al progetto pilota i-esimo (relazione 2.0):

$$IP_i = \frac{IB_i}{C_i} \quad (2.0)$$

È chiaro che bisogna essere in grado di valutare con una certa oggettività questi coefficienti in quanto i costi e i benefici che vanno inseriti in quest'indice devono essere quelli reali. L'indicatore dei benefici IB_i è definito come:

$$IB_i = \alpha_i \cdot \sum_{j=1}^M A_{i,j} \quad (2.1)$$

Dove:

- M è il numero degli ambiti j di valutazione definiti (M=4);
- $A_{i,j}$ è il punteggio assegnato all'ambito di valutazione j-esimo relativo al progetto i-esimo;
- α_i è il coefficiente di normalizzazione che è definito come:

$$\alpha_i = P_{smart} \cdot \frac{n_{linee_sottese}}{n_{linee_smart}} \quad (2.2)$$

in cui, se $P_{smart} = 0$ allora $\alpha_i = 0$ e dove:

- $n_{linee_sottese}$ è il numero totale delle linee sottese alle sbarre MT dei trasformatori AT/MT che vengono utilizzati nel progetto pilota;
- n_{linee_smart} è il numero di linee effettivamente interessate dal progetto, nelle quali si è rilevato un aumento dell'energia derivante da GD a seguito degli interventi posti in essere per ottenere il trattamento incentivante;
- P_{smart} è definita come l'incremento di “potenza equivalente da GD” che si possibile connettere in seguito agli interventi proposti. È data da:

$$\frac{E_{i-post} - E_{i-pre}}{8760} \quad (2.3)$$

Con:

- E_{i-post} rappresenta l'energia immettabile dopo l'intervento. Chiaramente è l'energia che si suppone possa essere immessa in rete e che deve essere valutata nelle stesse condizioni in cui è stata calcolata la E_{i-pre} ;
- E_{i-pre} rappresenta l'energia immettabile prima dell'intervento e che può essere calcolata con una rete che sia passiva;

Il coefficiente α_i permette di rapportare l'incremento di energia da GD con la dimensione dell'area interessata dal progetto ma allo stesso tempo tiene in considerazione il grado di innovazione e le tecnologie utilizzate, in quanto queste richiedono dei costi ben più elevati rispetto a progetti di con gradi di innovazione minori.

Per valutare in modo chiaro quali siano i giusti costi e benefici, è fondamentale andare prima a definire quali siano gli obiettivi da un punto di vista politico da perseguire sia nel campo energetico, sia nel campo ambientale. Se per i costi non ci sono molti dubbi sulla definizione degli stessi perché basta andare a considerare tutte le spese che si hanno dopo l'installazione del progetto pilota, per i benefici il problema è più contorto. I benefici sono allora stati valutati sulla base di un raggruppamento in 4 ambiti che si riporta in APPENDICE A.

In APPENDICE A si riportano anche i nuovi criteri economici suggerite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con il Documento di Consultazione DCO 34/11. Brevemente è possibile dire che tale documento affronta il problema degli incentivi che promuovano nuovi sistemi di servizi in ambito di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Aspetto importante riguarda il fatto che con tale documento l'Autorità propone una regolazione degli incentivi output based, ovvero un pagamento degli incentivi sulla base di una verifica ex post dei risultati dichiarati ex ante. Lo scopo è allora di remunerare effettivi vantaggi apportati alla rete, diminuendo di conseguenza inutili sprechi di denaro.

CAPITOLO 2

IL CAMMINO ITALIANO VERSO LE SMART GRIDS

Tabella 2. 3 – Progetti pilota ammessi al trattamento incentivante e punteggi ottenuti.

Benefici	Punteggi								
	A2A - CP Lambrate	A.S.S.E.M San Severino Marche	Az. En. Prato allo Stelvio	ACEA Distr.	ASSM Tolentino	ASM Terni	A2A – CP Gavardo	Deval - CP Villeneuve	ENEL Distr. CP Carpinone
B1	2	5	5	4	5	5	4	4	5
B2	10	9	4	12	10	10	10	10	12
B3	4	4	4	6	2	3	4	5	8
B4	2	2	1	3	2	3	2	2	2
Ambito A1	18	20	14	25	19	21	20	21	27
B5	4	4	3	5	4	4	4	4	6
B6	5	5	2	5	5	5	4	5	6
B7	0	0	0	2	0	2	0	0	6
B8	2	0	12	6	0	2	2	2	12
B9	8	8	8	6	10	6	8	8	10
Ambito A2	19	17	25	24	19	19	18	19	40
B10	4	4	2	4	4	4	4	4	4
B11	4	5	4	4	4	5	4	5	6
Ambito A3	8	9	6	8	8	9	8	9	10
B12	2	2	0	2	2	2	2	2	2
B13	8	7	4	7	8	7	7	7	8
B14	10	9	5	7	10	10	10	10	9
Ambito A4	20	18	9	16	20	19	19	19	19
Totale	65	64	54	73	66	68	65	68	96

CAPITOLO 3

L'HOSTING CAPACITY

L'Hosting Capacity è un parametro, utilizzato all'atto pratico solo nel 2009 con la Delibera ARG/elt 25/09, poi richiesto un anno dopo ai tecnici responsabili dei progetti pilota concorrenti per il trattamento incentivante (Delibera ARG/elt 39/10), che permette di evidenziare quale sia il grado di accettazione di potenza da generazione della rete. Questo viene fatto prima e dopo l'attuazione degli interventi proposti con il progetto pilota stesso, così da sottolinearne le differenze.

Nei progetti presentati all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e richiedenti il trattamento incentivante, è sottolineato che attraverso calcoli di Hosting Capacity semplificati, è possibile valutare la quantità di GD connettibile in termini di potenza; potenze che sono poi convertite in energia in un secondo momento, così da soddisfare le richieste della Delibera ARG/elt 39/10 (comma 6.3 – articolo riferito ai benefici attesi).

I valori di Hosting Capacity che si usa innanzitutto definire sono due:

- Hosting Capacity Complessiva Iniziale (HCC_I): ovvero la quantità di generazione installabile sulla complessiva rete, allo stato attuale, senza che vi siano inversioni di flusso di potenza attiva verso la rete AT, in corrispondenza del montante di ciascuna linea;
- Hosting Capacity Complessiva Smart (HCC_S): ovvero la quantità di generazione che sarà complessivamente installabile nella rete successivamente all'applicazione degli interventi oggetto della proposta di progetto, per la quale l'azienda richiede il trattamento incentivante come da Delibera;

I diversi progettisti hanno poi applicato a ciascuno dei due valori HCC_I e HCC_S delle curve di generazione annuali così che resti definito l'aumento d'energia immettibile che è dato dalla differenza tra i valori energetici calcolati immettibili nelle due condizioni già citate: pre e post intervento.

Al fine dello studio, è però stato inevitabile andare a introdurre delle ipotesi che permettano di eseguire il calcolo di questo complesso parametro. Tale ipotesi risultano essere le seguenti.

▪ IPOTESI

- A. Innanzitutto, in particolare l' HCC_I , è determinabile come la quantità di GD in grado di eguagliare il carico minimo (sull'intero anno) delle utenze passive allacciate alla rete. E' considerato tale limite in quanto l'inversione del flusso si pensa sia un efficace indicatore del carattere attivo della rete e quindi della possibilità che vi possano essere criticità legate ai dispositivi di protezione e automazione. In letteratura il fenomeno dell'inversione di flusso è considerato con riferimento a ciascuna linea sottesa alle sbarre della cabina primaria e questa scelta è legata alle seguenti ipotesi:

- Nel caso di apertura di un interruttore di un feeder dove prelievi e immissioni sono pressoché uguali, i sistemi di protezione di interfaccia della generazione sottesa a tale feeder potrebbero rilevare variazione di frequenza e tensioni troppo contenute per determinare lo scatto dei dispositivi di interfaccia della GD e così facendo nascerebbe il fenomeno dell'islanding;
 - I limiti dell'attuale regolazione della tensione (regolazione del rapporto di trasformazione del trasformatore AT/MT) diventano evidenti qualora vi sia inversione del profilo di tensione lungo il singolo feeder (cioè, quando la tensione nei punti periferici della rete assume valori superiori ai potenziali dei nodi in prossimità delle sbarre MT). In questa situazione la regolazione di tensione com'è oggi attuata non è efficace e può persino avere effetti dannosi sui profili di tensione di rete;
- B. Per poter confrontare poi la potenza prelevata dai diversi carichi della linea con quella immessa in rete dalla generazione, è necessario andare ad adottare determinati profili di carico per le utenze passive della linea e di profili di generazione per la GD.
- Il problema sta nel fatto che, mentre i primi sono noti a priori, o perlomeno nei casi fortunati così è, quelli di generazione non lo sono in quanto funzione di generatori non presenti nella rete ma che sono invece riferiti ad un ipotetico scenario "limite".
- Ciò che allora normalmente accade è che entrambi i valori di HC sono determinati a partire da una situazione di rete puramente passiva mentre i profili di immissione da GD, dal momento che questi vanno ipotizzati, si è visto che si scelgono caratteristiche di tipo piatto in accordo con la Delibera ARG/elt 25/09: si suppone cioè che un'unità di GD eroghi, per la totalità del tempo annuo, costantemente una potenza pari alla nominale.
- Tale ipotesi non è per nulla irrealistica in quanto sostenuta da due ragioni:
- Innanzitutto non è possibile fare una scelta di natura probabilistica per quanto riguarda la scelta del profilo di generazione;
 - Secondo poi, la scelta di un profilo piatto permette di individuare il caso peggiore in relazione all'inversione di flusso, ovvero permette di definire la quantità minima in grado di determinare la nascita del fenomeno;
- C. Conservativamente è anche possibile considerare che la generazione eroghi energia elettrica in rete con un fattore di potenza pari a 0,9 (valore limite di regolazione in questo momento indicato dalla normativa; si suppone in pratica che la potenza reattiva sia utilizzata per rispettare i vincoli di tensione legati alla power quality - CEI EN 50160) mentre le utenze passive la stiano assorbendo con un $\cos\phi$ unitario. Nei progetti presentati, alcuni calcoli sono stati fatti anche sotto tale ipotesi.

Una volta fatte tali ipotesi, la prassi prevede che la determinazione dell'HCC iniziale (HHC_I) sia fatta andando a sommare i profili di carico delle utenze sottese alla stessa linea in esame e individuando il valore di potenza la cui caratteristica piatta d'immissione supera la caratteristica di prelievo (un esempio è riportato in Figura 3.1). Trovate quindi le HHC_I di ciascuna linea partente dalla stessa cabina primaria, si sommano tutti i valori di HHC_I trovati.

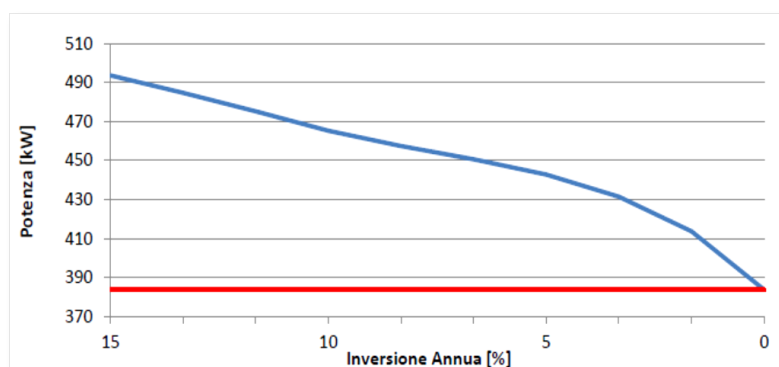


Figura 3.1 - Determinazione dell'HCC, dove la caratteristica piatta è quella di immissione, mentre la blu è quella di prelievo.

È importante osservare che è possibile, per ciò che concerne i profili di carico, scegliere non necessariamente profili pari a quelli che si possono ricavare andando a valutare i transiti effettivi misurati in corrispondenza del collegamento con il nodo AT, ma, come molte volte accade, utilizzare i profili convenzionali definiti nella Delibera ARG/elt 25/09.

Al posto allora di usare la caratteristica trovata con i suggerimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, la potenza prelevata in corrispondenza del montante della linea, necessaria per poter definire l'HC, la si può anche trovare a partire dai flussi di energia misurati e andando poi a distribuire la caratteristica di prelievo tra i vari feeder, sulla base dei carichi sottesi.

Lo svantaggio di considerare i profili derivanti dalle misure è però legato al fatto che non è possibile caratterizzare i prelievi di ciascuna linea, non nel senso del valore assoluto ma proprio dal punto di vista dell'andamento. Un esempio di confronto tra la caratteristica di prelievo della rete definita con profili convenzionali e con misure fatte al nodo di collegamento con la rete AT è riportato in Figura 3.2 dove è facile notare che le due caratteristiche sono sempre molto simili, perciò l'analisi può essere fatta anche con il profilo della Delibera con errori minimi.

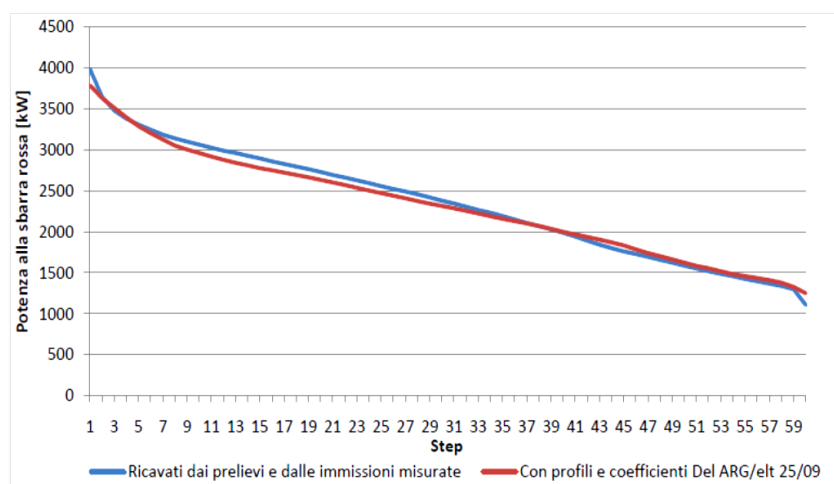


Figura 3.2 - Esempio di confronto tra i profili di prelievo cumulato²⁰.

²⁰ Le curve rappresentate sono curve di durata, dette anche curve cumulate del carico. Esse rappresentano in ascissa il numero di ore che ciascun valore di potenza richiesta è uguale o superiore al valore riportato in ordinata.

Al fine della completa analisi del progetto pilota presentato, le aziende concorrenti sono poi andate a definire anche l'Hosting Capacity Complessiva Smart (HCC_s) che è in pratica la potenza da GD connettibile alla rete e che porta a completa saturazione la capacità di trasporto di trasformatore di cabina e delle linee (portata dei conduttori e taratura delle protezioni), questo considerando che i vincoli tecnici concernenti i profili di tensione si considerano bypassati grazie alla regolazione della tensione introdotta con il progetto presentato. Ciò che si usa fare è quindi calcolare il valore di generazione sopra il quale il distributore deve necessariamente ricorrere ad interventi di natura strutturale sulla rete di proprietà.

In particolare, a causa dei limiti tecnici assunti e del limite termico sul trasformatore di cabina, sono definite due diverse HCC_s a seguito degli interventi proposti²¹:

- HCC_{sl} : relativa alla sola capacità delle linee. Con tale definizione si suppone che il distributore sostenga il costo che deriva dalla sostituzione del trasformatore di cabina qualora questo non abbia portata sufficiente ad ospitare la GD connessa alla rete;
- $HCC_{st&l}$: è pari al minore tra i limiti sul trasformatore e sulle linee. Con tale definizione si suppone che la capacità del trasformatore di cabina sia totalmente saturata dalla GD in rete e che il distributore non sia disponibile a sostituire il trasformatore stesso, conformemente alla Delibera ARG/elt 125/10;

Si può così dire che la HCC “smart” relativa al limite di capacità delle n linee (HCC_{sl}) è data dalla somma delle Hosting Capacity di ciascuna di esse e risulta, di solito, più alta degli altri valori di HC:

$$HCC_{sl} = HC_{sl1} + HC_{sl2} + \dots + HC_{sl3} \quad (3.0)$$

Dove si ha che la HC_{sl} (HC smart di ciascuna linea) è la GD che in condizioni di inversione di flusso, satura la capacità di trasporto dei conduttori. Tale capacità viene definita come la minore tra le soglie di taratura delle protezioni di linea e la portata dei conduttori stessi. Nel peggiore dei casi quindi, l' HC_{sl} risulta, per ciascun feeder, pari a:

$$HC_{sl} = \sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot V_n \cdot I_{lim} + p_{cmin_l} \quad (3.1)$$

Dove:

- I_{lim} è il valore massimo di corrente transitabile e risulta pari al valore prima definito;
- p_{cmin_l} corrisponde al minimo della curva di carico di ciascun feeder;

La Delibera ARG/elt 125/10 definisce come valore limite di potenza installabile (HCC_{st}) la quantità di generazione in grado di comportare, nelle condizioni di carico minimo, un'inversione del flusso sul trasformatore AT/MT che ne impegni al 90% la capacità, senza che si abbia una violazione del limite termico del trasformatore AT/MT, la quantità:

²¹ Dove si assumono i limiti di trasporto delle linee come vincolanti e non sormontabili da parte dei distributori, se non con investimenti importanti.

$$HCC_{st} = P_n \cdot 0,9 + p_{cmin} \quad (3.2)$$

Dove:

- P_n è la potenza nominale del trasformatore AT/MT installato in cabina;
- p_{cmin} corrisponde al minimo della curva di carico complessiva della rete;

Ad esempio, nel caso di un trasformatore da 10MVA a cui sono connesse utenze che nel caso peggiore prelevano 1,25MW, si ottiene una $HCC_{st} = 10,25MW$, mentre la $HCC_{st\&l}$ (è l'Hosting Capacity della rete a seguito degli interventi proposti), tenendo in considerazione sia il limite termico sul trasformatore sia quello sulle linee e dovendo scegliere il più limitante dei due, è solitamente pari alla HCC_{st} visto che questa è minore della $HCC_{st\&l}$ e quindi più vincolante.

▪ AUMENTO DELL'ENERGIA IMMETTIBILE:

L'aumento dell'energia immettibile a seguito dell'attuazione degli interventi proposti, la cui determinazione è richiesta dalla Delibera ARG/elt 39/10, è calcolato, in prima battuta, assegnando dei profili di generazione alla GD (in modo da permettere il passaggio dalle HCC_I e HCC_S , stimate poco fa, alle quantità energetiche di interesse) e, in seguito, facendo la differenza ΔE tra le grandezze energetiche calcolate:

$$\Delta E = E_S - E_I \quad (3.3)$$

Dove:

- E_I equivale all'energia immettibile in rete dalla GD prima dell'attuazione del progetto. Essa si ottiene applicando opportune curve di generazione alla HCC_I .
- E_S equivale all'energia immettibile in rete dalla GD a seguito dell'attuazione del progetto (vi sarà una E_{SL} relativa alle sole linee ed una $E_{SL\&T}$ relativa alle linee e al trasformatore). Essa si ottiene applicando opportune curve di generazione alla HCC_S .

Anche ora, come già nel caso pre-attuazione del progetto, si pone il problema dell'assegnazione delle curve di generazione. Ora non vi è più il problema di fornire stime conservative delle generazioni installabili di modo da evitare l'inversione del flusso, ma vi è piuttosto il problema di valutare quale profilo, e quindi quale numero di ore annue equivalenti di funzionamento, sia più prossimo a quello reale. Si va così a stimare in quale percentuale vi sarà GD da idroelettrico, GD da fotovoltaico e così via.

Le E_S e E_I si calcolano quindi semplicemente andando a moltiplicare le HCC_I e HCC_S per il numero di ore equivalente (di solito un valore tipo si attesta tra 3000 e 3500).

CAPITOLO 3

L'HOSTING CAPACITY

CAPITOLO 4

LE IPOTESI DELLO STUDIO

Conclusa la prima parte di questo lavoro, descrittiva dei principali passi fatti a livello europeo in ottica di riduzione delle emissioni di gas inquinanti e di sviluppo del sistema elettrico, e visti i principali documenti emessi dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in cui si è chiamato in causa il parametro Hosting Capacity, si passa ora alla parte più sperimentale del lavoro, che ha visto l'applicazione pratica (con simulazioni al computer) delle analisi riportate nelle due principali delibere descritte al CAPITOLO 2.

Lo studio che in questo lavoro si riporta, ha allora permesso di verificare in modo qualitativo e con riferimento alle normative attualmente vigenti, la massima potenza da GD²² allacciabile ad una rete (Hosting Capacity appunto) realmente esistente come quella di proprietà di AGSM, similmente a quanto viene fatto nello studio della Delibera ARG/elt 25/09 che è stato usato come riferimento per buona parte del lavoro.

Al fine di poter effettuare l'analisi in modo simile a quanto già accade nello studio in allegato alla Delibera ARG/elt 25/09, vengono fatte delle ipotesi aggiuntive ai dati posseduti (la cui catalogazione è descritta al CAPITOLO 6):

- Si è considerato il caso di variazione continua del rapporto di trasformazione così da mantenere la tensione sulla sbarra in MT collegata al secondario del trasformatore di cabina primaria il più possibile vicino al valore di setpoint prefissato, così che si possa vedere l'effetto della regolazione della tensione sulla sbarra stessa;
- I generatori connessi alla rete di distribuzione iniettano potenza con fattore di potenza unitario;
- Il generatore fittizio che simula la GD installabile in rete viene collegato ad un nodo in MT per volta e di potenza crescente da 0 MVA a 10 MVA, con passo di incremento pari a 0,5 MVA così che si possa avere un diretto confronto con i risultati riportati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Il valore di 10 MVA è stato scelto anche in relazione al fatto che se in rete vi è un generatore più grande di questo valore, l'operatore di sistema deve pensare al dispacciamento ottimale dell'energia e alla gestione dei flussi di potenza mentre con potenze minori di 10 MVA non è necessario alcuna gestione da remoto;

Queste ipotesi si sono assunte, in accordo con quanto avviene nella Delibera n°25/09, perché permettono di porsi in condizioni conservative rispetto a quello che poi è il reale funzionamento della rete. Affinché si possa fare un'analisi di Hosting Capacity della rete, è però necessario andare a fare un calcolo di load flow studiando la violazione di alcuni limiti che in questo studio sono stati tre, diversamente da quanto visto al CAPITOLO 2 dove i vincoli erano 5. Essi sono:

- Vincolo di Variazioni Lente di Tensione: perché il collegamento di un generatore in un nodo di una linea della rete di distribuzione MT determina l'incremento della

²² Dove si intende la massima potenza installabile per ciascun nodo.

tensione in quel nodo, con relativa variazione del profilo di tensione lungo tutta la linea (in Figura 4.1 si riporta un esempio verificato nella rete studiata).

Nel rispetto della normativa EN 50160 la tensione di esercizio di ciascun nodo di rete deve rimanere entro il range del $\pm 10\%$ della tensione nominale per almeno il 95% del tempo.

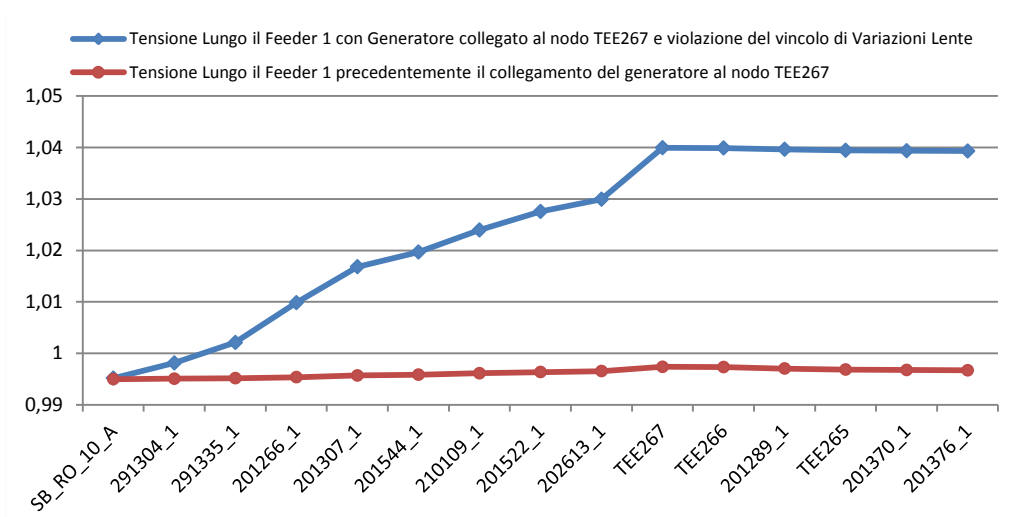


Figura 4. 1 - Profilo di tensione lungo il Feeder 1 prima e dopo l'inserimento del generatore nel nodo TEE267.

- **Vincolo di Variazioni Rapide di Tensione:** tale vincolo viene violato qualora un'improvvisa disconnessione (o connessione) di un generatore dal nodo di una linea MT determina una variazione di tensione in quel nodo e lungo tutta la linea. Anche per tale vincolo è possibile considerare un range di funzionamento accettabile prendendo spunto dalla normativa EN 50160. Essa però non fissa alcun limite vincolante ma si limita a fornire come valori indicativi il 4% e 6% della tensione nominale. In particolare, in questo studio si è scelto di considerare il più vincolante dei due, così da porsi in condizioni conservative.

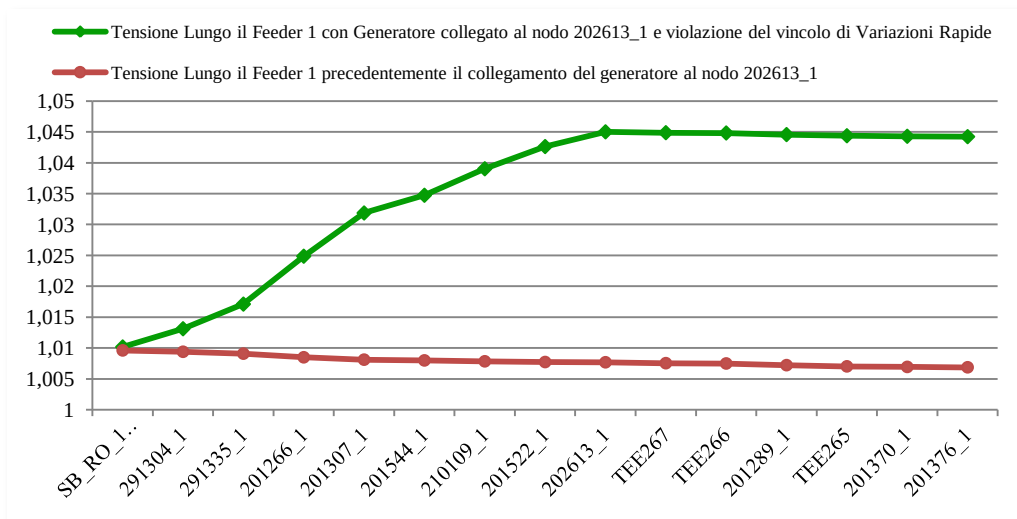


Figura 4. 2 - Profilo di tensione lungo il Feeder 1 prima e dopo l'inserimento del generatore nel nodo 202613_1.

- Vincolo di Limite di Transito delle Linee: questo vincolo tiene in considerazione la capacità massima di trasportabilità di energia elettrica da parte dei conduttori, oltre al fatto che la GD può dar luogo ad inversioni di flusso lungo alcuni tratti di linea della rete di distribuzione MT. È allora fondamentale monitorare che non vi sia mai una circolazione di corrente superiore alla portata dei conduttori.

A questi tre vincoli abbiamo poi aggiunto un rilevamento della potenza provocante il controflusso di corrente in partenza a ciascun feeder.

A differenza di quanto viene fatto dall'Autorità, due dei cinque vincoli sono invece stati trascurati. Si è scelto di non valutarli in questo studio in quanto:

- L'inversione di flusso nel trasformatore per il 5% del tempo è chiaro che possa essere un segnale di attività della rete, ma è anche vero che tale fenomeno è importante da rilevare se siamo ad esempio in presenza di un unico feeder alimentato dalla sbarra MT collegata al secondario del trasformatore. Nel classico funzionamento di una rete invece, è maggiormente probabile che il flusso inverso di corrente (quindi quello che va da valle verso monte, ovvero verso la sbarra MT) presente in partenza al primo di una serie di feeder collegati alla predetta sbarra MT, sia spinto ad andare ad alimentare gli altri feeder, prima di risalire il trasformatore e continuare verso monte (un esempio è riportato in Figura 4.3). Quello che si è allora scelto di fare, è stato di andare a valutare la generazione installabile in rete affinché vi sia la comparsa di un flusso di corrente inverso in testa al feeder e che potrebbe creare notevoli problemi alla selettività delle protezioni in presenza di Generazione Distribuita.

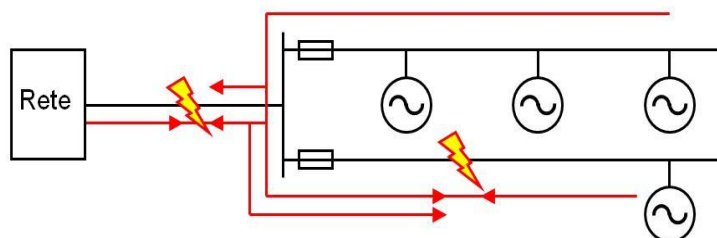


Figura 4.3 - Problemi di selettività dati da inversione di flusso in linea.

- Il secondo aspetto trascurato, e che invece la Delibera ARG/elt 25/09 considera, è l'incremento di corrente di cortocircuito. Un valore però di 12,5 kA definito dall'Autorità è chiaramente un valore che può essere considerato attendibile se riferito a macchine rotanti ma non lo si può considerare tale in assoluto. Il problema della corrente di cortocircuito, e che è stato il motivo per cui tale vincolo non è stato preso in considerazione durante lo studio, è che il contributo della GD alle correnti di guasto è distinguibile in due distinti casi in relazione alla presenza o meno di convertitori statici come interfaccia tra generazione e rete.

Attualmente infatti i generatori che si stanno connettendo e che verranno connessi nel futuro prossimo, sono in maggioranza dotati di inverter che non sono in grado di fornire apprezzabili correnti di cortocircuito (limitate a circa 120-130% della corrente nominale). Il problema, che in presenza di inverter risulta allora di molto

ridimensionato, si pone qualora si considerino generatori rotanti capaci di fornire corrente di cortocircuito, in quanto potrebbero comportare, per la rete a cui sono connessi, notevoli sollecitazioni termiche ai conduttori. A partire da tali considerazioni si è allora scelto di trascurare tale vincolo proprio perché non si conoscono le caratteristiche tecniche dei generatori di rete e delle protezioni presenti in rete.

Altre ipotesi fatte al fine dello studio hanno riguardato la semplificazione della rete stessa, ovvero la rimozione dalla rete originaria di interruttori normalmente aperti e quindi anche di tutti quegli elementi che stanno a valle di questi e che al fine del calcolo numerico si limiterebbero a complicare in modo rilevante l'analisi. Sono poi state sostituite le linee troppo corte (ininfluenti nel calcolo dei flussi di potenza), andando piuttosto ad allungare una linea di lunghezza maggiore che risultava comunicante a queste linee corte.

Ciò ha fatto sì che la rete analizzata non fosse più quella reale intesa come la rete presente fisicamente sul territorio, ma piuttosto una rete realistica che però ben rappresenta la rete reale, e quindi un'analisi su tale rete modificata porta a dei risultati molto vicini a quelli che si otterrebbero con un'analisi sulla rete completa di interruttori, sezionatori, linee corte, ecc.

Prima di concludere è da dire che, a differenza di quanto avviene nello studio della Delibera ove, non conoscendo le caratteristiche di tutte le linee delle reti analizzate, si poneva un valore di portata per le linee di 250 A che risulta essere il valore di taratura standard per le protezioni di sovracorrente nelle linee in MT, e comunque è anche la giusta via di mezzo tra la portata di una linea aerea ed una in cavo, in questo lavoro si conoscono le reali portate nominali delle linee, quindi una volta averle pesate con un fattore di riduzione di 0,8 (a causa della posa, delle condizioni di lavoro, ecc), si sono potuti valutare i reali vincoli dati dai conduttori.

Ultimo aspetto di notevole importanza è stata la possibilità di conoscere i flussi di corrente in partenza ai tre feeder nell'anno 2009 in cui la rete non era interessata ancora da generazione e nell'anno 2011 quando invece sono entrati a regime ben 8 generatori di natura fotovoltaica, anche in conseguenza ai regimi tariffari che favorivano la loro installazione attraverso un particolare sistema di incentivi. Noti questi flussi di potenza, noti i profili di generazione che comunque sono risultati uguali al classico profilo da generazione fotovoltaica e noti i profili di assorbimento di 7 grossi carichi della rete si è riusciti anche a definire un profilo medio di assorbimento per ciascuno gruppo di carichi appartenente ad uno stesso feeder (profili di assorbimento che si sono ipotizzati non variati nei due anni).

Per non appesantire il calcolo e a partire dalla considerazione che è sempre stato noto che i generatori installati in rete fossero di tipo fotovoltaico, la simulazione è stata fatta concentrandosi sulle due settimane dell'anno rappresentative del periodo estivo, quindi con una forte componente di generazione in rete, e del periodo invernale, ove invece la componente ai flussi di potenza legata alla generazione da fonte fotovoltaica è di molto ridotta. A quest'analisi con i generatori in rete, valida soprattutto per l'anno 2011, è stata affiancata un'analisi con rete completamente passiva (pensabile in riferimento ai dati di corrente del 2009) e dove nel passaggio da rete passiva a rete con generazione si è fatta l'importante ipotesi che i carichi rimanessero costanti, ovvero non variassero i propri profili di assorbimento e la loro potenza assorbita nominale.

Di seguito sono riportati alcuni dei grafici di confronto tra gli andamenti di corrente misurati e quelli calcolati con le simulazioni MATLAB nelle due settimane scelte di febbraio e luglio.

▪ **FEBBRAIO:**

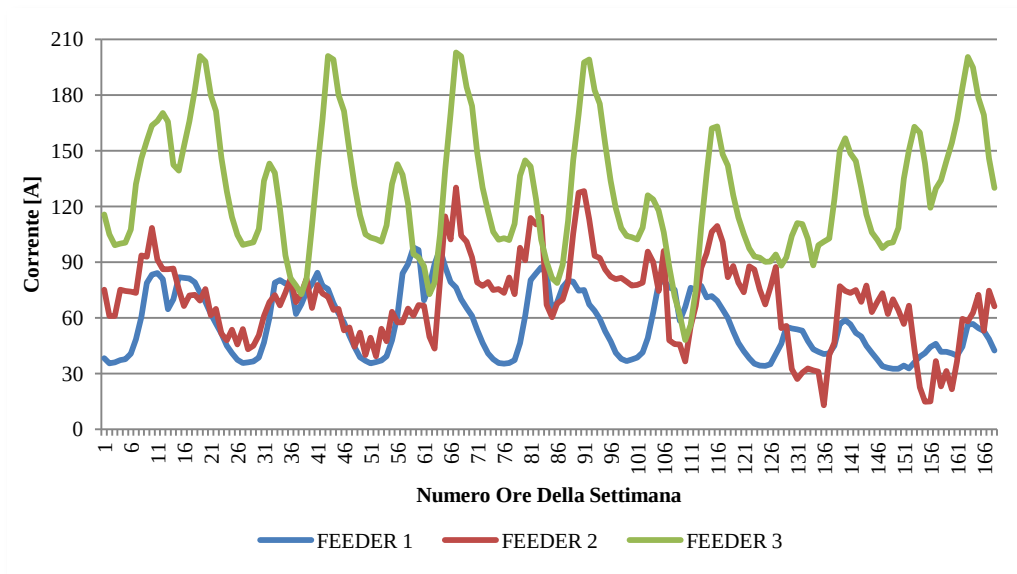


Figura 4. 4 - Andamento delle correnti misurate in partenza ai feeder nella settimana di febbraio, con generazione in rete.

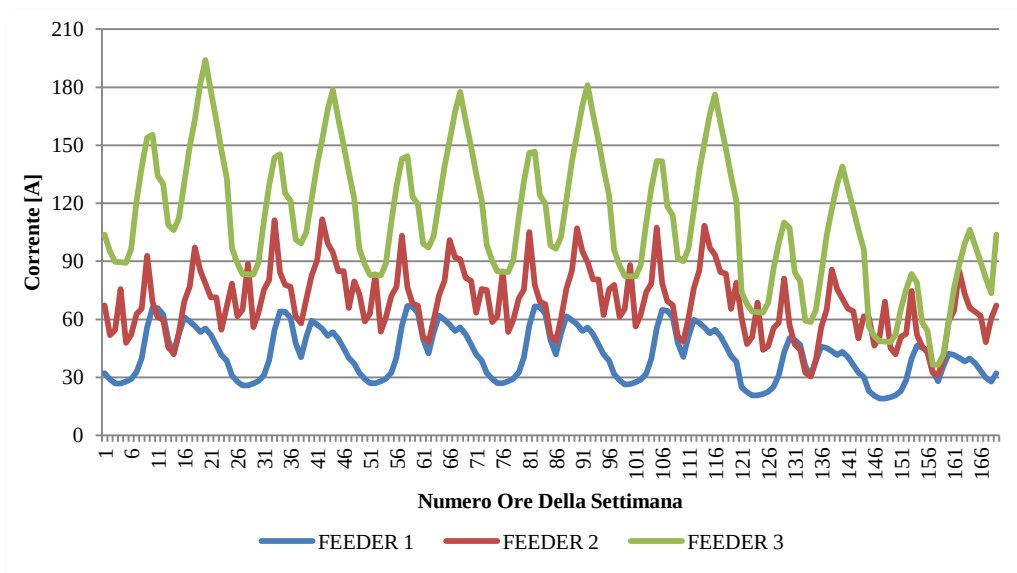


Figura 4. 5 - Andamento delle correnti simulate in partenza ai feeder nella settimana di febbraio, con generazione in rete.

▪ **LUGLIO**

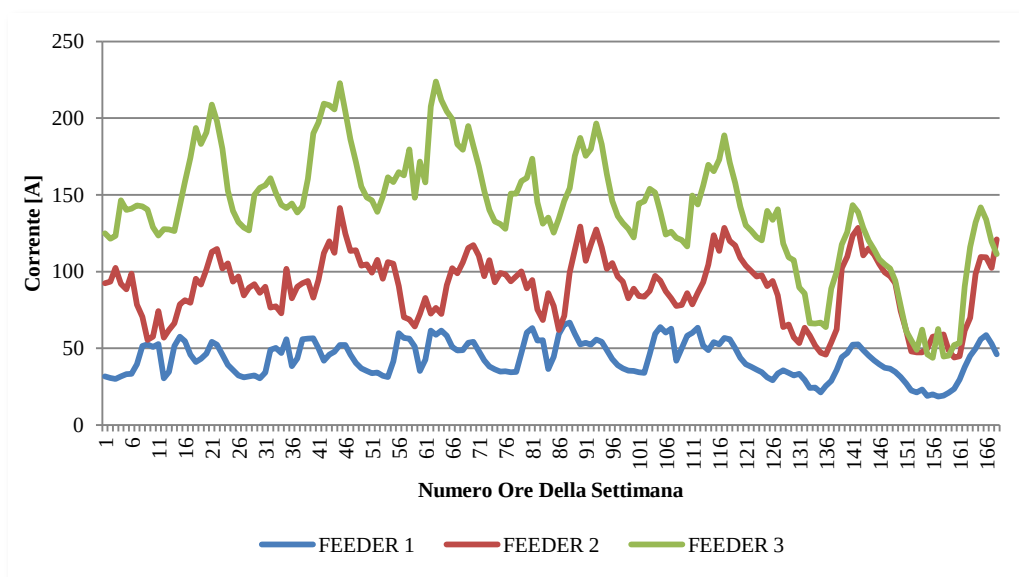


Figura 4. 6 - Andamento delle correnti misurate in partenza ai feeder nella settimana di luglio, con generazione in rete.

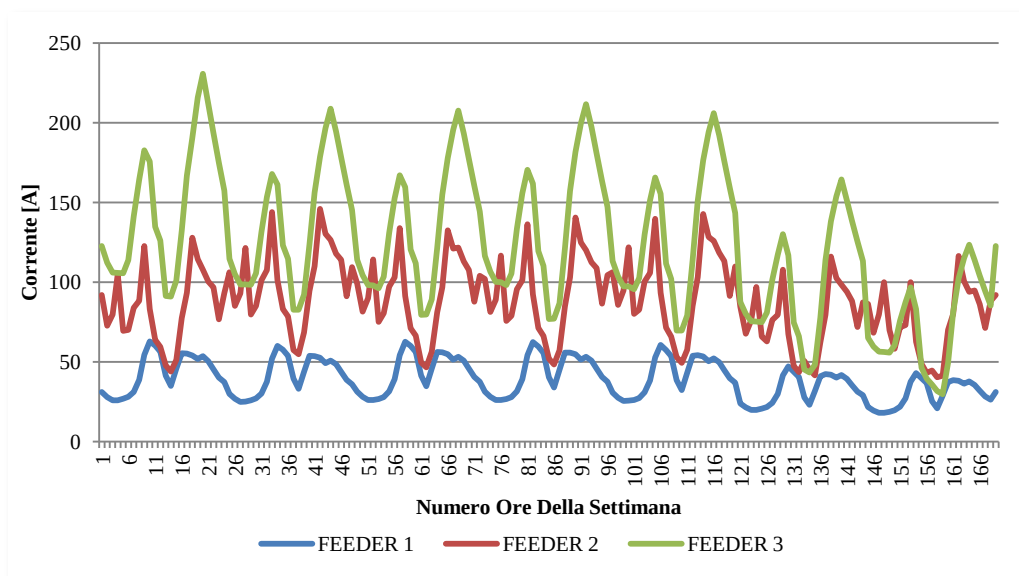


Figura 4. 7 - Andamento delle correnti simulate in partenza ai feeder nella settimana di luglio, con generazione in rete.

Dai grafici si può poi notare che l'andamento non si può considerare propriamente uguale tra corrente realmente misurata e corrente simulata con il programma, e ciò a causa di due semplici motivi:

- L'imprevedibilità delle richieste di carico e dei profili di generazione che nella realtà non si ripetono giorno dopo giorno e mese per mese con lo stesso identico profilo scalato al più di un certo fattore di moltiplicazione come invece avviene durante la

simulazione (difatti i grafici delle curve simulate hanno un profilo che si ripete in modo periodico – ogni 24 simulazioni, una per ogni ora della settimana);

- La generazione si ipotizza con le simulazioni che sia pressoché nulla a febbraio, mentre nella realtà è possibile che vi siano giornate particolarmente soleggiate che permettono quindi una buona produzione anche in mesi invernali;

D'altro canto è però da sottolineare che i valori di picco e di minimo raggiunti si avvicinano molto gli uni con gli altri e ciò fa sì che i risultati che ci si aspetta di ottenere siano quanto più vicini alla realtà visto che, come detto, le simulazioni vengono effettuate nei momenti di massima e minima tensione di ciascun nodo.

Gli andamenti delle correnti al 2009, quindi senza generazione, sono riportati invece in APPENDICE F dove è possibile notare che senza i generatori in rete gli andamenti sono molto più simili tra curve ottenute tramite la simulazione e curve ottenute dalle misurazioni.

CAPITOLO 4

LE IPOTESI DELLO STUDIO

CAPITOLO 5

IL PROGRAMMA

5.1 GENERALITÀ

In questo capitolo del lavoro si spiegherà brevemente il principio di funzionamento del programma utilizzato per l'analisi di Hosting Capacity.

È innanzitutto da dire che si era pensato, inizialmente, uno studio attraverso il programma di calcolo di load flow NEPLAN. Esso purtroppo non permette di andare a fare analisi di Hosting Capacity che richiederebbero, com'è ormai noto, l'andare ad allacciare un generatore con profilo di generazione costante a tutti i nodi della rete di distribuzione MT, quindi andare ad aumentarne la potenza generata fintanto che almeno uno dei vincoli imposti venga violato. Questa operazione risulta non ancora eseguibile con questa tipologia di programma, e ciò è chiaro anche per chi ha già utilizzato seppur brevemente NEPLAN, che invece risulta molto utile se si richiede di andare ad analizzare altri aspetti della rete.

NEPLAN non è stato tuttavia tralasciato, in quanto lo si può considerare la base di partenza di tutto il lavoro (la rete inizialmente è stata infatti studiata attraverso questo programma) e la base di verifica dei risultati che venivano ottenuti con il programma "ATLANTIDE".

In questa parte del lavoro si spiegherà solamente il funzionamento del programma con al più l'inserimento di alcune parti dello stesso al fine di permettere una più facile comprensione di quanto avvenuto, mentre il listato del programma, nelle sue parti principali, lo si trova in APPENDICE B.

5.2 ATLANTIDE

È proprio attraverso il programma "ATLANTIDE", scritto con il linguaggio di programmazione MATLAB²³, e che perciò meglio si presta a rientrare tra gli "ambienti di lavoro", che è stata simulata la rete.

ATLANTIDE è una sigla che prende il nome dal progetto di ricerca "*Archivio TeLemAtico per il riferimento Nazionale di reTI di Distribuzione Elettrica*" e che ha per obiettivo quello di andare a definire un possibile archivio generale di modelli che faccia da riferimento per future ricerche ed iniziative di sviluppo nell'ambito delle reti di distribuzione MT e BT. Il suo scopo principale è quello di ottenere dei modelli per le configurazioni di reti tipiche del nostro territorio, modelli di impianti di generazione ed utilizzazione, modelli di componenti e possibili scenari di evoluzione dei sistemi di distribuzione nel futuro prossimo.

Descritte le finalità del progetto a partire dal quale è anche nato l'omonimo programma, è forse interessante sapere innanzitutto che esso consta di poche (ma fondamentali) parti

²³ MATLAB è un'abbreviazione delle parole Matrix Laboratory. Esso è un ambiente per l'analisi statistica e il calcolo numerico che ha al suo interno anche il linguaggio di programmazione che porta lo stesso nome e che è stato creato dall'azienda MathWorks. MATLAB permette di gestire ed utilizzare facilmente le matrici, di implementare algoritmi, di visualizzare funzioni e dati, creare interfacce utente, e interfacciarsi con altri programmi.

nonostante le sue enormi potenzialità; è infatti costituito di una cartella riguardante i file dati e di una contenente le librerie grafiche e dei metodi.

Questo programma è risultato fondamentale ai fini dello studio in quanto permette di avere una maggiore maneggevolezza dei dati e del funzionamento della rete durante lo studio della stessa. Il programma è nato con caratteristiche che riguardano il calcolo dei load flow di una rete e della grandezza che possono venire a particolarizzarla durante i regimi di guasto subtransitori.

Prima di passare alla spiegazione delle diverse routine e function del programma, bisogna forse dire cosa ci si propone di fare affinché si risolva il problema in analisi, magari aiutandosi con lo schema di Figura 5.1.

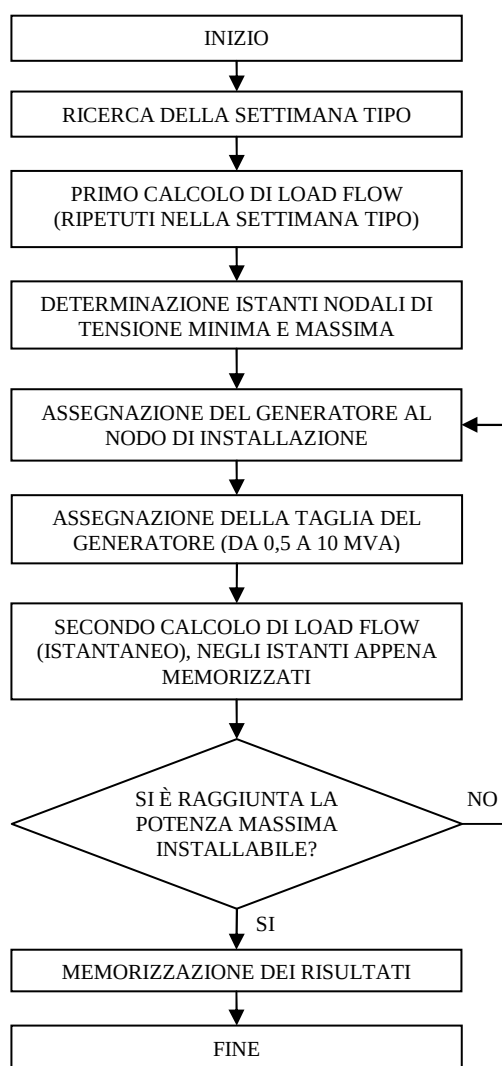


Figura 5. 1 - Schema a blocchi del funzionamento del programma.

Per effettuare quindi il calcolo di Hosting Capacity si è scelto di attuare lo studio in corrispondenza dei valori di tensione massima (ma è predisposto anche per la minima tensione, problematica nel caso si allaccia di un grosso carico) di ciascun nodo della rete di distribuzione in MT, cercando così di avvicinarsi il più possibile alla condizione di carico minimo per la rete che è cioè la condizione peggiore che possa esservi per allacciare ad un

nodo di rete un nuovo generatore. La condizione di tensione massima del nodo permette così di ridurre il costo computazionale che altrimenti sarebbe stato troppo elevato, ma al contempo permette di trovare l'Hosting Capacity minima del nodo perché valutata nell'istante peggiore della settimana per il nodo stesso.

Per poter effettuare poi un calcolo che fosse il più vicino possibile alla realtà ma che allo stesso tempo non fosse troppo oneroso per il compilatore, si è cercata la settimana dell'anno che si avvicinasse di più all'assorbimento medio dei carichi nel periodo invernale e poi la settimana di un mese estivo che allo stesso modo fosse quella che più rispecchiava l'andamento medio di assorbimento dei carichi nel periodo estivo (i grafici sono stati riportati al CAPITOLO 4 e in APPENDICE F).

Posizionatisi in queste due settimane, prima in una e poi nell'altra, si effettuava un primo calcolo di load flow che permettesse di andare a rilevare quale fossero gli istanti di minima o massima tensione per ciascun nodo di rete e per quei momenti si salvavano il valor massimo e minimo della tensione e l'intero vettore delle tensioni di rete (che sarebbe tornato utile in un secondo momento durante il calcolo dell'Hosting Capacity vera e propria).

Fatto ciò era necessario, come richiesto dalla Delibera ARG/elt 25/09, andare a calcolare l'Hosting Capacity della rete andando a posizionare su ciascun nodo di rete, singolarmente, un generatore fittizio di profilo costante e fattore di potenza unitario che incrementasse la propria potenza da 0 a 10 MVA di modo che fossero violati i tre limiti scelti:

- Variazioni Rapide di Tensione;
- Variazioni Lente di Tensione;
- Limiti di Transito delle Linee;

Per valutare la violazione di ciascuno di questi vincoli si è deciso di fare un calcolo di load flow istantaneo in quegli istanti, precedentemente salvati, in cui il nodo ove si è appena allacciato il generatore fittizio ha raggiunto la tensione massima o minima.

A questo punto viene richiamato anche il vettore delle tensioni nodali corrispondente all'istante che si sta analizzando, così da semplificare il calcolo secondo il metodo dei flussi di potenza. Richiamato il vettore delle tensioni si ricalcola il nuovo vettore delle tensioni e le nuove potenze nodali con il generatore fittizio inserito in rete, quindi si verifica la violazione del limite considerato, sia esso una variazione di tensione (caso delle variazioni rapide o delle variazioni lente) o una variazione di corrente di linea che non deve superare la portata dei conduttori (limiti di transito), e nel caso non vi siano state violazioni si procede andando a incrementare la potenza generata dal generatore fittizio fintanto che uno dei vincoli non sia violato e comunque fino ad un massimo di potenza prodotta di 10MVA. Ultimo passo è quello che riguarda chiaramente la memorizzazione dei risultati che viene fatta con un salvataggio in file di estensione “.xls” e questo per semplicità di valutazione visto il numero di nodi in gioco (85).

Finita la fase di salvataggio e ciclato il generatore su tutti i nodi di ciascuno dei tre feeder (il calcolo istantaneo di load flow è infatti fatto feeder per feeder), si passa a valutare il vincolo successivo. Infine, per completezza si valuta anche la potenza necessaria a provocare un controflusso di corrente nel primo tratto di ciascun feeder che potrebbe portare importanti problemi alle protezioni di rete e si valuta in modo simile anche quella che nei progetti pilota va sotto la sigla HC_{sl} (Hosting Capacity di linea), ove però non si incrementa il generatore soltanto finché la corrente nel primo tratto cambia segno, ma fino a quando essa non superi il

valore per cui sono tarate le protezioni (al fine dell'esempio si considera 250 A) o il valore di portata dei conduttori.

Brevemente è allora possibile dire che, per quanto riguarda l'analisi della rete oggetto dello studio, il programma viene avviato attraverso il file principale "NRLFmain.m" e quindi continua andando a leggere i dati precedentemente salvati in un file di estensione ".xls", con tempi per le operazioni di lettura di 10-15 secondi (può però funzionare con la classica lettura da file dati MATLAB, con tempi molto ridotti), quindi ricostruisce la rete andando ad assegnare a carichi, generatori e linee i collegamenti e le caratteristiche che concernono a loro, e a questo punto, lancia il file "EseguiLF.m" il cui compito è quello di andare ad eseguire il calcolo di load flow della rete secondo il metodo di Newton-Raphson.

5.2.1 MAINE LETTURA DATI

All'apertura del programma il primo file con cui si viene ad avere a che fare è proprio il main: "NRLFmain.m".

Avviato NRLFmain.m si apre la finestra principale che funge da interfaccia utente e attraverso la quale è possibile andare ad immettere i dati dal momento che essa è comprensiva di tutti i controlli necessari come si vede da Figura 5.2. Essa possiede infatti i controlli raggruppati in riquadri distinti sulla base delle funzioni che essi attuano. Sono quindi presenti:

- Un riquadro ove scegliere se fare calcoli di load flow ripetuti o istantanei (checkbox in alto sinistra indicata dalla lettera A in Figura 5.2);
- Un riquadro ove è possibile scegliere l'istante o il periodo in cui eseguire la simulazione e all'interno dello stesso scegliere anche il passo (menù a tendina B);
- Un riquadro in cui inserire il file dati, il file relativo ai componenti e il file relativo ai profili (riquadro C);
- Un riquadro (D) dove viene visualizzato l'avanzamento del calcolo;
- Infine vi è un riquadro (E) nella zona bassa della finestra dove settare i parametri per un calcolo di correnti di cortocircuito;

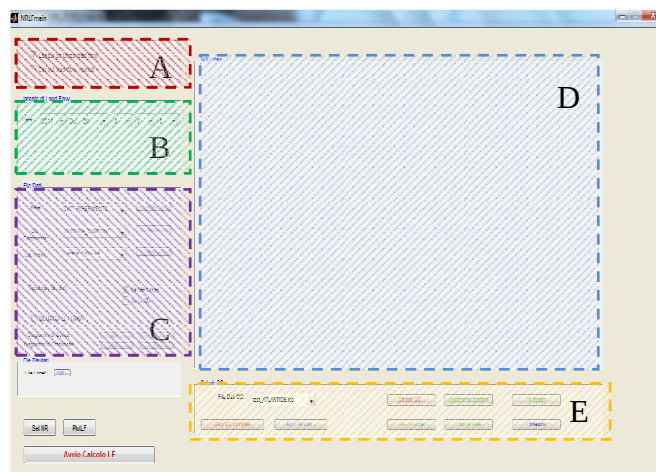


Figura 5. 2 - Finestra principale di ATLANTIDE.

Come è possibile vedere anche dalla Figura 5.2, e come è facilmente intuibile, la possibilità di lavorare con un'interfaccia di questo tipo semplifica molto le operazioni rispetto a quando si è costretti a lavorare attraverso l'uso della sola riga di comando, soprattutto quando si vuole modificare qualunque dato in fase di pre-processing e la visualizzazione dei risultati in fase di post-processing.

A tal proposito il programma permette di andare a rappresentare i risultati sottoforma di grafici che rendono quindi più semplice ed immediato analizzare la variazione di alcune grandezze importanti dei nodi (le tensioni ad esempio). In Figura 5.3 si riporta un esempio di visualizzazione dell'andamento delle tensioni della rete analizzata secondo un grafico a barre²⁴, mentre in Figura 5.4 si dimostra come il programma sia in grado di tracciare anche uno schema unifilare della rete.

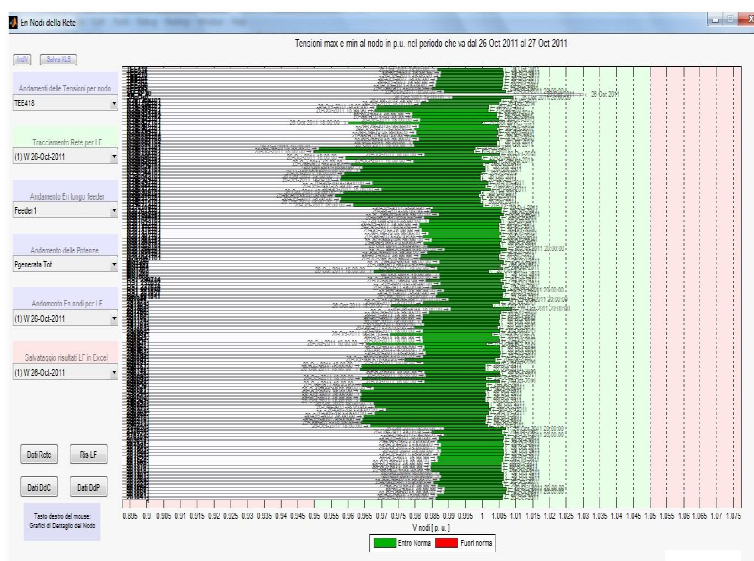


Figura 5. 3 - Grafico a barre dell'andamento delle tensioni.

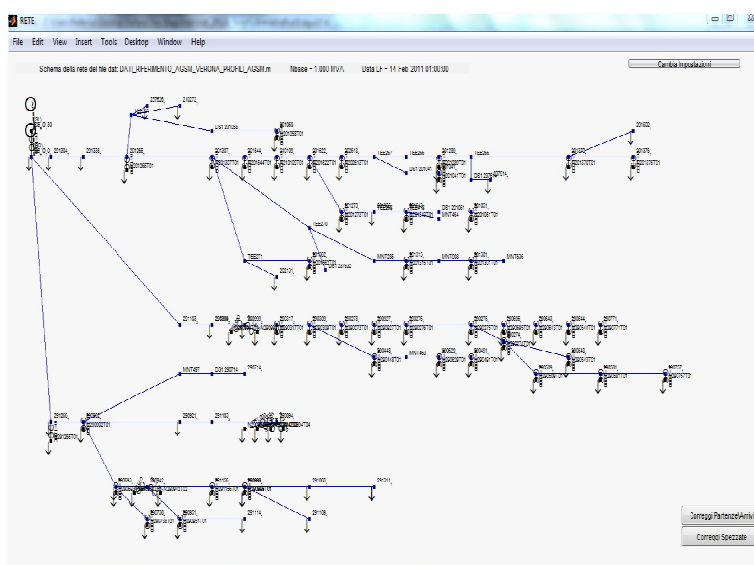


Figura 5. 4 - Schema unifilare della rete graficato dal programma ATLANTIDE.

²⁴ Purtroppo la quantità importante di nodi che compone la rete fa sì che i nomi si sovrappongano in parte.

In coda a questa breve panoramica circa le potenzialità di questo programma è doveroso rilevare anche ciò di problematico esso porta con sé. Questo è un unico aspetto e riguarda un importante utilizzo della preziosa memoria RAM che esso fa.

È vero anche che non tutte le variabili vengono salvate in essa come ad esempio avviene con i valori delle tensioni nodali, ma allo stesso tempo l'utilizzo che il programma fa di questo decisivo elemento di un calcolatore è comunque davvero sostanzioso. Criticamente è però da dire che d'altro canto lo si sta in ogni modo utilizzando per simulare il funzionamento di una rete di dimensioni tutt'altro che trascurabili.

5.2.2 CALCOLO DI LOAD FLOW

Il programma ATLANTIDE, come visto in fase di descrizione della finestra principale, è nato per svolgere calcoli di load flow sia istantanei (relativi ad una specifica data inserita nel pannello di controllo), sia ripetuti all'interno di uno specifico periodo (inserendo la data di inizio del calcolo, la data di termine e il passo che si vuole avere tra il calcolo di un load flow ed il successivo). Il metodo di calcolo di load flow utilizzato nell'analisi della rete di distribuzione oggetto di studio è stato quello di Newton Raphson, ma è possibile scegliere anche tra i metodi di Newton Raphson disaccoppiato (o metodo di Carpentier) e il metodo di Newton Raphson disaccoppiato veloce (noto meglio come metodo di Scott).

▪ METODO DI NEWTON RAPHSO

Essendo il sistema in analisi composto da un notevole numero di equazioni algebriche non lineari visto che la rete è composta da più di un centinaio di nodi e visto che per la stessa rete si vogliono studiare diverse condizioni di funzionamento, la risoluzione di tale sistema non può che avvenire attraverso metodi di calcolo numerico quale quello di Newton Raphson.

Nodo di Saldo:

$$\begin{cases} \bar{E}_1^2 = (E'_1)^2 + (E''_1)^2 \\ 0 = E''_1 \end{cases} \quad (5.1)$$

Nodi dei generatori:

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{P}_2 = \sum_{s=1}^n (G_{2s}E'_2E'_s - B_{2s}E'_2E''_s - G_{2s}E''_2E''_s - B_{2s}E''_2E'_s) \\ \bar{E}_2^2 = (E'_2)^2 + (E''_2)^2 \\ \dots \\ \dots \\ \bar{P}_h = \sum_{s=1}^n (G_{hs}E'_hE'_s - B_{hs}E'_hE''_s - G_{hs}E''_hE''_s - B_{hs}E''_hE'_s) \\ \bar{E}_h^2 = (E'_h)^2 + (E''_h)^2 \end{array} \right. \quad (5.2)$$

Nodi di carico:

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{P}_k = \sum_{s=1}^n (G_{ks}E'_2E'_s - B_{2s}E'_2E''_s - G_{2s}E''_2E''_s - B_{2s}E''_2E'_s) \\ \overline{Q}_k = \sum_{s=1}^n (-B_{ks}E'_kE'_s - G_{ks}E'_kE''_s - B_{ks}E''_kE''_s + G_{ks}E''_kE'_s) \\ \dots \\ \overline{P}_n = \sum_{s=1}^n (G_{ns}E'_nE'_s - B_{ns}E'_nE''_s - G_{ns}E''_nE''_s - B_{ns}E''_nE'_s) \\ \overline{Q}_n = \sum_{s=1}^n (-B_{ns}E'_nE'_s - G_{ns}E'_nE''_s - B_{ns}E''_nE''_s + G_{ns}E''_nE'_s) \end{array} \right. \quad (5.3)$$

Dove E'_s e E''_s sono parte reale e parte immaginaria della tensione del nodo s-esimo, mentre G_{ns} e B_{ns} sono parte reale e parte immaginaria dell'ammettenza di rete calcolata andando ad iniettare corrente in n e misurando la tensione E_s (cortocircuitando gli altri nodi, quindi $E_i = 0 \forall i \neq s$) e dove i tre sistemi 5.1, 5.2 e 5.3 si trovano a formare un unico sistema rappresentante l'intera rete.

Quello di Newton Raphson è storicamente un metodo che permette di ottenere una soluzione sufficientemente approssimata di sistemi come quello in analisi attraverso criteri di approssimazioni successive.

Per spiegare brevemente il principio di funzionamento di questo metodo si può supporre di andare a considerare un sistema di equazioni non lineari come quello seguente:

$$\left\{ \begin{array}{l} A(x, y, z) = \bar{A} \\ B(x, y, z) = \bar{B} \\ C(x, y, z) = \bar{C} \end{array} \right. \quad (5.4)$$

Dove $\bar{A}$, $\bar{B}$, $\bar{C}$ sono i termini noti.

Assegnando alle variabili (modulo e fase delle tensioni di ogni nodo) nell'istante iniziale una terna di valori presi a caso vicino alla soluzione del sistema (x_0, y_0, z_0) , si commetterà inevitabilmente un errore pari a:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta A_0 = \bar{A} - A(x_0, y_0, z_0) \\ \Delta B_0 = \bar{B} - B(x_0, y_0, z_0) \\ \Delta C_0 = \bar{C} - C(x_0, y_0, z_0) \end{array} \right. \quad (5.5)$$

Per tale motivo bisognerà cercare quali sono gli incrementi $\Delta x_0, \Delta y_0, \Delta z_0$ da dare alle variabili x_0, y_0, z_0 cosicché le funzioni si incrementino di $\Delta A_0, \Delta B_0, \Delta C_0$.

Sviluppando allora in serie di Taylor le equazioni, ed evitando di procedere oltre gli ordini superiori, si può scrivere la relazione 5.6, determinando così le correzioni approssimate $\Delta x_0, \Delta y_0, \Delta z_0$ della soluzione lineare:

$$\begin{cases} \Delta x_0 \left(\frac{\partial A}{\partial x} \right)_0 + \Delta y_0 \left(\frac{\partial A}{\partial y} \right)_0 + \Delta z_0 \left(\frac{\partial A}{\partial z} \right)_0 = \Delta A_0 \\ \Delta x_0 \left(\frac{\partial B}{\partial x} \right)_0 + \Delta y_0 \left(\frac{\partial B}{\partial y} \right)_0 + \Delta z_0 \left(\frac{\partial B}{\partial z} \right)_0 = \Delta B_0 \\ \Delta x_0 \left(\frac{\partial C}{\partial x} \right)_0 + \Delta y_0 \left(\frac{\partial C}{\partial y} \right)_0 + \Delta z_0 \left(\frac{\partial C}{\partial z} \right)_0 = \Delta C_0 \end{cases} \quad (5.6)$$

Dove i termini tra parentesi (es. $\left(\frac{\partial A}{\partial x} \right)_0$) indicano le derivate parziali calcolate rispetto la terna x_0, y_0, z_0 .

A questo punto si riesce a trovare la nuova terna di valori:

$$\begin{cases} x_1 = x_0 + \Delta x_0 \\ y_1 = y_0 + \Delta y_0 \\ z_1 = z_0 + \Delta z_0 \end{cases} \quad (5.7)$$

Si può trovare la nuova terna di scarti $\Delta A_1, \Delta B_1, \Delta C_1$ sempre utilizzando la relazione 5.5, e di seguito ricercare le nuove correzioni $\Delta x_1, \Delta y_1, \Delta z_1$ che soddisfino il nuovo sistema 5.8:

$$\begin{cases} \Delta x_1 \left(\frac{\partial A}{\partial x} \right)_1 + \Delta y_1 \left(\frac{\partial A}{\partial y} \right)_1 + \Delta z_1 \left(\frac{\partial A}{\partial z} \right)_1 = \Delta A_1 \\ \Delta x_1 \left(\frac{\partial B}{\partial x} \right)_1 + \Delta y_1 \left(\frac{\partial B}{\partial y} \right)_1 + \Delta z_1 \left(\frac{\partial B}{\partial z} \right)_1 = \Delta B_1 \\ \Delta x_1 \left(\frac{\partial C}{\partial x} \right)_1 + \Delta y_1 \left(\frac{\partial C}{\partial y} \right)_1 + \Delta z_1 \left(\frac{\partial C}{\partial z} \right)_1 = \Delta C_1 \end{cases} \quad (5.8)$$

Riportando tale ragionamento ad un sistema di n variabili,

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_2 \\ \dots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = y_n \end{cases} \quad (5.9)$$

e procedendo per tentativi come da teoria, si può dire che questo sistema è scrivibile come:

$$\begin{cases} f_1(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_1, \dots, x_n^0 + \Delta x_1) = y_1 \\ f_2(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_1, \dots, x_n^0 + \Delta x_1) = y_2 \\ \dots \\ f_n(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_1, \dots, x_n^0 + \Delta x_1) = y_n \end{cases} \quad (5.10)$$

Procedendo con lo sviluppo in serie di Taylor di tali equazioni si ottiene:

$$\begin{cases} f_1^0(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1 \frac{\partial f_1^0}{\partial x_1} + \Delta x_2 \frac{\partial f_1^0}{\partial x_2} + \dots + \Delta x_n \frac{\partial f_1^0}{\partial x_n} = y_1 \\ f_2^0(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1 \frac{\partial f_2^0}{\partial x_1} + \Delta x_2 \frac{\partial f_2^0}{\partial x_2} + \dots + \Delta x_n \frac{\partial f_2^0}{\partial x_n} = y_2 \\ \dots \\ f_n^0(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1 \frac{\partial f_n^0}{\partial x_1} + \Delta x_2 \frac{\partial f_n^0}{\partial x_2} + \dots + \Delta x_n \frac{\partial f_n^0}{\partial x_n} = y_n \end{cases} \quad (5.11)$$

Che è un sistema scrivibile in forma compatta, matriciale, con la seguente relazione:

$$|f^0| + |J^0| |\Delta x| = |y| \quad (5.12)$$

Dove:

- $|f^0|$ è la matrice delle funzioni trovate nel primo tentativo;
- $|J^0|$ è la matrice delle derivate delle f di primo tentativo;
- $|\Delta x|$ è la matrice degli incrementi di x ;

Raccogliendo si potrà trovare l'incremento $|\Delta x|$ da dare nell'iterazione successiva:

$$|\Delta x| = |J^0|^{-1} \{|y| - |f^0|\} \quad (5.13)$$

Questo procedimento va avanti per iterazioni successive fintanto che non ci si avvicina abbastanza alla soluzione del problema.

Applicando tale metodo ai flussi di potenza, avremo che per noi sarà:

- y_r saranno tutti i valori noti ai nodi: P_r, Q_r, E_r ;
- x_s saranno le nostre incognite espresse in modulo e fase: E_s, θ_s ;
- Δx_s saranno gli incrementi di moduli e argomenti: $\Delta E_s, \Delta \theta_s$;
- $\frac{\partial f_s}{\partial t}$ saranno: $\frac{\partial P_r}{\partial E_s}, \frac{\partial P_r}{\partial \theta_s}, \frac{\partial Q_r}{\partial E_s}, \frac{\partial Q_r}{\partial \theta_s}$;

Il sistema che si dovrà risolvere può allora essere rappresentato dalla seguente espressione matriciale:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \vdots \\ \Delta Q \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial E} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial E} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \vdots \\ \Delta E \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

▪ **METODO DI CARPENTIER**

Il metodo di Carpentier sfrutta invece l'ipotesi che le resistenze chilometriche di un tratto di linea siano inferiori alle reattanze chilometriche. Sotto un'ipotesi di questo tipo si può dire che la variazione di fase $\Delta\theta$ che vi può essere tra le tensioni di due nodi adiacenti viene ad incidere solo sulla variazione di potenza attiva ΔP , mentre la variazione di potenza reattiva ΔQ non viene influenzata. Ciò che invece può influenzare in maniera importante i valori di flusso di potenza reattiva è una variazione del modulo delle tensioni presenti negli stessi due nodi ΔE .

Queste considerazioni permettono di andare a studiare il sistema per il calcolo dei flussi di potenza non più come unico sistema di dimensioni rilevanti, ma come due sistemi (matrici) separati in cui andare a vedere come una variazione dei moduli ΔE o una variazione delle fasi $\Delta\theta$ incidono sulle variazioni ΔQ e ΔP .

$$\begin{aligned} |\Delta P| &= \left| \frac{\partial P}{\partial \theta} \right| |\Delta \theta| \\ |\Delta Q| &= \left| \frac{\partial Q}{\partial E} \right| |\Delta E| \end{aligned} \quad (5.15)$$

▪ **METODO DI SCOTT**

Scott aggiunge invece un'ulteriore ipotesi. Esso sostiene che se gli angoli sono molto piccoli (quindi tendenti a zero), il valore del coseno tende ad 1 mentre quello del seno tende chiaramente a zero. In questo modo, svincolandosi da uno studio ai numeri complessi, la velocità di calcolo aumenta di molto.

$$\begin{aligned} \left| \frac{\Delta P}{E} \right| &= |B'| |\Delta \theta| \\ \left| \frac{\Delta Q}{E} \right| &= |B''| |\Delta E| \end{aligned} \quad (5.15)$$

Il metodo di Carpentier, così come quello di Scott, si basano allora sull'ipotesi fondamentale che la resistenza sia trascurabile rispetto la reattanza. Tale ipotesi è però accettabile se si considerano in particolare reti di trasmissione e quindi in AT, mentre non lo è per reti di distribuzione in MT e BT ove i valori di resistenza e reattanza sono dello stesso ordine di grandezza. È anche per tale motivo che il metodo di calcolo utilizzato è stato quello di Newton Raphson.

Enunciati i 3 metodi possibili per la risoluzione di un calcolo di load flow, vediamo come il programma esegue questo calcolo e quindi quali sono i principali script. Il file che permette di eseguire lo studio di load flow si chiama "EseguiLF.m" che è lo script principale per il calcolo di load flow e si prodiga per eseguire un calcolo di load flow in ogni istante desiderato. Esso è composto di diverse parti tra function e programmi. Abbiamo:

- "MkBaseTempi.m": Aggiunge alla variabile LF (struttura di array che contiene i risultati dei load flow eseguiti) la voce ".Date" e ".Day" e al contempo lancia "Infostato()" che stampa nella finestra principale vista in Figura 5.2 una barra che permette di studiare l'andamento del calcolo;
- "LDDiagrammi.m": Lancia gli script "DatiTipoDC.m" e "DatiTipoDP.m" che sono due strutture contenenti i dati dei diagrammi di carico ("DCDay", "DCWeek", "DCMouth", "DCYear") e i dati dei diagrammi di produzione ("DPDay", "DPWeek", "DPMouth", "DPYear");
- "Impostadati.m": è lo script che si occupa di riordinare i nodi secondo il seguente ordine:
 - Nodi di Generazione che iniziano con il nodo di saldo, quindi nodi PV e infine quelli di tipo PQ;
 - Nodi di Carico;
 - Nodi Non Connessi;
- "MtLinTra.m": è lo script che si occupa di calcolare la matrice delle ammettenze nodali Y_n a partire dal calcolo dei parametri dello schema a π equivalente Y_s (componente sinistra), Y_d (componente destra) e Y_l (componente longitudinale); ciò viene fatto per ogni lato della rete: linee e trasformatori. A questo punto vengono calcolate, per Y_s , Y_d e Y_l , la matrice di incidenza $M_{incidenza}$ e la matrice primitiva $Y_{primitiva}$ con le quali è possibile trovare la matrice delle ammettenze nodali $Y_{retebase}$. Sommando poi i contributi delle matrici $Y_{retebase}$ di Y_s , Y_d e Y_l si ottiene la matrice $Y_{retebase}$ totale che essendo composta di molti zeri è riscritta come matrice sparsa Y_n cosicché si possa ottenere un recupero di spazio in memoria;
- "Yseqdir.m": è lo script che si occupa di modificare i valori appena trovati con Y_n di modo da tenere in giusta considerazione gli sfasamenti introdotti dalla presenza di trasformatori nella rete;
- "CINR.m": questo è lo script che si occupa di definire le condizioni iniziali per il calcolo di Newton Raphson, memorizzandole nelle variabili:

- Limit (20) è il massimo numero di iterazioni concesse al programma;
- itNR3, nel caso si utilizzi come nel nostro caso il metodo di Newton Raphson, va posto pari a zero visto che è il massimo numero di iterazioni ammessa con il metodo di Newton Raphson disaccoppiato veloce;
- TollPNR3 (10^{-3}) è la tolleranza del metodo;
- TollQNR3 (10^{-3}) è la tolleranza del metodo;

Eseguiti questi programmi inizia il calcolo vero e proprio. Viene quindi eseguito un ciclo for della grandezza del numero di load flow che si vuole eseguire (il numero di load flow nLF sarà 1 se si vuole fare un calcolo di load flow istantaneo, altrimenti sarà $nLF > 1$).

All'interno di questo ciclo viene chiamato lo script "CalcoloLF.m" che ha il compito di eseguire il calcolo delle tensioni nodali. Esso viene richiamato una sola volta per ogni load flow sempre che non venga richiamato anche lo script "CheckTap".

Osservo infatti, come è anche possibile vedere in APPENDICE B, che vi è anche la presenza di uno script che si chiama appunto "CheckTap". Esso ha il compito di tenere in considerazione la possibilità che il trasformatore regolatore di rete sia in grado di eseguire la variazione del rapporto spire sotto carico (sono cioè del tipo a variatore sotto carico), perciò se nel calcolo istantaneo di load flow si hanno dei valori di tensione al secondario del trasformatore che fuoriescono dalla Dead Band (DB), il calcolo viene ripetuto in quell'istante dopo essere andati a variare il rapporto di trasformazione e la cosa si ripete finché non si ritorna con valori di tensione all'interno della DB²⁵.

Lanciato "CalcoloLF.m", questo richiama a sua volta i seguenti script facenti parte della libreria metodi:

- "VdTGenCarLF.m": si occupa della creazione delle matrici $|V_s|$, $|PV|$ e $|PQ|$ oltre al vettore delle tensioni di base $|V_{base}|$;
- "Pstima.m": si occupa di fare una stima iniziale così da avviare il calcolo. Se $nLF = 1$ si pone come valore iniziale della tensione del nodo di saldo modulo 1 e fase 0, mentre per i nodi PV il modulo resta uguale a quello contenuto in PV e fase nulla. Questi valori vengono poi pesati con lo sfasamento apportato dalla presenza di trasformatori in rete. Se invece $nLF \neq 1$, viene presa per stima il valore di tensione trovato nel load flow precedente;
- "Matrici.m": definisce delle matrici utili al calcolo dei vettori P e Q;
- Vengono a questo punto richiamate tre function:
 - Patt: permette di calcolare la matrice colonna della potenza attive nei nodi PV e PQ;
 - Qreatt: calcola la matrice colonna delle potenze reattive nei nodi PV e PQ;
 - Scarti: calcola la matrice degli scarti delle potenze attive nei nodi PQ e PV e gli scarti delle potenze reattive nei nodi PQ;

²⁵ Nel caso non si riuscisse in questo scopo, viene segnalato a video, nella command window, una possibile oscillazione ripetuta che sta ad indicare all'operatore che il trasformatore di rete non è riuscito a mantenere la tensione entro la banda desiderata.

- Fatto ciò viene lanciato lo script “NR1.m” relativo al metodo di Newton Raphson precedentemente spiegato (“NR2.m” e “NR3.m” sono relativi ai load flow secondo i metodi di Newton Raphson semplificati). Questo script lancia un ciclo la cui lunghezza è direttamente legata a TollP, Limit e TollQ all’interno del quale vengono:
 - Create $|H|$, $|L|$, $|N|$ e $|J|$ sottomatrici che permettono di creare lo Jacobiano;
 - Lanciando la function “Jaco” viene creata la matrice Jacob;
 - Viene quindi fatta una correzione su moduli e fasi dei potenziali lanciando lo script “Corr”;
 - A questo punto si possono definire le potenze attive P e reattive Q richiamando le function Patt e Qreatt;
 - Infine si rifà un aggiornamento del vettore degli scarti lanciando la function “Scarti”;
- Concluso il calcolo, viene salvato in LF.En la matrice delle tensioni E che contiene moduli e fasi dei nodi.

In ultima, terminati i load flow previsti, il programma si appresta a stampare a video i risultati secondo un diagramma a barre del tipo di quello di Figura 5.3.

5.2.3 CALCOLO DI HOSTING CAPACITY

Al fine del calcolo di Hosting Capacity della rete si è scelto, come detto, di andare a considerare la violazione di soli tre vincoli ritenuti i più significativi:

- Vincolo di Variazioni Rapide di Tensione pari al 4% così da porsi in condizioni più vincolanti per la rete;
- Vincolo di Variazioni Lente di Tensione (-4% di V_n e +10% di V_n);
- Vincolo di Limite di Transito per la rete (le portate considerate sono state quelle nominali pesate con un fattore di riduzione di 0,8);

Per questo tipo di calcolo ricordo che si è scelto di procedere innanzitutto con un primo ciclo di load flow in “EseguiLF.m” che interessasse un determinato periodo voluto e quindi si è inserito un numero di cicli for pari al numero di feeder della rete che rilevassero il momento di massimo e minimo della tensione di ciascun nodo della rete MT e l’istante in cui ciò avviene. Questa semplice scelta è stata fatta per ridurre il costo computazionale dell’analisi che altrimenti sarebbe stato molto alto. Al contempo si salva anche l’intero vettore LF.En per ogni istante di massimo e minimo.

Fatto ciò si lancia un piccolissimo ciclo for che permette di variare la tipologia di analisi che viene eseguita. La variabile SIM va così da 1 a 3, dove per:

- SIM = 1: si analizza la rete considerando se è il nodo a cui è allacciato il generatore fittizio ad uscire dai limiti;

- SIM = 2: si analizza la rete considerando se è un nodo qualsiasi della rete ad uscire dai limiti;
- SIM = 3: si analizza la rete considerando la potenza limite per sovraccarico dei componenti di rete (nel nostro caso le linee);

Scelta la tipologia di simulazione che si desidera vengono lanciati due script:

- “HCVariazioniRapide.m”;
- “HCVariazioniLente.m”;

Questi due script si limitano a richiamare a loro volta uno script di Hosting Capacity il primo (“EseguiLFHCVR.m”) e due il secondo (“EseguiLFHCVL10.m” e “EseguiLFHCVL4.m”), che svolgeranno il calcolo vero e proprio dell’Hosting Capacity della rete, una volta conclusi gli EseguiLF di rito per la definizione degli istanti di minima e massima tensione.

Il primo permette di valutare la violazione del vincolo di variazioni rapide, mentre gli altri due analizzano la possibilità che la tensione esca dal range imposto per le variazioni lente. Per quanto riguarda invece l’analisi di violazione delle portate dei conduttori che si avvia con SIM=3, questa viene fatta direttamente inserendo un ciclo all’interno degli script di analisi delle variazioni di tensione.

Conclusi gli EseguiLF di Hosting Capacity i risultati vengono richiamati nei due file “HCVariazioniRapide.m” e “HCVariazioniLente.m” e quindi stampati in diversi fogli di file con estensione .xls.

Volendo ora cercare di capire cosa accade all’interno dei file che eseguono il calcolo di load flow istantanei in relazione all’analisi di Hosting Capacity, possiamo andare ad analizzare il solo “EseguiLFHCVR.m” dal momento che quelli relativi alle variazioni lente funzionano nello stesso modo se non per alcune modifiche che permettono di considerare proprio il vincolo di variazioni lente e dalla presenza dello script “CheckTap” che tiene conto della possibilità che il trasformatore possa regolare il proprio rapporto spire.

“EseguiLFHCVR.m” è costituito da una prima parte ove avviene l’inizializzazione dei vettori poi utilizzati per la definizione della violazione dei vincoli, quindi vi è una concatenazione di un ciclo for e un ciclo while ed infine la memorizzazione dei risultati.

Inizialmente vi è infatti un ciclo for che permette di andare a considerare tutti i nodi di un feeder: è un ciclo lungo quanto il vettore più grande dei vettori contenenti i nomi dei nodi costituenti ciascun feeder (Figura 5.5).

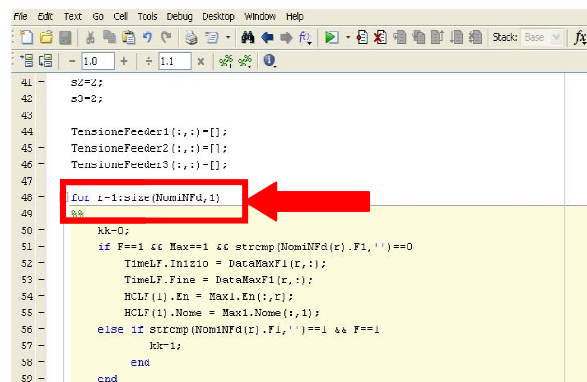


Figura 5. 5 - Parte iniziale di "EseguiLFHCVR.m" .

Entrati in questo ciclo, come si può in parte vedere da Figura 5.5, il programma richiama l'istante in corrispondenza del quale il primo nodo del feeder ha avuto il suo massimo di tensione o minimo (dipende quale variabile arriva dal main "HCVariazioniRapide.m": se $\min = 0$ e $\max = 1$ allora si pone a cercare il massimo di tensione, altrimenti se $\min = 1$ e $\max = 0$ il programma va a porsi nell'istante di minima tensione per il nodo) e al contempo viene anche richiamato l'intero vettore delle tensioni LF.En salvato in precedenza e il giorno considerato (1 se Lunedì, 2 se Martedì, ecc).

Questo permette cioè di andare a fare un unico calcolo di load flow istantaneo in corrispondenza dell'istante di carico minimo (o di carico massimo).

Impostato l'istante da analizzare, il programma avvia un secondo ciclo, questa volta di tipo while, che permette di andare ad inserire un generatore di potenza crescente (il passo di incremento è stato supposto di 0,5 MVA) nel nodo in analisi. Nella realtà, per problemi di calcolo, si è scelto di non andare a creare un generatore che si sposta di nodo in nodo (in quanto questa categoria, per come è stato creato il programma, viene ad essere memorizzata nella parte iniziale del vettore di load flow e anche invertendo il posto del nodo col generatore e il posto che il nodo occupava prima di allacciare il generatore stesso su di esso, rimanevano problemi di stabilità di calcolo), ma si è scelto di andare ad inserire un carico di potenza negativo che all'atto pratico ha le stesse identiche conseguenze di un generatore di potenza positiva.

Per poter incrementare la potenza installata in un nodo si è quindi pensato di creare una function chiamata AttPQ che permette di aggiornare all'istante analizzato la matrice PQ contenente in prima colonna il valore delle potenze attive dei nodi di tipo PQ della rete e in seconda colonna il valore delle potenze reattive, quindi si somma la potenza generata dal generatore fittizio (che per sue caratteristiche è solo attiva) alla riga di PQ corrispondente al nodo di connessione del generatore stesso. Risistemata tale matrice viene chiamato lo script "CalcoloLFHC.m" che permette di ricalcolare i flussi di potenza in rete con la nuova potenza iniettata nel nodo col generatore.

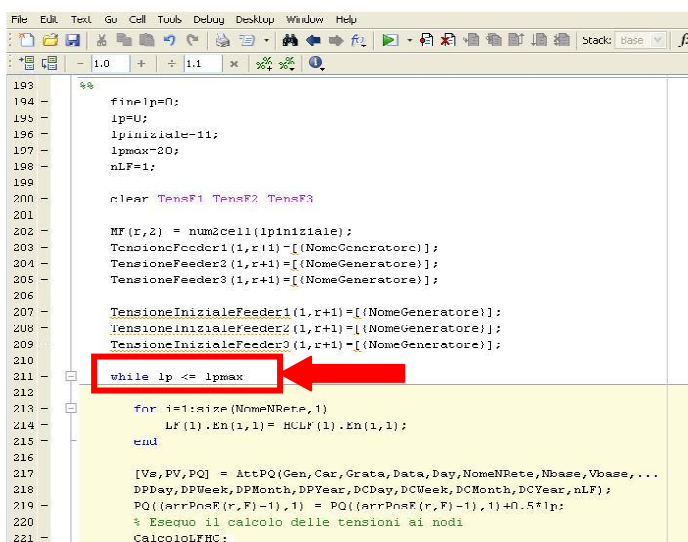


Figura 5. 6 - Ciclo while presente in "EseguiLFHCVR.m".

Si vanno così a fare tanti load flow istantanei quanti sono necessari a creare la violazione di uno dei vincoli imposti con generatore nel nodo r -esimo che incrementa la propria potenza (fino ad un massimo di 10 MVA). Ciò è evidenziato anche in Figura 5.6.

La violazione dei vincoli scelti viene controllata attraverso dei cicli che chiaramente vanno a determinare le variazioni di tensione istantanee nel caso delle variazioni rapide²⁶, mentre nel caso delle variazioni lente, come annunciato in precedenza, si sceglie di far intervenire il variatore sottocarico che caratterizza il trasformatore di cabina, nell'ipotesi che, essendo la variazione di tensione da controllare una variazione che non avviene a causa dell'avvio o del distacco repentino del generatore ma che avviene nel tempo, esso sia in grado, nel caso ce ne sia bisogno, di sistemare i valori di tensione dei feeder.

Trovati i nuovi risultati di load flow si procede quindi con una serie di cicli che permettono di:

- Salvare le tensioni lungo i feeder nel momento di violazione del vincolo e nella condizione di rete ancora senza generatore così da poter eventualmente rilevare possibili problemi nel profilo da tensione;
- Controllare la violazione del vincolo voluto (variazione rapida entro il 4% rispetto il valore di tensione nell'istante iniziale $P_{\text{gen}} = 0$ o variazione lenta compresa tra il -4% e il +10% della tensione nominale);
- Controllare le correnti di linea (variazione dei limiti dettati dalle portate dei conduttori);

Infine, una volta usciti dallo script "HCVariazioniLente" (dopo aver prima eseguito "HCVariazioniRapide"), si torna a "EseguiLF" dove viene lanciato lo script "IPROTEZIONI.m" del tutto simile a "EseguiLFHCVR", "EseguiLFHCVL10" e "EseguiLFHCVL4", che permette di andare ad inserire il generatore fittizio sul primo nodo (fuori cabina primaria) di ciascun feeder e quindi incrementarne la potenza fintanto che sul tratto che va dal nodo alla cabina primaria stessa si abbia inversione di flusso.

Volendo infine ripetere il calcolo di Hosting Capacity di linea similmente a quanto avvenuto nei progetti pilota, è stato anche creato uno script nominato IPROTEZIONIHCSl del tutto simile ad IPROTEZIONI ma che permette di calcolare la potenza che il generatore fittizio allacciato al primo nodo di feeder deve possedere per comportare un flusso inverso di energia nei primi tratti delle linee uscenti dalla cabina primaria tale da portare a saturazione la portata dei conduttori o a violare i vincoli dati dalle protezioni supposti pari a 250 A.

²⁶ Come si vedrà al CAPITOLO 7, il calcolo delle Variazioni Rapide, non potendo fare un'analisi dinamica, viene fatto facendo due distinti calcoli di load flow istantanei e si opererà la differenza dei valori di tensione prima e dopo aver allacciato al nodo il generatore fittizio.

CAPITOLO 6

LA RETE MT IN ANALISI

6.1 IL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

Il sistema elettrico italiano è suddiviso in tre diversi livelli:

- Produzione Dell'Energia;
- Trasmissione Dell'Energia;
- Distribuzione Dell'Energia;

La produzione, come è noto, può avvenire sia utilizzando materie prime che il pianeta terra ci fornisce (carbone, gas, petrolio), sia utilizzando energia fornita dal sole, vento ed acqua (energia da fonti rinnovabili). Nonostante le seconde stiano prendendo fortemente piede negli ultimi anni, per ora gran parte dell'energia viene ancora prodotta in centrali elettriche che "ricavano" elettricità a partire da fonti primarie.

Le linee in partenza dalle centrali formano il sistema di trasmissione fondamentalmente a 150 kV-220 kV-380 kV e che in Italia è gestito da Terna S.p.A. Il sistema di trasmissione costituisce il "sistema nervoso centrale" del sistema elettrico italiano ed è una rete di estensione vastissima con frequenti interconnessioni con altre reti nazionali così a formare vere e proprie reti a livello continentale.

Per ciò che riguarda la rete di distribuzione in AT, con livelli di tensione che vanno dai 132 kV ai 150 kV, è possibile dire che il compito che spetta a questa parte di rete è quello di andare ad alimentare, oltre ai rari clienti che hanno un punto di collegamento con la rete AT stessa, quelle che risultano essere le sorgenti della rete di distribuzione in MT: le cabine primarie.

Questa rete, detta di distribuzione primaria, riceve a sua volta alimentazione dalle linee AAT che si interfacciano con quelle AT grazie a trasformatori tipicamente di taglia pari a 160 o 250 MW. La rete in AT è una rete di tipo magliato che alimenta le cabine AT/MT con collegamenti in entra-esce che portano a considerare la rete divisa in isole di modo da avere una maggiore sicurezza dal punto di vista dell'affidabilità d'esercizio.

In uscita dalle cabine AT/MT inizia invece la rete di distribuzione MT a 15-20 kV, anch'essa di tipo magliato ma pensata per essere di tipo radiale e che può essere divisa in base alla tipologia di linee che impiega (linee aeree o cavi). Quest'ultima fase del sistema italiano consta della consegna dell'energia elettrica attraverso linee in media tensione e bassa tensione agli utenti che la richiedano.

Per ciò che riguarda la rete di subtrasmissione e in particolare di distribuzione, possiamo considerare una divisione in tre livelli:

- Rete di subtrasmissione: che permette di trasportare l'energia elettrica dai nodi della rete di trasmissione agli utenti principali e ai punti di alimentazione delle reti di distribuzione;

- Rete di distribuzione in MT: che costituisce la prima rete di distribuzione capillare dalle stazioni che sono alimentate dalla rete di subtrasmissione sino alle cabine utente. La sua configurazione è possibile solitamente pensarla come radiale ma all'atto pratico essa può anche essere vista, come detto, come se fosse magliata grazie alla presenza di molte interconnessioni. Le linee della rete MT arrivano poi alle cabine secondarie preposte alla trasformazione da livelli di tensione MT a tensioni BT (380V e 400V);
- Rete di distribuzione in BT: è allora quel tratto di rete che permette di consegnare l'energia elettrica prodotta fino alla piccola utenza diffusa sul territorio;

A noi interesserà proprio il secondo di questi tre livelli.

Infine è da dire che già nel CAPITOLO 1 si è visto come l'attuale rete di distribuzione di energia elettrica italiana venga esercita in gran parte ancora in maniera passiva, con flussi energetici unidirezionali che vanno da livelli di tensione più alti verso quelli più bassi. Essendo ciascuna cabina dedicata ad alimentare un tratto di rete MT (appartenente a società diverse da zona a zona), è chiaro anche che lo sviluppo di una rete MT e quindi anche di ciò che vi è a monte, è condizionato alla conoscenza della dinamica dei carichi che vengono alimentati.

6.2 LA RETE DI VERONA: GENERALITÀ

Nel caso in analisi, la rete di distribuzione in MT analizzata è una porzione della rete di Verona di proprietà di AGSM VERONA SPA. Volendo fare una breve presentazione dell'ambito in cui la rete studiata si trova, forse è interessante sapere che AGSM Verona Spa è l'azienda veronese che si occupa della gestione e dell'erogazione dei servizi di energia elettrica, gas, calore, illuminazione pubblica oltre ad occuparsi di efficienza energetica degli edifici, della rete di telecomunicazione in fibra ottica e della rete di mobilità e traffico della città scaligera.



Figura 6. 1 - Struttura AGSM.

Il Gruppo AGSM, nato nel 1898, è uno dei più importanti operatori nel settore delle utility nella regione Veneto ma è anche tra i primi dieci a livello nazionale.

AGSM distribuisce calore alla rete di teleriscaldamento della città, gestisce gli impianti termici degli immobili comunali a partire dal Municipio stesso fino ad arrivare ad asili, biblioteche, musei e scuole materne.

L'attività del Gruppo comprende sia la gestione operativa degli impianti tecnologici sia le operazioni di rapporto tecnico commerciale con la clientela come il preventivo dei lavori, la gestione dei contratti e degli allacciamenti, la misurazione dei consumi energetici e la loro fatturazione.

Tra i diversi aspetti che caratterizzano l'azienda vi è quello che prevede, da parte della Società, lo sviluppo della attività di produzione di energia elettrica e calore impegnando anche le fonti primarie rinnovabili, entrate in funzione proprio nel 2011.

Nel caso particolare della gestione dell'energia elettrica, è possibile dire che AGSM Distribuzione S.p.A. provvede, per conto degli utenti finali, ad allacciare il cliente stesso alla rete oltre a tutte quelle attività legate alla gestione dell'impianto fino al contatore, mentre AGSM Trasmissione S.r.l. si prende cura dello sviluppo e della manutenzione delle linee di trasmissione di energia in AT e di proprietà di AGSM stessa. A riguardo delle attività di distribuzione dell'energia, è infine da dire che AGSM Verona SpA è proprietaria delle reti elettriche in MT e BT nei Comuni di Verona e Grezzana; l'energia elettrica arriva in AT e AAT (220 e 130 kV) alle stazioni elettriche ove avviene la trasformazione a 10 o 20 kV. Attraverso ulteriori cabine di trasformazione la tensione viene portata a 220 o 380 V e quindi consegnata ai clienti finali.

6.3 LA CABINA PRIMARIA

La rete elettrica, come già visto tra l'altro al CAPITOLO 1 e 6.1, è possibile pensarla come suddivisa su piani con livelli di tensione distinti. Comunemente si prevede che vi possa essere una suddivisione in tre livelli:

- Bassa Tensione (BT) per tensioni fino ad 1 kV;
- Media Tensione (MT) per tensioni comprese tra 1 kV e 30 kV;
- Alta Tensione (AT) per tensione superiori ai 30 kV;

Per quanto riguarda la Media Tensione, livello che interessa lo studio presentato in questo elaborato, si possono avere secondo definizione del CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano) tre tensioni da utilizzare per reti di distribuzione in MT: 10 kV, 15 kV e 20 kV.

Nel caso in analisi, si ha a che fare con una cabina primaria che permette il passaggio prima dai 220 kV ai 132 kV (in realtà, a causa del variatore del trasformatore troviamo 130 kV al secondario, perciò più avanti si farà riferimento a questo valore di tensione) e quindi dalla rete AAT ad una sbarra in AT, quindi un passaggio dai 132 kV ai 10 kV delle linee oggetto di analisi e anche ad una sbarra a 20 kV, di cui però non si è tenuto conto durante la valutazione.

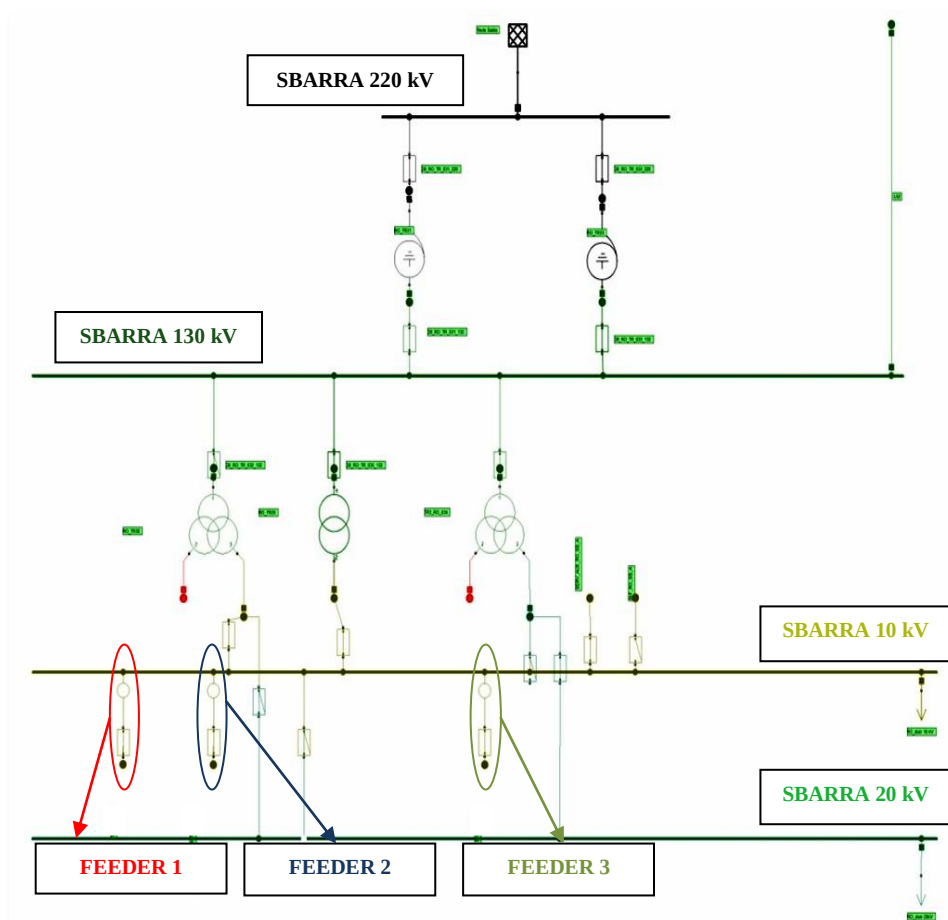


Figura 6. 2 - Schema Cabina Primaria.

La rete studiata consta quindi di tre feeder:

- Feeder 1, rappresentato dal colore rosso;
- Feeder 2, rappresentato dal colore blu;
- Feeder 3, rappresentato dal colore verde;

Tutti e tre i feeder sono alimentati a tensione nominale di 10 kV attraverso, come si vede dallo schema della cabina primaria di Figura 6.2, tre trasformatori di cui due caratterizzati dalla presenza di tre avvolgimenti (primario a 130 kV, secondario a 10 e 20 kV, terziario a 50 kV – Verona ha infatti ancora parte della rete a questo valore di tensione) ed uno con i classici due avvolgimenti primario (AT a 130 kV) e secondario (MT a 10 kV).

In realtà però solo due dei tre trasformatori, come è possibile vedere dallo schema, alimentano direttamente la sbarra MT a 10 kV, mentre il terzo, il secondo dei due trasformatori a tre avvolgimenti, è normalmente dedicato all'alimentazione della sbarra a 20 kV ed è previsto che sia in grado di alimentare in ogni momento la sbarra a 10 kV in caso di necessità.

Ai fini del lavoro è quindi possibile pensare di eliminare questo trasformatore se si pensa ad uno studio in condizioni di normale funzionamento.

Rimangono così due trasformatori AT/MT: quello presente nello schema in posizione centrale e quello posto sulla sinistra della Figura 6.2. Di questi due, al fine del calcolo, si è scelto di mantenere il primo trasformatore in quanto dispone di una taglia in grado di soddisfare la richiesta dei carichi e perché il parallelo dei due trasformatori non è pensabile con il programma utilizzato.

Dal momento poi che lo studio di Hosting Capacity svolto si basa sullo studio della capacità di accettazione da parte della rete strettamente nel rispetto di alcuni importanti vincoli già evidenziati al CAPITOLO 2, si è anche scelto di portare il nodo di saldo (il cui valore del modulo in p.u. è, diversamente dal solito, posto a 1,03) in corrispondenza del nodo a 130 kV, bypassando, in certo qual modo, i due trasformatori AAT/AT.

La nuova cabina primaria è così diventata quella presente in Figura 6.3.

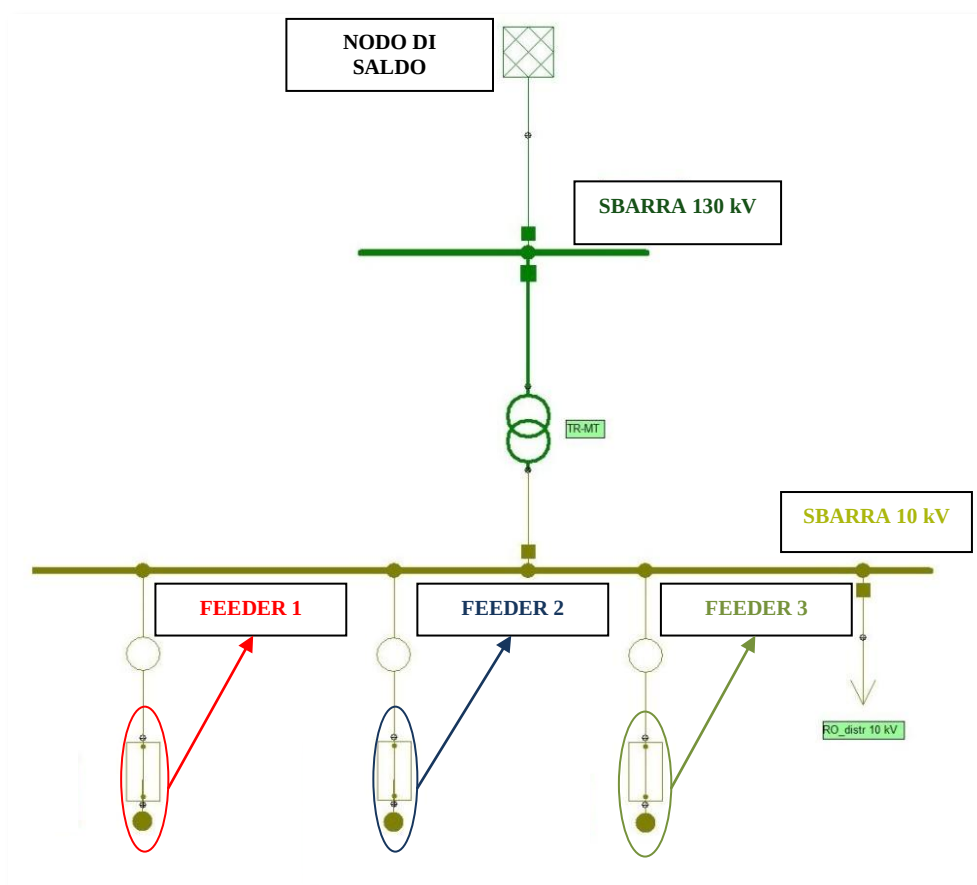


Figura 6. 3 - Schema Cabina Primaria Semplificata.

6.4 I FEEDER

Per quanto riguarda la rete vera e propria a valle della cabina di trasformazione, come detto essa viene ad essere composta da tre feeder:

- Feeder 1;
- Feeder 2;
- Feeder 3;

La Figura 6.4 mostra appunto il modello unifilare della rete di MT in analisi, in cui i tre feeder sono distinti dai colori rosso, blu e verde.

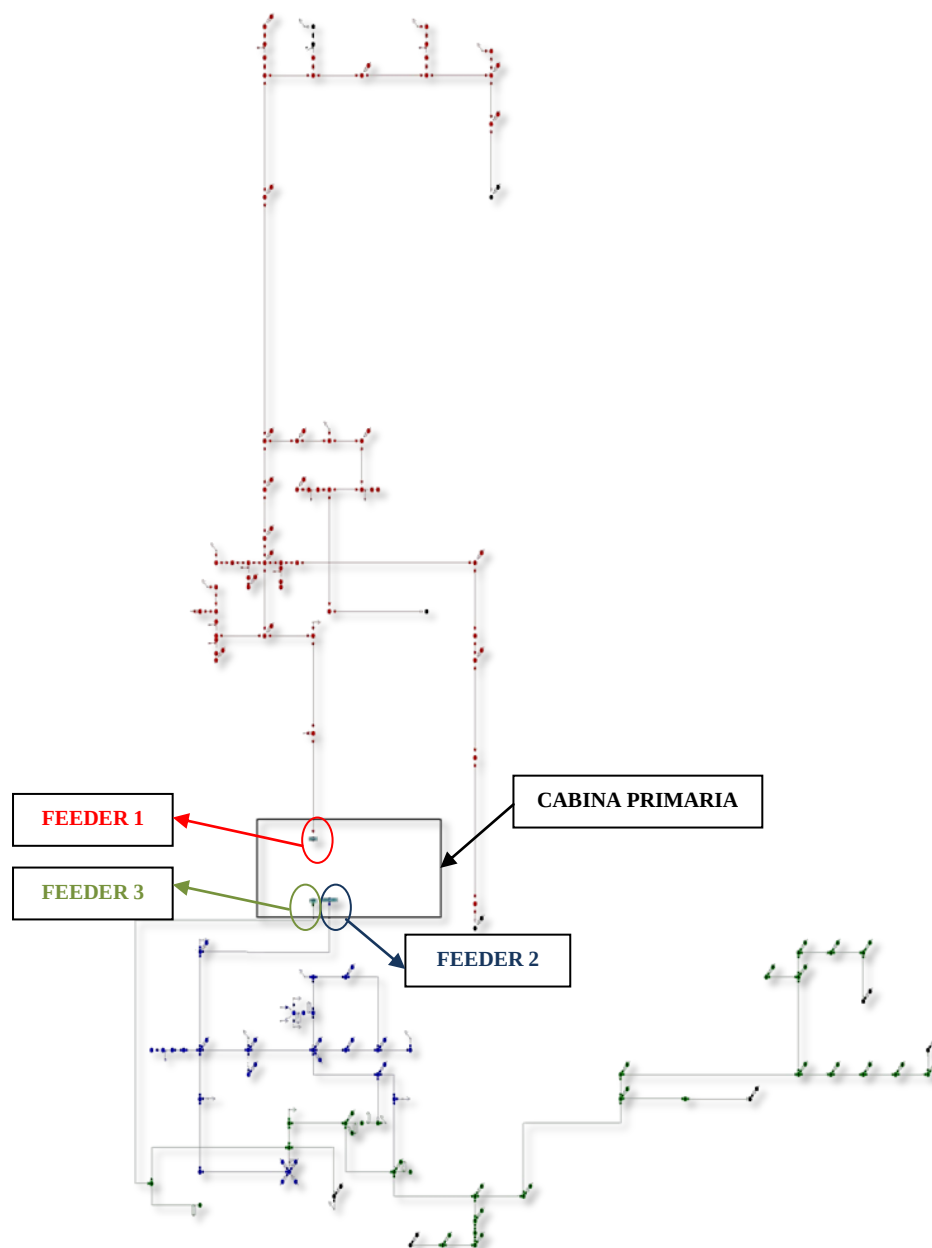


Figura 6. 4 - Rete MT originale.

Essendo i tre feeder composti da linee con caratteristiche che possono creare problemi allo studio eseguito con l'ambiente di simulazione "ATLANTIDE", ed essendoci sezionatori, interruttori normalmente aperti o normalmente chiusi ed interruttori logici aperti, la prima cosa che si è fatta è stata quella di andare a "ripulire" la rete da questi aspetti che altrimenti avrebbero reso più complesso lo studio e, nel caso delle linee di lunghezza trascurabile (nell'ordine di qualche metro), persino non raggiungibile la soluzione a causa della nascita di una matrice Jacobiana singolare.

La rete rappresentata in Figura 6.5 è quindi la rete che è stata poi modellizzata, prima attraverso l'inserimento dei dati caratteristici di nodi, carichi, linee, trasformatori e generatori in un file excel di estensione ".xls" e poi inserendo le caratteristiche dei componenti della rete in secondo foglio excel che funge appunto da libreria per i componenti.

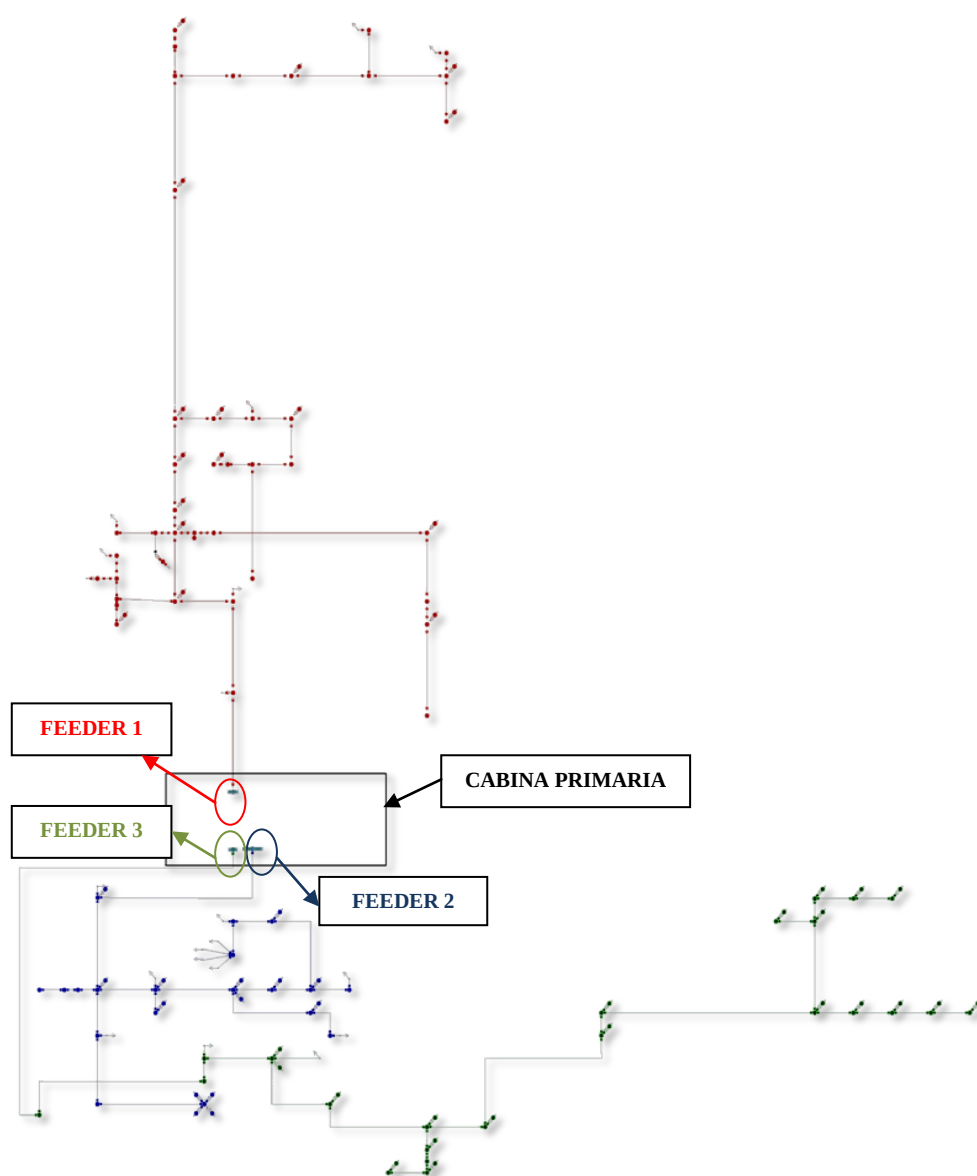


Figura 6. 5 - Rete MT modificata e ripulita di elementi non utili al calcolo.

6.5 CARATTERISTICHE DELLA RETE

La rete da me studiata consta allora, dopo le semplificazioni fatte al fine di rendere attuabile l'analisi che si voleva perseguire, di:

- 3 feeder;
- 137 nodi;
- 2 livelli di tensione 130 kV e 10 kV principali e due livelli di tensione dati dai clienti BT a 380 V e 400 V e non fondamentali ai fini dello studio in quanto a noi interessava concentrarsi sulla rete di MT;
- Potenza apparente globalmente generata di 8,12 MVA;
- Potenza apparente globalmente assorbita dai carichi di circa 25,61 MVA così suddivisa:
 - Potenza attiva globalmente assorbita dai carichi di 23,98 MW;
 - Potenza reattiva globalmente assorbita dai carichi di 9,00 MVar;

Di seguito vengono riportati i parametri con cui sono stati catalogati i diversi protagonisti della rete:

- Nodi;
- Linee;
- Trasformatori;
- Generatori;

Per ciascuna di queste categorie il programma prevede di andare a fare una prima lettura dal file libreria dati (riportata in APPENDICE C), ove sono salvate tra l'altro le coordinate grafiche, i collegamenti tra i diversi nodi, i collegamenti tra nodi e carichi o generatori, le potenze nominali, le tensioni nominali ecc; una volta eseguita questa lettura, esso ricorrerà ad una lettura per ciascun componente che viene letto dal file dati, delle rispettive proprietà salvate in un apposita libreria componenti in APPENDICE D.

Per permettere allora al programma di ricostruire l'intera rete in analisi esiste un collegamento tra il componente letto nel file dati e il posto ove cercare le sue proprietà all'interno del file componenti: in generale questo collegamento è sottolineato dal suffisso "Type" (Gen_Type, Line_Type, ecc.).

6.5.1 NODI

La rete studiata è allora caratterizzata dalla presenza di 137 nodi di cui:

- Un nodo di saldo: quello a 130 kV;
- 85 nodi in MT (caratterizzanti i tre feeder);

- 51 nodi in BT e collegati alla rete MT attraverso trasformatori abbassatori 10 kV/ 380 V o 10 kV/ 400V;

Per far poi in modo che venissero rispettate le richieste delle normative in materia di qualità del servizio, soprattutto in relazione alla consegna di una tensione sempre compresa tra il $\pm 10\%$ della tensione nominale, si è posto come limite superiore e limite inferiore per la tensione di lavoro stessa, il valore di 95% e 105% che in p.u. sono esprimibili come $V_{\min}=0,95$ e $V_{\max}=1,05$. Ai fini dello studio dell'Hosting Capacity è però anche da dire che questi limiti interessano relativamente in quanto si è analizzata la violazione dei vincoli di tensione per variazioni rapide e per variazioni lente indipendentemente da tale fascia conservativa del $\pm 5\%$.

In Tabella C.1 riportata in APPENDICE C si sono riportati i nodi della rete differenziati secondo:

- Node ID che è il nome identificativo del nodo;
- Node Type che il identifica la tipologia di nodo:
 - SL indica che il nodo è il nodo di saldo in cui è mantenuta costante la tensione in termini di ampiezza e fase;
 - PQ indica che il nodo è un nodo in cui sono mantenute costanti nell'arco delle iterazioni la potenza attiva e reattiva;
 - PV indica invece un nodo di cui si mantengono costanti durante le iterazioni di calcolo del load flow la potenza attiva in ingresso e tensione;

6.5.2 LE LINEE

Per quanto riguarda le linee che caratterizzano la rete, queste sono 84 (ove un tratto composto da più tronchi è considerato un'unica linea) e sono riportate in Tabella C.2 (presente in APPENDICE C) già suddivise per appartenenza al feeder che vanno a comporre.

Nella tabella si trovano le diciture:

- Line ID: che non risulta essere altro che il nome identificativo della linea (si osservi che i nomi sono stati arricchiti della sigla F1, F2 o F3 a seconda del feeder a cui appartiene una certa linea e questo per renderne più immediato il riconoscimento in fase di studio della rete);
- From: è il nodo di “partenza”;
- To: è il nodo di “arrivo”;
- Line Type: indica la tipologia della linea, i cui dati specifici sono riportati invece in un'ulteriore tabella presente in APPENDICE D;
- V_n [kV]: indica la tensione nominale della linea;
- Lenght [km]: indica la lunghezza della linea;
- N_Branches: indica il numero di tronchi che compone la linea;

6.5.3 I CARICHI

I 72 carichi non sono tutti collegati direttamente alla rete di distribuzione MT, difatti buona parte, come si potrà vedere anche dai dati dei trasformatori, è collegata alla rete in BT e perciò il loro profilo di assorbimento annuo non può essere noto ma si è “spalmato” il profilo medio risultante dallo studio fatto a partire dalle correnti misurate nei due anni 2009 e 2011. I carichi vengono catalogati ancora una volta attraverso una tabella simile a quelle già viste finora per linee e nodi (Tabella C.3 – APPENDICE C). Essa permette di dividere i carichi andando ad assegnare 6 parametri per ciascun carico.

- Load ID che indica il nome del carico;
- Node è il nodo a cui è connesso il carico “Load ID”;
- Pn [MW] è la potenza attiva nominale del carico;
- Qn [Mvar] è invece la potenza reattiva nominale del carico;
- Fu rappresenta il fattore di utilizzazione;
- Load Type permette di assegnare al carico “Load ID” il proprio profilo presente in un’apposita libreria presente, come le altre, in APPENDICE E;

6.5.4 I TRASFORMATORI

I trasformatori presenti nella rete, come visibile in Tabella C.5, sono in maggioranza trasformatori abbassatori MT/BT che permettono di allacciare i carichi alimentati in BT. Ai fini dello studio ciò che più interessa è il trasformatore che permette invece di alimentare la rete MT, che nel caso in analisi è il TR_MT collegato tra i nodi SB_RO_130 e SB_RO_10_A. Si può allora già dedurre che la lettura della Tabella C.5 deve essere fatta, similmente a quanto avviene per le voci precedenti, andando a leggere nella sequenza:

- Transf ID che indica il nome del trasformatore;
- HV Node che è il nodo a cui è connesso il primario del trasformatore;
- LV Node che è il nodo a cui è connesso il secondario del trasformatore;
- Vrated1 [kV], tensione di funzionamento del primario;
- Vrated2 [kV], tensione di funzionamento del secondario;
- Vrif [pu], tensione di riferimento del secondario per utilizzo del variatore sotto carico;
- Tap è infine la posizione del variatore sotto carico;

6.5.5 LA GENERAZIONE

La generazione di questa parte di rete è uno dei punti più interessanti che la caratterizzano. La rete studiata è infatti stata oggetto nel periodo 2009-2011 di un’importante

crescita di presenza di impianti di generazione che inizialmente non erano invece presenti. Per tale motivo, come si vedrà, si è fatta una prima analisi di Hosting Capacity (intesa come capacità di accettazione di potenza da parte dei nodi della rete MT nel rispetto di determinati vincoli), trascurando i generatori presenti nella rete che sono invece stati inseriti in un secondo momento.

I generatori di rete vengono catalogati secondo la Tabella C.6 di APPENDICE C che vede 6 voci:

- Gen ID indica il nome del generatore;
- Node è il nodo a cui è connesso il generatore;
- S_oper [MVA] è la potenza apparente di funzionamento;
- Cosphi_oper è il fattore di potenza di funzionamento;
- Gen Type permette di definire il tipo di generatore le cui caratteristiche si trovano in una libreria apposita contenente tutte le caratteristiche tecniche dei componenti di rete;
- Profile Type riguarda, come dice il nome stesso, il profilo di generazione di “Gen ID” e che si trova in un’apposita “Libreria Profili” (riportati in APPENDICE E) similmente a quanto avviene per i profili di carico delle utenze;
- GR [Ohm] è la resistenza di terra;

6.6 CARATTERISTICHE DEI COMPONENTI

Volendo brevemente riprendere il principio di funzionamento del programma MATLAB utilizzato per l’analisi, è noto che la prima cosa che esso esegue una volta letto il file dati della rete, è quella di andare a leggere le caratteristiche dei componenti appena letti dal file dati, così da creare le variabili “Linee”, “Gen”, “Trasfo” e “Car” poi utilizzate durante il calcolo dei flussi di potenza.

Le caratteristiche dei componenti sono memorizzate in un’apposita “Libreria Componenti” riportata in APPENDICE D e contenente:

- Una voce “Linee”;
- Una voce “Trasformatori”;
- Una voce “Generatori Rotanti”;
- Una voce “Generatori Statici” (che risulta essere solo una predisposizione per lavori che hanno a che fare con tale tipologia di generatori che invece non sono presenti nella rete in analisi);

6.6.1 LE LINEE

Anche per le linee della rete, similmente a quanto avviene per i trasformatori, una volta letto a quale tipologia si riferisce una certa linea, il programma va a leggere quali sono le

caratteristiche di tale tipologia di linea all'interno della "Libreria Componenti". All'interno di tale libreria troveremo:

- Innanzitutto la voce "Line Type" che permette di avere il collegamento con il file dati. Essa può quindi essere più semplicemente ricordata come il nome identificativo del tipo di conduttore;
- V_n [kV]: è la tensione nominale di funzionamento;
- R [Ohm/km]: è la resistenza chilometrica del conduttore;
- L [Ohm/km]: è l'induttanza chilometrica del conduttore;
- G [S/km]: è la conduttanza chilometrica del conduttore;
- I_{max} [A]: indica la portata del conduttore;
- Sez [mm²]: è la sezione del conduttore;
- Materiale;
- T_{max_es} [°C]: è la massima temperatura di esercizio;

Da osservare è che, mentre i dati delle linee in materia di massima portata sono stati consegnati come valori nominali, in fase di studio si è considerato, concordemente a quanto avviene poi nella realtà, un fattore di riduzione di 0,8.

6.6.2 I TRASFORMATORI

In questa parte della libreria si trovano tutti quegli aspetti che riguardano i trasformatori della rete. Essi sono caratterizzati da:

- Transf Type che identifica il nome del trasformatore;
- V_{1n} [kV] è la tensione nominale del primario;
- V_{2n} [kV] è la tensione nominale del secondario;
- v_{cc} [%] è la tensione di cortocircuito;
- p_{cc} [%] rappresenta le perdite di carico;
- S_n [MVA] è la potenza apparente nominale;
- OLTC permette di capire se il trasformatore è munito di variatore sotto carico o meno;
- Tap_Min: numero di tacche del variatore rispetto alla posizione centrale;
- Tap_Max: numero di tacche del variatore rispetto alla posizione centrale;
- Tap [%]: indica la variazione percentuale per ogni tacca di commutazione;
- DB [%] è la banda morta di insensibilità del variatore sotto carico;
- Conn1: tipo di collegamento dell'avvolgimento primario;
- Conn2: tipo di collegamento dell'avvolgimento secondario;

- Group: sfasamento caratterizzante il trasformatore;

Osservo che la Dead Band assegnata, essendo non nota, è stato scelto di porla leggermente maggiore rispetto il Tap [%] e quindi pari al 2%.

6.6.3 GENERATORI ROTANTI

Ultimi componenti di cui andare a trascrivere le caratteristiche sono i generatori. In accordo con gli altri componenti essi sono memorizzati in una tabella con i seguenti parametri:

- Gen Type è il nome identificativo del generatore;
- Sn [MVA] è la potenza apparente nominale del generatore;
- Cosphi rappresenta il fattore di potenza nominale di “Gen Type”;
- Vn [kV] è la tensione nominale di funzionamento;
- X2d [%] è la reattanza subtransitoria diretta in termini percentuali;
- Xinv [%] è la reattanza di sequenza inversa in termini percentuali;
- Xzero [%] è la reattanza di sequenza zero espressa anch'essa in termini percentuali;

6.7 I PROFILI

Caratteristica molto importante ai fini dell'analisi di Hosting Capacity su di una rete elettrica di distribuzione è la conoscenza dei profili di carico delle utenze e dei profili di generazione.

I profili di generazione che caratterizzano la rete, come detto in precedenza, sono esclusivamente di tipo fotovoltaico che è una tipologia di generatori il cui profilo è facilmente ricostruibile perché ripetibile nel tempo e nello spazio senza particolari modifiche.

La conoscenza invece dei profili di carico risulta essere molto più delicata in quanto non così semplicemente nota. Similmente a quanto fatto nello studio riportato nella Delibera ARG/elt 25/09, è da dire che le analisi sono state condotte senza considerare il punto di lavoro reale della rete (in termini di flussi di corrente e di tensioni nodali), ma a differenza di quanto avviene nella Delibera ove la definizione dei profili di carico è fatta su base statistica, nel caso in analisi ci si avvicina molto più al reale punto di funzionamento, nonostante le ipotesi che sono state via via introdotte per rendere attuabile lo studio.

A partire infatti dalla considerazione che ciò che un distributore si può ritenere conosca è il profilo di alcuni carichi direttamente allacciati in MT, magari quelli richiedenti una potenza maggiore, oltre alla corrente che può chiaramente misurare in uscita dalla cabina primaria, i profili di carico utilizzati in tale studio sono da considerarsi realistici (anche se non sono quelli reali) in quanto sono stati definiti a partire da reali misurazioni di assorbimento che ciascun feeder ha segnato nel 2009 e poi, noti i profili di assorbimento di

alcune utenze collegate direttamente alla rete di distribuzione, si sono definiti i profili di carico medio di tutte le utenze della rete come differenza tra la potenza misurata in partenza ai feeder in termini relativi e la potenza, anch'essa in p.u., dei carichi noti.

Ai fini di esempio sono poi stati assegnati ai carichi anche classici profili dei carichi residenziali, commerciali ed industriali; anche se nel CAPITOLO 7 conclusivo si riportano, per brevità, solo i risultati relativi a 2 di questi.

6.7.1 PROFILI DI CARICO

In APPENDICE E si possono vedere i coefficienti dei profili di carico che formano la “Libreria Profili” e che prevede la suddivisione dei profili su base giornaliera, quindi vi è una seconda parte in cui vengono salvati i coefficienti di moltiplicazione settimanali, una terza parte in cui vengono salvati invece i coefficienti di moltiplicazione mensili ed un'ultima in cui vi sono i coefficienti di moltiplicazione annuali (noti anche come fattori di crescita). Il fattore di carico risulta così essere dato da:

$$fdc = fdc.orario \cdot fdc.settimanale \cdot fdc.mensile \cdot fdc.annuale \quad (6.1)$$

Questo fattore di carico viene poi chiaramente pesato anche con il fattore di utilizzazione F_u che caratterizza il carico e che si può assegnare da Tabella C.5.

I profili di carico utilizzati per le simulazioni sono stati inizialmente 4:

- Profilo commerciale “COM”;
- Profilo costante “COST”;
- Profilo industriale “IND”;
- Profilo residenziale “RES”;

I loro coefficienti giornalieri, settimanali e mensili li si trova al paragrafo E.1 di APPENDICE E, mentre l'andamento giornaliero è riportato anche in Figura 6.6.

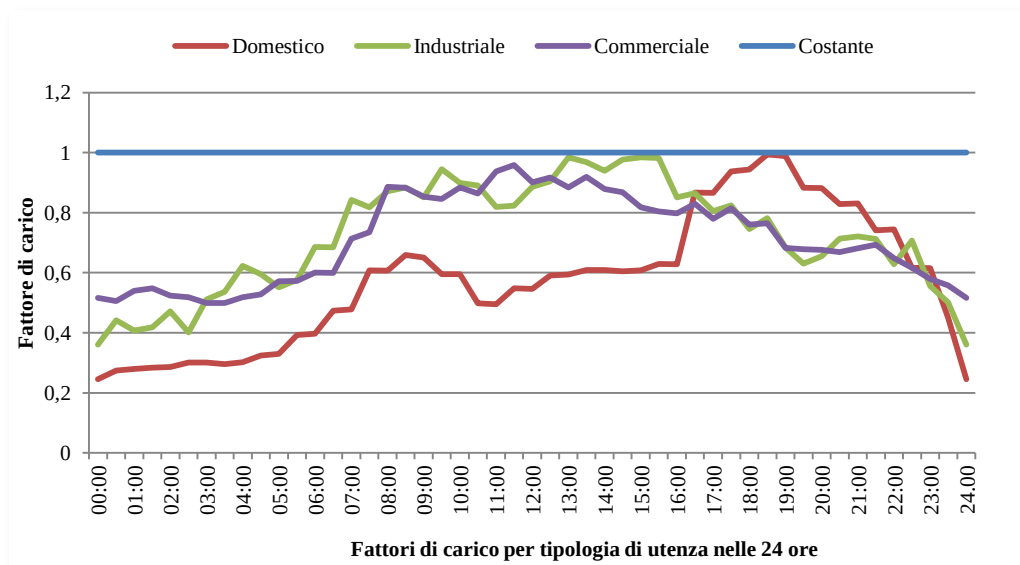


Figura 6.6 - Grafici dei profili di carico giornalieri "COM", "COST", "IND" e "RES".

Detto ciò, dopo le prime simulazioni a titolo di studio della rete svolte andando ad assegnare ai carichi i 4 profili appena elencati, si è andati ad assegnare ai carichi dei profili di assorbimento più realistici. Tali profili prevedono la presenza di 7 profili noti con sicurezza, a partire dai quali è stato possibile definire un profilo medio per gli altri carichi dei feeder.

I profili di carico utilizzati per le simulazioni successive sono quindi stati quelli relativi ai carichi noti:

- Profilo “INTER”;
- Profilo “HANG”;
- Profilo “AUTO”;
- Profilo “COR”;
- Profilo “OFF”;
- Profilo “TRAS”;
- Profilo “NICO”;

A cui vanno aggiunti i profili medi degli altri carichi:

- Profilo “F1”;
- Profilo “F2”;
- Profilo “F3”;

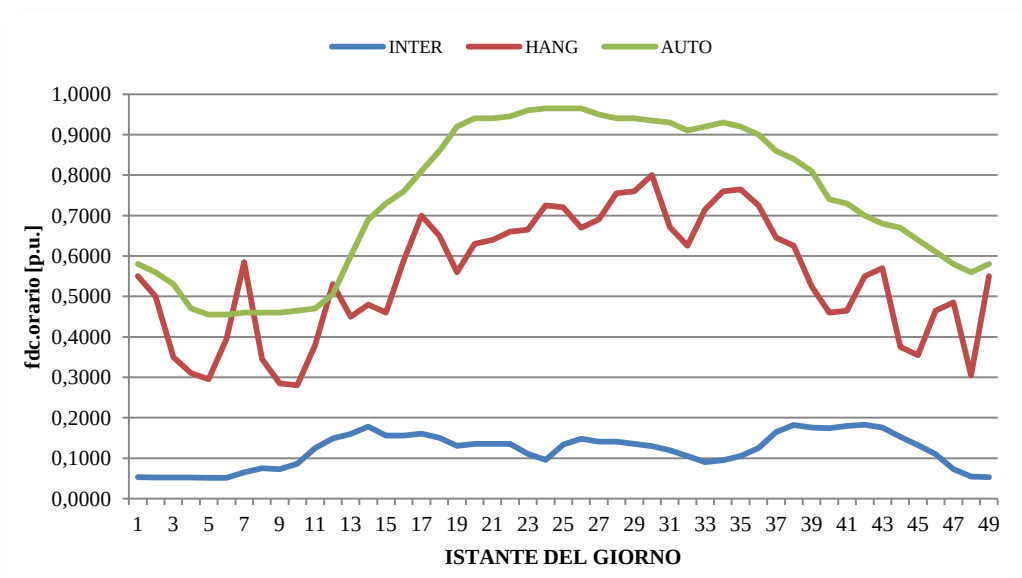


Figura 6.7 - Grafici dei profili di carico giornalieri dei carichi di rete – Parte Prima.

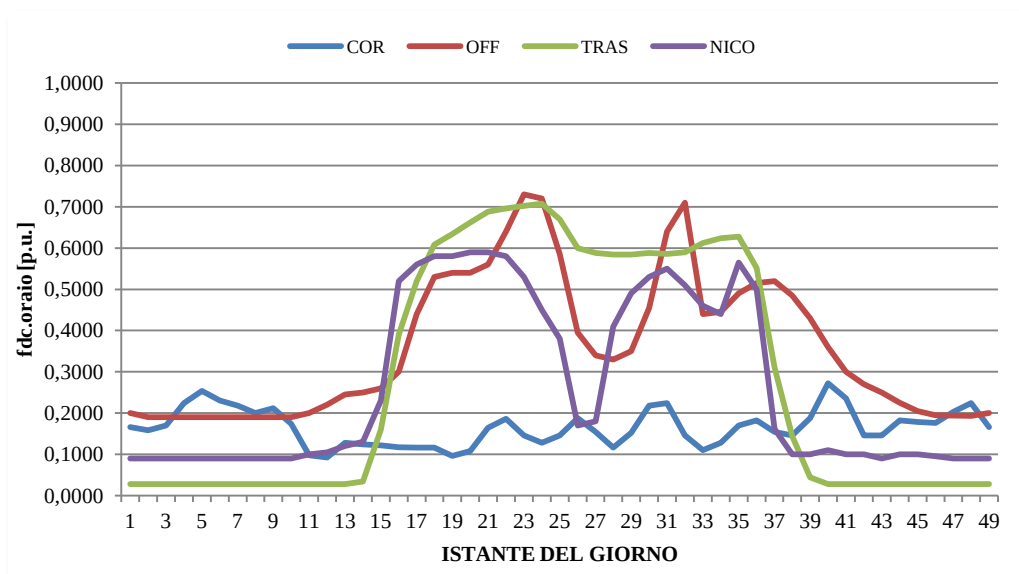


Figura 6. 8 - Grafici dei profili di carico giornalieri dei carichi di rete – Parte Seconda.

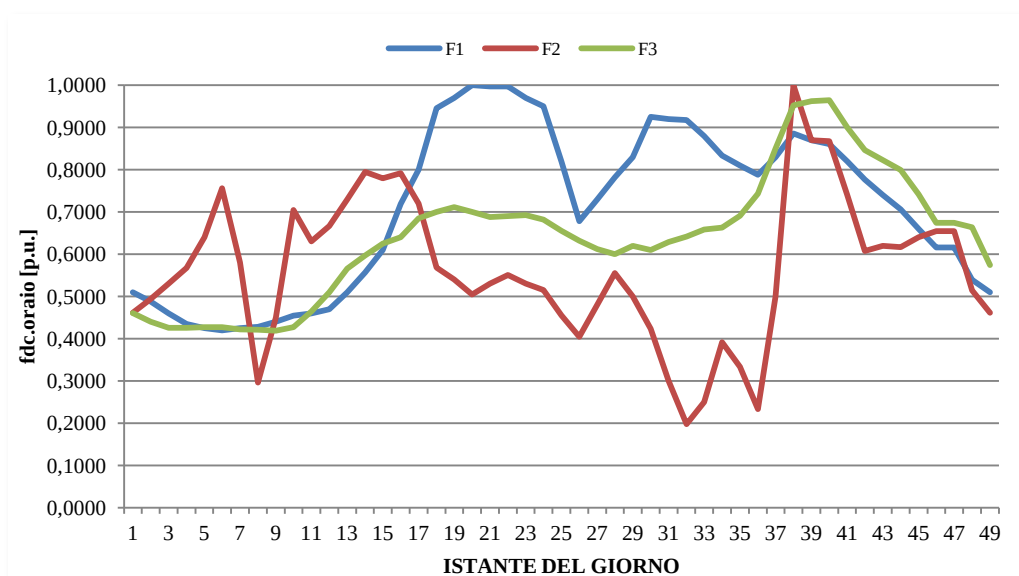


Figura 6. 9 - Grafici dei profili di carico giornalieri dei carichi di rete – Parte Terza.

6.7.2 PROFILI DI GENERAZIONE

I profili di generazione, analogamente a quanto avviene per i carichi, sono caratterizzati da 4 distinte tabelle riportate anch'esse in APPENDICE E ove vengono inseriti, come visto già per i carichi, i coefficienti di andamento giornaliero di generazione, quindi i fattori di moltiplicazione settimanali, mensili ed annuali. Sarà quindi, ancora una volta dato da una relazione del tipo:

$$fdg = fdg.orario \cdot fdg.settimanale \cdot fdg.mensile \cdot fdg.annuale \quad (6.2)$$

Nel contesto, ai fini dello studio si sono considerati solo generatori di natura fotovoltaica, a cui si aggiungerebbe il generatore fittizio che va a cambiare la propria posizione di generazione su tutta la rete di distribuzione MT al fine di andarne a definire la potenza di generazione critica per la rete stessa, ma che per questioni di calcolo si è scelto, come spiegato al capitolo precedente relativo al funzionamento del programma, di sostituire con un carico negativo.

Si è così adottato un classico profilo di generazione di energia da fotovoltaico (vedere APPENDICE E, paragrafo E.3). Di seguito si riporta la Figura 6.10 rappresentante il profilo di produzione considerato per gli impianti fotovoltaici in rete.

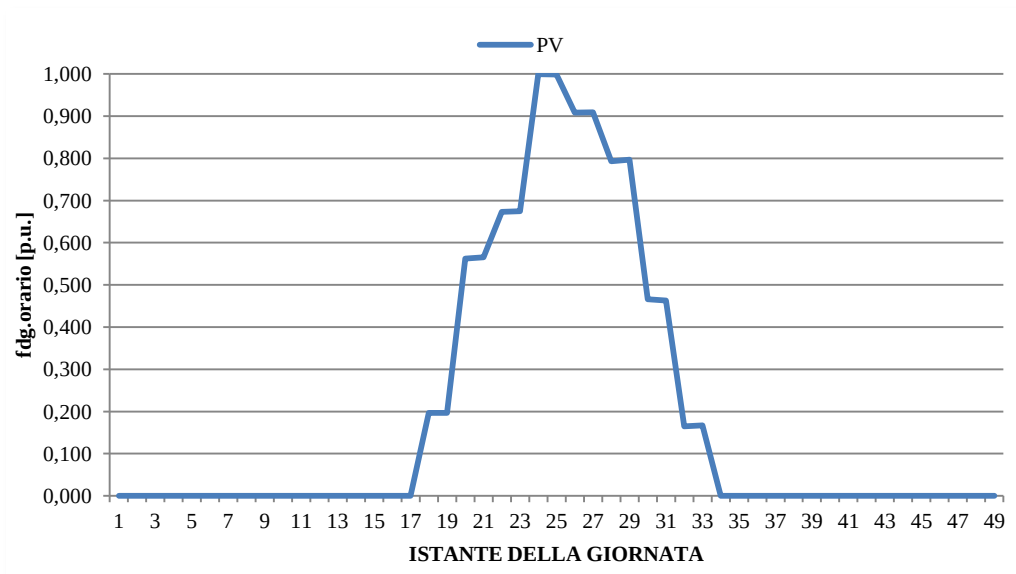


Figura 6.10 - Grafici dei profili di generazione giornalieri.

Tale curva di generazione è possibile supporre sia la stessa per tutte le utenze di generazione della rete, in quanto è possibile ipotizzare, con relativa tranquillità, che l'insolazione rilevata in corrispondenza di un certo nodo della rete è la stessa di tutti gli altri, dal momento che l'estensione della rete è sì importante ma comunque tale da considerare un meteo uguale in tutta l'area.

Per quanto riguarda invece il fattore di potenza di generazione, esso si può vedere che è stato supposto unitario e questo perché i generatori in rete è noto essere di tipo fotovoltaico.

Per rimanere entro i limiti normativi, questa tipologia, essendo interfacciata con la rete attraverso un convertitore statico, deve infatti erogare potenza attiva con $\cos\phi$ pari:

- Al più a 0,8 in ritardo (potenza reattiva induttiva) se la potenza attiva è compresa tra 0,2 e 1 p.u. rispetto la potenza nominale dell'inverter;
- Se si vuole lavorare a rendimenti il più alti possibili è suggeribile mantenere il fattore di potenza il più vicino possibile all'unità;
- In anticipo quando erogano una potenza reattiva ben definita;

CAPITOLO 6
LA RETE MT LA RETE MT IN ANALISI

CAPITOLO 7

ANALISI DEI RISULTATI

7.1 IL CONTRIBUTO DEI PROFILI DI CARICO

Le prime simulazioni hanno avuto come scopo la presa di coscienza che l'avere a disposizione i profili di carico delle utenze e di generazione dei produttori presenti nella rete è un elemento fondamentale al fine dell'analisi.

Di seguito si riportano allora alcuni esempi di valutazione di Hosting Capacity con profili di carico "standard" con lo scopo di dimostrare come la conoscenza dei profili di carico risulti essere uno degli aspetti fondamentali al fine di un'analisi di questo tipo. Per brevità di enunciazione si riportano però solo due casi esemplari: quello di carichi considerati funzionanti al loro valore nominale (profilo assegnato costante) e quello di carichi funzionanti con profilo di tipo residenziale. I risultati ottenuti, riportati di seguito sottoforma di istogrammi, sono tabellati in APPENDICE F alle Tabelle F.1 e F.2.

7.1.1 CARICHI CON PROFILO COSTANTE

Iniziamo innanzitutto riportando il grafico con gli andamenti percentuali di nodi che violano ciascuno dei vincoli considerati: questo non si tratta di un grafico cumulato e perciò i nodi che violano un vincolo ad una certa potenza non compaiono a potenze maggiori. Ad esempio, se un nodo viola il vincolo di variazioni lente di tensione in corrispondenza di una generazione pari a 5,5 MVA, a maggior ragione esso violerà il vincolo a potenze superiori. Per completezza in APPENDICE F sono allora riportati i grafici cumulati.

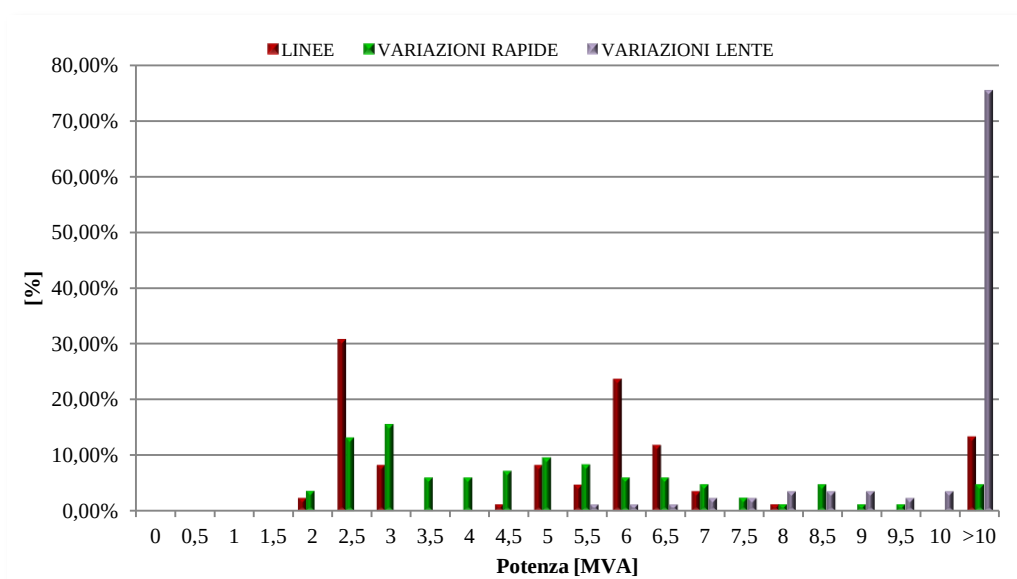


Figura 7. 1 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano i tre vincoli in corrispondenza della potenza riportata in ascissa - profilo dei carichi costante.

Come è possibile vedere da Figura 7.1, ma già dai dati che si possono trovare in Tabella F.1 (APPENDICE F) è intuibile, il vincolo legato alle variazioni lente di tensione è quello meno stringente dei tre visto che più del 70% dei nodi è in grado di accettare una potenza superiore a 10MVA senza mai uscire dalla banda del $(-4\% \div +10\%)$ della tensione nominale, mentre è molto forte, soprattutto a potenza relativamente basse, il vincolo legato alla portata dei conduttori e questo soprattutto per quelle linee aeree che non sono vicine alla stazione di trasformazione o anche per alcune linee in cavo vincolate da flussi di corrente che tendono a congestionarle.

Infine in Figura 7.2 è riportato l'istogramma cumulato del caso di carichi a profilo costante per tutto l'anno. Si vede subito che, come ci si aspettava, non vi è alcuna traccia di nodi vincolati dal limite di variazioni lente in quanto, anche se vi sono nodi la cui accettazione di potenza non è massima sempre in relazione al vincolo di variazioni lente, risulta comunque che in questi nodi è più forte, in ogni caso, uno tra gli altri due limiti.

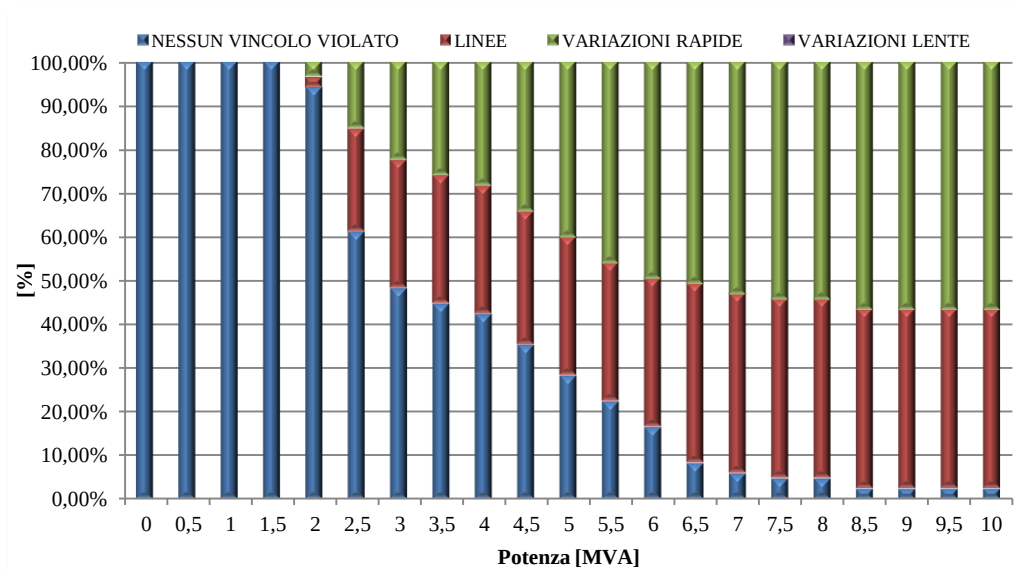


Figura 7.2 - Istogramma cumulato rappresentante la percentuale di nodi con GD installabile pari al valore di potenza corrispondente alla potenza riportata in ascissa - profilo dei carichi costante.

7.1.2 CARICHI CON PROFILO RESIDENZIALE

Ancora una volta, iniziando dalla lettura della relativa tabella dei risultati presente in APPENDICE F (Tabella F.2), similmente a quanto visto in precedenza con la simulazione con profili di carico costante, è chiaro che il vincolo legato alle variazioni lente di tensione è quello meno stringente dei tre dal momento che anche ora il 60% circa dei nodi è in grado di accettare una potenza superiore ai 10MVA senza mai uscire dalla banda fissata. È altrettanto ovvio che invece risultano essere ancora molto forti, soprattutto a potenza basse (intorno ai 2,5-3 MVA), il vincolo legato alla portata dei conduttori, e questo ancora in maggior parte a causa di quelle linee aeree lontane dalla cabina primaria di trasformazione.

Per poter effettuare un confronto con i grafici visti in precedenza (Figura 7.1 e Figura 7.2) si riportano i grafici con gli andamenti percentuali di nodi che violano ciascuno dei vincoli considerati. Quello che si noterà con non molta difficoltà è una importante differenza tra le

figure facenti riferimento agli stessi vincoli, e ciò a riprova della necessità di conoscere i profili di carico e di generazione qualora si voglia fare un'analisi di Hosting Capacity di una rete.

Ulteriore osservazione che si può fare è che le differenze tra i valori di potenza accettabile dai nodi, nonostante esistano e siano riscontrabili con facilità, non sono così enormi (mediamente nell'ordine di 0,5-1 MVA per nodo) ma questo va anche pesato al fatto che la rete non risulta essere di dimensioni troppo grandi (il feeder più lungo ha una lunghezza di 10,5 km circa) e quindi, se già con una rete di dimensioni contenute, si riscontrano problemi, con una rete di distribuzione di ampiezza maggiore i valori trovati possono diventare davvero significativamente diversi e perciò anche l'errore sui risultati cresce molto.

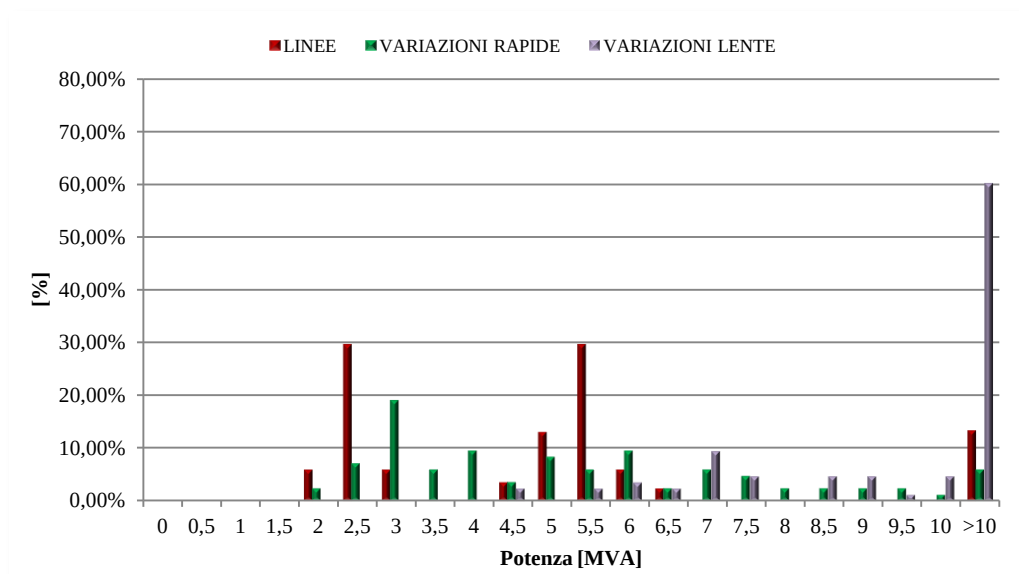


Figura 7. 3 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano i tre vincoli in corrispondenza della potenza riportata in ascissa - profilo dei carichi residenziali.

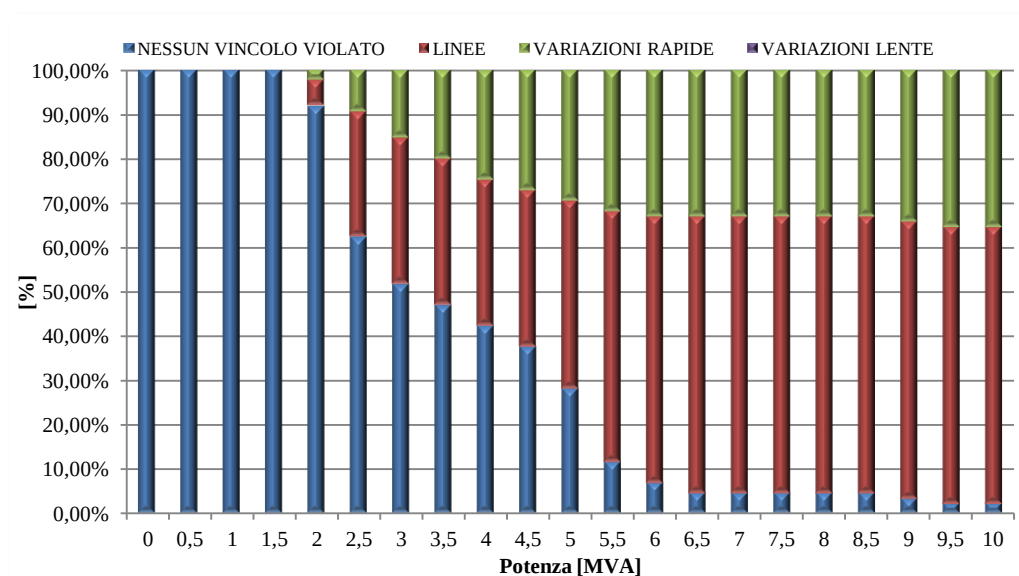


Figura 7. 4 - Istogramma cumulato rappresentante la percentuale di nodi con GD installabile pari al valore di potenza corrispondente alla potenza riportata in ascissa - profilo dei carichi residenziali.

7.2 HOSTING CAPACITY DELLA RETE

Compresa l'importanza dei profili di carico e quindi anche l'importanza che questo studio viene ad avere visto che si conoscono i profili di assorbimento dei più grossi carichi di rete e le correnti misurate in uscita dalla cabina primaria (soprattutto per quanto riguarda il limite legato alla portata dei conduttori più che quelli legati alle tensioni), si può procedere con lo studio dell'Hosting Capacity della rete considerando, come spiegato al CAPITOLO 6, di assegnare ai carichi noti i propri profili di assorbimento e ai restanti il profilo di carico ottenuto spalmando la potenza prelevata in cabina al netto di quella assorbita dai carichi "noti".

In modo simile a quanto avviene nello studio presentato con la Delibera ARG/elt 25/09, per ciascun nodo di rete sono disponibili la tensione nominale e la potenza disponibile per i nodi con clienti collegati in MT o la potenza nominale del trasformatore nel caso di cabine di trasformazione secondaria.

A ciò si aggiunge che sono note, come visto, tutte le caratteristiche delle linee, dei trasformatori e dei generatori in rete, mentre le ipotesi enunciate al CAPITOLO 4 rimangono invariate.

Per quanto riguarda i vincoli relativi le variazioni rapide e lente di tensione e dei vincoli relativi i limiti di transito delle linee, lo studio viene allora fatto con un'analisi a livello di singolo nodo di ciascun feeder della rete e ciò perché, come si vedrà, la potenza da GD connettabile massima è strettamente legata alla posizione del nodo in corrispondenza del quale il generatore viene collegato. Per poter sottolineare poi l'importanza di conoscere la GD in rete, l'analisi è stata fatta considerando i dati di corrente misurata nel 2009, senza generazione in rete, e poi a quelli del 2011 con generazione finalmente allacciata alla rete di distribuzione e nell'ipotesi che i carichi non varino nei 2 anni. Questo permette di considerare due stati evolutivi della rete:

- Rete completamente passiva: flussi unidirezionali di energia;
- Rete caratterizzata da una discreta GD: flussi di energia non necessariamente unidirezionali e quindi con obbligo di relativo ripensamento delle protezioni e della struttura di comunicazione tra le protezioni stesse;

Di seguito si riportano i risultati ottenuti considerando i vincoli suddetti.

7.2.1 VARIAZIONI DI TENSIONE LENTE (-4% / +10%)

Questo vincolo tiene in considerazione il fatto che secondo la normativa EN 50160 la tensione deve rimanere all'interno di un intervallo pari a $\pm 10\%$ del valore nominale. Per fare ciò, le reti è previsto che abbiano il trasformatore presente in cabina primaria dotato innanzitutto di un Variatore Sotto Carico, in grado di variare il proprio rapporto spire e quindi rapporto di trasformazione durante il normale esercizio, di modo che la tensione, nel nostro caso alla sbarra MT, sia sempre abbastanza vicina al valore predefinito (1 p.u.).

Similmente a quanto riportato nella Delibera ARG/elt 25/09, anche in questo studio si è posto come range non la banda del $\pm 10\%$ di V_n bensì si è confermato il concetto che vi sia la necessità di tenere un certo margine per la caduta di tensione nella rete BT e nei trasformatori presenti in cabina secondaria MT/BT. Il margine utilizzato è stato allora quello compreso tra -4% e +10% della tensione nominale.

L'uscita da tale range del profilo di tensione della tensione in condizioni di regime può essere fondamentalmente causato da:

- Basso carico e cadute di tensione modeste;
- Elevati flussi di potenza che comportano elevate cadute di tensione;

Ovviamente è più facilmente verificabile il secondo dei due casi ma al fine della potenza accettabile dalla rete è chiaro che il limite da andare a controllare è l'uscita del profilo dal limite superiore di 110% di V_n .

L'innalzamento della tensione è legato al fatto che l'inserimento di un generatore in un nodo della rete fa sì che, in linea di massima, si abbia una riduzione della corrente in linea con conseguente riduzione delle cadute di tensione e quindi, come volevasi dimostrare, aumento della tensione nodale (puntuale). Passando ora all'analisi dei risultati si possono tracciare i diagrammi di Figura 7.5 e Figura 7.6.

▪ FEBBRAIO:

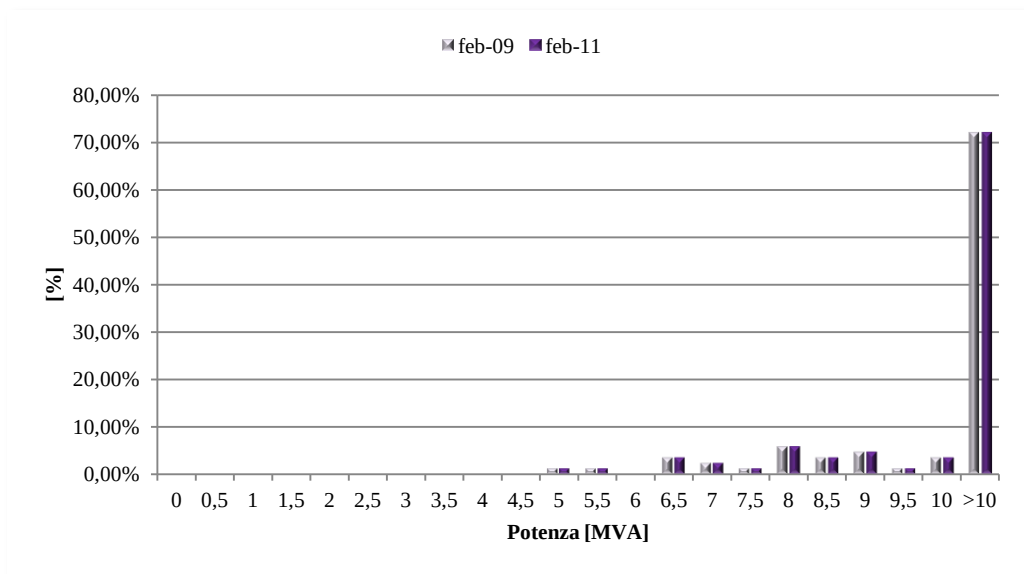


Figura 7.5 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Variazioni Lente in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Febbraio 2009 (senza generazione) e Febbraio 2011 (con generazione).

▪ **LUGLIO:**

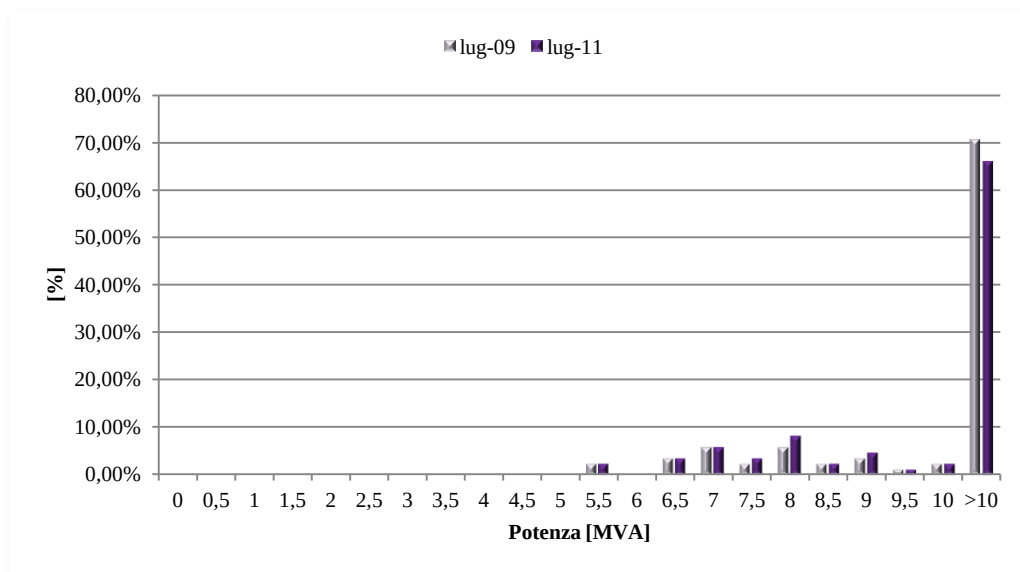


Figura 7.6 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Variazioni Lente in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Luglio 2009 (senza generazione) e Luglio 2011 (con generazione).

Ciò che si evidenzia è che, con l'aiuto fondamentale del variatore sotto carico del trasformatore, buona parte dei nodi (più di 2 nodi su 3), anche a causa dell'estensione della rete non eccessiva, è in grado di accettare la connessione di generatori di notevole potenza. Questo vincolo è quindi, come si vedrà in seguito, il meno stringente dei tre considerati. A ciò va aggiunto il fatto che il 100% dei nodi ha un margine di generazione connettibile superiore a 3 MW che per le Regole Tecniche Di Connessione riportate nella norma CEI 0-16 (punto 8.6.2²⁷) è il limite oltre cui l'utente attivo è tenuto a collegarsi alla sbarra in MT.

A partire dalla Tabella F.3 e la Tabella F.4 è anche possibile tracciare gli istogrammi delle curve cumulate dei risultati riportati nelle grafici F4.3 e F4.4.

7.2.2 VARIAZIONI DI TENSIONE RAPIDE ($\pm 4\%$)

Lo studio della rete in relazione al vincolo di variazioni rapide di tensione ha lo scopo di andare a rilevare la massima potenza connettibile a ciascun nodo della rete di distribuzione in analisi senza che vi sia la nascita di una variazione di tensione “istantanea” nel nodo a cui viene collegato il nuovo generatore superiore ad un valore prefissato, che nel nostro caso è pari al 4% della tensione precedente il collegamento del generatore stesso.

Questo valore, come noto, deriva da un valore suggerito all'interno della normativa EN 50160, ma non è comunque un valore vincolante in senso assoluto. Siccome per studiare le variazioni rapide di tensione, che sappiamo essere dovute ad un'improvvisa connessione di un generatore in rete o anche ad un distacco di carico (o di generazione), si dovrebbe

²⁷ “Qualora un impianto passivo di potenza impegnata superiore a 3 MW non rientrasse nei vincoli normalmente imposti agli Utenti in fase di connessione, può essere valutata l'alimentazione dello stesso mediante linea in antenna”.

procedere con uno studio dinamico della rete ma che con il programma per studi di calcolo di load flow ATLANTIDE non risulta possibile fare; in analogia a quanto avviene nello studio in allegato alla Delibera n°25/09, la variazione transitoria si suppone di andare a simularla con due studi statici di load flow nello stesso istante e andando a rilevare la variazione ΔV_{rap} data allora da:

$$\Delta V_{rap} = V''' - V'' \quad (7.1)$$

Dove:

- V''' è la tensione nel nodo in analisi dopo l'inserimento (nel nostro caso) del generatore fittizio;
- V'' è la tensione al nodo precedentemente la connessione del generatore;

Un'osservazione che si può fare è che le variazioni rapide di tensione in un nodo di rete dipendono dalla distanza elettrica del nodo (impedenza tra il nodo e la cabina di trasformazione primaria) e dalla variazione di potenza assorbita in rete. Risultano quindi essere più deboli, ovvero che riescono ad accettare una minore potenza da GD, innanzitutto, i nodi che si trovano a maggiore distanza dalla cabina primaria. Passando ora all'analisi dei risultati si possono tracciare i seguenti grafici: Figura 7.7 e Figura 7.8.

▪ **FEBBRAIO:**

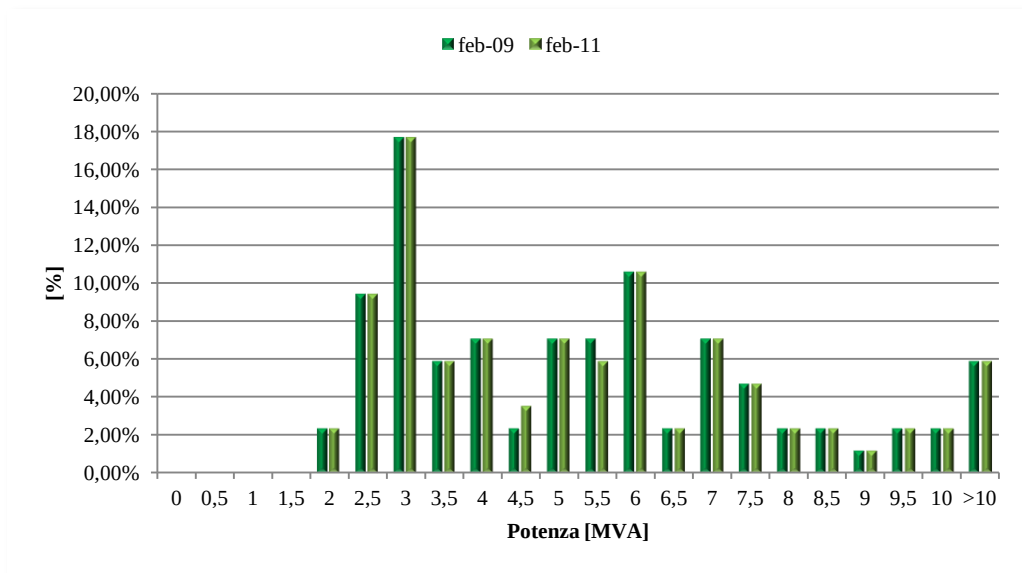


Figura 7.7 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Variazioni Rapide in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Febbraio 2009 (senza generazione) e Febbraio 2011 (con generazione).

▪ **LUGLIO:**

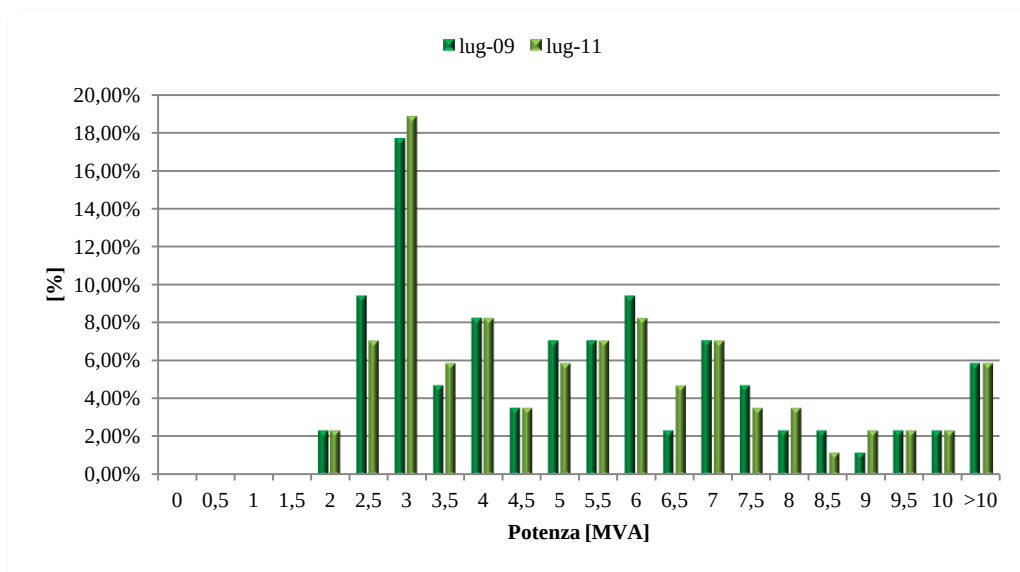


Figura 7.8 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Variazioni Rapide in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Luglio 2009 (senza generazione) e Luglio 2011 (con generazione).

Si evidenziano subito diversi aspetti:

- L'analisi solo ponendosi sul momento di massima tensione fa sì che a febbraio questa situazione si verifichi solo nelle ore notturne, quindi le uniche differenze che si notano sono dovute alla precisione nel calcolo (cambia solo la potenza limite di due nodi) e non alla possibilità di una variazione dei flussi di potenza a causa dei generatori fotovoltaici installati in rete nel 2011 e che invece risultano essere chiaramente non attivi la notte;
- A riprova di quanto appena sostenuto al punto precedente, nel mese di luglio, ove la presenza di sole è molto maggiore che a febbraio, la generazione comporta già diverse differenze per un numero maggiore di nodi, e questo nonostante l'incremento di potenza generata avvenga con passi non troppo fini;

Infine è possibile dire, sempre a partire dai dati riportati in Tabella F.5 e Tabella F.6, che la potenza ammissibile in accordo con il vincolo di variazioni rapide di tensione limitate al 4% è per circa il 6% dei nodi maggiore di 10 MVA, ovvero per quei nodi particolarmente vicini alla sbarra di MT²⁸.

Il vincolo in analisi risulta però essere in assoluto un limite abbastanza stringente per la connessione di GD alla rete, e ciò è facilmente rilevabile dal fatto che i nodi dei tre feeder presentano dei limiti di potenza installabile abbastanza uniformemente ripartiti sull'intero range di potenze considerate, anche se con una concentrazione importante attorno ai 2,5-3 MVA. Volendo è anche ora possibile tracciare gli istogrammi delle curve cumulate dei risultati riportati con la Tabella F.5 e la Tabella F.6, dove si pone in ascissa la potenza generabile dalla GD e in ordinata la percentuale del numero di nodi compatibile con la

²⁸ La sbarra SB_RO_10_A rientra in questo 6%.

potenza segnata in ascissa. Tali diagrammi sono anch'essi riportati in APPENDICE F al paragrafo F.5 dove si evince ad esempio che la GD presente in rete a luglio, "aiuta" ad incrementare la capacità di accettazione della rete che infatti, seppur di poco, tende ad aumentare per valori di potenza inferiori a 6 MVA. Nel caso di un generatore di potenza 6 MVA, ad esempio, circa il 30% dei nodi analizzati è in grado di accettare un generatore di questa taglia senza che vi siano violazioni del vincolo di variazioni rapide di tensione.

7.2.3 LIMITI DI TRANSITO DELLE LINEE

Il limite che tiene conto delle portate delle linee è per questa rete un limite di importanza notevole e questo perché vi sono molte linee aeree con portata non elevata. Ulteriore limite è apportato anche da linee in cavo che collegano gruppi di nodi derivati dal feeder principale con il feeder stesso, e questo a causa di prevedibili sovracorrenti che vengono ad interessarle una volta collegato il generatore fittizio di prova. D'altro canto è anche vero che in taluni casi l'inserimento del generatore porta invece ad una riduzione dei transiti di corrente sulle linee in conseguenza ad aumenti localizzati di tensione.

È allora chiaro che essendo note le portate di tutti i tratti di linea interessati da corrente, nello studio è stata sfruttata questa informazione, svincolandosi così, come evidenziato al CAPITOLO 4, dalla scelta dell'Authority di porre come massima corrente circolante in ciascun tratto di rete, una corrente di valore 250 A.

Passando ora all'analisi dei risultati si vede che è possibile tracciare i seguenti grafici per le due settimane tipo dell'anno considerate.

▪ FEBBRAIO:

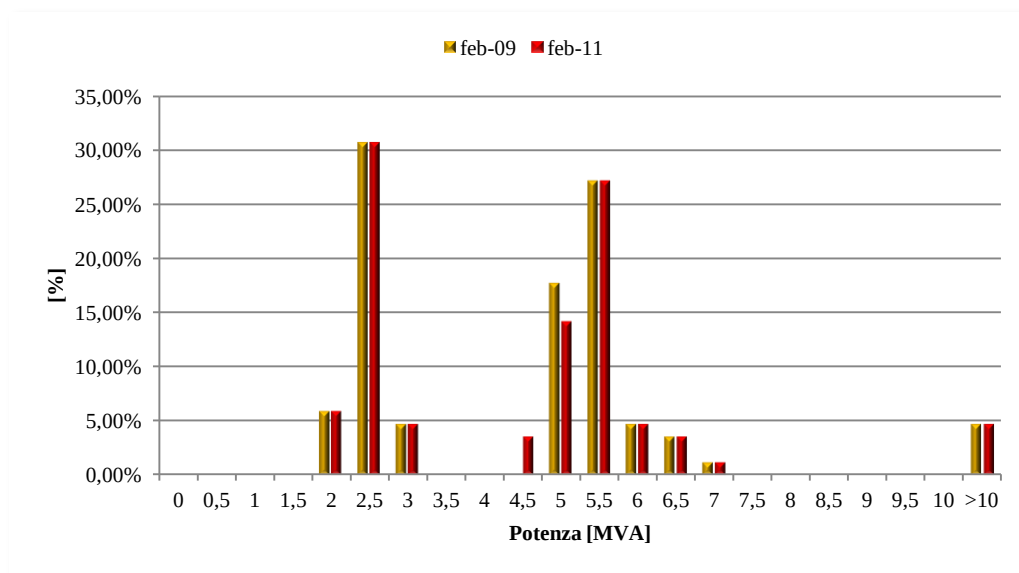


Figura 7.9 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Limite di Transit in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Febbraio 2009 (senza generazione) e Febbraio 2011 (con generazione).

▪ **LUGLIO:**

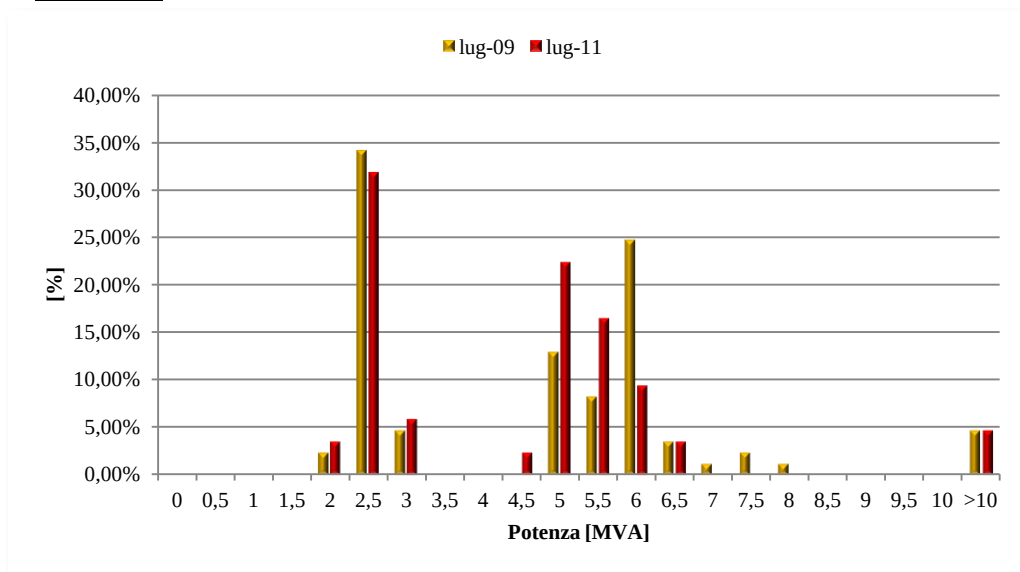


Figura 7. 10 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano il vincolo di Limiti di Transito in corrispondenza della potenza riportata in ascissa: confronto tra Febbraio 2009 (senza generazione) e Febbraio 2011 (con generazione).

A questo punto si è già in grado di fare alcune osservazioni:

- Nuovamente si pone il problema che le simulazioni nel mese di febbraio vengono fatte in ore notturne e quindi le uniche differenze che si hanno sono legate a precisione di calcolo.
- Nel mese di luglio invece, dove l'inserimento del generatore fittizio che turna sui nodi di rete avviene in ore diurne, le differenze ci sono e sono importanti. Quello che subito si può rilevare è che se al 2009 e al 2011 un forte blocco lo si ha quando si collega ad un numero di nodi compreso tra 30% e 35% un generatore di potenza pari a 2,5 MVA; per la maggioranza dei restanti nodi, nel 2009 (ricordo che la rete era passiva) c'è una distribuzione in un range di potenze che va da 5 a 8 MVA, mentre nel 2011 questo range si restringe e sposta a valori più bassi: collegando un generatore di potenza compresa tra 4,5 MVA e 6,5 MVA nel 54% dei casi si ha una violazione di portata per almeno una delle linee di rete.

Anche ora è possibile tracciare gli istogrammi delle curve cumulate dei risultati riportati con la Tabella F.7 e la Tabella F.8, dove si pone nuovamente in ascissa la potenza generabile dalla GD e in ordinata la percentuale del numero di nodi compatibile con la potenza segnata in ascissa.

7.2.4 LIMITE DI INVERSIONE DI FLUSSO

L'aspetto dell'inversione di flusso in partenza ai feeder è un aspetto tutt'altro che trascurabile, anzi, si può pensare che esso sia uno dei vincoli che più gravano su una rete. La presenza infatti di generazione in rete può chiaramente comportare il fenomeno che va sotto il nome di inversione di flusso. Ciò che accade è che la corrente, al posto di fare il classico percorso che porta l'energia dal trasformatore agli utenti, a causa della presenza di uno o più generatori in rete, tenta di fare il percorso contrario e quindi di risalire verso il trasformatore.

È proprio a questo punto che nascono i problemi in quanto le protezioni ad inizio linea potrebbero dover affrontare numerose criticità circa le situazioni di guasto, dove bisogna considerare le soglie di cortocircuito delle protezioni ed il coordinamento tra le stesse, ma anche di normale funzionamento quando le correnti non possono ovviamente superare il valore di taratura delle protezioni che è direttamente legato alla portata dei conduttori.

Le protezioni da sovracorrente poste su una linea in MT sono allora caratterizzate da un relè di massima corrente con più soglie di intervento ciascuna con un proprio ritardo, e questo per permettere una più rapida e semplice estinzione del guasto.

Se in rete fosse allora presente un'importante quantità di GD tale da comportare un flusso inverso nel primo tratto del feeder, si rischierebbe un funzionamento in isola di una parte di rete oppure un non riconoscimento di un guasto. Una situazione di questo tipo fa sì che, come si prevede già negli studi in ambito Smart Grid, si debba avviare un ripensamento delle protezioni, con la necessità di andare a regolare ex-novo le soglie di taratura stesse e i relativi tempi di intervento, oppure, come già accade per le reti di trasmissione, andare a pensare ad un sistema di protezione direzionale maggiormente selettivo.

Si pone poi un problema di coordinamento delle protezioni che ora potrebbe non esistere. Volendo fare un esempio, se vi fosse un guasto nel feeder 2 e se la rete fosse passiva, è chiaro che chi deve intervenire è la protezione responsabile di questa linea. Se però la rete non fosse più passiva ma si trovasse ad avere allacciati gli 8 generatori come nel nostro caso e avvenisse un cortocircuito nel feeder 2, dovrebbe sicuramente intervenire la protezione che già interveniva con rete passiva ma dovrebbe intervenire anche la protezione, ad esempio, del feeder 1 che è caratterizzato da un importante generatore collegato al primo nodo di linea e che potrebbe partecipare ad alimentare il guasto rendendo così difficoltoso l'intervento della protezione del feeder 2. In particolare ciò che dovrebbe nascere, ma che si sta cercando di studiare e di attuare, è il coordinamento globale delle protezioni che spinga a staccare dalla rete i generatori che potrebbero comportare dei rischi per le rete e i soggetti ad essa legati (già ora è prevista una protezione di interfaccia per gli utenti attivi). Il rischio principale è allora quello di avere un'isola indesiderata, ovvero una parte di rete continua ad essere alimentata da una seconda porzione di rete successivamente alla disconnessione della porzione di rete interessata dallo scatto delle protezioni. Questo fenomeno indesiderato comporta problemi sotto molti punti di vista:

- Qualità del servizio;
- Sicurezza di funzionamento: l'islanding potrebbe comportare rischi per i soggetti operanti in quel tratto di rete che invece si pensa essere fuori servizio;
- Possibili sfasamenti tra l'isola e il resto della rete con problemi nella conseguente richiusura delle protezioni;
- Problemi nel rilevamento del guasto in una rete che rimane in tensione;

Per studiare il limite di potenza da GD che determina un'inversione di flusso nel primo tratto di feeder ci siamo quindi posti nella condizione peggiore possibile, ovvero quando la simulazione determinava un minimo assoluto nell'andamento della corrente fornita dalla cabina primaria. Passando ai risultati, ciò che si è rilevato è che questo risulta essere un vincolo molto limitante per tutti e tre i feeder.

Tabella 7. 1 - Potenza Limite collegabile al primo nodo dei feeder per avere inversione di flusso.

	<i>Nodo Di Generazione</i>	<i>Potenza minima installabile che può causare inversione di flusso [MVA]</i>	<i>Corrente [A]</i>	<i>Tratto di linea interessato da inversione di flusso</i>	<i>Feeder</i>
<i>feb-09</i>	291304_1	0,5	-9,989	SB_RO_10_A-291304_1	1
	291266_1	1	-15,827	SB_RO_10_A-291266_1	2
	291103_2	1	-11,335	SB_RO_10_A-291103_2	3
<i>feb-11</i>	291304_1	0,5	-9,989	SB_RO_10_A-291304_1	1
	291266_1	1	-11,477	SB_RO_10_A-291266_1	2
	291103_2	0,5	-2,718	SB_RO_10_A-291103_2	3
<i>lug-09</i>	291304_1	0,5	-10,645	SB_RO_10_A-291304_1	1
	291266_1	1	-0,904	SB_RO_10_A-291266_1	2
	291103_2	1	-3,634	SB_RO_10_A-291103_2	3
<i>lug-11</i>	291304_1	0,5	-10,645	SB_RO_10_A-291304_1	1
	291266_1	1	-20,159	SB_RO_10_A-291266_1	2
	291103_2	0,5	-27,483	SB_RO_10_A-291103_2	3

Infine è stata per completezza calcolata l'Hosting Capacity di linea (HC_{sl}) così come viene fatto nei progetti pilota. Ciò che ne risulta, per il caso del mese di luglio 2011 che è quello più significativo, è:

Tabella 7. 2 - Potenza Limite collegabile al primo nodo dei feeder per avere inversione di flusso fino al superamento della portata dei conduttori o della taratura delle protezioni.

	<i>Nodo Di Generazione</i>	<i>Potenza massima installabile per linea [MVA]</i>	<i>Corrente [A]</i>	<i>Tratto di linea interessato da inversione di flusso</i>	<i>Feeder</i>
<i>lug-11</i>	291304_1	4	-265,970	SB_RO_10_A-291304_1	1
	291266_1	5,5	-271,933	SB_RO_10_A-291266_1	2
	291103_2	4,5	-263,569	SB_RO_10_A-291103_2	3

Ricordo che in questa analisi la corrente di flusso inverso veniva confrontata con un livello di taratura della protezioni supposto pari a 250 A e la portata dei conduttori stessi.

Detto ciò si può dire, in accordo con quanto visto al CAPITOLO 3, che la capacità relativa al limite delle 3 linee è pari a:

$$HCC_{sl} = HC_{sl1} + HC_{sl2} + HC_{sl3}$$

Dove

$$HC_{sl1} = \sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot V_n \cdot I_{lim} + p_{cmin,l} = 4,430 [MW]$$

$$HC_{sl2} = \sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot V_n \cdot I_{lim} + p_{cmin,l} = 4,872 [MW]$$

$$HC_{sl3} = \sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot V_n \cdot I_{lim} + p_{cmin,l} = 4,577 [MW]$$

Allora,

$$HCC_{sl} = 13,879 [MW]$$

Mentre,

$$HCC_{st} = 0,9 \cdot P_n + p_{cmin} = 23,961 [MW]$$

Essendo la capacità delle linee la più vincolante tra le due, l'Hosting Capacity della rete, volendo avere un valore preciso, è pari a 13,879MW. Da notare che i valori trovati analiticamente e attraverso le simulazioni si discostano di poco.

L'energia immettibile invece non viene calcolata in quanto non si ritiene abbia senso stimare in numero di ore di funzionamento annuo giusto per avere un valore che a quel punto rimane fine a se stesso. È chiaro che un impianto fotovoltaico ha un numero di ore di funzionamento annuo che si aggira attorno alle 1000-1500 ore, ma questo è tutt'altro che sufficiente per definire l'energia immettibile in rete in quanto è facile capire che cambiando la tecnologia, cambia anche l'energia immettibile. Si ritiene quindi che sia molto più indicativo il valore di Hosting Capacity espresso in termini di potenza (si deve considerare la più grande tra HCC_{sl} e HCC_{st}) a cui però si consiglia necessariamente di affiancare lo studio nodale di HC così che si possa conoscere al dettaglio la situazione della rete dal punto di vista della capacità di accettazione.

7.3 CONCLUSIONI

A conclusione di tutto è possibile riassumere la situazione in pochi passi:

- Partendo da quello che è il vincolo meno stringente in assoluto, ovvero le variazioni lente di tensione, è possibile asserire, ancora una volta in analogia con quanto dice la Delibera ARG/elt 25/09, che per migliorare quello che è il limite legato alle variazioni lente di tensione è necessario passare ad una rete di distribuzione di tipo attivo, quindi con nuovi sistemi di controllo in grado di migliorare la regolazione e il coordinamento tra i diversi soggetti della rete.
- Passando ora ai due vincoli più stringenti in relazione all'Hosting Capacity, le variazioni rapide di tensione ed i limiti di transito delle linee, si può dire che le prime, legate a connessioni e disconnessioni degli utenti alla rete, non sono altro che perturbazioni per il sistema ma che risultano limitanti soprattutto quando è un generatore a distaccarsi istantaneamente dalla rete. È per tale motivo che gli studi attuali si stanno concentrando anche su quello che deve essere il modo di intervenire per evitare problemi legati a queste situazioni, magari definendo nuovi criteri di disconnessione intempestiva degli impianti. Per quanto riguarda invece il limite di transito delle linee, questo è anch'esso legato alle protezioni. Un elevato grado di penetrazione di GD in rete comporterebbe quasi inevitabilmente un obbligo di adeguamento del sistema di protezione e delle regolazioni delle protezioni stesse. Rimane allora che i vincoli più stringenti sono apportati dalle variazioni rapide di tensione e dalle portate dei conduttori che si dividono pressoché equamente la forza limitante per i nodi di accettare potenza da GD, anche se è da dire che proprio le portate dei conduttori si può constatare come siano più stringenti rispetto al vincolo legato alle tensioni, e ciò è verificabile anche studiando la Figura 7.13 e la Figura 7.15 relative alla rete attuale. La cosa si aggrava ancora di più se si considera che lo studio è stato fatto imponendo una banda per le variazioni rapide di tensione pari al 4% (ovvero il più vincolante tra i due valori riportati dalla EN 50160), quindi allargando la stessa al 6% della tensione, prende ancora più forza il limite apportato dalle portate dei conduttori.
- Altra osservazione che si può fare è che, con condizione di calcolo SIM=1 o SIM=2, ovvero analizzando se è solo il nodo con il generatore fittizio allacciato a violare i vincoli (SIM=1) o se è un nodo qualsiasi della rete ad attuare la violazione (SIM=2), non vi sono differenze. Questo a riprova del fatto che l'allacciamento del generatore comporta innanzitutto problemi localmente in corrispondenza del punto di connessione e poi, successivamente, ai nodi vicini e via via a tutti gli altri. Quello che si può poi notare è che la presenza della sbarra MT con tensione regolata dal trasformatore di cabina fa sì che non vi siano propagazioni del disturbo dato dal generatore che viene collegato in un feeder, nei feeder adiacenti (al più si rilevano degli innalzamenti della tensione di sbarra di frazioni di percentuale).
- Infine, sempre con l'aiuto degli istogrammi cumulati, è possibile notare che in realtà tutti i nodi di MT della rete di distribuzione sono in grado di accettare una potenza pari almeno a 1,5 MVA e più del 90% accetta fino a 2 MVA che sono comunque potenze importanti.

Dagli istogrammi cumulati dei risultati ottenuti nei 4 casi (rete nella settimana invernale e in quella estiva con e senza generazione), possiamo trarre alcune conclusioni legate principalmente al fatto che la rete ha una discreta accettabilità di potenza da GD senza che vi siano problemi, infatti per un generatore da 2,5 MVA due nodi su tre non hanno problemi con una potenza di questo tipo. Oltre tale potenza i problemi si fanno maggiori ma visto che la CEI 0-16 prevede che utenti attivi con potenza uguali o superiori a 3 MVA debbano collegarsi in antenna alla sbarra di MT, i problemi si possono pensare di molto ridotti.

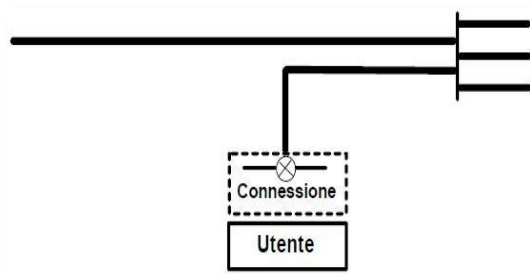


Figura 7. 11 - Collegamento degli utenti attivi in antenna alla sbarra MT.

▪ **FEBBRAIO 2009:**

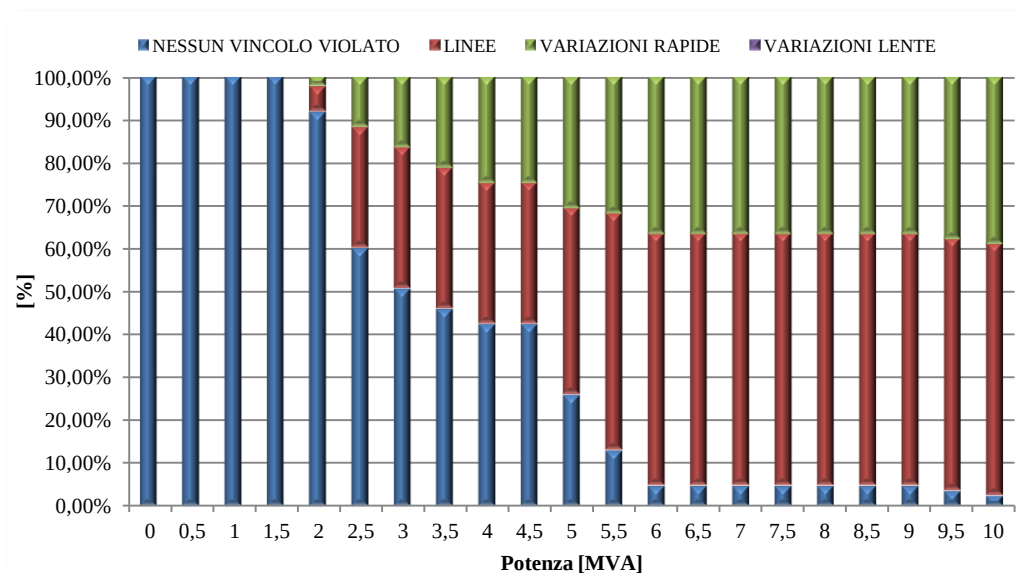


Figura 7. 12 - Istogramma cumulato della quantità percentuale di nodi che accettano la potenza presente in ascissa con rete passiva a Febbraio e in cui sono evidenziate le componenti limitanti dei tre vincoli.

■ **FEBBRAIO 2011:**

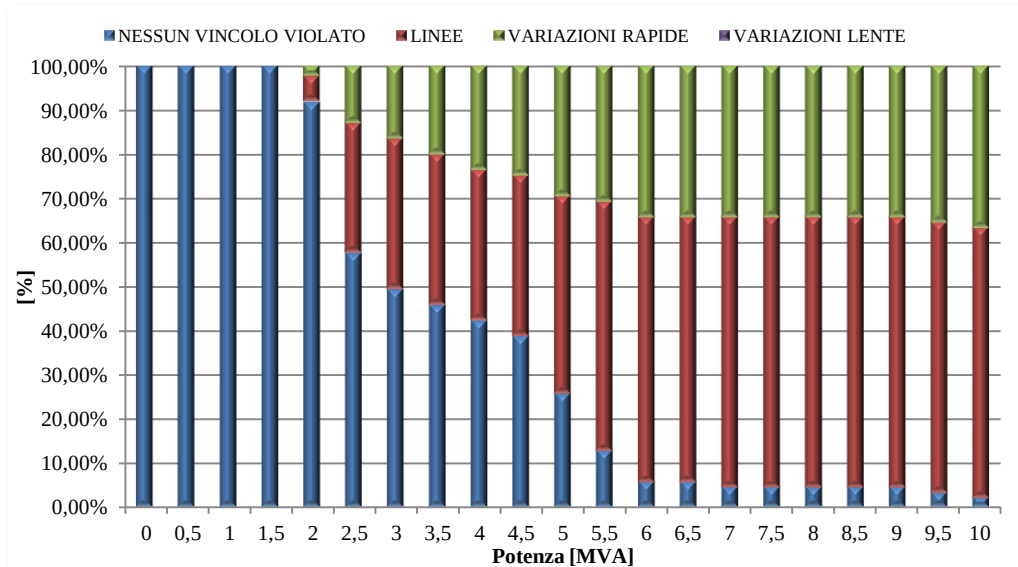


Figura 7. 13 - Istogramma cumulato della quantità percentuale di nodi che accettano la potenza presente in ascissa con rete non più passiva a Febbraio e in cui sono evidenziate le componenti limitanti dei tre vincoli.

■ **LUGLIO 2009:**

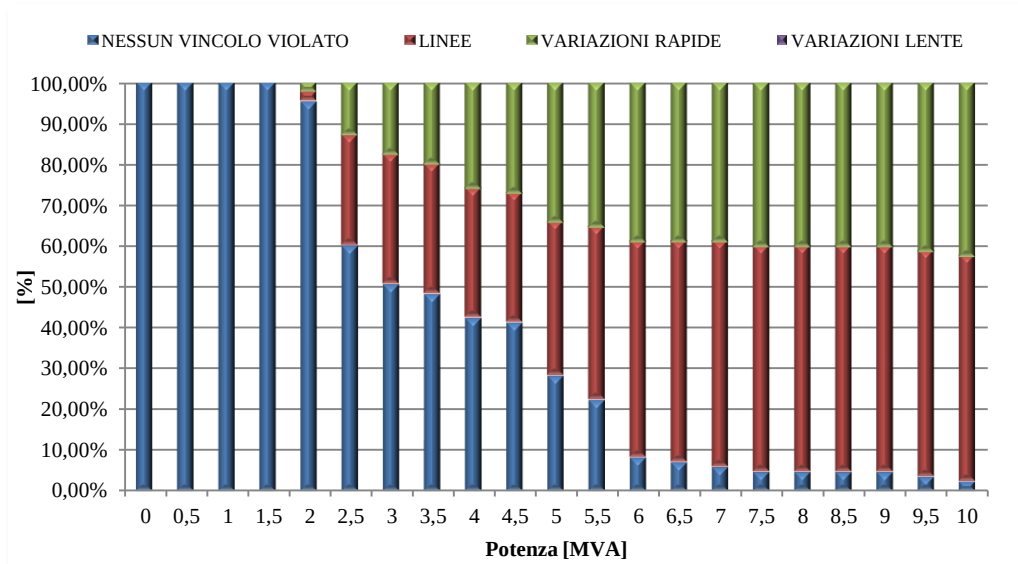


Figura 7. 14 - Istogramma cumulato della quantità percentuale di nodi che accettano la potenza presente in ascissa con rete passiva a Luglio e in cui sono evidenziate le componenti limitanti dei tre vincoli.

▪ **LUGLIO 2011:**

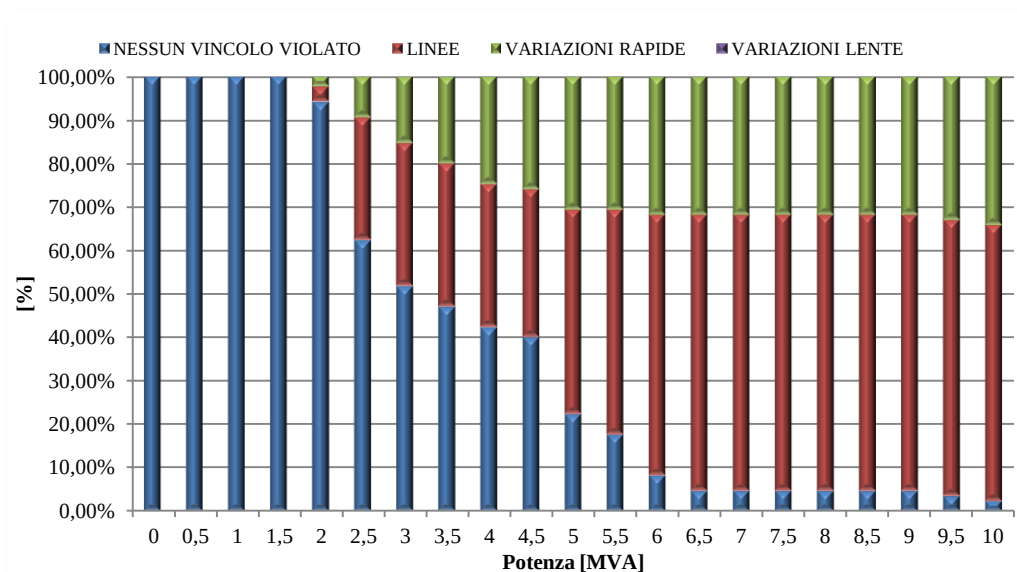


Figura 7. 15 - Istogramma cumulato della quantità percentuale di nodi che accettano la potenza presente in ascissa con rete non più passiva a Luglio e in cui sono evidenziate le componenti limitanti dei tre vincoli.

Da queste analisi e con l'aiuto di Figura 7.16, si può sicuramente inoltre concludere che l'Hosting Capacity è possibile pensarla come data dalla seguente relazione:

$$HC_{max} = f\left(\frac{V^2}{R} \cdot \frac{\Delta_{max}}{V}\right) \quad (7.2)$$

Dove Δ_{max} è il valore assoluto del margine di tensione considerato.

Essa:

- Dipende dal quadrato della tensione di alimentazione del nodo;
- È direttamente legata con relazione lineare alla sezione della linea; è infatti:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S} \quad (7.3)$$

Dove ρ è la resistività, l la lunghezza ed S la sezione della linea.

- Dipende direttamente dal margine di tensione considerato;
- È inversamente proporzionale alla distanza del generatore dal trasformatore: più ci allontaniamo dalla cabina primaria e più essa diminuisce;
- È direttamente legata alla portata dei conduttori;

In Tabella 7.3 si riporta un esempio in cui una linea alimenta a 10 kV ha subito cambiamenti di sezione e lunghezza. Ciò che si rileva è che per linee corte la potenza connettibile è molto grande, così come abbiamo rilevato nello studio, mentre man mano che

ci si allontana dal trasformatore la potenza da GD che la linea può accettare senza violare un limite di tensione qui posto pari ad 1% è molto minore. La potenza allacciabile alla rete è poi direttamente legata anche alla sezione dei conduttori perciò è possibile dedurre, seppur grossolanamente, che linee in cavo permettono di trasportare potenze maggiori rispetto le linee aeree visto la loro portata che molte volte è più che doppia.

Tabella 7. 3 - Esempio di dipendenza dell'HC dai parametri di linea.

Sezione [mm ²]	Hosting Capacity per lunghezza del feeder				
	200 m	1 km	5 km	20 km	capacità di carico
25	7,4 [MW]	1,5 [MW]	0,3 [MW]	0,075 [MW]	2,5 [MW]
50	15 [MW]	3 [MW]	0,6 [MW]	0,15 [MW]	3,6 [MW]
120	36 [MW]	7,1 [MW]	1,4 [MW]	0,36 [MW]	6 [MW]
240	71 [MW]	14 [MW]	2,9 [MW]	0,71 [MW]	8,9 [MW]

In Figura 7.16 si riporta uno schema della rete nella settimana di Luglio 2011 in cui si evidenziano le zone vincolate dai limiti di portata delle linee (zone rosse) e dai limiti di variazione rapide di tensione (zone verdi). Il vincolo di variazioni lente non compare perché non vincolante.

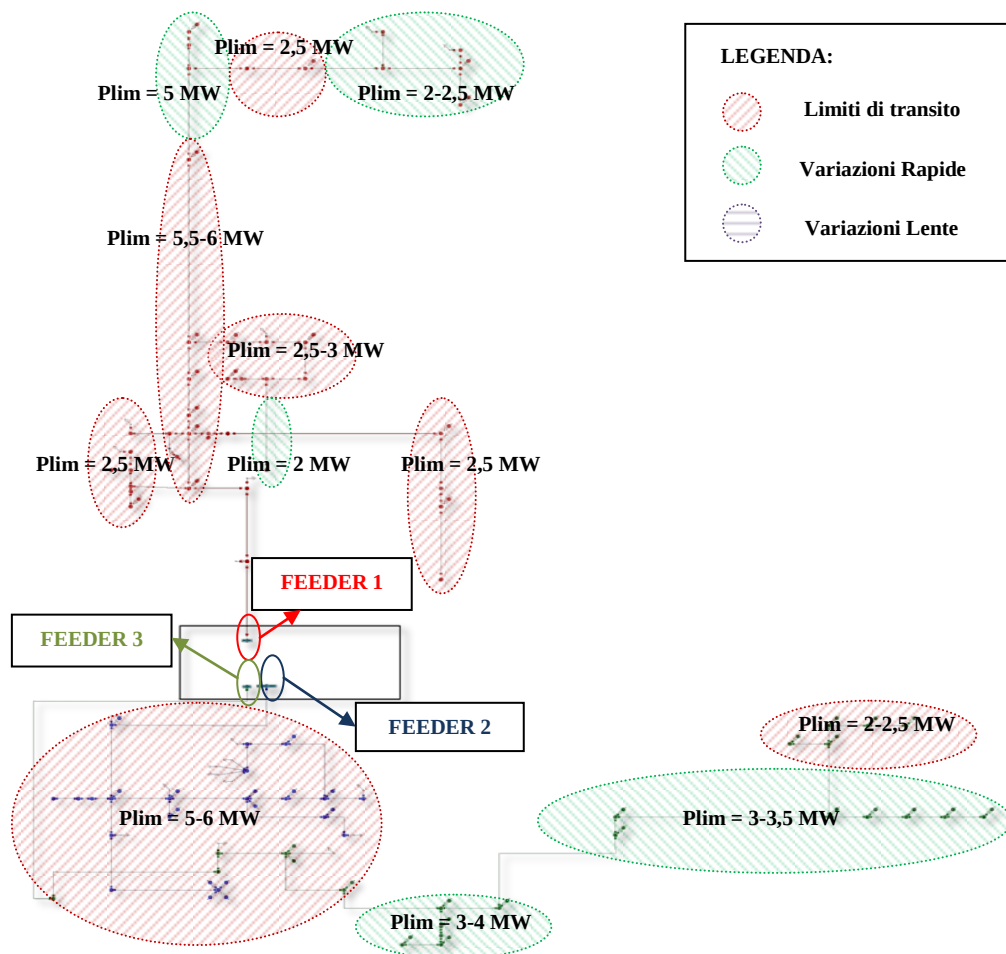


Figura 7. 16 - Rete MT con evidenziazione della violazione dei limiti dei singoli nodi a Luglio 2011.

7.4 SOLUZIONI PROPOSTE

I miglioramenti che si è giunti a proporre per un miglior utilizzo della rete sono risultati di due tipi:

- Un rafforzamento di alcune delle linee critiche della rete con lo scopo di aumentare l'Hosting Capacity complessiva;
- L'inserimento di accumulatori in uno o più nodi del feeder 3 per migliorare il profilo di tensione del feeder stesso in alcuni giorni particolarmente critici;

7.4.1 RAFFORZAMENTO DELLE LINEE

Al fine di migliorare l'Hosting Capacity della rete si è allora pensato di andare a rafforzare alcune delle linee che creano maggior vincolo, visto che il limite più stringente per questa rete risulta essere proprio quello dato dal flusso di corrente sui conduttori che vengono così a lavorare al limite della loro portata.

Si è quindi fatta una simulazione nella settimana estiva così da tenere conto della generazione presente in rete, andando a sostituire, raddoppiandole, le seguenti linee (in APPENDICE F sono evidenziate sulla rete le linee sostituite):

<i>Feeder 1</i>	<i>Feeder 2</i>	<i>Feeder 3</i>
F1_201266_1-291335_1	F2_290693_1-290902_1	F3_290309_1-290317_1
F1_201273_1-201522_1	-	F3_290274_1-290275_1
F1_201289_1-TEE266	-	-
F1_201307_1-201266_1	-	-
F1_TEE266-TEE267	-	-
F1_TEE270-201307_1	-	-

Analizzando i risultati presentati di seguito, è subito possibile rilevare come la sostituzione di solo queste nove linee ha portato ad importanti benefici.

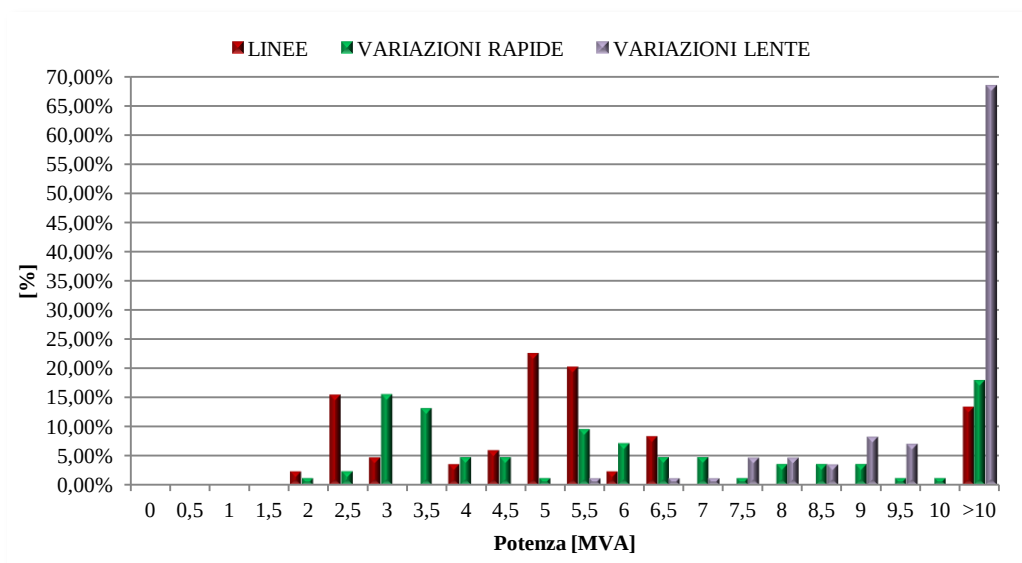


Figura 7. 17 - Istogramma rappresentante la percentuale di nodi che violano i tre vincoli in corrispondenza della potenza riportata in ascissa - Linee Rafforzate.

Da Figura 7.17 e con l'aiuto della Tabella F.9 presente in APPENDICE F si può subito notare che confrontando i valori di potenza accettabile dai nodi di rete con quelli dei rispettivi casi riferiti al Luglio 2011 (rete non passiva) si ha un notevole aumento della potenza che i nodi sono mediamente in grado di accettare. Iniziando dal vincolo meno stringente, quello delle variazioni lente di tensione, si può vedere che la sola sostituzione di alcune linee che si congestionavano permette di migliorare anche la situazione di alcuni dei nodi di rete che riescono così ad accettare potenze maggiori (mediamente, per quei nodi che violavano il vincolo prima dei 10 MVA, si parla di incrementi di 1-1,5 MVA – questo soprattutto per i nodi del Feeder 1 soggetto al rafforzamento di 6 linee).

Passando all'analisi del vincolo di variazioni rapide con banda al 4%, i miglioramenti che si percepiscono sono persino maggiori, basti notare che i nodi in grado di accettare la connessione di un generatore di potenza maggiore o uguale a 10 MVA aumenta di circa il 200% e questo lo si vede anche dal grafico cumulato di Figura 7.18.

Infine arriviamo a quello che era il nodo dolente della rete: la limitazione di potenza connettabile a seguito del raggiungimento della portata massima di alcuni conduttori della rete. Questa situazione era particolarmente vincolante per i nodi del Feeder 1 ove vi è la presenza di un grosso snodo a circa metà del feeder. La connessione di generazione nei nodi derivati a questo snodo era quindi fortemente vincolata dalle congestioni che venivano a crearsi. La sostituzione delle linee problematiche con linee di portata raddoppiata ha fatto sì che queste situazioni limite non venissero più a crearsi a potenze limitate ma che si spostassero verso obiettivi ben maggiori: di particolare interesse è il caso dei nodi 201266_1, 201307_1 e 201544_1 (nodi della dorsale precedentemente soggetti a congestioni delle linee) che quasi raddoppiano la loro capacità di accettazione di potenza.

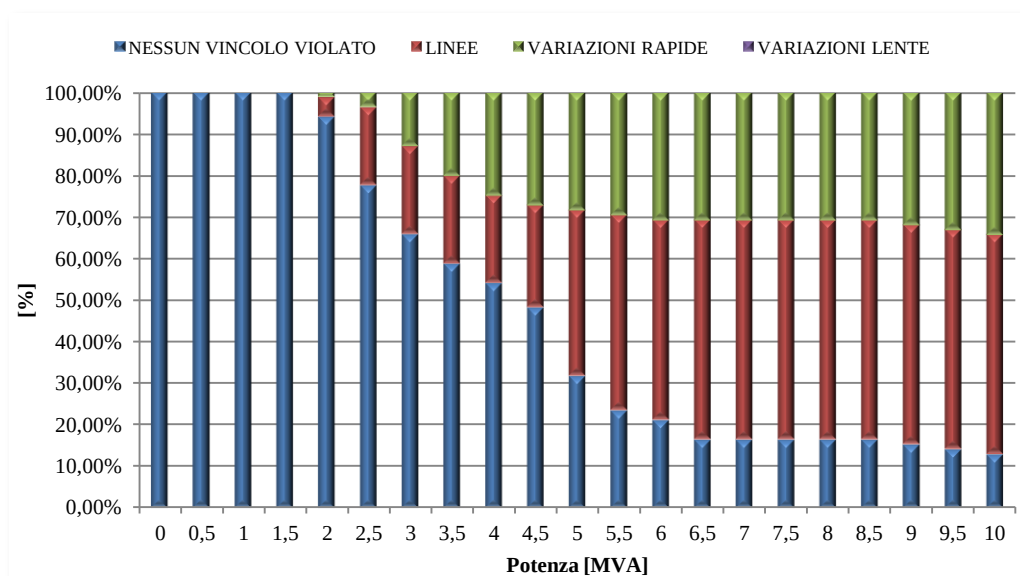


Figura 7. 18 - Istogramma cumulato rappresentante la percentuale di nodi con GD installabile pari al valore di potenza corrispondente alla potenza riportata in ascissa - Linee Rafforzate.

Di seguito si riporta ora lo schema unifilare della rete ove vengono evidenziate i parametri critici per i diversi nodi.

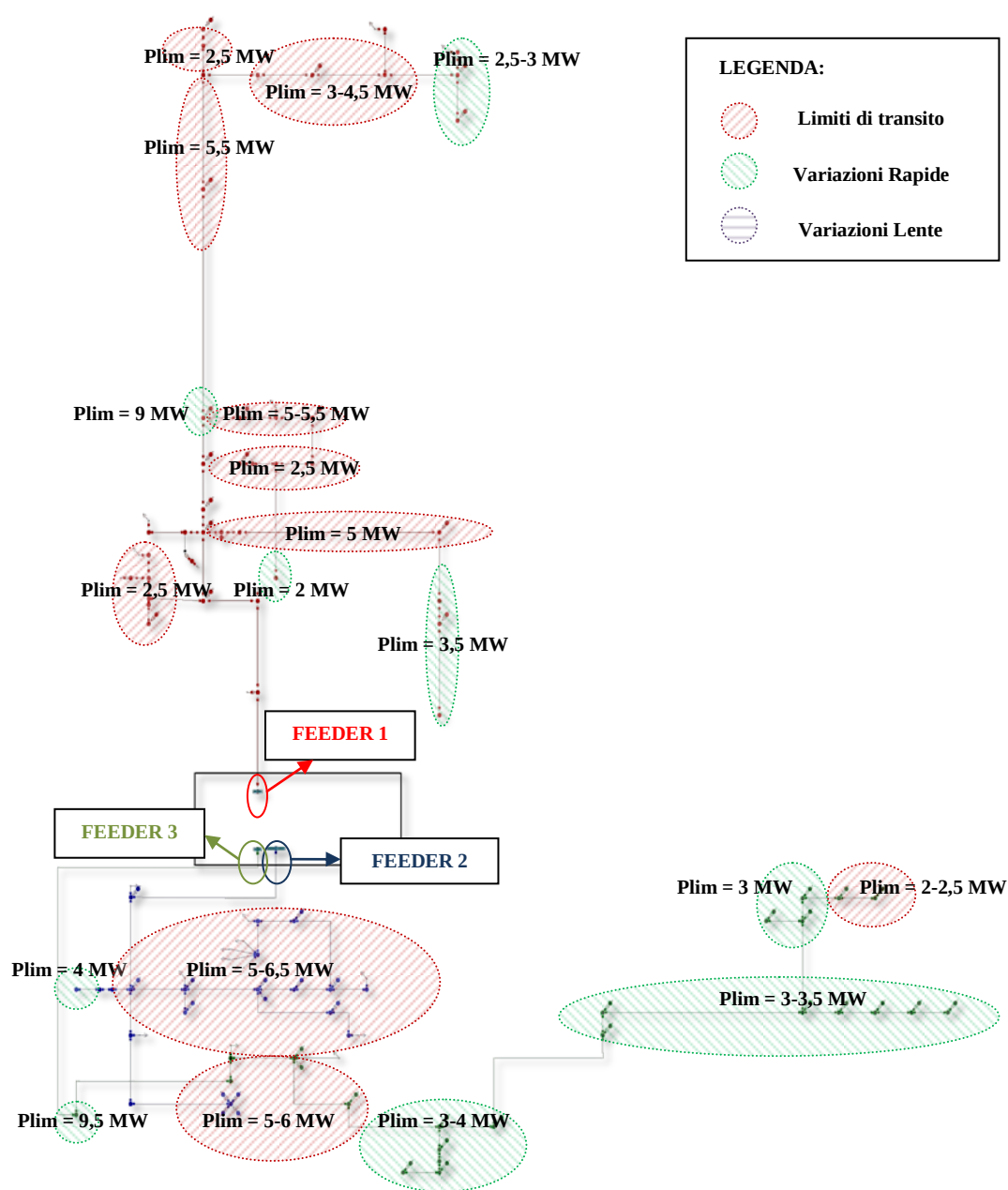


Figura 7. 19 - Rete MT con linee rafforzate e con evidenziazione della violazione dei limiti dei singoli nodi a Luglio 2011.

Ciò che si può rilevare, confrontando la rete di Figura 7.19 con la Figura 7.16, è che molti nodi del Feeder 1 (ove vi è stata la sostituzione di 6 linee di lunghezza comunque non eccessiva – qualche centinaio di metri), soprattutto quelli della dorsale, si sono liberati da tutti i vincoli, aumentando fino al massimo consentito la propria capacità di accettazione, e in generale, la potenza accettata dai nodi di rete è di molto aumentata.

Rimangono invece relativamente vincolati a potenze ridotte (anche se mediamente superiori a 3MW) quei nodi distanti dalla cabina primaria (si veda il Feeder 3) che si vedono limitati da limiti di tensione.

7.4.2 INSERIMENTO DI STORAGE

Una volta sostituite le linee e migliorata la capacità di accettazione di potenza da parte dei nodi di rete, un problema che continuava a persistere e che era interessante migliorare al fine della consegna del prodotto energia con una buona qualità, nel rispetto allora della PQ, è stato quello di una grossa variabilità, nell'arco della settimana, del profilo di tensione di alcuni nodi del più lungo dei feeder in analisi: il terzo.

Pensando allora ai nuovi criteri proposti con il Documento di Consultazione DCO 34/11, le cui principali caratteristiche si erano evidenziate al CAPITOLO 2 (per maggiori informazioni basta andare all'APPENDICE A), si è pensato di andare ad installare una coppia di banchi di accumulatori uno a carico dell'unico generatore che si trova in questo feeder al nodo 291309_1 (che potrebbe così ricevere un'extra remunerazione sulla base di benefici apportati in materia di PQ con criterio ex-post a partire da intenti proposti ex-ante) e uno di proprietà del distributore nel nodo 290275_1²⁹, allo scopo anche di incrementare l'energia immettibile in rete da GD.

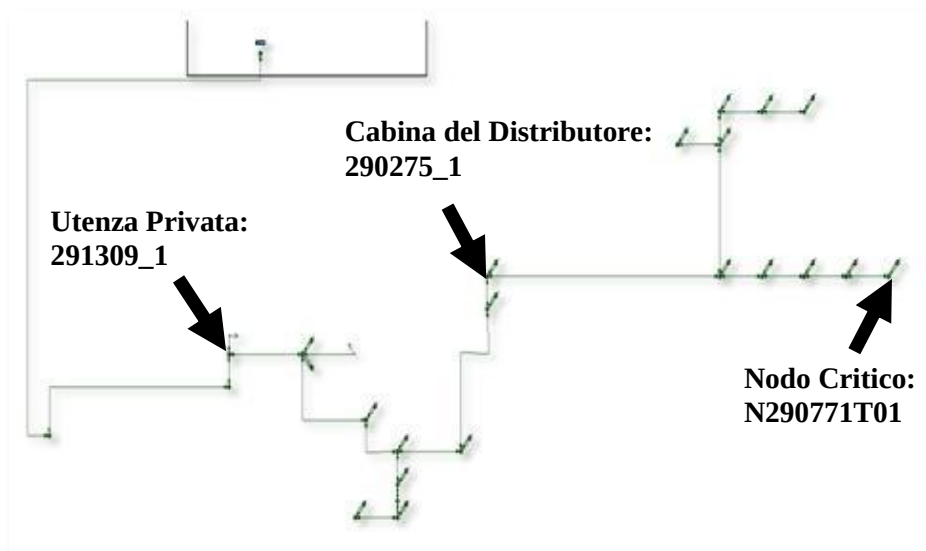


Figura 7.20 - Posizionamento dello storage in rete ed evidenziazione del nodo critico.

Al di fuori di quella che potrebbe essere la tecnologia da utilizzare, quello che a noi interessava era di avere a disposizione una certa quantità di potenza reattiva³⁰ da immettere in rete nei momenti in cui il profilo di tensione aveva dei picchi negativi troppo elevati (Figura 7.21), e di potenza attiva quando l'abbassamento di tensione comporta innalzamenti di corrente tali da saturare la portata dei conduttori, mentre si recuperava la potenza necessaria in quelle ore della giornata in cui il profilo rientrava abbondantemente nel range del $\pm 5\%$ di V_n (il profilo di assorbimento-generazione della potenza attiva è riportato in

²⁹ Sono stati inseriti due accumulatori distinti su due nodi posti a circa 1/3 e circa 2/3 della lunghezza del feeder perché il collegamento di una sola batteria di accumulatori, anche di potenza doppia rispetto a quelle utilizzate, in un nodo soltanto non porta a grossi benefici in termini di profilo di tensione.

³⁰ In accordo con il pensiero di Carpentier si può dire infatti che le resistenze chilometriche dei tratti di linea sono minori delle reattanze chilometriche e perciò una variazione di fase tra due nodi incide sulla potenza attiva, mentre una variazione del modulo della tensione incide sulla potenza reattiva.

Figura 7.22, mentre la produzione di potenza reattiva la si considera per semplicità costante e pari ad 1 tranne nei weekend dove il coefficiente assegnato è inizialmente nullo).

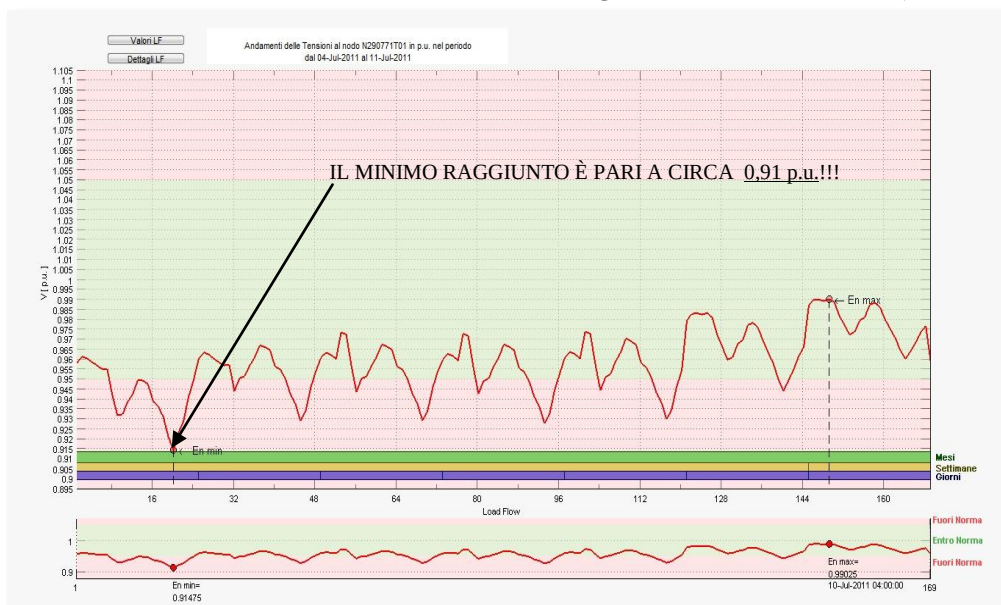


Figura 7.21 - Andamento della tensione nell'ultimo nodo del Feeder 3 nella settimana di Luglio considerata, PRIMA dell'inserimento degli accumulatori.

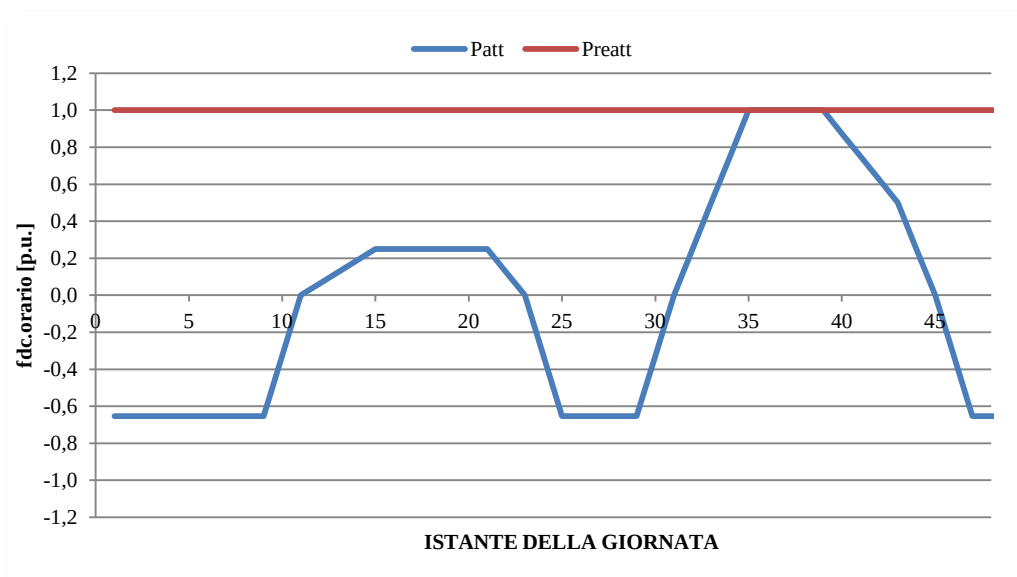


Figura 7.22 - Profilo di generazione degli accumulatori posti nei due nodi scelti del Feeder 3.

Una produzione svincolata di potenza attiva e reattiva si suppone di ottenerla con l'aiuto dell'interfacciamento di un inverter tra rete e alimentatore. Quello che si ottiene è un netto miglioramento del profilo con accumulatori che forniscono una potenza attiva nominale di 0,36 MW e potenza reattiva nominale di 0,36 MVar, e ciò lo si vede grafitando l'andamento della tensione nell'ultimo nodo N290771T01 (Figura 7.23).

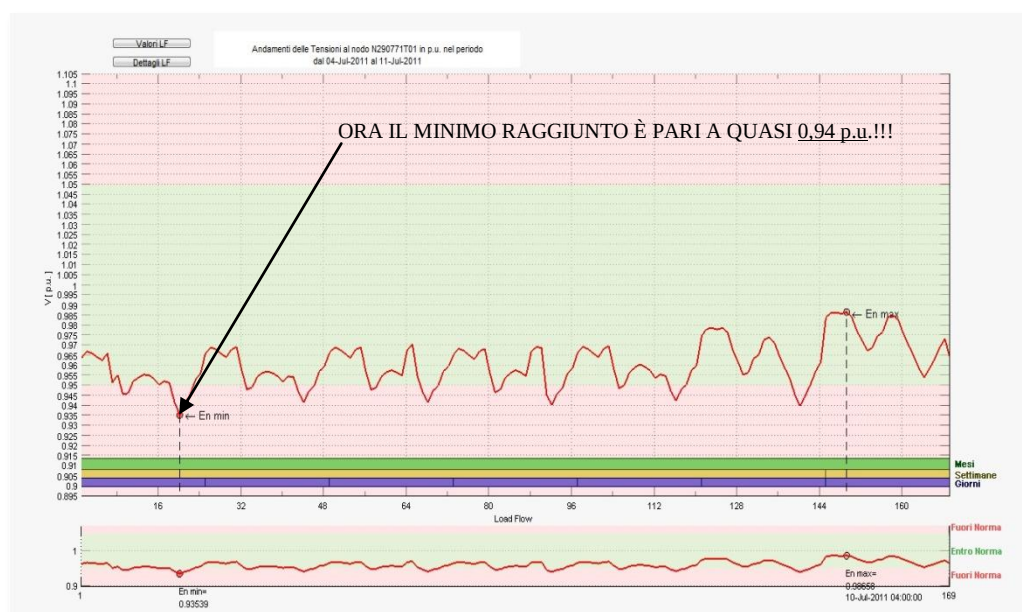


Figura 7.23 - Andamento della tensione nell'ultimo nodo del Feeder 3 nella settimana di Luglio considerata, DOPO l'inserimento degli accumulatori.

Oltre a portare ad una riduzione delle perdite in linea, si arriva a migliorare il profilo di tensione a questo nodo ma chiaramente si migliora molto anche il profilo di tutti gli altri nodi del feeder, comportando il passaggio da una situazione in cui 33 nodi hanno un istante in cui la tensione oltrepassa il limite di 0,95 p.u., ad una situazione in cui i nodi che oltrepassano tale vincolo sono solo 9 e con valori di molto ridotti: il nodo più critico migliora la propria condizione incrementando la tensione nodale di quasi il 3%.

Di seguito si riporta allora il profilo di tensione lungo il feeder nello stesso istante (il ventesimo load flow) prima e dopo l'iniezione di potenza reattiva in rete.

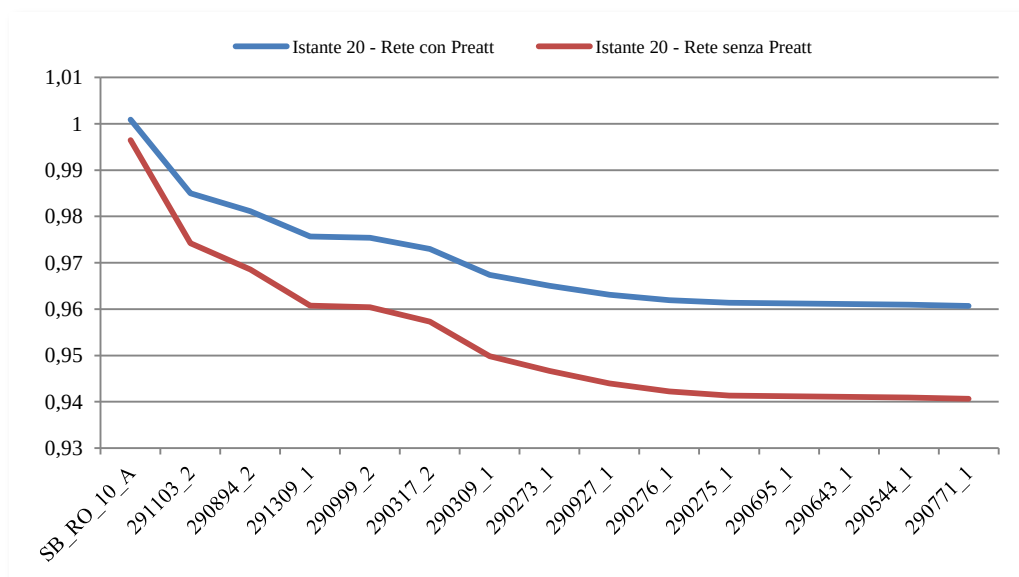


Figura 7.24 - Andamento della tensione lungo il Feeder 3 all'istante 20 (in cui in N290771T01 si raggiunge un minimo di circa 0,91 p.u.) prima e dopo l'iniezione di potenza reattiva in rete.

Analizzando l'Hosting Capacity, come si può vedere dalla Figura 7.25, questa chiaramente non cambia molto rispetto al caso di rete con linee rafforzate e ciò perché nello studio di accettazione di potenza da GD si guarda di porsi in condizioni di rischio per la rete, ovvero quando la tensione al nodo è massima.

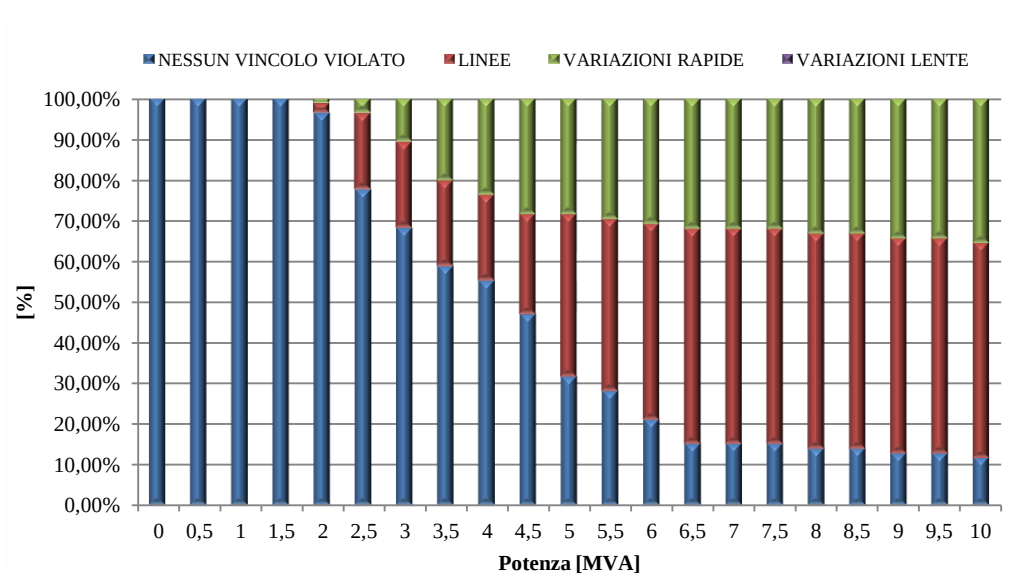


Figura 7. 25 - Istogramma cumulato rappresentante la percentuale di nodi con GD installabile pari al valore di potenza corrispondente alla potenza riportata in ascissa - Linee Rafforzate ed Accumulo in rete.

Il solo inserimento di accumulatori in rete senza la conoscenza di un loro adeguato profilo di generazione di energia nella giornata, o un adeguato sistema di gestione dello stesso che preveda di iniettare potenza in rete quando la tensione è bassa e di assorbirla quando è alta, non porta ad alcun vantaggio in termini di potenza installabile.

Se si riuscisse nell'operazione di inserire degli accumulatori in grado di immettere energia in rete o di assorbirla dalla stessa quando necessario, si potrebbe risollevare, perlomeno in parte, la rete dal lavorare al limite delle proprie capacità tecnico-fisiche, riuscendo a migliorare allora il profilo di tensione e ad incrementare la capacità di accettazione di energia da GD. Questi due aspetti farebbero sì che, se si facesse valutare questa rete al fine di ammetterla ad un particolare regime di incentivazione nel rispetto quindi della Delibera 39/10, si riuscirebbe ad ottenere un punteggio interessante in corrispondenza dei criteri di valutazione B3 e B9 della Determina 7/10.

Provando allora ad inserire degli accumulatori come quanto appena fatto ma imponendo loro di funzionare come degli induttori durante il weekend (il coefficiente settimanale assegnato al profilo nei giorni di sabato e domenica è allora pari a -1), a differenza di quanto avveniva nella precedente simulazione dove invece in quei giorni essi si limitavano a scambiare potenza attiva con la rete in quanto il profilo rientrava abbondantemente nel range considerato, si può constatare che il profilo al nodo analizzato in precedenza migliora dal punto di vista della continuità, nel senso che assorbendo potenza reattiva dalla rete, la tensione nodale tende a ridursi in queste ore, facendo sì che la variabilità della tensione nodale nell'arco della settimana si riduce, mantenendosi attorno ad un valore medio di circa 0,95-0,96 p.u.

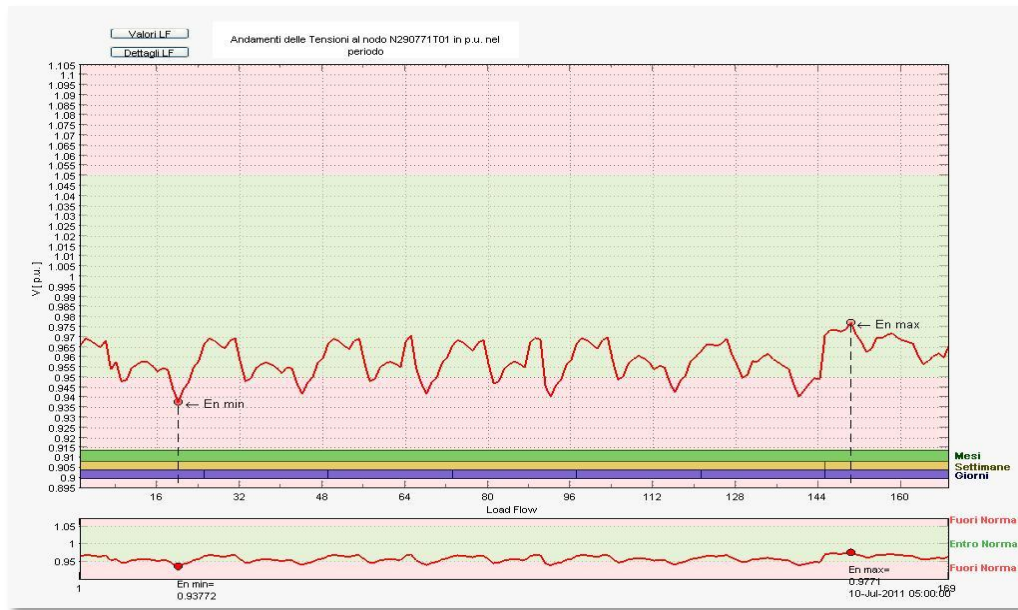


Figura 7.26 - Andamento della tensione nell'ultimo nodo del Feeder 3 nella settimana di Luglio considerata, DOPO l'inserimento degli accumulatori che erogano potenza reattiva nei primi 5 giorni della settimana e la assorbe nel weekend.

Riducendosi il massimo di tensione nodale in termini assoluti (il minimo rimane chiaramente invariato al valore prima trovato) accade che anche l'Hosting Capacity può cambiare, e difatti lo si vede da Figura 7.27.

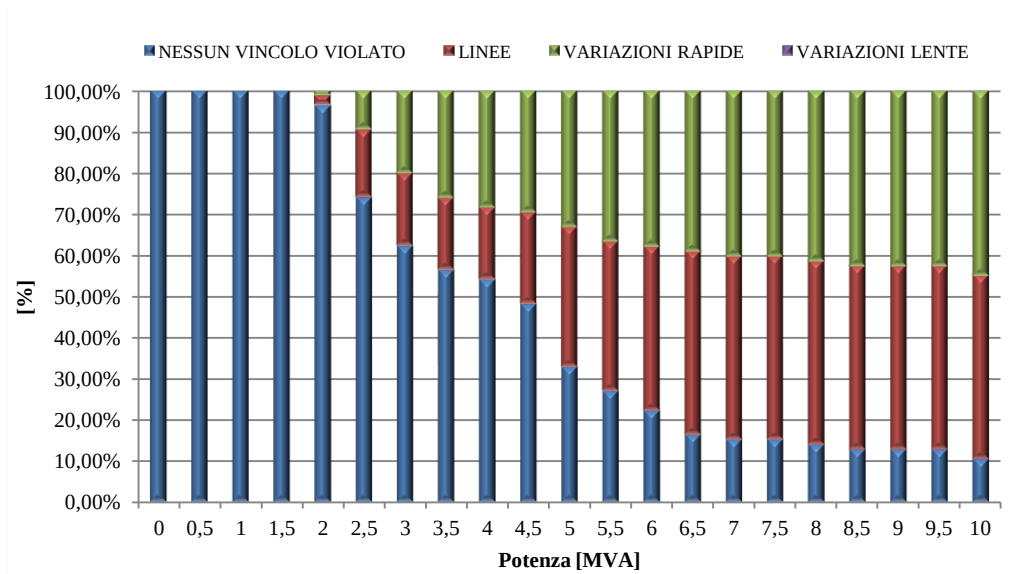


Figura 7.27 - Istogramma cumulato rappresentante la percentuale di nodi con GD installabile pari al valore di potenza corrispondente alla potenza riportata in ascissa - Linee Rafforzate ed Accumulo in rete funzionante da induttore.

Quello che si nota è che l'Hosting Capacity aumenta seppur di poco rispetto al caso precedente ma quello che si può anche dire, coscientemente, è che con tutta probabilità l'installazione degli accumulatori nella rete attuale non vale l'investimento ad essi legato in relazione ai benefici che invece dovrebbe portare. Questo è comprensibile anche solo con una valutazione grossolana come quella fatta. Si è infatti consapevoli che in ogni modo un

inserimento di due dispositivi come quelli visti sia improbabile, ma a noi serviva solamente capire quanti benefici la presenza di storage in rete potesse portare.

Si ritiene allora che anche con un sistema di gestione della produzione di energia attiva-reattiva che ottimizzi il rapporto dello storage taglia-benefici cercati, riducendo così il costo di un investimento di questo tipo, non si riesca a trovare grande vantaggio economico in questa operazione.

Ultimo aspetto analizzato a riguardo dello storage lo ha visto essere inserito nella rete in cui le linee sono state rafforzate solo nei primi due feeder, mentre al Feeder 3 si sono inseriti solo i due banchi di accumulatori visti in precedenza (negli stessi due nodi), quindi rappresentabili come un carico che produce potenza attiva nominale pari a 0,36 MW e reattiva pari a 0,36 MVar, e che diventa un carico assorbitore di potenza reattiva nelle giornate di sabato e domenica. Quello che si è riusciti a trovare è stato un netto miglioramento della situazione rispetto al caso di rete in loro assenza, ma tale miglioramento non porta altro che agli stessi risultati ottenibili con il rafforzamento delle sole linee anche al Feeder 3, in termini di Hosting Capacity. Un grosso vantaggio che un'operazione simile potrebbe portare con sé è invece un miglioramento anche dal punto di vista dell'aumento di accettazione di Hosting Capacity rispetto al vincolo di variazioni lente di tensione, mentre le variazioni rapide non varierebbero di molto la propria capacità limitante. Al contempo però, l'iniezione di potenza attiva in rete fa sì che anche le linee si “scarichino” perlomeno in parte, permettendo così un aumento di potenza immettibile in rete anche dal punto di vista delle portate dei conduttori.

Chiaramente la scelta non è facile in quanto da un lato, limitandosi a sostituire le sole linee il problema di un profilo di tensione abbastanza variabile nell'arco della settimana permane, mentre dall'altra, installando gli accumulatori, ci si potrebbe aspettare un forte investimento economico.

Sarebbe allora necessario andare ad attuare un confronto tecnico-economico tra la possibilità di inserire le due linee nuove oppure i due banchi di accumulatori, e di pesare tale valutazione con possibili richieste di concorrere ai nuovi criteri di incentivazione proposti con la DCO 34/11.

CONCLUSIONI

Nei prossimi anni la rete elettrica di distribuzione probabilmente subirà, sulla scia di quanto già sta avvenendo, un'ulteriore spinta verso quella che la porterà ad essere completamente trasformata rispetto alla concezione iniziale. I nuovi regolamenti in materia di incentivazione alle risorse rinnovabili assieme ad una nuova concezione di quella che è l'energia ed il suo utilizzo, sta portando la società ad aderire sempre più a quelle che sono le richieste fatte dagli esperti al fine di salvaguardare l'ambiente e così anche il pianeta.

La rete è quindi oramai nota a tutti che deve essere ripensata perché la già forte presenza di GD presente in essa verrà ancora di più rafforzata negli anni a venire, e questo non potrà che comportare problemi sempre maggiori per quanto riguarda la gestione e l'utilizzo della rete elettrica. I nuovi utenti della rete saranno allora sia attivi (andranno ad aggiungersi a quei, relativamente, pochi già presenti) che passivi, comportando così un cambio radicale della concezione finora passiva del sistema elettrico che dovrà invece prevedere un sistema di gestione e controllo che possa garantire un adeguato sistema di sicurezza e qualità del servizio, sempre a livello degli standard fissati.

Vista la rivoluzione concettuale che aspetta la rete, è ovvio che la pianificazione della stessa diventerà sempre più difficoltosa e quindi necessari nuovi sistemi e strumenti che aiutino il lavoro dei pianificatori.

In questo lavoro si è allora analizzato uno di quegli strumenti che potrebbe risultare fondamentale per la risoluzione del problema di accettazione di potenza da GD da parte della rete. Quello che si è fatto è stato allora di applicare in pratica lo studio fatto dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas per la determinazione dell'Hosting Capacity di parte della rete elettrica italiana, al fine di poter determinare questo parametro che nel futuro si pensa possa diventare un'importante metro per il distributore per monitorare lo stato della propria rete, almeno fintanto che vige il sistema fit and forget che lo obbliga ad accettare tutta la potenza da GD presente in rete.

Un'analisi di Hosting Capacity si inserisce di dovere in un contesto economico-gestionale di Energy Management in quanto può infatti permettere, innanzitutto alle aziende distributrici, di avere enormi risparmi economici dal momento che permette di fare previsioni di sostituzione di elementi deboli della rete (linee e protezioni ad esempio) o l'installazione di banchi di accumulatori o simili al fine di ridurre le perdite in rete, aumentare la qualità del servizio e l'accettazione di potenza da parte della rete stessa, il tutto cercando chiaramente il maggior risparmio economico.

Anche da un punto di vista strettamente tecnico questo lavoro e l'analisi di Hosting Capacity in generale hanno una loro rilevanza in quanto permettono di valutare l'importanza di conoscere la GD in rete, di ripensare il sistema di protezione, ecc.

Analizzati i risultati e visti gli istogrammi cumulati è giunto il momento di aggiungere alcune considerazioni strettamente personali.

Ciò che è palese è che la rete di distribuzione analizzata è possibile concludere che ha dimostrato una capacità di accoglimento che definirei discreta, per le dimensioni che la caratterizzano. Un suo incremento avverrà di sicuro con futuri sviluppi ed introduzioni di nuove tecnologie, innanzitutto a partire da sistemi di comunicazione che permettano un continuo e chiaro dialogo utente-utente ed utente-distributore.

I progetti pilota partiti con la Determina 7/10 non possono fare altro che aiutare a migliorare la situazione attuale, sperimentando innovativi sistemi di gestione della qualità del servizio. Si pensa allora che la spinta ad attuare nuovi e mirati progetti su questa linea di pensiero non possa che portare benefici a tutta la comunità. Interessanti potrebbero essere studi su reti caratterizzate da forte presenza di utenti attivi diffusi sulla rete che magari producano molto più del fabbisogno e per cui si necessita di un adeguato sistema di comunicazione bidirezionale che li avvisi su come gestire la loro produzione per portare vantaggio a loro stessi, alla rete e a tutte le altre utenze.

Per quanto riguarda la parte operativa, un aspetto che poco convince dello studio presentato dall'Authority è infatti quello di considerare di allacciare un generatore alla volta su ciascuno dei nodi di rete andandone ad aumentare la potenza da 0 MW fino ad un massimo di 10 MW (potenza davvero importante). Si pensa sarebbe magari meglio utilizzare un criterio di allacciamento di generatori diffusi sulla rete, anche se è chiaro che a quel punto il problema si sposta sull'andare a definire proprio tale criterio che deve valere in generale. Serve allora pensare: quanti generatori allacciare, quale profilo dare loro (perché un profilo costante è chiaramente irrealistico), in quali nodi allacciarli, ecc.

Si concorda però con gli autori dello studio che per iniziare, un valore di 10 MW è un valore accettabile perché questo valore va preso coscientemente molto oltre le aspettative di una normale rete di distribuzione MT così che si possano quantomeno definire i vincoli nodali che poi nell'esperienza reale si raggiungerebbero con l'allacciamento contemporaneo di più generatori in nodi diversi, oltre al fatto che la conoscenza dei profili di generazione di nuovi utenti attivi non sono noti a priori. Si può quindi in generale accettare anche l'idea di utilizzare, conservativamente (visto che permette di individuare il caso peggiore), un profilo costante, anche se va sottolineato che è tutt'altro che realistico e sarebbe invece migliore un'analisi fatta sulla base di informazioni ulteriori date ad esempio dalla situazione politico-economica, dallo stato delle tecnologie, dalla conformazione del territorio, ecc, che possa pensare di inserire un generatore con un profilo più vicino a quello che può essere realmente installato in rete.

Guardando invece alle possibili evoluzioni future di questo lavoro, esse possono allora prevedere un approfondimento dell'analisi tecnico-economica che permetta soprattutto al distributore di muoversi per tempo e con ottimizzazione dei costi in quella che può essere l'attuazione di operazioni in rete.

Infine un ultimo aspetto interessante e che in questo studio non si è riusciti ad affrontare per questioni di tempo, è quello di attuare un'analisi dell'Hosting Capacity sulla base di scenari evolutivi pensati e studiati con particolare attenzione, a partire proprio da informazioni sullo stato della rete, sulle nuove costruzioni che saranno nuovi carichi per la rete o nuova generazione da accettare, sui trend di crescita economica, ecc.

RINGRAZIAMENTI

A termine di questo lungo percorso universitario colmo di soddisfazioni, trovo doveroso ringraziare innanzitutto il Professor Roberto Turri senza il quale questo lavoro non sarebbe potuto essere svolto e soprattutto perché i suoi continui consigli e la sua disponibilità mi hanno permesso di imparare ancora molto in questi mesi di lavoro sotto la sua importante per me guida.

Mi sento poi in dovere di ringraziare davvero molto Massimiliano per la sua grande pazienza e disponibilità nell'aiutarmi in tutti i momenti bui avuti in laboratorio e senza il cui aiuto probabilmente sarei ancora affaccendato a tentare di capire il funzionamento e gli errori del programma e di MATLAB stesso.

Ringrazio poi i compagni di questi ultimi mesi passati in laboratorio che hanno permesso di staccare dalla routine della giornata e recuperare le energie necessarie per riprendere il lavoro lasciato con più spirito di prima.

Prima di passare ai ringraziamenti più caserecci di amici e familiari trovo doveroso ricordare dal profondo innanzitutto il Professor Lorenzo Fellin che mi ha seguito per il lavoro di tesi di laurea triennale e da cui sono riuscito a “rubare” molte nozioni ma soprattutto lo spirito per continuare al meglio il percorso di studi con la laurea magistrale, e poi tutti i professori che mi hanno insegnato con passione le loro materie e che mi hanno permesso di crescere sia come studente che come persona.

Infine è arrivato il momento di salutare i miei grandissimi compagni di studi, senza i quali le giornate sarebbero state indubbiamente molto più pesanti e difficili da superare, oltre all'aiuto sempre prezioso nei momenti di difficoltà nello studio. Ricordo allora con affetto e in rigoroso ordine sparso: Cresta (per primo perché 10 anni sugli stessi banchi non sono pochi!), Valeriano, Henry, Pelli, Zara, Valentino e il Mozz. Oltre a tutti gli amici che ho trovato lungo il mio percorso, che non cito per brevità, ma che ricorderò per sempre.

Una particolare citazione va alla Mia numerosa Famiglia per avermi sempre appoggiato anche quando le cose non andavano benissimo, per avermi sopportato nei momenti di difficoltà, aiutato in ogni passo del mio percorso scolastico e insegnato i veri e profondi valori della vita. Ricordo a tal proposito le Nonne Carmen e Marisa per avermi trasmesso ciò che la vita ha insegnato loro nel bene e nel male, per avermi accudito fin da piccolo trasmettendomi così anche le loro passioni e le loro sfaccettature caratteriali di cui sono diventato erede.

Tengo a ringraziare in particolar modo Federica perché in questi ultimi 5 anni passati assieme, fianco a fianco, in ogni (oserei dire) minuto della giornata mi ha aiutato a non mollare mai e a ribattere colpo su colpo ogni parvenza di malessere si presentasse. Ammetto che se non fosse stato per Te probabilmente le difficoltà sarebbero state maggiori e più difficilmente superabili da solo, quindi non potrò che ringraziarti sempre.

Ringrazio per ultimi, ma non perché tali nei miei pensieri, gli amici di tutti i giorni, che non cito per paura di fare gravi dimenticanze, ma che sono fondamentali per staccare dalla quotidianità e riportare il morale agli alti livelli in cui esso deve stare; a tal riguardo un particolare posto lo occupa la mitica Snoopy, inseparabile compagna di pomeriggi passati tra studio e divertimento.

RINGRAZIAMENTI

BIBLIOGRAFIA e SITOGRAFIA

- [1] **M. Delfanti, A. Silvestri:** *“Smart Grid. Le reti elettriche di domani – Dalle rinnovabili ai veicoli elettrici il futuro passa per le reti intelligenti”*, GieEdizioni, Roma 2011.
- [2] **M. Delfanti, M. Merlo, V. Olivieri, A. Silvestri:** *“Generazione Diffusa: impatto attuale sulle reti e qualche prospettiva”*, AEIT, n° 5/6, Maggio/Giugno 2010.
- [3] **M. Loddo:** *“Pianificazione e gestione delle reti di distribuzione attive”*, Tesi di Dottorato Magistrale presso l’Università di Cagliari, Ciclo XIX.
- [4] **UE:** *“European Smart Grids Technology Platform – Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future”*, European Commission – European Communities, UE 2006.
- [5] **UE:** *“GREEN PAPER – A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy”*, European Commission – European Communities, UE Marzo 2006.
- [6] **UE:** *“Comunicazione della commissione al consiglio, al parlamento europeo, al comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni: un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche (PIANO SET)”*, Commissione delle Comunità Europee, Bruxelles, 22 Novembre 2007.
- [7] **ETSO-E, EDSO:** *“The European Electricity Grid Initiative (EEGI) – Roadmap 2010-2018 and Detailed Implementation Plan 2010-2012”*, 25 Maggio 2010 .
- [8] **UE:** *“Comunicazione della commissione al consiglio, al parlamento europeo, al comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni – Reti intelligenti: dall’innovazione all’introduzione”*, Commissione delle Comunità Europee, Bruxelles, 12 Aprile 2011.
- [9] **M. Gallanti:** *“Le iniziative europee sulle Smart Grids”*, L’Energia Elettrica, n° 3 volume 87, Maggio/Giugno 2010.
- [10] **M. Cotti:** *“EEGI – European Electricity Grid Initiative”*, L’Energia Elettrica, n° 3 volume 87, Maggio/Giugno 2010.
- [11] **R. Turri:** *“Smart Grids: Traiettorie di sviluppo verso le reti elettriche “intelligenti” del futuro ”*, Seminario SmartGrids, Vicenza 12 Aprile 2011.

- [12] **Enel S.p.A.:** *“La Generazione Distribuita, una sfida per la gestione delle reti”*, http://www.enel.com/it-IT/media/news/generazione_distribuita/index.aspx, Ottobre 2011.
- [13] **UE:** *“The European Strategic Energy Technology Plan – SET PLAN Towards a low-carbon future”*, European Commission – European Communities, UE 2010.
- [14] **UE:** *“Strategic Research Agenda For Europe’s Electricity Networks Of The Future”*, European Commission – European Communities, UE 2006.
- [15] **A. Paolucci:** *“Lezioni Di Impianti Elettrici – Parte Prima”*, CLEUP, Padova 1997.
- [16] **L. Lo Schiavo, R. Vailati:** *“Il ruolo dei regolatori per i progetti dimostrativi delle reti elettriche del futuro”*, L’Energia Elettrica, n° 3 volume 87, Maggio/Giugno 2010.
- [17] <http://titano.sede.enea.it/Stampa/skin2col.php?page=eneaperdettagliofigli&id=116>, Novembre 2011.
- [18] http://it.wikipedia.org/wiki/Protocollo_di_Ky%C5%8Dto#Paesi_non_aderenti, Novembre 2011.
- [19] http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/l28060_it.htm, Novembre 2011.
- [20] http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/en0024_it.htm, Novembre 2011.
- [21] <http://www.smartgridsblog.com/uncategorized/smartgrids-european-technologyplatform/>, Novembre 2011.
- [22] <http://www.smartgrids.eu/node/4>, Novembre 2011.
- [23] http://europa.eu/legislation_summaries/research_innovation/general_framework/i23012_it.htm, Novembre 2011.
- [24] **I. Bertini, B. Di Pietra, G. Graditi:** *“Quaderno: L’Efficienza Nel Settore Delle Reti Energetiche”*, ENEA, Luglio 2001.
- [25] **Autorità per l’energia elettrica e il gas:** *“Delibera ARG/elt 39/10”*, AEEG, 25 Marzo 2010.

- [26] **Autorità per l'energia elettrica e il gas:** *"Delibera ARG/elt 25/09"*, AEEG, 16 Marzo 2009.
- [27] **Autorità per l'energia elettrica e il gas:** *"Delibera ARG/elt 12/11"*, AEEG, 10 Febbraio 2011.
- [28] **Autorità per l'energia elettrica e il gas:** *"Determina 7/10"*, AEEG, 29 Gennaio 2010.
- [29] **Autorità per l'energia elettrica e il gas:** *"Determina 223/10"*, AEEG, 2 Dicembre 2010.
- [30] **Autorità per l'energia elettrica e il gas:** *"Documento Di Consultazione DCO 34/11: Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012 – 2015"*, AEEG, Italia, 4 Agosto 2011.
- [31] **Autorità per l'energia elettrica e il gas:** *"Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008–2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione"*, AEEG, 29 Dicembre 2007.
- [32] **Autorità per l'energia elettrica e il gas:** *"Memoria per l'Audizione alla Commissione Ambiente della Camera dei Deputati nell'ambito dell'Indagine Conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili"* AEEG, 19 Maggio 2011.
- [33] **AMRA SpA:** *"Le caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica – CEI 50160"*, VI.TE.SA., Firenze, 14 Luglio 2005 http://www.cirrlab.unifi.it/vitesa/Mariani/MA_LEZ_05.pdf.
- [34] **R. Turri:** *"Appunti – Qualità del servizio nelle reti di distribuzione e industriali"*, Appunti del corso di Progettazione di sistemi elettrici industriali, a.a. 2009-2010.
- [35] **A.S.SE.M. S.p.A.:** *"Istanza al trattamento incentivante smart grids"*, A.S.SE.M. S.p.A., San Severino Marche, 10 Novembre 2010.
- [36] **L. Fellin e M. Pittarello:** *"Testo di Riferimento (Bozza Preliminare)"*, Corso di Impianti Elettrici, a.a. 2008/2009.
- [37] <http://it.wikipedia.org/wiki/MATLAB>, Gennaio 2012.
- [38] Tutorial NEPLAN, Novembre 2012.

- [39] Appunti di Sistemi Elettrici Per L'Energia, anno accademico 2009/2010.
- [40] **M. Stievano:** *“Sviluppo di procedure numeriche per l'analisi delle reti di distribuzione in regime di guasto”*, Tesi Di Laurea, Università Degli Studi Di Padova, Facoltà di Ingegneria, A.A. 2006-2007.
- [41] **A. Paolucci:** *“Lezioni di Trasmissione dell'energia elettrica”*, CLEUP EDITORE, Padova 1998.
- [42] http://www.consorzionettuno.it/materiali/B/311/215/12/2512/sistemi_elettrici_energia_I_calcoli.pdf, Gennaio 2012.
- [43] <http://www.agsm.it/>, Dicembre 2011.
- [44] **M. Grizzi:** *“Passaggio Linee 10-20 kV sulla rete MT di Verona – Analisi di fattibilità tecnico-economica”*, Tesi Di Laurea, Università Degli Studi Di Padova, Facoltà di Ingegneria, A.A. 2010-2011.
- [45] **CENELEC:** *“Standard EN 50160: Voltage Characteristics in Public Distribution System”*, 2010.
- [46] **CEI:** *“Norma CEI 0-16 – Regola Tecnica di Riferimento Per La Connessione Di Utenti Attivi E Passivi Alle Reti AT Ed MT Delle Imprese Distributrici Di Energia Elettrica”*, Febbraio 2008.
- [47] **M.H.J. Bollen F. Hassan :** *“Integration of Distributed Generation in the Power Systems”*, Wiley, Hoboken 2011.
- [48] **M. Sica:** *“La distribuzione di fronte allo sviluppo della Smart Grids”*, AEIT, n° 9, Settembre 2011.
- [49] **CIGRÉ :** *“Development and Operation of Active Distribution Networks”*, CIGRÉ, Aprile 2011.
- [50] **M. Benini, A. Gelmini, P. Gramatica, F. Lanati, G. Mauri, I. Gianinoni :** *“L'impatto degli scenari di diffusione di PEV/PHEV sul sistema energetico nazionale e sulla rete di media e bassa tensione”*, RSE, Marzo 2011.

APPENDICE A

AMBITI DI VALUTAZIONE DEI BENEFICI DEI PROGETTI PILOTA E NUOVI CRITERI ECONOMICI (DCO 34/11)

A.1 AMBITI DI VALUTAZIONE DEI BENEFICI DEI PROGETTI PILOTA

AMBITO A1 (j=1): Considera la dimensione del progetto, ovvero la dimensione dell'area, il numero delle utenze attive coinvolte e gli effetti del progetto sull'aumento di produzione da GD e FER. In quest'ambito si trovano i seguenti benefici, riportati anche in Tabella A.1:

- B1: Numero di punti di connessione di utenze attive coinvolte nel progetto pilota, dove per utenza attiva si considerano quegli utenti in grado di immettere energia attiva in rete. Per la valutazione di questo punto si sono tenuti in considerazione il numero stesso degli impianti di utenza attiva ma anche la tipologia dei generatori, le fonti energetiche primarie presenti o considerate, del valore di generazione in relazione al carico allacciato alla rete, ecc.

Per quanto riguarda questo beneficio, sono stati valutati con maggior positività i progetti che avevano uno tra i seguenti aspetti: gli impianti di generazione alimentati da FER, impianti di generazione non programmabili, utenze attive di taglia e contrazione diversa, varietà di tipologie di impianti di produzione e fonti energetiche, utenze attive in BT, rappresentino un caso particolare di criticità riscontrabile anche a livello di rete di distribuzione di più ampia scala.

- B2: Incremento dell'energia immettibile in rete rispetto a prima dell'intervento. Per valutare l'energia immettibile in rete, l'Authority spiega che è l'energia massima che può essere immessa in rete nel rispetto dei vincoli tecnici definiti dalle normative vigenti (particolarmente per quanto riguarda tensione e corrente).

Anche per quanto riguarda questo beneficio sono stati definiti degli aspetti che in fase di valutazione sono poi stati considerati con maggior punteggio. Tra questi abbiamo che sono stati valutati in modo migliore i progetti che contenevano soluzioni di gestione innovative che permettessero l'incremento dell'energia immettibile in rete. Tali sistemi di gestione potevano ad esempio prevedere un aumento del numero di generatori connessi alla rete concordemente ad una limitazione delle linee dedicate partenti dalla CP.

La Determina segnala anche che la verifica dell'energia immettibile andrebbe fatta ipotizzando degli scenari evolutivi pluriennali ma vista l'onerosità dello studio si specifica che l'aumento dell'energia immettibile in rete risulta pari alla differenza tra energia massima che potrà essere immessa dopo l'installazione delle soluzioni proposte nei progetti e l'energia immettibile in rete nelle condizioni attuali; pertanto il conto da fare è:

APPENDICA A

AMBITI DI VALUTAZIONE DEI BENEFICI DEI PROGETTI PILOTA
E NUOVI CRITERI ECONOMICI (DCO 34/11)

$$B2 = E_{post} - E_{pre}$$

(A.1)

Dove E_{post} è l'energia immettibile nelle condizioni successive all'intervento, mentre E_{pre} è l'energia immettibile prima dell'intervento calcolabile in condizioni passive della rete.

Il calcolo di tale energia immettibile va chiaramente fatto attraverso una risoluzione della rete ai load flow e per tale motivo è stato richiesto che in allegato ai progetti presentati venissero consegnati anche parametri necessari a tale calcolo (topologia della rete, parametri delle linee, ipotesi di carico e di generazione fatte con relativi diagrammi, ecc.).

- B3: Incremento di energia immettibile in rete da GD in termini percentuali rispetto i consumi delle utenze passive. Questo calcolo permette di evidenziare come gli interventi apportati dai progetti possano aumentare l'energia da GD immettibile in rete, perlomeno limitando il problema di non omoteticità di generazione e carichi. Ora l'energia immettibile è calcolabile così:

$$B3 = \frac{E_{post} - E_{pre}}{E_{carichi}}$$

(A.2)

Ancora una volta il calcolo dell'energia è fatto sulla base di una risoluzione di un modello di load flow con, chiaramente, la conoscenza degli stessi parametri richiesti al punto B2.

- B4: Numero di cabine primarie interessate dal progetto; sono stati valutati con un punteggio migliore gli impianti che presentavano interventi integrati su più CP (con relativo vantaggio di tale intervento).

Tabella A.1 - Ambito A1.

Beneficio	Ambito A1: Dimensione del progetto dimostrativo	Punteggio massimo
b1	Numero di punti di connessione di utenze attive coinvolti nel progetto • impianti di generazione alimentati a fonti rinnovabili; • impianti di generazione non programmabili; • varietà di taglia e concentrazione (specie a fondo linea) di utenze attive; • varietà tipologia di impianti di produzione e di fonti energetiche; • utenze attive connesse in BT; • rappresentino un caso con particolari criticità di gestione, riproducibili su ampia scala nel sistema di distribuzione	6
b2	Aumento dell'energia immettibile in rete da GD, rispetto alla rete gestita nelle condizioni precedenti gli interventi per cui si richiede il trattamento incentivante	12
b3	Aumento, rispetto alle condizioni precedenti gli interventi per cui si richiede il trattamento incentivante, della percentuale di energia elettrica immettibile in rete da GD, calcolata in rapporto ai consumi delle utenze passive connesse alla medesima rete	8
b4	Numero di cabine primarie (CP). Elementi qualificanti: • il numero di cabine primarie coinvolte attivamente nel progetto (ad esempio mediante sistemi di comunicazione delle protezioni di sbarra con i dispositivi di interfaccia degli utenti attivi e/o mediante il coordinamento del variatore con il dispositivo di gestione del sistema di distribuzione) • la possibilità di operare riconfigurazioni della rete per permettere una migliore gestione della generazione in ragione del carico presente • la tipologia delle linee (es. urbano/rurale; lunghezze delle linee; etc.) alle quali siano state applicate procedure di controllo e gestione intelligente.	4
Massimo Punteggio Ambito		30

AMBITO A2 (j=2): Tiene in considerazione i benefici apportati dal grado di innovazione del progetto, con riferimento alla capacità di aggregazione della GD e delle fonti rinnovabili con scopi di regolazione della tensione e uniformità del diagramma di produzione, ma anche con obiettivi di utilizzo di sistemi di comunicazione al fine di avere una migliore gestione e controllo della distribuzione. In quest'ambito si trovano i benefici riportati anche in Tabella A.2:

- B5: Coinvolgimento degli utenti attivi per prevedere la possibilità di modificare gli impianti di tali utenti al fine del funzionamento dei sistemi di comunicazione e controllo. Per quanto riguarda tale beneficio, sono stati valutati con un punteggio migliore i progetti che presentavano modalità di coinvolgimento degli utenti attivi che fossero più efficienti ed efficaci.
- B6: Previsione di un sistema di tipo SCADA (controllo e acquisizione) per lo studio dinamico dei flussi di energia in rete. Per la valutazione di questo punto si è considerato maggiormente positivo l'impianto che presentasse le modalità di realizzazione di tale sistema SCADA più efficaci.
- B7: Possibilità di installazione di un sistema bidirezionale di comunicazione con i clienti così che si permetta una facile attuazione di programmi di Demand Response³¹ attraverso segnali di prezzo inviati ai clienti stessi.
- B8: Possibilità di previsione di installazione di un sistema di accumulo da combinare con FER intermittenti o con sistemi di ricarica per veicoli elettrici; in alternativa possibilità di installazione di un sistema di controllo che permetta una immissione di energia in rete regolare e prevedibile.
- B9: Grado di partecipazione dell'impianto al servizio di regolazione della tensione. In questo caso si accettavano soluzioni alternative per la produzione di energia reattiva fondamentale per un corretto profilo di tensione come quelle date da compensatori statici, banchi di rifasamento regolabili, sistemi di storage accoppiati a convertitori, GD.

³¹ È una idea nata nell'ambito del mercato elettrico che prevede di poter modificare la curva di domanda di energia elettrica, con conseguenti vantaggi sia per gli utenti finali, sia per il gestore stesso della rete. Lo scopo che questa "metodologia di comunicazione" si prefigge è quello di migliorare l'efficienza del sistema e di tutto il parco impianti spostando la curva di domanda di energia elettrica.

APPENDICA A

**AMBITI DI VALUTAZIONE DEI BENEFICI DEI PROGETTI PILOTA
E NUOVI CRITERI ECONOMICI (DCO 34/11)**

Tabella A.2 - Ambito A2.

Beneficio	Ambito A2: Grado di innovazione del progetto dimostrativo	Punteggio massimo
b5	Coinvolgimento degli utenti attivi con eventuali modifiche impiantistiche: previsione del coinvolgimento degli utenti attivi della rete considerata al fine della modifica degli impianti di tali utenti ove necessaria ai fini del funzionamento dei sistemi di comunicazione e controllo; inclusione della modifica delle protezioni di rete e l'automazione degli attuatori alle interfacce con le utenze attive. Elementi Qualificanti: • del carattere monodirezionale o bidirezionale dei sistemi di comunicazione; • della minimizzazione degli oneri a carico degli utenti attivi per gli investimenti da effettuare sugli impianti di GD; • della modifica delle interfacce con le utenze attive e della loro automazione finalizzata ad evitare il mantenimento dell'isola non intenzionale e distacchi indesiderati degli impianti di produzione; • del minimo onere economico a carico degli utenti attivi partecipanti al progetto dimostrativo.	6
b6	Previsione di un sistema di acquisizione e controllo (SCADA) per la valutazione dinamica dei flussi energetici sulla rete. Elementi qualificanti: • utilità delle misurazioni, in relazione alla gestione della rete e della fornitura dei servizi legati al dispacciamento; • completezza e della frequenza di acquisizione in relazione alla tipologia di segnali acquisiti; • diffusione dei punti di acquisizione; • integrazione in sistemi SCADA eventualmente già implementati nel sistema di distribuzione; • integrazione in altri sistemi già presenti (ad es. sistema previsionale del GSE); • innovatività delle soluzioni proposte.	6
b7	Previsione di un sistema di comunicazione anche bidirezionale con i clienti finali per la sperimentazione di modalità di demand response attraverso segnali di prezzo ai clienti finali. Elementi qualificanti: • utilità delle informazioni veicolate, in relazione alla gestione della rete e della fornitura dei servizi offerti della per permettere l'integrazione della produzione da GD; • completezza dei segnali acquisiti; • diffusione dei punti di acquisizione; • del minimo onere economico a carico degli utenti partecipanti al progetto dimostrativo.	6
b8	Previsione di un sistema di storage in particolare in combinazione con fonti rinnovabili intermittenti o con installazioni di ricarica, anche bidirezionale, di veicoli elettrici, o un sistema di controllo congiunto di produzione da fonti rinnovabili e di produzione tradizionale o di carichi tale da assicurare un profilo netto di immissione regolare e prevedibile. Elementi qualificanti: • integrati con fonti rinnovabili non programmabili; • integrati con stazioni di ricarica di veicoli elettrici; • integrati con meccanismi di partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento.	12
b9	Partecipazione degli impianti di generazione diffusa alla regolazione della tensione. Elementi qualificanti: • regolazione della tensione minimizzando la riduzione dell'immissione della potenza attiva specialmente se prodotta mediante FER; • regolazione della tensione che permetta l'aggregazione degli impianti di produzione; • regolazione della tensione che ottimizzi il profilo di produzione di potenza attiva e reattiva ricorrendo ad accumulo e demand response; • regolazione della tensione con minimizzazione del controllo sui generatori e sui carichi; • regolazione della tensione con funzioni di controllo su base gerarchica o autonoma eliminazione dei comportamenti anomali del regolatore di tensione in presenza di significativi apporti di potenza da GD	10
Massimo Punteggio Ambito		40

AMBITO A3 (j=3): Quest'ambito tiene in considerazione la fattibilità del progetto, nel senso che tiene in giusta considerazione i tempi di realizzazione e l'impatto sulla PQ. In quest'ambito si trovano i benefici:

- B10: Tempi di attuazione del progetto, ovvero i tempi necessari per tutte le attività di pianificazione, acquisizione, installazione, e collaudo degli impianti. Chiaramente hanno avuto un vantaggio i progetti con tempi di attuazione più limitati.
- B11: Miglioramento dei profili di tensione e della continuità del servizio, quindi degli indicatori della PQ, rispetto alle condizioni precedenti l'installazione del progetto, con maggior vantaggio per progetti che hanno presentato valutazioni delle problematiche di compatibilità elettromagnetica e valutazioni di indicatori di tensione.

Tabella A.3 - Ambito A3.

Beneficio	Ambito A3: Fattibilità del progetto dimostrativo	Punteggio massimo
b10	Tempi di attuazione del progetto. Elementi qualificanti: • minimo tempo di attuazione • suddivisione in fasi di avanzamento per permettere la valutazione in itinere	4
b11	Miglioramento degli indicatori di qualità del servizio (continuità, tensione) rispetto ai valori dei medesimi indicatori registrati nelle condizioni precedenti gli interventi per cui si richiede il trattamento incentivante. Elementi qualificanti: • mantenimento o miglioramento dei livelli di qualità ottenuti; • indicazione dei miglioramenti attesi per altri indicatori di qualità della tensione • valutazione e minimizzazione delle problematiche ECM	6
Massimo Punteggio Ambito		10

APPENDICA A

**AMBITI DI VALUTAZIONE DEI BENEFICI DEI PROGETTI PILOTA
E NUOVI CRITERI ECONOMICI (DCO 34/11)**

AMBITO A4 (j=4): Quest'ultimo ambito considera i temi più delicati riguardanti la replicabilità su larga scala del progetto. In quest'ambito si trovano i benefici:

- B12: Considera il grado di coinvolgimento diretto degli utenti attivi.
- B13: Possibilità di utilizzo di sistemi di scambio di informazioni tra gestore della rete di distribuzione e gli utenti collegati alla rete stessa che abbiano adottato tecniche e protocolli di comunicazione standard, consolidate e trasparenti.
- B14: In particolare con riferimento alla larga scala, deve esserci congruità tra costi di investimento e obiettivi/benefici attesi.

Tabella A.4 - Ambito A4.

Beneficio	Ambito A4: Replicabilità su larga scala del progetto dimostrativo	Punteggio massimo
b12	Grado di coinvolgimento diretto di utenti attivi (soggetti titolari di unità di generazione attiva) tenendo conto anche di opportuni meccanismi economici atti a consentire detto coinvolgimento senza costi aggiuntivi o con costi molto limitati per gli stessi utenti attivi; (rif. 6.3.g) Elemento qualificante: • minimizzazione dei costi per l'adeguamento degli impianti degli utenti attivi	2
b13	Impiego di sistemi di comunicazione finalizzati allo scambio di informazioni tra il gestore della rete di distribuzione e gli utenti della rete che adottino tecniche e protocolli di comunicazione standard, consolidate e trasparenti (rif. 6.3.h) Elementi qualificanti del progetto: • la tipologia dei protocolli di comunicazione utilizzati per la connessione con i sistemi di interfaccia degli utenti (saranno privilegiate soluzioni plug&play che consentano la massima integrazione dei sistemi in uso); • la tipologia dei protocolli di comunicazione utilizzati per la connessione con i sistemi di interfaccia degli utenti (saranno privilegiate soluzioni plug&play che consentano la massima integrazione dei sistemi in uso); • il sistema di comunicazione adottato con preferenza a soluzioni tecnologiche disponibili sul mercato, economiche e flessibili; • le tecniche di sicurezza informatica adottate per la protezione dei dati e delle comunicazioni; • l'affidabilità del sistema di comunicazione.	8
b14	Congruietà tra costi di investimento e obiettivi/benefici attesi del progetto con particolare riferimento alla replicabilità su larga scala Elementi qualificanti del progetto: • l'economia in funzione delle prestazioni offerte dal sistema; • il fattore di scala atteso nella traslazione dal progetto dimostrativo alla piena applicazione industriale; • la suddivisione dei costi fra fissi e variabili, con l'indicazione dei costi sostenuti dagli utenti connessi alla rete e dei costi attesi per gli utenti del sistema elettrico; particolarmente utile al fine della valutazione del grado di replicabilità delle soluzioni proposte è l'indicazione dei costi di ricerca e sviluppo.	10
Massimo Punteggio Ambito		20

A.2 NUOVI CRITERI ECONOMICI: “Documento Di Consultazione DCO 34/11: Criteri per la definizione delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012 – 2015”

In questo documento viene affrontato il tema dei meccanismi di incentivazione finalizzati alla promozione degli investimenti per servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Anche in tale comunicazione si evidenzia come le reti elettriche siano state oggetto da parte della normativa comunitaria e nazionale di nuovi innovativi obiettivi per il raggiungimento del Green Package. Ancora una volta viene infatti ripetuto, riprendendo la Comunicazione della Commissione Europea “*Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre. Piano per una rete energetica europea integrata*” (del 17 Novembre 2010), che vi è la necessità di garantire lo sviluppo e l'ammodernamento delle infrastrutture energetiche europee:

- “Le reti elettriche vanno ammodernate per soddisfare la domanda crescente [...]. È anche urgente estendere e ammodernare le reti per trasportare e bilanciare l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili, che dovrebbe più che raddoppiare nel periodo 2007-2020.”;
- “Lo sviluppo dell'infrastruttura energetica permetterà all'Unione Europea di dotarsi di un mercato interno dell'energia e di rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento, di integrare le fonti rinnovabili e di accrescere l'efficienza energetica. Ai consumatori permetterà di beneficiare delle nuove tecnologie e dell'uso efficiente dell'energia.”;

Riprendendo poi la Comunicazione “*Reti Intelligenti: dall'innovazione all'introduzione*” (del 14 Aprile 2011), nella quale è evidenziata l'importanza di una seria ottimizzazione della rete e dei sistemi di misurazione attuale per evitare di arrivare ad una situazione di stallo e invece attuare tecniche di realizzazione degli obiettivi di risparmio ed efficienza energetica, oltre al fatto che si evidenzia una volta ancora come le reti intelligenti portino con sé notevoli vantaggi, si può dire che a livello nazionale hanno trovato completa attuazione le Direttive Europee 2009/28/CE e 2009/72/CE, con i Decreti Legislativi n. 28/11 e n. 93/11 nei quali, per quanto riguarda la rete di distribuzione che a noi interessa in particolar modo, si prevede che:

- L'Autorità stabilisca dei criteri con i quali le imprese elettriche siano spinte ad ottimizzare l'uso dell'energia elettrica anche introducendo dei sistemi di misurazione intelligenti (i famosi smart meter);
- Vi sia una sovraremunerazione del capitale investito per i distributori di energia che effettuino interventi di ammodernamento della rete in ottica smart grid;
- Vi sia la possibilità per il distributore di gestire e realizzare sistemi di accumulo diffusi;
- Vi sia l'obbligo per le imprese distributrici di rendere pubblico il proprio piano di sviluppo al fine di favorire innanzitutto uno sviluppo coordinato della rete e degli impianti produttivi;

APPENDICA A

AMBITI DI VALUTAZIONE DEI BENEFICI DEI PROGETTI PILOTA
E NUOVI CRITERI ECONOMICI (DCO 34/11)

Per conseguire tali obiettivi, a livello di rete di distribuzione, in particolare nel periodo regolatorio 2008-2011, si è pensato di procedere attraverso due meccanismi tariffari pensati per spingere verso nuovi investimenti:

- Una maggiorazione del rendimento base (WACC) sul capitale investito (chiaramente nel rispetto di determinati limiti definiti all'interno del TIT³², precisamente all'articolo 11);
- Un meccanismo di garanzia dei ricavi da contributi di connessione a forfait;

Per quanto riguarda il primo aspetto relativo alla sovraremunerazione del capitale investito, è possibile dire che per la rete di distribuzione è stato avviato nel 2008 un meccanismo di incentivazione a particolari tipologie di investimento utili per lo sviluppo della rete di distribuzione stessa. Il TIT fissa il tasso di remunerazione ad un valore del 7% base più una sovraremunerazione del 2% per quegli investimenti che rispettino determinate categorie richieste dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

Tra queste categorie abbiamo:

- D=1: Investimenti legati alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT (per 8 anni);
- D=2: Investimenti relativi alla sostituzione di trasformatori esistenti nelle cabine MT/BT con trasformatori nuovi a basse perdite (per 8 anni);
- D=3: Investimenti la cui realizzazione porti ad almeno due lati di maglia sul lato AT nelle nuove stazioni di trasformazione AT/MT (per 12anni);
- D=4: Investimenti relativi a sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT, note appunto col nome di Smart Grids (per 12 anni). È proprio nel TIT che viene ripreso il tentativo incentivare l'avvio di progetti pilota con finalità di sviluppo delle Smart Grids e che si evidenzia saranno oggetto di ulteriori e approfondite osservazioni al fine di avviare una regolazione incentivante degli investimenti connessi all'evoluzione delle reti di distribuzione;

In relazione ai progetti di incentivazione delle Smart Grids si capisce che questi non sono sterili tentativi di guardare al futuro se si pensa al forte incremento di produzione da fonti rinnovabili che si è visto esserci stato sulla rete e che ha fatto sì che si dovesse prendere in serie considerazione il problema della saturazione della rete elettrica stessa.

Quest'aspetto, sottolineato anche da un documento dell'Autorità dal nome "*Memoria per l'Audizione alla Commissione Ambiente della Camera dei Deputati nell'ambito dell'Indagine Conoscitiva sulle politiche ambientali in relazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*", è di tutta rilevanza in quanto vi sono molte reti che sono realmente sature e che pertanto non sono in grado di trasportare completamente l'energia elettrica che invece si vorrebbe far transitare sulle stesse. È quindi necessario sviluppare e analizzare questo problema (molto rilevante nelle zone appenniniche, ad esempio), magari affiancandolo ad un accurato studio circa la realizzazione di impianti di accumulo che

³² TIT è un acronimo che sta per "*Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione*".

APPENDICA A

AMBITI DI VALUTAZIONE DEI BENEFICI DEI PROGETTI PILOTA
E NUOVI CRITERI ECONOMICI (DCO 34/11)

sollevino, almeno in parte, la rete dal gravoso compito di lavorare al limite delle proprie capacità tecnico-fisiche.

In relazione poi a quegli impianti di produzione da fonte rinnovabile non programmabili, l'Autorità ha tenuto a sottolineare come vi debba essere una precisa regolamentazione delle reti in grado di infondere i giusti segnali di sviluppo da parte dei gestori di rete, così da raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni e di massimizzazione del contributo dato dalle fonti rinnovabili alla richiesta energetica nazionale. Lo scopo da perseguire di riduzione dei costi a livello di sistema, raggiungendo una loro minimizzazione complessiva, deve avvenire attraverso quelle leve di cui è a disposizione il regolatore e che possono essere sia tariffarie che non tariffarie.

Con tale approccio si deve poi anche valutare il sistema di incentivazione più opportuno da applicare a quelle soluzioni quali possono essere gli studi in ambito smart grid e i sistemi di accumulo diffusi sulla rete.

L'incentivazione delle reti smart si può dire abbia avuto un'effettiva applicazione solo a partire dal 2011 anche se solo sperimentalmente. L'AEEG ha intenzione di andare ad attuare principalmente due idee:

- Rafforzare i meccanismi di incentivazione di modo che questi spingano ad un ammodernamento delle reti con finalità smart, con un particolare occhio di riguardo affinché gli aumenti di remunerazione siano legati ad effettivi benefici e miglioramenti delle reti stesse, magari andando a definire dei parametri noti come “output based” principalmente in relazione alle informazioni che si possono venire a ricavare dai progetti pilota posti in essere con la Delibera 39/10;
- Rivalutare e in caso eliminare eventuali sovrapposizioni di incentivazione;

Tra i vari strumenti in materia di nuove tecnologie che possono tornare utili per una gestione attiva della domanda e alla realizzazione di reti di distribuzione dell'energia elettrica di tipo smart, molto importante può essere lo studio di strumenti accessori ai sistemi elettronici di misura dell'energia elettrica, in grado di informare i clienti finali del servizio elettrico e consentire così anche a loro una completa partecipazione “attiva” alla gestione (efficiente) del sistema. Questo aspetto è però chiaro che viene ad avere un certo ruolo di rilevanza se si mantiene un importante divisione tra quelli che sono gli strumenti di misurazione e quelli che possono essere gli strumenti del cliente su cui possono intervenire operatori economici operanti nel libero mercato.

Riassumendo brevemente quanto l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha intenzione di fare, si può dire che è intenzionata, se necessario, a modificare l'intero sistema di incentivazione degli investimenti nelle reti elettriche secondo tre guide:

- L'attivazione di parametri che definiscano le effettive performance degli investimenti, così che l'incentivo sia pesato con il beneficio che l'investimento stesso porta (incentivazione output based);
- L'eliminazione di ripetizioni nei sistemi di incentivazione tariffaria ed altri sistemi di incentivazione non tariffaria;

APPENDICA A

AMBITI DI VALUTAZIONE DEI BENEFICI DEI PROGETTI PILOTA
E NUOVI CRITERI ECONOMICI (DCO 34/11)

- Un continuo monitoraggio durante tutto il periodo regolatorio dell'emergere di nuove esigenze di incentivazione legate agli obiettivi del Green Package innanzitutto;

Strettamente a riguardo dell'incentivazione tariffaria degli investimenti nella rete di distribuzione, vi sarà innanzitutto una revisione dei sistemi di incentivazione nati su di una maggiore remunerazione del capitale investito; perciò l'Autorità ritiene opportuno:

- Ripensare l'incentivazione di alcune tipologie di investimento sempre restando di evitare la sovrapposizione con metodologie di tipo output based;
- Monitorare la situazione relativa all'evoluzione degli sviluppi circa la mobilità elettrica e ai progetti pilota così da rivedere i sistemi di tariffazione del servizio di ricarica;
- Monitorare e studiare meccanismi di incentivazione in grado di integrare intelligentemente le azioni ed il comportamento di tutti gli utenti connessi alla rete;

Per ciò che concerne i nuovi meccanismi di incentivazione degli investimenti in reti di distribuzione, l'Authority intende:

- Confermare per le imprese di distribuzione AT le incentivazioni già in atto per gli investimenti di tipo D=1 circa le nuove stazioni di trasformazione AT/MT: WACC+2% per 8 anni;
- Bloccare le incentivazioni per gli investimenti di tipo D=2 relativi alla sostituzione dei trasformatori già presenti nelle cabine MT/BT con dei nuovi trasformatori a basse perdite alle sole imprese distributrici con meno di 50000 clienti connessi alla rete di distribuzione: WACC+2% per 8 anni;
- Mantenere l'incentivazione per gli investimenti di tipo D=4 circa i progetti pilota di reti attive con un 2% per 12 anni, ripensando però la remunerazione su sistemi di incentivazione output based che permettano uno sviluppo generalizzato delle smart grid;
- Inserire una nuova categoria D=6 riguardante i sistemi di accumulo in stazioni di trasformazione AT/MT, connessi in MT;

Per concludere, l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas è da dire che ha già pensato ad alcuni possibili parametri per lo sviluppo di meccanismi output based; tra questi ci sono la percentuale di tempo di inversione del flusso di potenza annuo (buon rilevatore di attività della rete), la quantità di GD connessa o in procinto di essere connessa, la "Psmart" ovvero la "potenza di immissione in rete liberata dall'intervento in condizioni sicure di corrente, tensione e frequenza".

APPENDICA A
AMBITI DI VALUTAZIONE DEI BENEFICI DEI PROGETTI PILOTA
E NUOVI CRITERI ECONOMICI (DCO 34/11)

APPENDICE B

LISTATO DEL PROGRAMMA

Per brevità si riporta solo il main per il calcolo delle variazioni rapide in quanto quello per il calcolo delle variazioni lente abbiamo detto essere del tutto uguale a parte per i cicli di verifica di violazione dei limiti imposti. Analogamente riporta solo script riguardante il calcolo vero e proprio della capacità di connessione per le variazioni rapide, tralasciando quelli per le variazioni lente di tensione. Si riportano allora:

- NRLFmain.m;
- EseguiLF.m;
- HCVariazioniRapide.m;
- EseguiLFHCVR.m;
- IPROTEZIONIHCSl.m (IPROTEZIONI.m è uguale come struttura);

B.1 NRLFmain.m

```
% File principale di calcolo del Load Flow con il metodo Newton-Raphson

clc; clear all; close all;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Rete in esame %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Filename='DATI_RIFERIMENTO';

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Periodo in esame %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

DatiTimeLF={...
    % Anno Mese Giorno h m s
    [ 2011 2 14 0 0 0 ],... % Data di inizio
    [ 2011 2 20 0 0 0 ]}; % Data di termine

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Passo tra due LF %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Anno Mese Giorno h m s
StepTime=[ 0 0 0 1 0 0 ];

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Massimo numero di Load Flow%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

MaxnumLF = 1e6;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Limiti fissati dalla normativa
EmaxNorma=1.05;
EminNorma=0.95;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```
% Costruzione struttura di inizio e fine del periodo di load flow
CampiTimeLF = { 'Inizio' 'Fine'};
TimeLF = cell2struct(DatiTimeLF,CampiTimeLF,2);
clear DatiTimeLF CampiTimeLF

warning('off','MATLAB:dispatcher:InexactMatch');

archivio='\Dati\Archivio_Atlantide';
profili='Libreria_Profili';
componenti='LIBRERIA_COMPONENTI';

% Directory utilizzate
addpath([ pwd archivio],0);
addpath([ pwd '\Dati\CC'],0);
addpath([ pwd '\Risultati\Tabelle'],0);

% Librerie Script
addpath([ pwd '\Lib_Script\Lettura_Dati'],0);
addpath([ pwd '\Lib_Script\Profili'],0);
addpath([ pwd '\Lib_Script\LibreriaGrafica'],0);
addpath([ pwd '\Lib_Script\LibreriaMetodi'],0);

%Impostazioni iniziali
LF=[];

% Impostazioni della figura principale del NRFLmain
ScrSz=get(0,'ScreenSize');
fNRFLmainColor=[0.92549 0.913725 0.847059];

hfNRFLmain=figure;
set(hfNRFLmain,...
    'Name','NRFLmain',...
    'MenuBar','None',...
    'Position',[1 32 ScrSz(3) ScrSz(4)-61],...
    'NumberTitle','off',...
    'Color',fNRFLmainColor,...
    'Renderer','OpenGL',...
    'Resize','off');

clear ScrSz

% Creazione dei Pannelli di controllo

crtlMain;          % Finestra principale

ctrlPeriodoLF;     % Gestione Periodo di Load Flow

crtlFileDati;      % Gestione File Dati

crtlRisultati;     % Gestione File Risultati

crtlCalcoloCC;     % Gestione Calcolo corto circuito

% Pulsante Avvio calcolo
uicontrol('Style','pushbutton','String','Avvio Calcolo LF',...
    'Units','Normalized','Position',[0.02 0.04 0.2 0.04],...
    'Callback','EseguiLF',...
    'ForegroundColor',[0.7765,0.046574,0.03285],...
    'FontWeight','bold',...
    'FontSize',10);

% Menu a tendina scelta del tipo di metodo Newton-Raphson
```

```

strmtd= {'Newton-Raphson';...
        'Newton-Raphson disaccoppiato (Carpentier)';...
        'Newton-Raphson disaccoppiato veloce (FDLF)'};

%
%   hpopmtd=uicontrol('Style','popup',...
%   'String',[strmtd{1} '|' strmtd{2} '|' strmtd{3}],...
%   'Units','Normalized','Position',[0.02 0.25 0.2 0.04],...
%   'BackgroundColor',[1,1,1],...
%   'Callback','NRmtd');
Metodo=1;
hpopmtd=1;
%   set(hpopmtd,'value',Metodo);

% Pulsanti apri impostazioni NR
uicontrol('Style','pushbutton','String','Set NR',...
        'Units','Normalized','Position',[0.02 0.10 0.05 0.04],...
        'Callback','OpenCINR')

% Pulsanti apri risultati rete
uicontrol('Style','pushbutton','String','PlotLF',...
        'Units','Normalized','Position',[0.08 0.10 0.05 0.04],...
        'Callback','PlotLF')

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% checkbox per unico load flow %%%%%%%%%%%%%
%   definiamo due checkbox esclusivi

uipanel('position',[0.01 7/8 1/4 0.1],...
        'BorderType','beveledin');

hcbxLF(1)=uicontrol('style','checkbox',...
        'string','Esegui un unico load flow',...
        'units','normalized',...
        'position',[0.03 0.93 0.15 0.02],...
        'callback','unicoLF_1');

hcbxLF(2)=uicontrol('style','checkbox',...
        'string','Esegui load flow ripetuti',...
        'units','normalized',...
        'position',[0.03 0.90 0.15 0.02],...
        'callback','unicoLF_2');

% inizializzare multiLF a true per eseguire load flow ripetuti

multiLF=false;

if multiLF==false
    set(hcbxLF(1),'value',1)
    set(hcbxLF(2),'value',0)

    unicoLF_1

else
    set(hcbxLF(1),'value',0)
    set(hcbxLF(2),'value',1)
end

clear multiLF

```

B.2 EseguilF.m

```
% Esecuzione Load Flow
% File Principale del calcolo di Load Flow

% Se è già stato eseguito almeno un load flow, cancello le variabili
% inerenti il calcolo del load flow dal workspace.
if size(LF,1)~=0
    save('TempVar',...

    'EmaxNorma','EminNorma','Filename','LF','MaxnumLF','Metodo','StepTime',...
        'TimeLF','annostrpasso','axhpl','fNRFLmainColor','FileDatiCC',...

    'filedatireti','g','giornostrpasso','hcbxLF','hfNRFLmain','hfa','hlab',...

    'hp','hpopdata','hpopdati','hpopmtd','hpoppasso','hpush','mesestrpasso',...

    'strmtd','datiExcel','hcbxDat','bloccolett','StruttDati','componenti','profi
li',...
        'TipoCalcolo','archivio','NomiNFd')
    clear all
    load('TempVar')

    % chiudo tutte le finestre tranne la principale
    set(hfNRFLmain,'handlevisibility','off')
    close all
    set(hfNRFLmain,'handlevisibility','on')
end

%Impostazioni iniziali
LF=[];
LFcc=[];
LFnc=[];

TipoCalcolo=1;    %Modalità di calcolo: 1=LF, 2=CC

% Lettura file dati della rete
if bloccolett==0
    if datiExcel==true
        Interfaccia
    else
        eval(Filename);
    end
else
    Nbase=StruttDati.info.Nbase;
    Ea=StruttDati.info.Ea;
    tol=StruttDati.info.tol;
    harmonic=StruttDati.info.harmonic;
    freq=StruttDati.info.freq;
    Vrif=StruttDati.info.Vrif;
    DB=StruttDati.info.DB;
    AttOLTC=StruttDati.info.AttOLTC;
    TrasfoOLTC=StruttDati.info.TrasfoOLTC;
    Trasfo=StruttDati.Trasfo;
    Linee=StruttDati.Linee;
    Gen=StruttDati.Gen;
    Car=StruttDati.Car;
    Grata=StruttDati.Grata;
    feeder=StruttDati.feeder;
    DCDay=StruttDati.DCDay;
    DPDay=StruttDati.DPDay;
    DCWeek=StruttDati.DCWeek;
    DPWeek=StruttDati.DPWeek;
    DCMonth=StruttDati.DCMonth;
    DPMonth=StruttDati.DPMonth;
```



```

end

yspezlinee=cell2mat({Grata.spezL});           %Leggo le coordinate y dove
eseguire le spezzate
a1=cell2mat({Grata.P});
a2=cell2mat({Grata.A});

OrdineNomiGrata=[];
OrdineNomiGrata=[{Grata.NomeN}];
% Trovo il trasfo con regolatore OLTC
for t=1:size(Trasfo,1)
    if size(findstr(Trasfo(t).NomeN1,TrasfoOLTC),1)
        nTrasfoOLTC=t;
    end
end

% Costruzione struttura dati principale
% e della base dei tempi di load flow
MKBaseTempi;

% Carico le tipologie dei diagrammi in uso
LDDiagrammi;

%informazioni generali che non sono in struct
info=struct('Nbase',Nbase,'tol',tol,'Ea',Ea,'harmonic',harmonic,'freq',freq,
...
    'Vrif',Vrif,'DB',DB,'AttOLTC',AttOLTC,'TrasfoOLTC',TrasfoOLTC);

%salvataggio delle strutt dati in un'unica struttura
StruttDati=struct('Trasfo',Trasfo,'Linee',Linee,'Gen',Gen,'Car',Car,...
    'Grata',Grata,'feeder',feeder,'info',info...
    'DCDay',DCDay,'DCWeek',DCWeek,...
    'DCMonth',DCMonth,'DPDay',DPDay,'DPWeek',DPWeek,'DPMonth',DPMonth...
    );

% File di interfaccia tra le variabili del file dati
% e le variabili interne del programma

ImpostaDatiHC;

%     for ni=1:size(NomeNReteNC,1)
%         OrdineNomiGrata(strcmp({Grata.NomeN},NomeNReteNC(ni,1)))={'-'};
%     end
%     OrdineNomiGrata(strcmp(OrdineNomiGrata(:,1),'-'))=[];
% Determinazione della matrice delle ammettenze nodali
% della rete di interconnessione

MtLinTra;

% Determino la matrice delle ammettenze nodali alla seq. diretta

Ynd=Ynseqdir(Yn,Trasfo);
Yn=Ynd;

% Impostazione condizioni iniziali metodo NR
CINR;

% Esecuzione del calcolo
axes(axhp1);
text(10,80,'Esecuzione del calcolo con il metodo di ','FontWeight','bold');
text(10,75,[ strmtld{Metodo} '...'],'FontWeight','bold');

```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```

numLF=size(LF,2);
InfoStato(axhpl,10,80,0.1,1,numLF);

% Inisializzo TEMPI e i residui
TEMPI=[];
ResMax=[];

tic;

%salvo data, ora e giorno dei load flow così da mantenere il riferiento
%per il momento di tensione max o min al nodo
NumeroLF=zeros(numLF,7);
for nLF=1:numLF
    for i=1:6
        NumeroLF(nLF,i)=LF(nLF).Date(1,i);
    end
    NumeroLF(nLF,7)=LF(nLF).Day;
    Istante(nLF,1)=nLF;
end
clear nLF i

Feeder1={'SB_RO_10_A';'291304_1';'291335_1';'201266_1';'201307_1';'201544_1'
;'210109_1';'201522_1';'202613_1';'TEE267';'TEE266';'201289_1';'TEE265';'201
370_1';'201376_1'};
Feeder2={'SB_RO_10_A';'291266_1';'290902_1';'290693_1';'290942_1';'291156_1'
;'290899_1';'290905_1';'291083_1';'291311_1'};
Feeder3={'SB_RO_10_A';'291103_2';'290894_2';'291309_1';'290999_2';'290317_2'
;'290309_1';'290273_1';'290927_1';'290276_1';'290275_1';'290695_1';'290643_1'
;'290544_1';'290771_1'};
% %trovo la posizione dei nodi appartenenti ad un determinato feeder
% %(memorizzati in NomeNFd) all'interno di NomeN Rete
arrPosE=zeros(size(NomeNFd,1),nFd);
arrF=zeros(11,3);
n1=1;
l1=1;
m1=1;
s=0;

for NNFd=1:15
    for i=1:size(NomeN Rete,1)
        if size(Feeder1,1)>=NNFd
            if strcmp(Feeder1(NNFd),NomeN Rete(i))
                arrF(n1,1)=i;
                TensioneFeeder1(n1,1)=[Feeder1(NNFd)];
                n1=n1+1;
            end
        end

        if size(Feeder2,1)>=NNFd
            if strcmp(Feeder2(NNFd),NomeN Rete(i))
                arrF(l1,2)=i;
                TensioneFeeder2(l1,1)=[Feeder2(NNFd)];
                l1=l1+1;
            end
        end

        if size(Feeder3,1)>=NNFd
            if strcmp(Feeder3(NNFd),NomeN Rete(i))
                arrF(m1,3)=i;
                TensioneFeeder3(m1,1)=[Feeder3(NNFd)];
                m1=m1+1;
            end
        end
    end
end

```

```

        end
    end
end

clear n1 m1 l1 NNFD

n=1;
l=1;
m=1;
for NNFD=1:size(NomiNFD,1)
    for i=1:size(NomeN Rete,1)
        if strcmp(NomiNFD(NNFD).F1,NomeN Rete(i))
            arrPosE(n,1)=i;
            n=n+1;
        end
    end
    for i=1:size(NomeN Rete,1)
        if strcmp(NomiNFD(NNFD).F2,NomeN Rete(i))
            arrPosE(1,2)=i;
            l=l+1;
        end
    end
    for i=1:size(NomeN Rete,1)
        if strcmp(NomiNFD(NNFD).F3,NomeN Rete(i))
            arrPosE(m,3)=i;
            m=m+1;
        end
    end
end
end

clear k m l i

ValEF1=zeros(size(arrPosE,1),numLF);
ValEF2=zeros(size(arrPosE,1),numLF);
ValEF3=zeros(size(arrPosE,1),numLF);
CorrenteFeeder={'Feeder1' 'Feeder2' 'Feeder3'};
a=0;
CorrenteFeeder(1,4)=num2cell(a);

for nLF=1:numLF
    % Info stato di costruzione della struttura
    if mod(nLF,fix(numLF/100)+1)<1 & (nLF~=numLF)
        tmk=toc;
        InfoStato(axhpl,10,80,tmk,nLF,numLF);
    end

    % Memorizzo informazioni relative al LF
    %      [Rt Trasfo OLTC]      [Altro]
    %LF(nLF).inf={Trasfo(1).Rt      [num2str(Trasfo(1).Rt),' ']};
    LF(nLF).inf={Trasfo(nTrasfoOLTC).Rt
[num2str(Trasfo(nTrasfoOLTC).Rt),' ']};

    % Eseguo il calcolo delle tensioni ai nodi
    CalcoloLF;

    CheckTap;

    % Modifico la matrice alle ammettenze Yn
    % e rieseguo il calcolo
    MtLinTra;
    Yn=Ynseqdir(Yn,Trasfo);
    CalcoloLF;

    for col=1:nFD

```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```

for rig=1:size(arrPosE,1)
    if col==1 && arrPosE(rig,col)~=0
        ValeF1(rig,nLF)=abs(LF(nLF).En(arrPosE(rig,col),1));
    end
    if col==2 && arrPosE(rig,col)~=0
        ValeF2(rig,nLF)=abs(LF(nLF).En(arrPosE(rig,col),1));
    end
    if col==3 && arrPosE(rig,col)~=0
        ValeF3(rig,nLF)=abs(LF(nLF).En(arrPosE(rig,col),1));
    end
end
end

clear rig col

for col=1:nFd
    for rig=1:size(arrF,1)
        if col==1 && arrF(rig,col)~=0
            TF1=abs(LF(nLF).En(arrF(rig,col),1));
            TensioneFeeder1(rig,nLF+1)=num2cell(TF1);
        end
        if col==2 && arrF(rig,col)~=0
            TF2=abs(LF(nLF).En(arrF(rig,col),1));
            TensioneFeeder2(rig,nLF+1)=num2cell(TF2);
        end
        if col==3 && arrF(rig,col)~=0
            TF3=abs(LF(nLF).En(arrF(rig,col),1));
            TensioneFeeder3(rig,nLF+1)=num2cell(TF3);
        end
    end
end
end

clear rig col

[Imaxramo, Iminramo]=CalcoloCorrenteLinee(En, Linee, Trasfo, Nbase, mu, Yprimitiva
S, YprimitivaD, YprimitivaL, MincidenzaS, MincidenzaD, MincidenzaL);

for i=1:size(Linee,1)
    Portate(i,1)=Linee(i).Imax;
    if Imaxramo(i)>Portate(i,1)
        LineeOut(s,1)=cellstr([Linee(i).NomeN1 Linee(i).NomeN2]);
        s=s+1;
        LO=1;
    end
end

for i=1:size(Linee,1)
    if strcmp(Linee(i).NomeN1, 'SB_RO_10_A')==1
        for k=1:size(Linee,1)
            if strcmp(Linee(k).NomeN2, '291304_1')==1
                CorrenteFeeder(nLF+1,1)=num2cell(abs(Iminramo(k)));
            end
            if strcmp(Linee(k).NomeN2, '291266_1')==1
                CorrenteFeeder(nLF+1,2)=num2cell(abs(Iminramo(k)));
            end
            if strcmp(Linee(k).NomeN2, '291103_2')==1
                CorrenteFeeder(nLF+1,3)=num2cell(abs(Iminramo(k)));
            end
        end
    end

    CorrenteFeeder(nLF+1,4)=num2cell(cell2mat(CorrenteFeeder(nLF+1,1))+cell2mat(
    CorrenteFeeder(nLF+1,2))+cell2mat(CorrenteFeeder(nLF+1,3)));
end

```

```

end
PQ3(nLF,:) = PQ(3,:);

end
DataMaxF1=[];
DataMinF1=[];

for i=1:size(NomeNRete,1)
    Max1.Nome(i,1) = [NomeNRete(i,1)];
    Min1.Nome(i,1) = [NomeNRete(i,1)];
    Max2.Nome(i,1) = [NomeNRete(i,1)];
    Min2.Nome(i,1) = [NomeNRete(i,1)];
    Max3.Nome(i,1) = [NomeNRete(i,1)];
    Min3.Nome(i,1) = [NomeNRete(i,1)];
end

for rig=1:NumNodiPerFd(1)
    k1=0;
    MaxMinF1(rig,1) = [{NomiNFd(rig).F1}];
    MaxMinF1(rig,2) = num2cell(max(ValEF1(rig,:)));
    MaxMinF1(rig,3) =
num2cell(find(ValEF1(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF1(rig,2))));
    MaxF1(rig,:) = LF(find(ValEF1(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF1(rig,2)))) .Date;
    DataMaxF1=[DataMaxF1; MaxF1(rig,:)];
    DayMaxF1(rig,:) = LF(find(ValEF1(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF1(rig,2)))) .Day;
    Max1.En(:,rig) = LF(find(ValEF1(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF1(rig,2)))) .En;
    MaxMinF1(rig,4) = num2cell(min(ValEF1(rig,:)));
    for i=1:size(ValEF1,2)
        if find(ValEF1(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF1(rig,4)))
            if k1==0
                MaxMinF1(rig,5) =
num2cell(find(ValEF1(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF1(rig,4))));
MinF1(rig,:) = LF(find(ValEF1(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF1(rig,4)))) .Date;
DayMinF1(rig,:) = LF(find(ValEF1(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF1(rig,4)))) .Day;
Min1.En(:,rig) = LF(find(ValEF1(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF1(rig,4)))) .En;
                k1=1;
            end
        end
    end
    clear k1
    DataMinF1=[DataMinF1; MinF1(rig,:)];
end
clear rig
DataMaxF2=[];
DataMinF2=[];
for rig=1:NumNodiPerFd(2)
    k2=0;
    MaxMinF2(rig,1) = [{NomiNFd(rig).F2}];
    MaxMinF2(rig,2) = num2cell(max(ValEF2(rig,:)));
    MaxMinF2(rig,3) =
num2cell(find(ValEF2(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF2(rig,2))));
    MaxF2(rig,:) = LF(find(ValEF2(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF2(rig,2)))) .Date;
    DataMaxF2=[DataMaxF2; MaxF2(rig,:)];
    DayMaxF2(rig,:) = LF(find(ValEF2(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF2(rig,2)))) .Day;
    Max2.En(:,rig) = LF(find(ValEF2(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF2(rig,2)))) .En;
    MaxMinF2(rig,4) = num2cell(min(ValEF2(rig,:)));
    for i=1:size(ValEF2,2)
        if find(ValEF2(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF2(rig,4)))
            if k2==0
                MaxMinF2(rig,5) =
num2cell(find(ValEF2(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF2(rig,4))));

```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```

MinF2(rig,:) = LF(find(ValEF2(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF2(rig,4)))) .Date;

DayMinF2(rig,:) = LF(find(ValEF2(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF2(rig,4)))) .Day;

Min2.En(:,rig) = LF(find(ValEF2(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF2(rig,4)))) .En;
    k2=1;
    end
    end
    end
clear k2
DataMinF2=[DataMinF2; MinF2(rig,:)];
end

clear rig
DataMaxF3=[];
DataMinF3=[];
for rig=1:NumNodiPerFd(3)
    k3=0;
    MaxMinF3(rig,1) = [{NomiNFd(rig).F3}]';
    MaxMinF3(rig,2) = num2cell(max(ValEF3(rig,:)));
    MaxMinF3(rig,3) =
num2cell(find(ValEF3(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF3(rig,2))));
    MaxF3(rig,:) = LF(find(ValEF3(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF3(rig,2)))) .Date;
    DataMaxF3=[DataMaxF3; MaxF3(rig,:)];
    Max3.En(:,rig) = LF(find(ValEF3(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF3(rig,2)))) .En;
    DayMaxF3(rig,:) = LF(find(ValEF3(rig,:) >= cell2mat(MaxMinF3(rig,2)))) .Day;
    MaxMinF3(rig,4) = num2cell(min(ValEF3(rig,:)));
    for i=1:size(ValEF3,2)
        if find(ValEF3(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF3(rig,4)))
            if k3==0
                MaxMinF3(rig,5) =
num2cell(find(ValEF3(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF3(rig,4))));
MinF3(rig,:) = LF(find(ValEF3(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF3(rig,4)))) .Date;
DayMinF3(rig,:) = LF(find(ValEF3(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF3(rig,4)))) .Day;
Min3.En(:,rig) = LF(find(ValEF3(rig,i) <= cell2mat(MaxMinF3(rig,4)))) .En;
            end
            end
            end
            clear k3
            DataMinF3=[DataMinF3; MinF3(rig,:)];
        end
    end
clear rig

I1=(cell2mat(CorrenteFeeder(2:size(CorrenteFeeder,1),1)))';
I2=(cell2mat(CorrenteFeeder(2:size(CorrenteFeeder,1),2)))';
I3=(cell2mat(CorrenteFeeder(2:size(CorrenteFeeder,1),3)))';
Itrasfo=(cell2mat(CorrenteFeeder(2:size(CorrenteFeeder,1),4)))';
I1max=max(I1); I2max=max(I2); I3max=max(I3); Itrasfomax=max(Itrasfo);
I1min=I1max; I2min=I2max; I3min=I3max; Itrasfomin=Itrasfomax;

for i=1:size(I1,2)
    if I1min>=I1(i)
        I1min=I1(i);
        DataI1min=LF(i).Date;
        DayI1min=LF(i).Day;
        MinEI1=LF(i).En;
    end
    if I2min>=I2(i)
        I2min=I2(i);
        DataI2min=LF(i).Date;

```

```

        DayI2min=LF(i).Day;
        MinEI2=LF(i).En;
    end
    if I3min>=I3(i)
        I3min=I3(i);
        DataI3imin=LF(i).Date;
        DayI3min=LF(i).Day;
        MinEI3=LF(i).En;
    end
    if Itrasfomin>=Itrasfo(i)
        Itrasfomin=Itrasfo(i);
        DataItrasfoimin=LF(i).Date;
        DayItrasfomin=LF(i).Day;
        MinEItrasfo=LF(i).En;
    end
end

campiMaxMin={'NNodo' 'Max' 'IstMax' 'Min' 'IstMin'};
MaxMin1 = cell2struct(MaxMinF1,campiMaxMin,2);
MaxMin2 = cell2struct(MaxMinF2,campiMaxMin,2);
MaxMin3 = cell2struct(MaxMinF3,campiMaxMin,2);

xlswrite('Tensione Lungo i Feeder',TensioneFeeder1,'Feeder 1');
xlswrite('Tensione Lungo i Feeder',TensioneFeeder2,'Feeder 2');
xlswrite('Tensione Lungo i Feeder',TensioneFeeder3,'Feeder 3');
xlswrite('Corrente in partenza ai Feeder',CorrenteFeeder,'Correnti');

iteraz
tmk=toc;
InfoStato(axhpl,10,80,tmk,numLF,numLF);

clear tmk numLF nLF

%Finestra gestione dei risultati
LFnc=LF;
LFcc=LF;
PlotLF;

% per il calcolo di hosting capacity, inserisco un generatore di potenza
% crescente in un nodo della rete alla volta e vado a vedere quando tale
% nodo (o volendo almeno un nodo della rete) viola i limiti dati delle
% normative per variazioni rapide di tensione (+- 4% o +- 6%) e per
% variazioni lente di tensione (+-10% rispetto la nominale). infine guardo
% se vi sono linee che violano i limiti di portata

%per vedere se esce dai limiti il nodo a cui è allacciato il generatore
%fittizio e a che potenza esce, porre SIM=1
%
%per vedere se esce dai limiti almeno un nodo della rete e qual è la
%potenza limite, porre SIM=2
%
%per vedere a quale potenza per nodo una linea supera i limiti di
%transito, porre SIM=3
%
for SIM=1:3

    %   HostingCapacity;
    HCVariazioniRapide;
    %
    HCVariazioniLente;

end
for F=1:size(NumNodiPerFd,2)
    IPROTEZIONI;

```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```
end

xlswrite('Corrente Inversa in Testa Feeder',LineeOut,'Corrente Febbraio No
Gen');

for F=1:size(NumNodiPerFd,2)
    IPROTEZIONIHCS1;
end

xlswrite('Corrente Inversa in Testa Feeder e Linee Sovraccariche o superati
i 250 A delle protezioni',LineeOut,'Corrente Febbraio No Gen');
```


B.3 HCVariazioniRapide.m

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%VARIAZIONI RAPIDE
%%carico minimo F1

F=1;
Max=1;min=0;
bloccolett=1;
EsequiLFHCVR;
TENSF1=TensioneFeeder1;
TENSF2=TensioneFeeder2;
TENSF3=TensioneFeeder3;
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF1,'Feeder 1 _
Carico minimo F1');
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF2,'Feeder 2 _
Carico minimo F1');
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF3,'Feeder 3 _
Carico minimo F1');

if SIM==1
    VRMAXF1=TABFIN;
    %xlswrite('Numero Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRMAXF1,'Carico Minimo in 1');
    xlswrite('Potenza Per Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRMAXF1,'Carico Minimo in 1');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF1,'Feeder 1 _ Carico minimo F1');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF2,'Feeder 2 _ Carico minimo F1');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF3,'Feeder 3 _ Carico minimo F1');
end

if SIM==2
    NomeNodiOUTF1=NODIOUTF1;
    NomeNodiOUTF2=NODIOUTF2;
    NomeNodiOUTF3=NODIOUTF3;
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF1,'Carico Minimo in 1 Out F1');
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF2,'Carico Minimo in 1 Out F2');
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF3,'Carico Minimo in 1 Out F3');
end

if SIM==3
    LineeVRMAXF1=LineeOut;
    xlswrite('Linee Fuori Limite Di Transito a Carico Minimo Variazioni
Rapide',LineeVRMAXF1,'Gen. in F1 min');
end

% %%%carico massimo F1
% %
F=1;
Max=0; min=1;
bloccolett=1;
EsequiLFHCVR;
TENSF1=TensioneFeeder1;
TENSF2=TensioneFeeder2;
TENSF3=TensioneFeeder3;
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF1,'Feeder 1 _
Carico massimo F1');
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF2,'Feeder 2 _
Carico massimo F1');

```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```

xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF3,'Feeder 3 _
Carico massimo F1');
if SIM==1
    VRminF1=TABFIN;
    % xlswrite('Numero Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRminF1,'Carico Massimo in 1');
    xlswrite('Potenza Per Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRminF1,'Carico Massimo in 1');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF1,'Feeder 1 _ Carico Massimo F1');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF2,'Feeder 2 _ Carico Massimo F1');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF3,'Feeder 3 _ Carico Massimo F1');
end

if SIM==2
    NomeNodiOUTF1=NODIOUTF1;
    NomeNodiOUTF2=NODIOUTF2;
    NomeNodiOUTF3=NODIOUTF3;
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF1,'Carico Massimo in 1 Out F1');
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF2,'Carico Massimo in 1 Out F2');
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF3,'Carico Massimo in 1 Out F3');
end

if SIM==3
    LineeVRminF1=LineeOut;
    xlswrite('Linee Fuori Limite Di Transito a Carico Massimo Variazioni
Rapide',LineeVRminF1,'Gen. in F1 MAX');
end

%
% % % %%%carico minimo F2

Max=1;min=0;
F=2;
bloccolett=1;
EsequiLFHCVR;
TENSF1=TensioneFeeder1;
TENSF2=TensioneFeeder2;
TENSF3=TensioneFeeder3;
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF1,'Feeder 1 _
Carico minimo F2');
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF2,'Feeder 2 _
Carico minimo F2');
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF3,'Feeder 3 _
Carico minimo F2');
if SIM==1
    VRMAXF2=TABFIN;
    % xlswrite('Numero Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRMAXF2,'Carico Minimo in 2');
    xlswrite('Potenza Per Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRMAXF2,'Carico Minimo in 2');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF1,'Feeder 1 _ Carico minimo F2');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF2,'Feeder 2 _ Carico minimo F2');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF3,'Feeder 3 _ Carico minimo F2');
end

if SIM==2

```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```

NomeNodiOUTF1=NODIOUTF1;
NomeNodiOUTF2=NODIOUTF2;
NomeNodiOUTF3=NODIOUTF3;
xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF1,'Carico Minimo in 2 Out F1');
xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF2,'Carico Minimo in 2 Out F2');
xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF3,'Carico Minimo in 2 Out F3');
end

if SIM==3
    LineeVRMAXF2=LineeOut;
    xlswrite('Linee Fuori Limite Di Transito a Carico Minimo Variazioni
Rapide',LineeVRMAXF2,'Gen. in F2 min');
end

% % %%%carico massimo F2
%

Max=0;min=1;
F=2;
bloccolett=1;
EsequiLFHCVR;
TENSF1=TensioneFeeder1;
TENSF2=TensioneFeeder2;
TENSF3=TensioneFeeder3;
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF1,'Feeder 1 _
Carico massimo F2');
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF2,'Feeder 2 _
Carico massimo F2');
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF3,'Feeder 3 _
Carico massimo F2');
if SIM==1
    VRminF2=TABFIN;
    % xlswrite('Numero Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRminF2,'Carico Massimo in 2');
    xlswrite('Potenza Per Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRminF2,'Carico Massimo in 2');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF1,'Feeder 1 _ Carico Massimo F2');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF2,'Feeder 2 _ Carico Massimo F2');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF3,'Feeder 3 _ Carico Massimo F2');
end

if SIM==2
    NomeNodiOUTF1=NODIOUTF1;
    NomeNodiOUTF2=NODIOUTF2;
    NomeNodiOUTF3=NODIOUTF3;
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF1,'Carico Massimo in 2 Out F1');
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF2,'Carico Massimo in 2 Out F2');
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF3,'Carico Massimo in 2 Out F3');
end

if SIM==3
    LineeVRminF2=LineeOut;
    xlswrite('Linee Fuori Limite Di Transito a Carico Massimo Variazioni
Rapide',LineeVRminF2,'Gen. in F2 MAX');
end

```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```
% %
% %%%carico minimo F3

Max=1;min=0;
F=3;
bloccolett=1;
EseguiLFHCVR;
VRMAXF3=TABFIN;
TENSF1=TensioneFeeder1;
TENSF2=TensioneFeeder2;
TENSF3=TensioneFeeder3;
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF1,'Feeder 1 _
Carico minimo F3');
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF2,'Feeder 2 _
Carico minimo F3');
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF3,'Feeder 3 _
Carico minimo F3');
if SIM==1
    VRMAXF3=TABFIN;
    % xlswrite('Numero Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRMAXF3,'Carico Minimo in 3');
    xlswrite('Potenza Per Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRMAXF3,'Carico Minimo in 3');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF1,'Feeder 1 _ Carico minimo F3');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF2,'Feeder 2 _ Carico minimo F3');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF3,'Feeder 3 _ Carico minimo F3');
end

if SIM==2
    NomeNodiOUTF1=NODIOUTF1;
    NomeNodiOUTF2=NODIOUTF2;
    NomeNodiOUTF3=NODIOUTF3;
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF1,'Carico Minimo in 3 Out F1');
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF2,'Carico Minimo in 3 Out F2');
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsisasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF3,'Carico Minimo in 3 Out F3');
end

if SIM==3
    LineeVRMAXF3=LineeOut;
    xlswrite('Linee Fuori Limite Di Transito a Carico Minimo Variazioni
Rapide',LineeVRMAXF3,'Gen. in F3 min');
end

% %%%carico massimo F3

Max=0; min=1;
F=3;
bloccolett=1;
EseguiLFHCVR;
TENSF1=TensioneFeeder1;
TENSF2=TensioneFeeder2;
TENSF3=TensioneFeeder3;
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF1,'Feeder 1 _
Carico massimo F3');
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF2,'Feeder 2 _
Carico massimo F3');
xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide',TENSF3,'Feeder 3 _
Carico massimo F3');
```

APPENDICE B
LISTATO DEL PROGRAMMA

```
if SIM==1
    VRminF3=TABFIN;
    % xlswrite('Numero Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRminF3,'Carico Massimo in 3');
    xlswrite('Potenza Per Nodi Fuori Limite Per Variazioni
Rapide',VRminF3,'Carico Massimo in 3');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF1,'Feeder 1 _ Carico Massimo F3');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF2,'Feeder 2 _ Carico Massimo F3');
    xlswrite('Tensione Feeder Limite Per Variazioni Rapide con nodo di
generazione out',TENSF3,'Feeder 3 _ Carico Massimo F3');
end

if SIM==2
    NomeNodiOUTF1=NODIOUTF1;
    NomeNodiOUTF2=NODIOUTF2;
    NomeNodiOUTF3=NODIOUTF3;
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsiasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF1,'Carico Massimo in 3 Out F1');
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsiasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF2,'Carico Massimo in 3 Out F2');
    xlswrite('Potenza affinché un nodo qualsiasi vada fuori Limite Per
Variazioni Rapide',NomeNodiOUTF3,'Carico Massimo in 3 Out F3');
end

if SIM==3
    LineeVRminF3=LineeOut;
    xlswrite('Linee Fuori Limite Di Transito a Carico Massimo Variazioni
Rapide',LineeVRminF3,'Gen. in F3 MAX');
end
```

B.4 EseguiLFHCVR.m

```
%%
%per il calcolo di hosting capacity, inserisco un generatore di potenza
%crescente

nout=cell(max(NumNodiPerFd),nFd);
TABFIN=[];
NODIOUT=[];
MF=cell(size(NomiNFd,1),2);

NodiOutF1=[{'Nodo Gen.'} {'Potenza ' } {'Nodi Out ' }];
for i=2:max(NumNodiPerFd)
    NodiOutF1(i,:)=[{''}];
end
clear i

NodiOutF2=[{'Nodo Gen.'} {'Potenza ' } {'Nodi Out ' }];
for i=2:max(NumNodiPerFd)
    NodiOutF2(i,:)=[{''}];
end
clear i

NodiOutF3=[{'Nodo Gen.'} {'Potenza ' } {'Nodi Out ' }];
for i=2:max(NumNodiPerFd)
    NodiOutF3(i,:)=[{''}];
end
clear i

LineeOut=[{'Nodo Gen.'} {'Potenza ' } {'Linee Out'}];
for i=1:size(Linee,1)
    LineeOut(i,1)=[{''}];
    LineeOut(i,2)=[{''}];
    LineeOut(i,3)=[{''}];
end
clear i

s1=2;
s2=2;
s3=2;

TensioneFeeder1(:,:)=[];
TensioneFeeder2(:,:)=[];
TensioneFeeder3(:,:)=[];

for r=1:size(NomiNFd,1)
    %%
    kk=0;
    if F==1 && Max==1 && strcmp(NomiNFd(r).F1,'')==0
        Data = DataMaxF1(r,:);
        HCLF(1).En = Max1.En(:,r);
        HCLF(1).Nome = Max1.Nome(:,1);
        NomeGeneratore = NomiNFd(r).F1;
        Day = DayMaxF1(r);
    else if strcmp(NomiNFd(r).F1,'')==1 && F==1
        kk=1;
    end
end

if F==2 && Max==1 && strcmp(NomiNFd(r).F2,'')==0
    Data = DataMaxF2(r,:);
    HCLF(1).En = Max2.En(:,r);
    HCLF(1).Nome = Max2.Nome(:,1);
    NomeGeneratore = NomiNFd(r).F2;
    Day = DayMaxF2(r);
end
```

```

else if strcmp(NomiNFd(r).F2,'')==1 && F==2
    kk=1;
end
end
if F==3 && Max==1 && strcmp(NomiNFd(r).F3,'')==0
    Data = DataMaxF3(r,:);
    HCLF(1).En = Max3.En(:,r);
    HCLF(1).Nome = Max3.Nome(:,1);
    NomeGeneratore = NomiNFd(r).F3;
    Day = DayMaxF3(r);
else if strcmp(NomiNFd(r).F3,'')==1 && F==3
    kk=1;
end
end
if F==1 && min==1 && strcmp(NomiNFd(r).F1,'')==0
    Data = DataMinF1(r,:);
    HCLF(1).En = Min1.En(:,r);
    HCLF(1).Nome = Min1.Nome(:,1);
    NomeGeneratore = NomiNFd(r).F1;
    Day = DayMinF1(r);
else if strcmp(NomiNFd(r).F1,'')==1 && F==1
    kk=1;
end
end
if F==2 && min==1 && strcmp(NomiNFd(r).F2,'')==0
    Data = DataMinF2(r,:);
    HCLF(1).En = Min2.En(:,r);
    HCLF(1).Nome = Min2.Nome(:,1);
    NomeGeneratore = NomiNFd(r).F2;
    Day = DayMinF2(r);
else if strcmp(NomiNFd(r).F2,'')==1 && F==2
    kk=1;
end
end
if F==3 && min==1 && strcmp(NomiNFd(r).F3,'')==0
    Data = DataMinF3(r,:);
    HCLF(1).En = Min3.En(:,r);
    HCLF(1).Nome = Min3.Nome(:,1);
    NomeGeneratore = NomiNFd(r).F3;
    Day = DayMinF3(r);
else if strcmp(NomiNFd(r).F3,'')==1 && F==3
    kk=1;
end
end

%Impostazioni iniziali
LF=[];
LFcc=[];
LFnc=[];
F1c=3;
F2c=3;
F3c=3;
s=1;

if kk==0

Feeder1={'SB_RO_10_A';'291304_1';'291335_1';'201266_1';'201307_1';'201544_1'
;'210109_1';'201522_1';'202613_1';'TEE267';'TEE266';'201289_1';'TEE265';'201
370_1';'201376_1'};
Feeder2={'SB_RO_10_A';'291266_1';'290902_1';'290693_1';'290942_1';'291156_1'
;'290899_1';'290905_1';'291083_1';'291311_1'};
Feeder3={'SB_RO_10_A';'291103_2';'290894_2';'291309_1';'290999_2';'290317_2'
;'290309_1';'290273_1';'290927_1';'290276_1';'290275_1';'290695_1';'290643_1'
;'290544_1';'290771_1'};

```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```

% %trovo la posizione dei nodi appartenenti ad un determinato feeder
% %(memorizzati in NomeNFd) all'interno di NomeNRete
arrPosE=zeros(size(NomiNFd,1),nFd);
arrF=zeros(15,3);
n1=2;
l1=2;
m1=2;
TensioneFeeder1(1,1)=[ ' ' ];
TensioneFeeder2(1,1)=[ ' ' ];
TensioneFeeder3(1,1)=[ ' ' ];

for NNFd=1:15
    for i=1:size(NomeNRete,1)
        if size(Feeder1,1)>=NNFd
            if strcmp(Feeder1(NNFd),NomeNRete(i))
                arrF(n1-1,1)=i;
                TensioneFeeder1(n1,1)=[Feeder1(NNFd)];
                n1=n1+1;
            end
        end
    end
end
for NNFd=1:15
    for i=1:size(NomeNRete,1)
        if size(Feeder2,1)>=NNFd
            if strcmp(Feeder2(NNFd),NomeNRete(i))
                arrF(l1-1,2)=i;
                TensioneFeeder2(l1,1)=[Feeder2(NNFd)];
                l1=l1+1;
            end
        end
    end
end
for NNFd=1:15
    for i=1:size(NomeNRete,1)
        if size(Feeder3,1)>=NNFd
            if strcmp(Feeder3(NNFd),NomeNRete(i))
                arrF(m1-1,3)=i;
                TensioneFeeder3(m1,1)=[Feeder3(NNFd)];
                m1=m1+1;
            end
        end
    end
end
n=1;
l=1;
m=1;
for NNFd=1:size(NomiNFd,1)
    for i=1:size(NomeNRete,1)
        if strcmp(NomiNFd(NNFd).F1,NomeNRete(i))
            arrPosE(n,1)=i;
            n=n+1;
        end
    end
    for i=1:size(NomeNRete,1)
        if strcmp(NomiNFd(NNFd).F2,NomeNRete(i))
            arrPosE(l,2)=i;
            l=l+1;
        end
    end
    for i=1:size(NomeNRete,1)
        if strcmp(NomiNFd(NNFd).F3,NomeNRete(i))
            arrPosE(m,3)=i;
            m=m+1;
        end
    end
end

```



```

        end
    end

clear k m l i
%%
    finelp=0;
    lp=0;
    lpiniziale=11;
    lpmax=20;
    nLF=1;

clear TensF1 TensF2 TensF3

MF(r,2) = num2cell(lpiniziale);
TensioneFeeder1(1,r+1)=[{NomeGeneratore}];
TensioneFeeder2(1,r+1)=[{NomeGeneratore}];
TensioneFeeder3(1,r+1)=[{NomeGeneratore}];

TensioneInizialeFeeder1(1,r+1)=[{NomeGeneratore}];
TensioneInizialeFeeder2(1,r+1)=[{NomeGeneratore}];
TensioneInizialeFeeder3(1,r+1)=[{NomeGeneratore}];

while lp <= lpmax

    for i=1:size(NomeNRete,1)
        LF(1).En(i,1)= HCLF(1).En(i,1);
    end

    [Vs,PV,PQ] = AttPQ(Gen,Car,Grata,Data,Day,NomeNRete,Nbase,...
Vbase,DPMonth,DPYear,DCDay,DCWeek,DCMonth,DCYear,nLF);

    PQ((arrPose(r,F)-1),1) = PQ((arrPose(r,F)-1),1)+0.5*lp;
    % Eseguo il calcolo delle tensioni ai nodi
    CalcoloLFHC;

%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%trovo quanti e quali nodi escono dai limiti per
variazioni rapide a la potenza di uscita
    for k=1:size(arrPose,1)
        for i=1:nFd
            if arrPose(k,i)~=0
                arrValE(k,i)=LF.En(arrPose(k,i));
                arrNameE(k,i)=NomeNRete(arrPose(k,i));
            end
        end
    end

clear k i

TensF1(:,lp+1)=abs([arrValE(:,1)]);

TensF2(:,lp+1)=abs([arrValE(:,2)]);

TensF3(:,lp+1)=abs([arrValE(:,3)]);

%%      %controllo di quali tensioni violano il vincolo di variazioni rapide
%      %pari al 4%
%%
if SIM==1
    if F==1
        MF(r,1) = [{NomeGeneratore}];
        if (TensF1(r,lp+1)-TensF1(r,1))>=0.04
            MF(r,2) = num2cell(lp/2);
            lp = lpmax;
            finelp=1;
        end
    end
end

```

```

end

if F==2
    MF(r,1) = [{NomeGeneratore}];
    if (TensF2(r,lp+1)-TensF2(r,1))>=0.04
        MF(r,2) = num2cell(lp/2);
        lp = lpmax;
        finelp=1;
    end
end

if F==3
    MF(r,1) = [{NomeGeneratore}];
    if (TensF3(r,lp+1)-TensF3(r,1))>=0.04
        MF(r,2) = num2cell(lp/2);
        lp = lpmax;
        finelp=1;
    end
end

end
%%
if SIM==2

    for v=1:size(TensF1,1)
        DiffEF1=TensF1(v,lp+1)-TensF1(v,1);
        NodiOutF1(r+1,1)=[{NomeGeneratore}];
        if abs(DiffEF1)>0.04
            NodiOutF1(r+1,2)=num2cell(lp/2);
            NodiOutF1(r+1,F1c)=[{NomiNFd(v).F1}];
            finelp=finelp+1;
            F1c=F1c+1;
        end
    end
    clear v

    for v=1:size(TensF2,1)
        DiffEF2=TensF2(v,lp+1)-TensF2(v,1);
        NodiOutF2(r+1,1)=[{NomeGeneratore}];
        if abs(DiffEF2)>0.04
            NodiOutF2(r+1,2)=num2cell(lp/2);
            NodiOutF2(r+1,F2c)=[{NomiNFd(v).F2}];
            finelp=finelp+1;
            F2c=F2c+1;
        end
    end
    clear v

    for v=1:size(TensF3,1)
        DiffEF3=TensF3(v,lp+1)-TensF3(v,1);
        NodiOutF3(r+1,1)=[{NomeGeneratore}];
        if abs(DiffEF3)>0.04
            NodiOutF3(r+1,2)=num2cell(lp/2);
            NodiOutF3(r+1,F3c)=[{NomiNFd(v).F3}];
            finelp=finelp+1;
            F3c=F3c+1;
        end
    end
    clear v

    if lp==lpmax && strcmp(NodiOutF1(r+1,2),'')==1
        NodiOutF1(r+1,2)=num2cell((lp/2)+1);
    end
    if lp==lpmax && strcmp(NodiOutF2(r+1,2),'')==1
        NodiOutF2(r+1,2)=num2cell((lp/2)+1);
    end
end

```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```

        if lp==lpmax && strcmp(NodiOutF3(r+1,2),'')==1
            NodiOutF3(r+1,2)=num2cell((lp/2)+1);
        end

        if finelp ~= 0
            lp = lpmax;
        end
    end
%%
% trovo a quale potenza esce dai limiti il nodo a cui è
% allacciato il generatore
if SIM==3

[Iramo,Ilinee]=CalcoloCorrenteLinee(En,Linee,Trasfo,Nbase,mu,YprimitivaS,YprimitivaD,YprimitivaL,MincidenzaS,MincidenzaD,MincidenzaL);

        if finelp==0
            for i=1:size(Linee,1)
                LineeOut(r,2)=num2cell(lp/2);
                LineeOut(r,1)=[NomeGeneratore];
                if Iramo(i)>Linee(i).Imax
                    LineeOut(r,s+2)=num2cell(abs(Iramo(i)));
                    LineeOut(r,s+3)=cellstr([Linee(i).NomeN1
Linee(i).NomeN2]);
                    s=s+2;
                    finelp=1;
                end
            end
        end

        if lp==lpmax && strcmp(LineeOut(r,3),'')
            LineeOut(r,3)=[{'No Linee Out'}];
        end

        if finelp ~= 0
            lp = lpmax;
        end
    end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
        if lp==lpmax
            finelp=1;
        end
        if lp==0
            for col=1:nFd
                for rig=1:size(arrF,1)
                    if col==1 && arrF(rig,col)~=0
                        TIF1=abs(LF.En(arrF(rig,col),1));
                        TensioneInizialeFeeder1(rig+1,r+1)=num2cell(TIF1);
                    end
                    if col==2 && arrF(rig,col)~=0
                        TIF2=abs(LF.En(arrF(rig,col),1));
                        TensioneInizialeFeeder2(rig+1,r+1)=num2cell(TIF2);
                    end
                    if col==3 && arrF(rig,col)~=0
                        TIF3=abs(LF.En(arrF(rig,col),1));
                        TensioneInizialeFeeder3(rig+1,r+1)=num2cell(TIF3);
                    end
                end
            end
        end
        clear rig col
        if finelp==1
            for col=1:nFd
                for rig=1:size(arrF,1)

```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```
        if col==1 && arrF(rig,col)~=0
            TF1=abs(LF.En(arrF(rig,col),1));
            TensioneFeeder1(rig+1,r+1)=num2cell(TF1);
        end
        if col==2 && arrF(rig,col)~=0
            TF2=abs(LF.En(arrF(rig,col),1));
            TensioneFeeder2(rig+1,r+1)=num2cell(TF2);
        end
        if col==3 && arrF(rig,col)~=0
            TF3=abs(LF.En(arrF(rig,col),1));
            TensioneFeeder3(rig+1,r+1)=num2cell(TF3);
        end
    end
end

clear rig col

lp=lp+1; %incremento la potenza del generatore di 1MVA
end
clear finelp

%TABFIN=[TABFIN;{Gen(size(Gen,1)).NomeN} nout(r,1) nout(r,2) nout(r,3)
nout(r,4)];
TABFIN=[TABFIN;MF(r,1) MF(r,2)];

NODIOUTF1=NodiOutF1;
NODIOUTF2=NodiOutF2;
NODIOUTF3=NodiOutF3;
end

end
```

B.5 IPROTEZIONIHCSl.m

```
%%
%per il calcolo di hosting capacity, inserisco un generatore di potenza
%crescente

nout=cell(max(NumNodiPerFd),nFd);
TABFIN=[];
NODIOUT=[];
MF=cell(size(NomiNFd,1),2);

%%
kk=0;
if F==1
    Data = DataItrasfoimin;
    HCLF(1).En = MinEItrasfo;
    NomeGeneratore = [{'291304_1'}];
    Day = DayItrasfomin;
end
if F==2
    Data = DataItrasfoimin;
    HCLF(1).En = MinEItrasfo;
    NomeGeneratore = [{'291266_1'}];
    Day = DayItrasfomin;
end
if F==3
    Data = DataItrasfoimin;
    HCLF(1).En = MinEItrasfo;
    NomeGeneratore = [{'291103_2'}];
    Day = DayItrasfomin;
end

%Impostazioni iniziali
LF=[];
LFcc=[];
LFnc=[];
s=1;

for i=1:size(NomeN Rete,1)
    if strcmp(NomeN Rete(i),NomeGeneratore)
        PosNomeGen=i;
    end
end

%%
finelp=0;
lp=0;
lpiniziale=11;
lpmax=20;
nLF=1;

while lp <= lpmax

    for i=1:size(NomeN Rete,1)
        LF(1).En(i,1)= HCLF(1).En(i,1);
    end

    [Vs,PV,PQ] = AttPQ(Gen,Car,Grata,Data,Day,NomeN Rete,Nbase,...
Vbase,DPMonth,DPMonth,DPYear,DCDay,DCWeek,DCMonth,DCYear,nLF);

    PQ((PosNomeGen-1),1) = PQ((PosNomeGen-1),1)+0.5*lp;
    % Eseguo il calcolo delle tensioni ai nodi
    CalcoloLFHC;
```

APPENDICE B LISTATO DEL PROGRAMMA

```

%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%trovo quanti e quali nodi escono dai limiti per
variazioni rapide a la potenza di uscita

[Iramo,Ilinee]=CalcoloCorrenteLinee(En,Linee,Trasfo,Nbase,mu,YprimitivaS,Ypr
imitivaD,YprimitivaL,MincidenzaS,MincidenzaD,MincidenzaL);

for i=1:size(Linee,1)
    if strcmp(NomeGeneratore,Linee(i).NomeN1)
        if strcmp('SB_RO_10_A',Linee(i).NomeN2)
            LineeOut(F,1)=NomeGeneratore;
            LineeOut(F,2)=num2cell(lp/2);
            LineeOut(F,s+2)=num2cell(real(Iramo(i)));
            LineeOut(F,s+3)=cellstr([Linee(i).NomeN1 '-'
Linee(i).NomeN2]);
            LineeOut(F,s+4)=num2cell(Linee(i).Imax);
        end
    end
    if strcmp(NomeGeneratore,Linee(i).NomeN2)
        if strcmp('SB_RO_10_A',Linee(i).NomeN1)
            LineeOut(F,1)=NomeGeneratore;
            LineeOut(F,2)=num2cell(lp/2);
            LineeOut(F,s+2)=num2cell(real(Iramo(i)));
            LineeOut(F,s+3)=cellstr([Linee(i).NomeN1 '-'
Linee(i).NomeN2]);
            LineeOut(F,s+4)=num2cell(Linee(i).Imax);
        end
    end
end

if cell2mat(LineeOut(F,s+2))<0 && ((abs(cell2mat(LineeOut(F,s+2)))>
cell2mat(LineeOut(F,s+4))) || (abs(cell2mat(LineeOut(F,s+2)))>250))
    lp = lpmax;
end

if lp==lpmax && cell2mat(LineeOut(F,s+2))>=0
    LineeOut(r,3)=[{'No Inversione'}];
end

lp=lp+1; %incremento la potenza del generatore di 1MVA
end

```

APPENDICE C

LIBRERIA DATI DELLA RETE

C.1 I NODI

Tabella C. 1 - Nomi e tipologie dei nodi della rete in analisi.

Node ID	Node Type	Vn [kV]	Vmin [pu]	Vmax [pu]
SB_RO_130	SL	130	0,95	1,05
SB_RO_10_A	PQ	10	0,95	1,05
201041_1	PQ	10	0,95	1,05
201051_1	PQ	10	0,95	1,05
201058_1	PQ	10	0,95	1,05
201266_1	PQ	10	0,95	1,05
201273_1	PQ	10	0,95	1,05
201289_1	PQ	10	0,95	1,05
201301_1	PQ	10	0,95	1,05
201307_1	PQ	10	0,95	1,05
201315_1	PQ	10	0,95	1,05
201370_1	PQ	10	0,95	1,05
201376_1	PQ	10	0,95	1,05
201502_1	PQ	10	0,95	1,05
201522_1	PQ	10	0,95	1,05
201543_1	PQ	10	0,95	1,05
201544_1	PQ	10	0,95	1,05
201562_1	PQ	10	0,95	1,05
201935_1	PQ	10	0,95	1,05
202131_1	PQ	10	0,95	1,05
202613_1	PQ	10	0,95	1,05
210109_1	PQ	10	0,95	1,05
210272_1	PQ	10	0,95	1,05
237614_1	PQ	10	0,95	1,05
237626_1	PQ	10	0,95	1,05
290273_1	PQ	10	0,95	1,05
290274_1	PQ	10	0,95	1,05
290275_1	PQ	10	0,95	1,05
290276_1	PQ	10	0,95	1,05
290309_1	PQ	10	0,95	1,05
290317_2	PQ	10	0,95	1,05
290448_1	PQ	10	0,95	1,05
290491_1	PQ	10	0,95	1,05
290509_1	PQ	10	0,95	1,05
290543_1	PQ	10	0,95	1,05
290544_1	PQ	10	0,95	1,05
290581_1	PQ	10	0,95	1,05
290629_1	PQ	10	0,95	1,05
290643_1	PQ	10	0,95	1,05
290693_1	PQ	10	0,95	1,05

APPENDICE C
LIBRERIA DATI DELLA RETE

290695_1	PQ	10	0,95	1,05
290714_1	PQ	10	0,95	1,05
290738_1	PQ	10	0,95	1,05
290757_1	PQ	10	0,95	1,05
290771_1	PQ	10	0,95	1,05
290894_1	PQ	10	0,95	1,05
290894_2	PQ	10	0,95	1,05
290899_1	PQ	10	0,95	1,05
290902_1	PQ	10	0,95	1,05
290905_1	PQ	10	0,95	1,05
290921_1	PQ	10	0,95	1,05
290927_1	PQ	10	0,95	1,05
290942_1	PQ	10	0,95	1,05
290951_1	PQ	10	0,95	1,05
290999_2	PQ	10	0,95	1,05
291083_1	PQ	10	0,95	1,05
291103_2	PQ	10	0,95	1,05
291103_3	PQ	10	0,95	1,05
291114_1	PQ	10	0,95	1,05
291156_1	PQ	10	0,95	1,05
291189_1	PQ	10	0,95	1,05
291266_1	PQ	10	0,95	1,05
291304_1	PQ	10	0,95	1,05
291309_1	PQ	10	0,95	1,05
291311_1	PQ	10	0,95	1,05
291335_1	PQ	10	0,95	1,05
DS1 201041	PQ	10	0,95	1,05
DS1 201051	PQ	10	0,95	1,05
DS1 201058	PQ	10	0,95	1,05
DS1 237614	PQ	10	0,95	1,05
DS1 237632	PQ	10	0,95	1,05
DS1 290714	PQ	10	0,95	1,05
MNT008	PQ	10	0,95	1,05
MNT285	PQ	10	0,95	1,05
MNT463	PQ	10	0,95	1,05
MNT464	PQ	10	0,95	1,05
MNT497	PQ	10	0,95	1,05
MNT536	PQ	10	0,95	1,05
TEE001	PQ	10	0,95	1,05
TEE265	PQ	10	0,95	1,05
TEE266	PQ	10	0,95	1,05
TEE267	PQ	10	0,95	1,05
TEE268	PQ	10	0,95	1,05
TEE270	PQ	10	0,95	1,05
TEE271	PQ	10	0,95	1,05
TEE418	PQ	10	0,95	1,05
N201041T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201051T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201058T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201266T01	PQ	0,4	0,95	1,05

APPENDICE C
LIBRERIA DATI DELLA RETE

N201273T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201289T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201301T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201307T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201315T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201370T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201376T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201522T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201543T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201544T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N201562T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N202613T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N210109T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N290275T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N290491T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N290509T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N290629T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N290693T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N290695T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N290757T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N290999T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N291156T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N291266T01	PQ	0,4	0,95	1,05
N290273T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290274T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290276T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290309T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290317T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290448T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290543T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290544T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290581T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290643T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290738T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290771T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290894T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290894T02	PQ	0,38	0,95	1,05
N290894T03	PQ	0,38	0,95	1,05
N290894T04	PQ	0,38	0,95	1,05
N290899T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290902T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290905T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290927T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290942T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290942T02	PQ	0,38	0,95	1,05
N290951T01	PQ	0,38	0,95	1,05
N290999T02	PQ	0,38	0,95	1,05

C.2 LE LINEE

- Linee appartenenti al Feeder 1**

Tabella C. 2 - Caratteristiche delle linee del Feeder 1.

Line ID	From	To	Line Type	Vn [kV]	Length [km]	N_Branches
F1_202613_1-201522_1	202613_1	201522_1		10	0,345	2
			Cavo 3x(1x185) ARG5H1RX 12/20 kV		0,025	
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,32	
F1_DS1 201041-TEE267	DS1 201041	TEE267	Filo Cu 45/10	10	0,55	1
F1_TEE265-201289_1	TEE265	201289_1	Corda Cu 25	10	0,475	1
F1_DS1 201051-TEE418	DS1 201051	TEE418		10	0,13	2
			Filo Cu 50/10		0,08	
			Filo Cu 45/10		0,05	
F1_TEE418-TEE268	TEE418	TEE268	Filo Cu 50/10	10	0,19	1
F1_201544_1-210109_1	201544_1	210109_1		10	0,573	2
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,295	
			Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV		0,278	
F1_TEE268-201543_1	TEE268	201543_1	Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV	10	0,27	1
F1_TEE001-201266_1	TEE001	201266_1		10	0,1	2
			Corda Cu 50		0,025	
			Filo Cu 45/10		0,075	
F1_201301_1-MNT536	201301_1	MNT536	Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV	10	0,11	1
F1_MNT285-201315_1	MNT285	201315_1	Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV	10	0,305	1
F1_MNT464-TEE418	MNT464	TEE418	Corda Cu 20	10	1,48	1
F1_202613_1-TEE267	202613_1	TEE267		10	1,17	2
			Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 15/20 kV		0,66	
			Cavo 3x1x185 ARG7H1R 15/20 kV		0,51	
F1_210109_1-201522_1	210109_1	201522_1		10	0,465	2
			Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV		0,285	

APPENDICE C
LIBRERIA DATI DELLA RETE

			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,18	
F1_TEE270- MNT285	TEE270	MNT285	Filo Cu 50/10	10	0,465	1
F1_201273_1- 201522_1	201273_1	201522_1	Cavo 3x95 ASCOLR 8.7/10 kV	10	0,206	1
F1_TEE270- DS1 237632	TEE270	DS1 237632	Corda Cu 25	10	0,085	1
F1_TEE271- 202131_1	TEE271	202131_1	Corda Cu 25	10	0,05	1
F1_201273_1- 201935_1	201273_1	201935_1	Cavo 3x(1x150) ARC1HLRX 12/20 kV	10	0,325	1
F1_201307_1- 201544_1	201307_1	201544_1	Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV	10	0,436	1
F1_TEE270- 201307_1	TEE270	201307_1	Filo Cu 50/10	10	0,2	1
F1_201307_1- TEE271	201307_1	TEE271	Corda Cu 50	10	0,22	1
F1_201370_1- TEE265	201370_1	TEE265	Corda Cu 25	10	0,285	1
F1_201058_1- DS1 201058	201058_1	DS1 201058	Corda Cu 35	10	0,05	1
F1_201935_1- 201543_1	201935_1	201543_1		10	0,263	2
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,193	
			Cavo 3x(1x150) ARC1HLRX 12/20 kV		0,07	
F1_201376_1- 201370_1	201376_1	201370_1	Filo Cu 63/10	10	0,61	1
F1_DS1 201051- 201051_1	DS1 201051	201051_1	Filo Cu 45/10	10	0,05	1
F1_201307_1- 201266_1	201307_1	201266_1	Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV	10	1,079	1
F1_201315_1- MNT008	201315_1	MNT008	Filo Cu 50/10	10	0,5	1
F1_MNT008- 201301_1	MNT008	201301_1	Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV	10	0,24	1
F1_DS1 237626- 237626_1	237626_1	TEE001	Cavo 3x50 RCHLOR 12/20 kV	10	0,07	1
F1_TEE266- TEE267	TEE266	TEE267	Filo Cu 45/10	10	0,07	1
F1_DS1 201041- 201041_1	DS1 201041	201041_1	Filo Cu 45/10	10	0,04	1
F1_201370_1- 201502_1	201370_1	201502_1	DA VERIFICARE	10	0,207	1
F1_201289_1- TEE266	201289_1	TEE266	Filo Cu 45/10	10	0,4	1
F1_TEE001- 210272_1	TEE001	210272_1	Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 15/20 kV	10	0,4	1
F1_TEE265- DS1 237614	TEE265	DS1 237614	Filo Cu 45/10	10	0,05	1
F1_237614_1- DS1 237614	237614_1	DS1 237614	Filo Cu 45/10	10	0,045	1
F1_SB_RO_10_A- 291304_1	SB_RO_10_A	291304_1	Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 15/20 kV	10	0,37	1

APPENDICE C
LIBRERIA DATI DELLA RETE

F1_201266_1-291335_1	201266_1	291335_1	Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 15/20 kV	10	0,97	1
F1_291335_1-291304_1	291335_1	291304_1	Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 15/20 kV	10	0,5	1
F1_TEE271-201562_1	TEE271	201562_1	Cavo 3x1x25 RG5H1R 12/20 kV	10	0,055	1
F1_DS1 201058-TEE001	DS1 201058	TEE001		10	0,34	2
			Corda Cu 35		0,3	
			Filo Cu 45/10		0,04	

- **Linee appartenenti al Feeder 2**

Tabella C. 3 - Caratteristiche delle linee del Feeder 2.

Line ID	From	To	Line Type	Vn [kV]	Length [km]	N_Branches
F2_291189_1-290899_1	291189_1	290899_1	Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV	10	0,0827	1
F2_290894_1-291103_3	290894_1	291103_3		10	0,774	5
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,2188	
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,203	
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,106	
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,0422	
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,204	
F2_291083_1-290905_1	291083_1	290905_1	Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV	10	0,372	1
F2_291156_1-290942_1	291156_1	290942_1	Cavo 3x1x150 ARG7H1R 15/20 kV	10	0,149	1
F2_290905_1-290899_1	290905_1	290899_1	Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV	10	0,332	1
F2_291114_1-290951_1	291114_1	290951_1	Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV	10	0,0786	1
F2_290942_1-290951_1	290942_1	290951_1		10	0,6135	4
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,173	
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,1301	
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,122	
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV	10	0,1884	
F2_290921_1-291103_3	290921_1	291103_3		10	0,7231	4
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,106	

APPENDICE C
LIBRERIA DATI DELLA RETE

			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,2331	
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,203	
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,181	
F2_290693_1- 290738_1	290693_1	290738_1	Cavo 3x1x50 ARG5H1R 12/20 kV	10	0,4493	1
F2_SB_RO_10_A- 291266_1	SB_RO_10_A	291266_1		10	3,25	2
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		3,23	
			Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV		0,02	
F2_290693_1- 290942_1	290693_1	290942_1	Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV	10	0,4634	1
F2_DS1 290714- 290714_1	DS1 290714	290714_1	Corda Cu 20	10	0,404	1
F2_MNT497- DS1 290714	MNT497	DS1 290714	Corda Cu 20	10	0,09	1
F2_290693_1- 290902_1	290693_1	290902_1		10	0,5108	2
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,4915	
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,0193	
F2_290921_1- 290902_1	290921_1	290902_1		10	0,2536	2
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,2353	
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,0183	
F2_291083_1- 291311_1	291083_1	291311_1	Cavo 3x1x150 RG7H1R 15/20 kV	10	0,324	1
F2_290902_1- 291266_1	290902_1	291266_1		10	0,432	2
			Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV		0,153	
			Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV		0,279	
F2_MNT497- 290902_1	MNT497	290902_1		10	0,679	5
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,271	
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,019	
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,129	
			Cavo 3x1x150 ARG7H1R 15/20 kV		0,144	
			Cavo 3x1x150 ARG7H1R 15/20 kV		0,116	

• **Linee appartenenti al Feeder 3**

Tabella C. 4 - Caratteristiche delle linee del Feeder 3.

Line ID	From	To	Line Type	Vn [kV]	Length [km]	N_Branches
F3_290274_1-290275_1	290274_1	290275_1		10	0,199	2
			Cavo 3x40 SCOLR 12/15 kV		0,144	
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,055	
F3_290448_1-290309_1	290448_1	290309_1		10	0,7015	2
			Cavo 3x1x150 RG7H1R 15/20 kV		0,302	
			Cavo 3x1x150 RG7H1R 15/20 kV		0,3995	
F3_290317_2-290999_2	290317_2	290999_2		10	0,7618	4
			Cavo 3x(1x240) ARC4HLRX 12/20 kV		0,2382	
			Cavo 3x(1x240) ARC4HLRX 12/20 kV		0,241	
			Cavo 3x(1x240) ARC4HLRX 12/20 kV		0,064	
			Cavo 3x1x240 ARG5H1R 12/20 kV		0,2186	
F3_290491_1-290629_1	290491_1	290629_1	Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV	10	0,443	1
F3_290309_1-290317_2	290309_1	290317_2		10	1,1499	3
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,4976	
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,1471	
			Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV		0,5052	
F3_290448_1-MNT463	290448_1	MNT463		10	0,5579	2
			Corda Cu 20		0,2114	
			Corda Cu 20		0,3465	
F3_290581_1-290757_1	290581_1	290757_1		10	0,2054	2
			Cavo 3x70 SCOLR 12/15 kV		0,043	
			Cavo 3x70 SCOLR 12/15 kV		0,1624	
F3_290273_1-290309_1	290273_1	290309_1	Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV	10	0,5298	1
F3_291309_1-290894_2	291309_1	290894_2		10	1,108	3
			Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV		0,035	

APPENDICE C
LIBRERIA DATI DELLA RETE

			Cavo 3x(1x240) ARC4HLRX 12/20 kV		0,47	
			Cavo 3x1x240 ARG5H1R 12/20 kV		0,603	
F3_290581_1- 290509_1	290581_1	290509_1		10	0,132	2
			Cavo 3x70 SCOLR 12/15 kV		0,025	
			Cavo 3x40 SCOLR 12/15 kV		0,107	
F3_290894_2- 291103_2	290894_2	291103_2		10	0,767	2
			Cavo 3x1x150 RG7H1R 15/20 kV		0,381	
			Cavo 3x1x150 RG7H1R 15/20 kV		0,386	
F3_290999_2- 291309_1	290999_2	291309_1	Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV	10	0,045	1
F3_SB_RO_10_A -291103_2	SB_RO_10_A	291103_2	Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV	10	3,4908	1
F3_290276_1- 290927_1	290276_1	290927_1	Cavo 3x1x150 RG5H1R 12/20 kV	10	0,4361	1
F3_290273_1- 290927_1	290273_1	290927_1		10	0,6525	2
			Cavo 3x1x150 RG5H1R 12/20 kV		0,1578	
			Cavo 3x1x150 RG5H1R 12/20 kV		0,4947	
F3_290771_1- 290544_1	290771_1	290544_1	Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV	10	0,6181	1
F3_290274_1- 290509_1	290274_1	290509_1		10	0,1913	3
			Cavo 3x40 SCOLR 12/15 kV		0,0916	
			Cavo 3x40 SCOLR 12/15 kV		0,0481	
			Cavo 3x40 SCOLR 12/15 kV		0,0516	
F3_290643_1- 290695_1	290643_1	290695_1	Cavo 3x1x150 RG7H1R 15/20 kV	10	0,1755	1
F3_290643_1- 290544_1	290643_1	290544_1	Cavo 3x1x150 RG7H1R 15/20 kV	10	0,3475	1
F3_290276_1- 290275_1	290276_1	290275_1	Cavo 3x1x150 RG7H1R 15/20 kV	10	0,2658	1
F3_290695_1- 290275_1	290695_1	290275_1	Cavo 3x1x150 RG7H1R 15/20 kV	10	0,197	1
F3_290274_1- 290543_1	290274_1	290543_1		10	0,464	2
			Cavo 3x40 SCOLR 12/15 kV		0,353	
			Cavo 3x63 SCOLR 12/15 kV		0,111	

C.3 CARICHI

Tabella C. 5 - Nomi e potenza dei carichi della rete.

Load ID	Node	Pn [MW]	Qn [Mvar]	Fu	Load Type
L201041T01	N201041T01	0,02250	0,00889	1,0	F1
L201051T01	N201051T01	0,02384	0,00942	1,0	F1
L201058T01	N201058T01	0,04143	0,01637	1,0	F1
L201266T01	N201266T01	0,16442	0,06498	1,0	F1
L201273T01	N201273T01	0,04264	0,01685	1,0	F1
L201289T01	N201289T01	0,02540	0,01004	1,0	F1
L201301T01	N201301T01	0,01125	0,00445	1,0	F1
L201307T01	N201307T01	0,07490	0,02960	1,0	F1
L201315T01	N201315T01	0,07591	0,03000	1,0	F1
L201370T01	N201370T01	0,03720	0,01470	1,0	F1
L201376T01	N201376T01	0,04641	0,01834	1,0	F1
L201502U01	201502_1	0,20000	0,01669	1,0	NICO
L201522T01	N201522T01	0,12329	0,04873	1,0	F1
L201543T01	N201543T01	0,02074	0,00820	1,0	F1
L201544T01	N201544T01	0,10822	0,04277	1,0	F1
L201562T01	N201562T01	0,00735	0,00290	1,0	F1
L201935U01	201935_1	0,01063	0,00515	1,0	F1
L202131U01	202131_1	0,00361	0,00175	1,0	F1
L202613T01	N202613T01	0,04604	0,01820	1,0	F1
L210109T01	N210109T01	0,03871	0,01530	1,0	F1
L210272U01	210272_1	0,04900	0,02373	1,0	F1
L237614U01	237614_1	0,03345	0,01620	1,0	F1
L237626U01	237626_1	0,02218	0,01074	1,0	F1
L290273T01	N290273T01	0,03940	0,01557	1,0	F3
L290274T01	N290274T01	0,13433	0,05309	1,0	F3
L290275T01	N290275T01	0,13743	0,05432	1,0	F3
L290276T01	N290276T01	0,18469	0,07299	1,0	F3
L290309T01	N290309T01	0,05381	0,02127	1,0	F3
L290317T01	N290317T01	0,03105	0,01227	1,0	F3
L290448T01	N290448T01	0,01853	0,00732	1,0	F3
L290491T01	N290491T01	0,00483	0,00191	1,0	F3
L290509T01	N290509T01	0,12857	0,05082	1,0	F3
L290543T01	N290543T01	0,12329	0,04873	1,0	F3
L290544T01	N290544T01	0,04092	0,01617	1,0	F3
L290581T01	N290581T01	0,15813	0,06250	1,0	F3
L290629T01	N290629T01	0,04383	0,01732	1,0	F3
L290643T01	N290643T01	0,05120	0,02024	1,0	F3
L290693T01	N290693T01	0,02437	0,00963	1,0	F2
L290693U01	290693_1	0,02440	0,01182	1,0	F2
L290695T01	N290695T01	0,06374	0,02519	1,0	F3

APPENDICE C
LIBRERIA DATI DELLA RETE

L290738T01	N290738T01	0,00000	0,00000	1,0	F2
L290757T01	N290757T01	0,16432	0,05890	1,0	F3
L290771T01	N290771T01	0,09825	0,03883	1,0	F3
L290894T01	N290894T01	0,05737	0,02267	1,0	F2
L290894T02	N290894T02	0,06418	0,02537	1,0	F2
L290894T03	N290894T03	0,02520	0,00996	1,0	F2
L290894T04	N290894T04	0,07671	0,03032	1,0	F2
L290899T01	N290899T01	0,02437	0,00963	1,0	F2
L290902T01	N290902T01	0,04286	0,01694	1,0	F2
L290905T01	N290905T01	0,02280	0,00901	1,0	QE
L290921U01	290921_1	1,30000	0,56666	1,0	HANG
L290927T01	N290927T01	0,06831	0,02700	1,0	F3
L290942T01	N290942T01	0,01905	0,00753	1,0	F2
L290942T02	N290942T02	0,06940	0,02743	1,0	F2
L290951T01	N290951T01	0,06132	0,02423	1,0	F2
L290999T01	N290999T01	0,10141	0,04008	1,0	F3
L290999T02	N290999T02	0,05327	0,02105	1,0	F3
L290999U01	290999_2	1,20000	0,52307	1,0	AUTO
L291083U01	291083_1	0,89900	0,39187	1,0	COR
L291114U01	291114_1	0,32000	0,13948	1,0	OFF
L291156T01	N291156T01	0,01390	0,00549	1,0	F2
L291189U01	291189_1	0,20000	0,08718	1,0	TRAS
L291266T01	N291266T01	0,00273	0,00108	1,0	F2
L291266U01	291266_1	0,90000	0,39230	1,0	INTER
L291304U01	291304_1	0,00000	0,00000	1,0	F1
L291309U01	291309_1	0,00000	0,00000	1,0	F3
L291311U01	291311_1	0,00000	0,00000	1,0	F2
L291311U02	291311_1	0,00000	0,00000	1,0	F2
L291311U03	291311_1	0,00000	0,00000	1,0	F2
L291311U04	291311_1	0,00000	0,00000	1,0	F2
L291335U01	291335_1	0,00000	0,00000	1,0	F1
RO_distr 10 kV	SB_RO_10_A	15,70000	5,60000	1,0	IND

C.4 TRASFORMATORI

Tabella C. 6 - Nomi e caratteristiche dei trasformatori di rete.

Transf ID	HV Node	LV Node	Vrated1 [kV]	Vrated2 [kV]	Vrif [pu]	Tap
TR_10/0,4_0,1	201041_1	N201041T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,1	201051_1	N201051T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,16	201058_1	N201058T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,4	201266_1	N201266T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,25	201273_1	N201273T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,16	201289_1	N201289T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,1	201301_1	N201301T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,25	201307_1	N201307T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,4	201315_1	N201315T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,25	201370_1	N201370T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,25	201376_1	N201376T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,4	201522_1	N201522T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,16	201543_1	N201543T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,4	201544_1	N201544T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,25	201562_1	N201562T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,4	202613_1	N202613T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,4	210109_1	N210109T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,16	290273_1	N290273T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290274_1	N290274T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,4	290275_1	N290275T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290276_1	N290276T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,125	290309_1	N290309T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,63	290317_2	N290317T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,1	290448_1	N290448T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,25	290491_1	N290491T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,4	290509_1	N290509T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290543_1	N290543T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,16	290544_1	N290544T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290581_1	N290581T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,25	290629_1	N290629T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,315	290643_1	N290643T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,16	290693_1	N290693T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,25	290695_1	N290695T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,25	290738_1	N290738T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,25	290757_1	N290757T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,16	290771_1	N290771T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290894_1	N290894T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290894_1	N290894T02	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290894_1	N290894T03	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290894_1	N290894T04	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,25	290899_1	N290899T01	10	0,38	0,000	0,00

APPENDICE C
LIBRERIA DATI DELLA RETE

TR_10/0,38_0,25	290902_1	N290902T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290905_1	N290905T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,25	290927_1	N290927T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290942_1	N290942T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290942_1	N290942T02	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,4	290951_1	N290951T01	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,4	290999_2	N290999T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,38_0,25	290999_2	N290999T02	10	0,38	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,4	291156_1	N291156T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_10/0,4_0,25	291266_1	N291266T01	10	0,4	0,000	0,00
TR_MT	SB_RO_130	SB_RO_10_A	130	10	1,000	1,00

C.5 GENERATORI

Tabella C. 7 - Nomi e caratteristiche dei generatori.

Gen ID	Node	S_oper [MVA]	cosphi_oper	Gen Type	Profile Type	GR [Ohm]
G1	291311_1	0,63	1	Gen_FV_0,63	PV	1E+20
G2	291311_1	0,63	1	Gen_FV_0,63	PV	1E+20
G3	291311_1	0,8	1	Gen_FV_0,8_1	PV	1E+20
G4	291311_1	0,8	1	Gen_FV_0,8_2	PV	1E+20
G5	291266_1	0,8	1	Gen_FV_0,8_3	PV	1E+20
G6	291309_1	2,6624	1	Gen_FV_2,6624	PV	1E+20
G7	291304_1	1,5	1	Gen_FV_1,5	PV	1E+20
G8	291335_1	0,3	1	Gen_FV_0,3	PV	1E+20

Nella Figura di seguito sono evidenziati i nodi in cui sono stati allacciati i generatori fotovoltaici riportati in Tabella C.7.

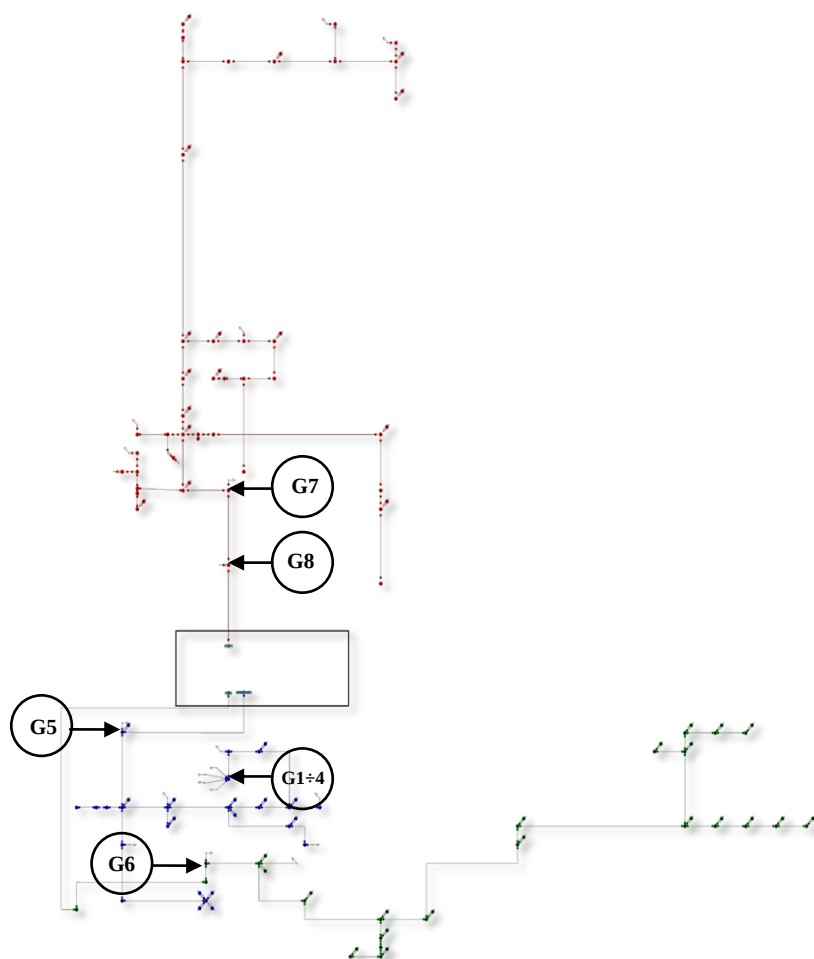


Figura C5. 1 - Posizionamento dei generatori nella rete.

APPENDICE D

LIBRERIA COMPONENTI DELLA RETE

D.1 LE LINEE

Tabella D. 1 - Caratteristiche delle linee.

Line Type	C [nF/km]	L [mH/km]	R [Ohm/km]	Vn [kV]	G [S/km]	Imax [A]	Sez [mmq]	Materiale	T_max_es [°C]
Cavo 3x(1x150) ARC1HLRX 12/20 kV	400,000	0,3183	0,205	10	0,000	224	150,0	AL	80
Cavo 3x(1x185) ARG5H1RX 12/20 kV	270,000	0,3597	0,166	10	0,000	288	185,0	AL	80
Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 12/20 kV	290,000	0,3501	0,165	10	0,000	288	185,0	AL	0
Cavo 3x(1x185) ARG7H1RX 15/20 kV	260,000	0,3501	0,165	10	0,000	288	185,0	AL	0
Cavo 3x(1x240) ARC1HLRX 12/20 kV	480,000	0,3183	0,131	10	0,000	308	240,0	AL	80
Cavo 3x(1x240) ARC4HLRX 12/20 kV	480,000	0,3183	0,131	10	0,000	304	240,0	AL	80
Cavo 3x150 RCHLOR 12/20 kV	400,000	0,3183	0,125	10	0,000	272	150,0	CU	0
Cavo 3x1x150 ARG5H1R 12/20 kV	250,000	0,5570	0,213	10	0,000	258,4	150,0	AL	80
Cavo 3x1x150 ARG7H1R 15/20 kV	240,000	0,5730	0,205	10	0,000	260	150,0	AL	80
Cavo 3x1x150 RG5H1R 12/20 kV	250,000	0,5570	0,133	10	0,000	328	150,0	AL	80
Cavo 3x1x150 RG7H1R 12/20 kV	270,000	0,5411	0,126	10	0,000	332,8	150,0	CU	80
Cavo 3x1x150 RG7H1R 15/20 kV	240,000	0,5730	0,126	10	0,000	332	150,0	CU	80
Cavo 3x1x185 ARG7H1R 15/20 kV	260,000	0,5411	0,164	10	0,000	295,2	185,0	AL	80
Cavo 3x1x240 ARG5H1R 12/20 kV	300,000	0,5284	0,132	10	0,000	340	240,0	AL	0
Cavo 3x1x25 RG5H1R 12/20 kV	140,000	0,6812	0,740	10	0,000	124	25,0	AL	80
Cavo 3x1x50 ARG5H1R 12/20 kV	170,000	0,6398	0,648	10	0,000	136,8	50,0	AL	80
Cavo 3x240 ASCOLR 8.7/10 kV	550,000	0,2546	0,133	10	0,000	256	240,0	AL	0
Cavo 3x40 SCOLR 12/15 kV	269,000	0,3501	0,465	10	0,000	91,2	40,0	AL	0
Cavo 3x50 RCHLOR 12/20 kV	270,000	0,3820	0,393	10	0,000	144	50,0	AL	80
Cavo 3x63 SCOLR 12/15 kV	310,000	0,3183	0,298	10	0,000	119,2	63,0	AL	80
Cavo 3x70 SCOLR 12/15 kV	320,000	0,3183	0,276	10	0,000	125,6	70,0	AL	80
Cavo 3x95 ASCOLR 8.7/10 kV	420,000	0,2546	0,325	10	0,000	152,8	95,0	AL	80
Corda Cu 20	9,300	1,2573	0,913	10	0,000	136,8	20,0	CU	80
Corda Cu 25	9,500	1,2382	0,748	10	0,000	155,2	25,0	CU	80
Corda Cu 35	9,800	1,2000	0,519	10	0,000	195,2	35,0	CU	0
Corda Cu 50	10,100	1,1650	0,366	10	0,000	243,2	50,0	CU	80
Filo Cu 45/10	11,300	1,0377	1,117	10	0,000	119,2	16,0	CU	0
Filo Cu 50/10	11,800	0,9931	0,905	10	0,000	136	20,0	CU	80
Filo Cu 63/10	13,100	0,9008	0,570	10	0,000	134,4	31,5	CU	80
DA VERIFICARE	100,000	0,3183	0,082	10	0,000	80	0,0	ND	80

D.2 I TRASFORMATORI

Tabella D. 2 - Caratteristiche dei trasformatori.

Transf Type	Vin [kV]	V2n [kV]	vcc [%]	pcc [%]	Sn [MVA]	OLTC	Tap_Min	Tap_Max	Tap[%]	DB [%]	Conn1	Conn2	Group
TR_MT	130	10	12,2	0,52	25	1	-10	10	1,5	2	YN	yn	0
TR_10/0,38_0,16	10	0,38	4	1,16	0,16	0	0	0	0	0	D	yn	11
TR_10/0,4_0,63	10	0,4	6	1,03	0,63	0	0	0	0	0	D	yn	11
TR_10/0,38_0,25	10	0,38	4	1,04	0,25	0	0	0	0	0	D	yn	11
TR_10/0,38_0,315	10	0,38	4	1,15	0,315	0	0	0	0	0	D	yn	11
TR_10/0,38_0,1	10	0,38	4	1,4	0,1	0	0	0	0	0	D	yn	11
TR_10/0,38_0,63	10	0,38	6	1,03	0,63	0	0	0	0	0	D	yn	11
TR_10/0,38_0,125	10	0,38	4	1,4	0,125	0	0	0	0	0	D	yn	11
TR_10/0,38_0,4	10	0,38	4	0,9	0,4	0	0	0	0	0	D	yn	11
TR_10/0,4_0,25	10	0,4	4	1,04	0,25	0	0	0	0	0	D	yn	11
TR_10/0,4_0,4	10	0,4	4	0,9	0,4	0	0	0	0	0	D	yn	11
TR_10/0,4_0,16	10	0,4	4	1,16	0,16	0	0	0	0	0	D	yn	11
TR_10/0,4_0,1	10	0,4	4	1,4	0,1	0	0	0	0	0	D	yn	11

D.3 I GENERATORI ROTANTI

Tabella D. 3 - Caratteristiche dei generatori.

Gen Type	Sn [MVA]	Cosphi	Vn [kV]	X2d [%]	Xinv [%]	Xzero [%]
Gen_FV_0,63	0,698	1	10	20	20	20
Gen_FV_0,8_1	0,86	1	10	20	20	20
Gen_FV_0,8_2	0,9	1	10	20	20	20
Gen_FV_0,8_3	0,8	1	10	20	20	20
Gen_FV_2,6624	2,8	1	10	20	20	20
Gen_FV_1,5	1,3	1	10	20	20	20
Gen_FV_0,3	0,3608	1	10	20	20	20

APPENDICE D
LIBRERIA COMPONENTI DELLA RETE

APPENDICE E

LIBRERIA PROFILI

E.1 PROFILI DI CARICO DI PROVA

I profili di carico utilizzati per le simulazioni sono stati inizialmente 4:

- Profilo commerciale “COM”;
- Profilo costante “COST”;
- Profilo industriale “IND”;
- Profilo residenziale “RES”;

▪ PROFILI GIORNALIERI “COM”, “COST”, “IND” e “RES”

Time	COM	COST	IND	RES
00:00	0,51599	1	0,361	0,2459
00:30	0,50558	1	0,442	0,2738
01:00	0,53951	1	0,407	0,2801
01:30	0,54857	1	0,418	0,2837
02:00	0,52386	1	0,472	0,2856
02:30	0,51819	1	0,401	0,3009
03:00	0,4996	1	0,511	0,301
03:30	0,49939	1	0,537	0,2959
04:00	0,51885	1	0,623	0,3015
04:30	0,52778	1	0,595	0,3248
05:00	0,57146	1	0,551	0,3296
05:30	0,57265	1	0,576	0,3925
06:00	0,60039	1	0,686	0,3969
06:30	0,59935	1	0,685	0,4735
07:00	0,71323	1	0,842	0,4783
07:30	0,73494	1	0,818	0,6084
08:00	0,88572	1	0,871	0,6072
08:30	0,8828	1	0,884	0,659
09:00	0,8529	1	0,851	0,651
09:30	0,84522	1	0,945	0,5952
10:00	0,88447	1	0,899	0,5947
10:30	0,86337	1	0,89	0,4977
11:00	0,93782	1	0,819	0,4952
11:30	0,95847	1	0,823	0,5487
12:00	0,90091	1	0,886	0,5461
12:30	0,91737	1	0,904	0,5907
13:00	0,88407	1	0,984	0,5937

APPENDICE E LIBRERIA PROFILI

13:30	0,91921	1	0,968	0,6091
14:00	0,87874	1	0,94	0,6094
14:30	0,86865	1	0,977	0,6045
15:00	0,81798	1	0,984	0,6078
15:30	0,80421	1	0,982	0,6291
16:00	0,79778	1	0,851	0,6278
16:30	0,82951	1	0,865	0,8671
17:00	0,77992	1	0,805	0,8662
17:30	0,81521	1	0,824	0,9371
18:00	0,76068	1	0,745	0,9438
18:30	0,76451	1	0,782	0,9941
19:00	0,68233	1	0,684	0,9883
19:30	0,67811	1	0,63	0,8831
20:00	0,67654	1	0,655	0,8824
20:30	0,66874	1	0,714	0,8284
21:00	0,68102	1	0,721	0,8312
21:30	0,69277	1	0,712	0,7417
22:00	0,64869	1	0,628	0,7449
22:30	0,61663	1	0,707	0,6163
23:00	0,57878	1	0,556	0,6158
23:30	0,55831	1	0,501	0,4501
24:00	0,51599	1	0,361	0,2459

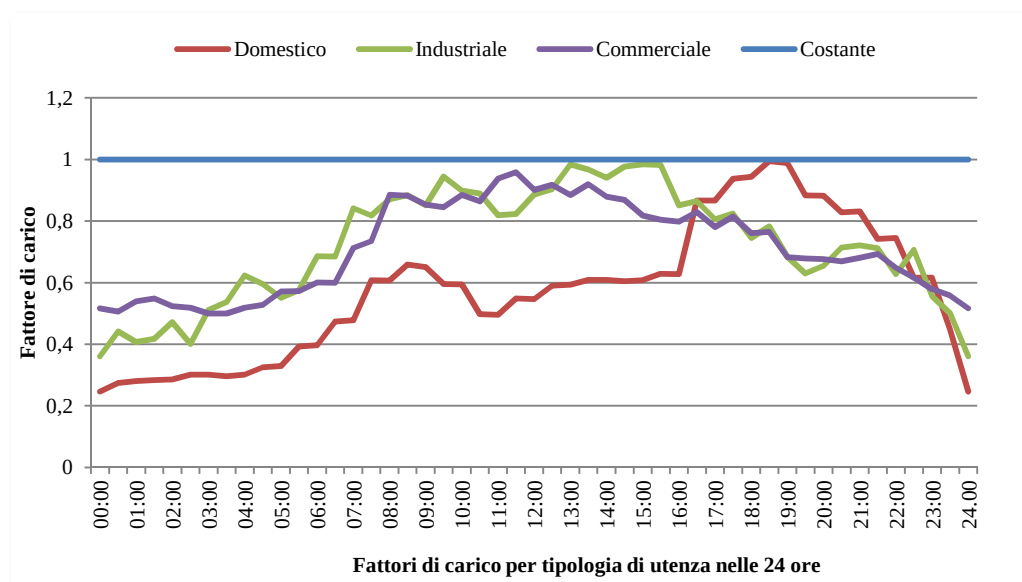


Figura E.1 - Grafico dei profili di carico giornalieri "COM", "COST", "IND" e "RES".

▪ **PROFILI SETTIMANALI “COM”, “COST”, “IND” e “RES”**

Day	COM	COST	IND	RES
Sun	0,360608258	1	0,111515398	0,880974624
Mon	0,693424536	1	0,872874369	0,978052213
Tue	0,706468501	1	0,957793173	0,992034548
Wed	0,731109771	1	0,991967807	0,997054448
Thu	0,734143406	1	0,991814083	0,997358062
Fri	0,718788993	1	0,975338044	0,99508079
Sat	0,977515339	1	0,129348467	0,962563292

▪ **PROFILI MENSILI “COM”, “COST”, “IND” e “RES”**

Month	COM	COST	IND	RES
Gen	1,357715775	1	0,783915568	1,036312453
Feb	1,393482152	1	0,826979878	1,029299596
Mar	0,974790583	1	1,110591351	0,97377232
Apr	0,820794573	1	0,976712179	0,881369737
May	0,767168319	1	0,912577445	0,839805469
Jun	0,765636808	1	0,954370784	0,832988049
Jul	0,758047081	1	0,958195032	0,825045124
Aug	0,736101982	1	0,927158108	0,821302599
Sep	0,792608748	1	0,947323029	0,851301689
Oct	0,91237524	1	1,077854016	0,963358137
Nov	1,403062448	1	0,812303053	1,027318452
Dec	1,335315804	1	0,776113226	1,036856578

▪ **PROFILI ANNUALI “COM”, “COST”, “IND” e “RES”**

Per quanto riguarda i profili di crescita annuali, volendo inizialmente fare solo un’analisi sulla rete attuale, si sono supposti coefficienti di crescita unitari. È però possibile andare ad inserire in tabella dei trend di crescita che si ipotizza possano esservi per quanto riguarda l’assorbimento dei carichi (magari perché si è a conoscenza di possibili espansione di grosse aziende o perché si prevede, ad esempio, l’entrata in funzione in un certo momento futuro di un centro commerciale o simili).

E.2 PROFILI DI CARICO DELLA RETE SIMULATA

I profili di carico utilizzati per le simulazioni successive sono quindi stati quelli relativi ai carichi noti:

- Profilo “INTER”;
- Profilo “HANG”;
- Profilo “AUTO”;
- Profilo “COR”;
- Profilo “OFF”;
- Profilo “TRAS”;
- Profilo “NICO”;

A cui vanno aggiunti i profili medi degli altri carichi:

- Profilo “F1”;
- Profilo “F2”;
- Profilo “F3”;

▪ PROFILI GIORNALIERI DELLA RETE SIMULATA

Time	INTER	HANG	AUTO	COR	OFF	TRAS	NICO	F1	F2	F3
00:00	0,0530	0,5500	0,5800	0,1660	0,2000	0,0280	0,0900	0,5100	0,4612	0,4604
00:30	0,0520	0,5000	0,5600	0,1580	0,1900	0,0280	0,0900	0,4877	0,4937	0,4400
01:00	0,0523	0,3500	0,5300	0,1700	0,1900	0,0280	0,0900	0,4600	0,5300	0,4255
01:30	0,0520	0,3100	0,4700	0,2240	0,1900	0,0280	0,0900	0,4351	0,5678	0,4260
02:00	0,0517	0,2950	0,4550	0,2540	0,1900	0,0280	0,0900	0,4250	0,6400	0,4274
02:30	0,0513	0,3950	0,4550	0,2300	0,1900	0,0280	0,0900	0,4200	0,7558	0,4271
03:00	0,0650	0,5850	0,4600	0,2180	0,1900	0,0280	0,0900	0,4250	0,5800	0,4216
03:30	0,0750	0,3450	0,4600	0,2000	0,1900	0,0280	0,0900	0,4276	0,2959	0,4210
04:00	0,0730	0,2850	0,4600	0,2120	0,1900	0,0280	0,0900	0,4400	0,4500	0,4186
04:30	0,0865	0,2800	0,4650	0,1740	0,1900	0,0280	0,0900	0,4544	0,7050	0,4271
05:00	0,1250	0,3800	0,4700	0,0980	0,2000	0,0280	0,1000	0,4600	0,6300	0,4641
05:30	0,1490	0,5300	0,5050	0,0920	0,2200	0,0280	0,1050	0,4699	0,6671	0,5100
06:00	0,1600	0,4500	0,6000	0,1280	0,2450	0,0280	0,1200	0,5100	0,7300	0,5661
06:30	0,1780	0,4800	0,6900	0,1240	0,2500	0,0340	0,1300	0,5566	0,7947	0,5970
07:00	0,1559	0,4600	0,7300	0,1220	0,2600	0,1600	0,2300	0,6100	0,7800	0,6249
07:30	0,1558	0,5900	0,7600	0,1170	0,3000	0,3900	0,5200	0,7193	0,7918	0,6400
08:00	0,1608	0,7000	0,8100	0,1160	0,4400	0,5200	0,5600	0,8000	0,7200	0,6848
08:30	0,1504	0,6500	0,8600	0,1160	0,5300	0,6080	0,5800	0,9454	0,5684	0,7000
09:00	0,1308	0,5600	0,9200	0,0960	0,5400	0,6340	0,5800	0,9700	0,5400	0,7115
09:30	0,1351	0,6300	0,9400	0,1080	0,5400	0,6620	0,5900	0,9999	0,5043	0,7000
10:00	0,1356	0,6400	0,9400	0,1640	0,5600	0,6880	0,5900	0,9970	0,5300	0,6882

APPENDICE E LIBRERIA PROFILI

10:30	0,1352	0,6600	0,9450	0,1860	0,6400	0,6960	0,5800	0,9969	0,5511	0,6900
11:00	0,1107	0,6650	0,9600	0,1460	0,7300	0,7020	0,5300	0,9700	0,5300	0,6926
11:30	0,0957	0,7250	0,9650	0,1280	0,7200	0,7080	0,4500	0,9504	0,5154	0,6820
12:00	0,1340	0,7200	0,9650	0,1460	0,5850	0,6700	0,3800	0,8200	0,4550	0,6557
12:30	0,1480	0,6700	0,9650	0,1880	0,3950	0,6000	0,1700	0,6783	0,4043	0,6320
13:00	0,1408	0,6900	0,9500	0,1540	0,3400	0,5880	0,1800	0,7300	0,4800	0,6120
13:30	0,1408	0,7550	0,9400	0,1160	0,3300	0,5840	0,4100	0,7820	0,5551	0,6000
14:00	0,1356	0,7600	0,9400	0,1520	0,3500	0,5840	0,4900	0,8300	0,5000	0,6200
14:30	0,1300	0,8000	0,9350	0,2180	0,4550	0,5880	0,5300	0,9249	0,4235	0,6100
15:00	0,1200	0,7400	0,9300	0,2240	0,6400	0,5860	0,5500	0,9200	0,3000	0,6289
15:30	0,1056	0,6250	0,9100	0,1460	0,7100	0,5900	0,5100	0,9178	0,1977	0,6420
16:00	0,0906	0,7150	0,9200	0,1100	0,4400	0,6120	0,4600	0,8800	0,2500	0,6582
16:30	0,0950	0,7600	0,9300	0,1280	0,4450	0,6240	0,4400	0,8336	0,3919	0,6630
17:00	0,1054	0,7650	0,9200	0,1700	0,4900	0,6280	0,5650	0,8100	0,3333	0,6913
17:30	0,1250	0,7250	0,9000	0,1820	0,5150	0,5520	0,5000	0,7879	0,2328	0,7432
18:00	0,1650	0,6450	0,8600	0,1540	0,5200	0,3100	0,1610	0,8300	0,5000	0,8500
18:30	0,1820	0,6250	0,8400	0,1460	0,4850	0,1440	0,1000	0,8860	0,9999	0,9525
19:00	0,1757	0,5250	0,8100	0,1880	0,4300	0,0440	0,1000	0,8700	0,8700	0,9620
19:30	0,1740	0,4600	0,7400	0,2720	0,3600	0,0280	0,1100	0,8606	0,8673	0,9649
20:00	0,1800	0,4650	0,7300	0,2360	0,3000	0,0280	0,1000	0,8200	0,7400	0,9000
20:30	0,1830	0,5500	0,7000	0,1460	0,2700	0,0280	0,1000	0,7767	0,6079	0,8466
21:00	0,1760	0,5700	0,6800	0,1460	0,2500	0,0280	0,0900	0,7400	0,6200	0,8230
21:30	0,1530	0,3750	0,6700	0,1820	0,2250	0,0280	0,1000	0,7062	0,6167	0,7994
22:00	0,1320	0,3550	0,6400	0,1780	0,2050	0,0280	0,1000	0,6600	0,6400	0,7420
22:30	0,1100	0,4650	0,6100	0,1760	0,1950	0,0280	0,0950	0,6160	0,6543	0,6743
23:00	0,0730	0,4850	0,5800	0,2030	0,1940	0,0280	0,0900	0,6160	0,6543	0,6743
23:30	0,0550	0,3050	0,5600	0,2240	0,1930	0,0280	0,0900	0,5392	0,5147	0,6640
24:00	0,0530	0,5500	0,5800	0,1660	0,2000	0,0280	0,0900	0,5100	0,4612	0,5739

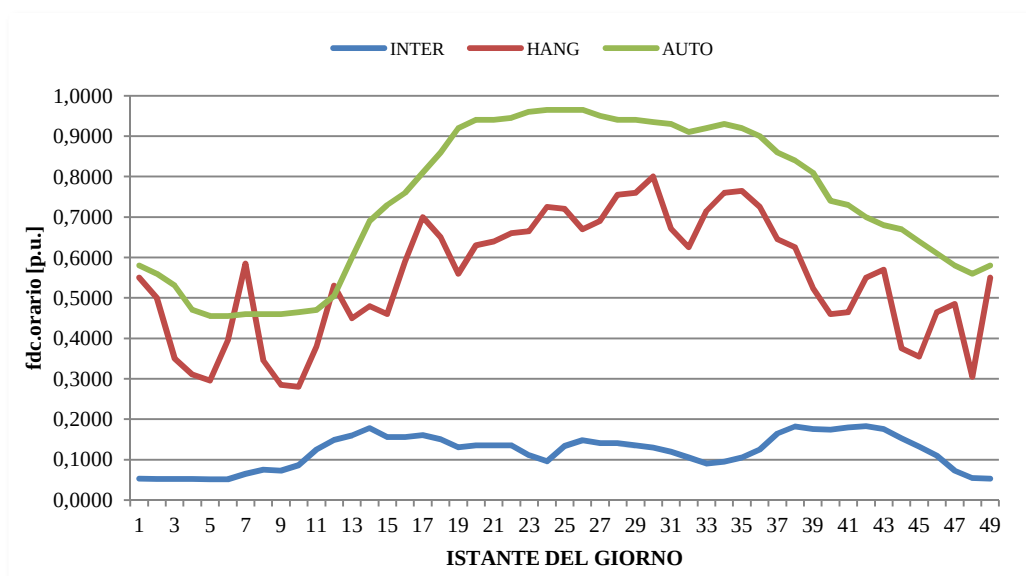


Figura E.2 - Grafici dei profili giornalieri dei carichi di rete – Parte Prima.

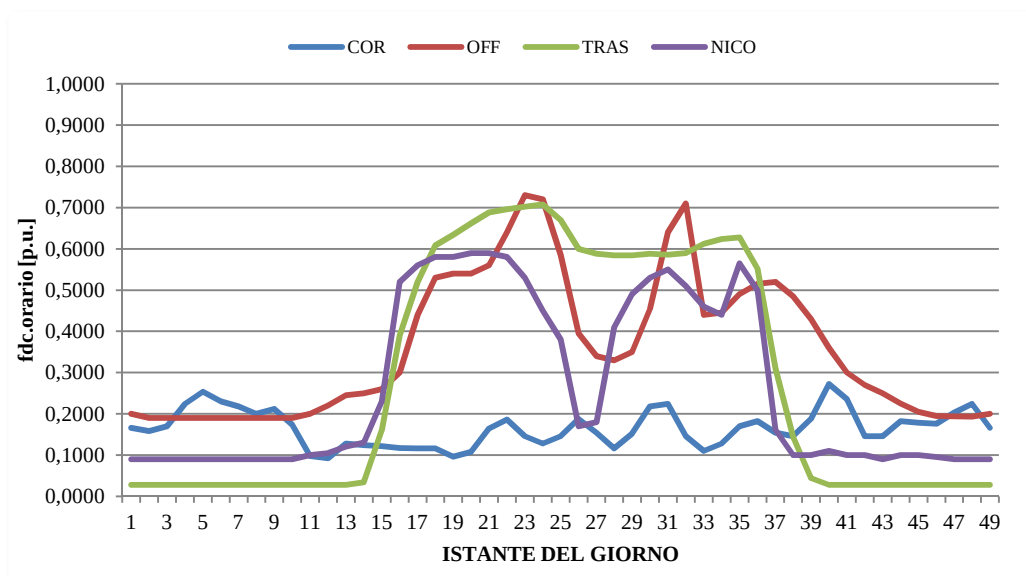


Figura E.3 - Grafici dei profili giornalieri dei carichi di rete – Parte Seconda.

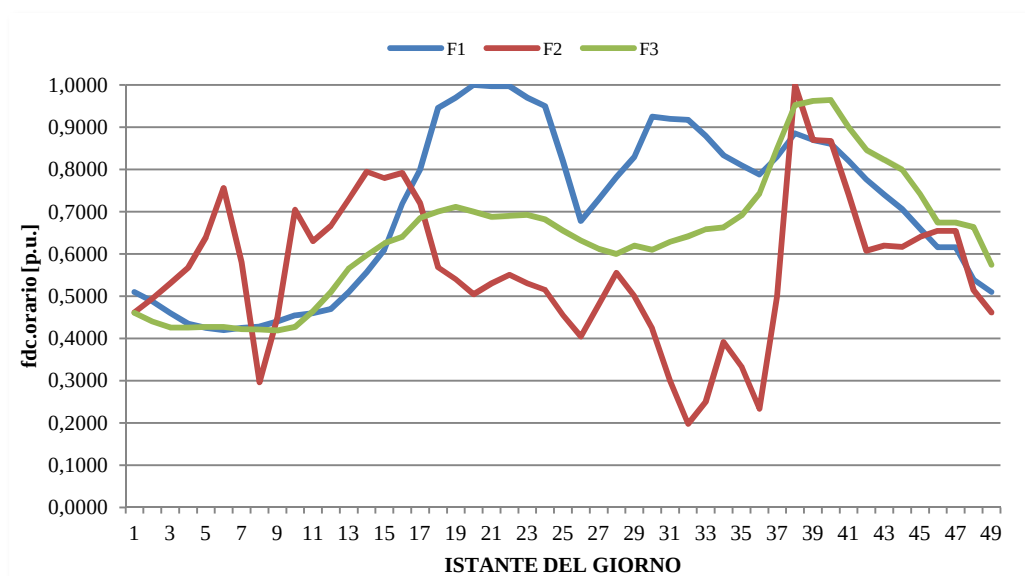


Figura E.4 - Grafici dei profili giornalieri dei carichi di rete – Parte Terza.

▪ PROFILI SETTIMANALI DELLA RETE SIMULATA

Day	INTER	HANG	AUTO	COR	OFF	TRAS	NICO	F1	F2	F3
Sun	0,390754	0,496750	0,496750	1,750300	0,593491	0,506079	0,586814	0,718402	0,104115	0,738204
Mon	1,165025	0,984333	0,984330	1,098600	0,966549	1,034230	0,941463	0,996188	0,532579	1,257420
Tue	1,427519	0,996954	0,996950	1,056000	0,967741	1,317392	0,998907	0,957285	0,895758	1,111987
Wed	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,100000
Thu	1,223646	1,026502	1,026500	1,090300	0,997705	1,148272	0,999857	0,999757	0,754195	1,115600
Fri	1,145388	0,989036	0,989040	1,202900	0,957890	1,037474	0,900317	0,983670	0,852917	1,095430
Sat	0,996971	0,716452	0,716450	1,255600	0,746864	0,786381	0,619528	0,790433	0,456763	0,925581

▪ PROFILI MENSILI DELLA RETE SIMULATA

Month	INTER	HANG	AUTO	COR	OFF	TRAS	NICO	F1	F2	F3
Gen	1,357716	1,036312	1,020021	1,036312	1,357716	1,036312	1,036312	1,041258	1,016996	1,020021
Feb	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
Mar	0,974791	0,973772	0,963613	0,973772	0,974791	0,973772	0,973772	0,899130	0,969338	0,963613
Apr	0,820795	0,881370	0,987180	0,881370	0,820795	0,881370	0,881370	0,866300	1,026369	0,987180
May	0,767168	0,839805	1,055871	0,839805	0,767168	0,839805	0,839805	0,897487	1,045245	1,055871
Jun	0,765637	0,832988	1,362460	0,832988	0,765637	0,832988	0,832988	0,762262	1,227962	1,262460
Jul	0,758047	0,825045	1,268725	0,825045	0,758047	0,825045	0,825045	0,965835	1,300067	1,168725
Aug	0,736102	0,821303	0,962340	0,821303	0,736102	0,821303	0,821303	0,761603	1,243968	0,962340
Sep	0,792609	0,851302	1,203854	0,851302	0,792609	0,851302	0,851302	0,729590	1,059995	1,203854
Oct	0,912375	0,963358	0,976790	0,963358	0,912375	0,963358	0,963358	0,764256	1,160972	0,976790
Nov	1,403062	1,027318	0,931237	1,027318	1,403062	1,027318	1,027318	0,951625	1,151891	0,931237
Dec	1,335316	1,036857	1,078234	1,036857	1,335316	1,036857	1,036857	1,045011	1,092976	1,002467

▪ **PROFILI ANNUALE DELLA RETE SIMULATA**

Anche per i carichi reali si è supposto inizialmente di andare a considerare dei profili di crescita annuali unitari.

E.3 PROFILI DI GENERAZIONE

▪ **PROFILI GIORNALIERI DI GENERAZIONE**

Tra i profili di generazione troviamo allora il solo profilo PV a rappresentare un generatore fotovoltaico.

Time	PV
00:00	0,0000
00:30	0,0000
01:00	0,0000
01:30	0,0000
02:00	0,0000
02:30	0,0000
03:00	0,0000
03:30	0,0000
04:00	0,0000
04:30	0,0000
05:00	0,0000
05:30	0,0000
06:00	0,0000
06:30	0,0000
07:00	0,0000
07:30	0,0000
08:00	0,0000
08:30	0,1969
09:00	0,1969
09:30	0,5625
10:00	0,5650
10:30	0,6731
11:00	0,6750
11:30	0,9994

12:00	0,9988
12:30	0,9081
13:00	0,9094
13:30	0,7931
14:00	0,7969
14:30	0,4656
15:00	0,4631
15:30	0,1650
16:00	0,1669
16:30	0,0000
17:00	0,0000
17:30	0,0000
18:00	0,0000
18:30	0,0000
19:00	0,0000
19:30	0,0000
20:00	0,0000
20:30	0,0000
21:00	0,0000
21:30	0,0000
22:00	0,0000
22:30	0,0000
23:00	0,0000
23:30	0,0000
24:00	0,0000

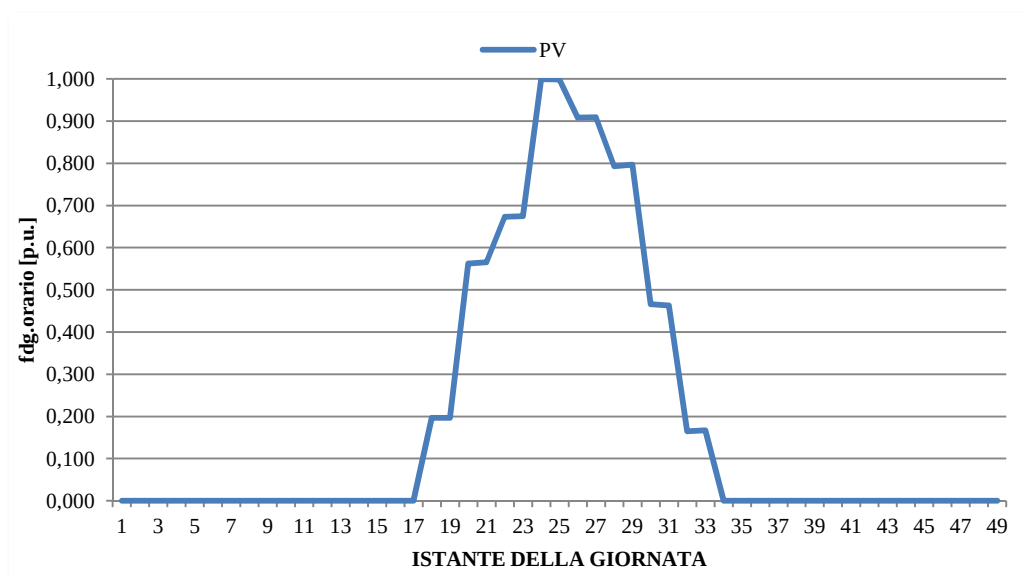


Figura E.5 - Grafici dei profili di generazione giornalieri.

■ PROFILI SETTIMANALI DI GENERAZIONE

Day	PV
Sun	0,637380
Mon	0,635892
Tue	0,610392
Wed	0,631371
Thu	0,684930
Fri	0,715933
Sat	0,707440

■ PROFILI MENSILI DI GENERAZIONE

Month	PV
Gen	0,197696042
Feb	0,572774605
Mar	0,791462519
Apr	0,772879502
May	1,070426128
Jun	1,596843907
Jul	1,145128525
Aug	1,004874739
Sep	0,969435335
Oct	0,565299131
Nov	0,189810008
Dec	0,195975538

▪ **PROFILI ANNUALI DI GENERAZIONE**

A titolo d'esempio e in rappresentanza anche dei profili di crescita dei carichi, si riporta di seguito la tabella utilizzata dal programma per calcolare il fattore di generazione (fdg) o di carico (fdc) di generatori ed utenti collegati alla rete. Come si vede il fattore di carico inizialmente è unitario ma, come avviene per i carichi, si può pensare ad un possibile trend di crescita della generazione e quindi andare a variare i coefficienti anno per anno.

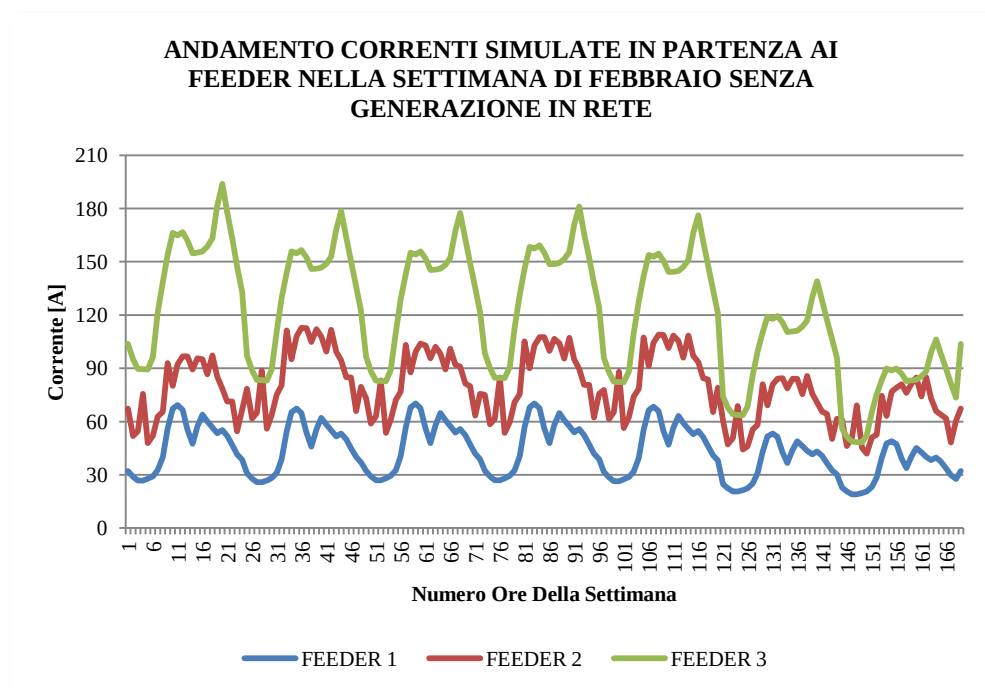
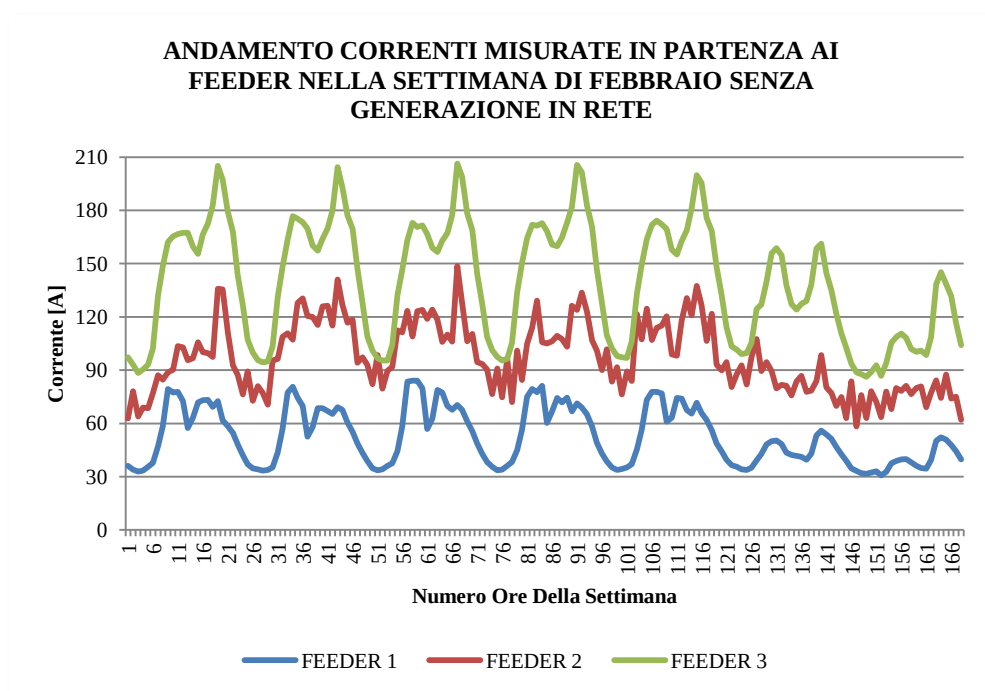
Year	PV
2010	1
2011	1
2012	1
2013	1
2014	1
2015	1
2016	1
2017	1
2018	1
2019	1
2020	1
2021	1
2022	1
2023	1
2024	1
2025	1
2026	1
2027	1
2028	1
2029	1
2030	1
2031	1
2032	1
2033	1
2034	1
2035	1
2036	1
2037	1
2038	1
2039	1
2040	1
2041	1
2042	1
2043	1
2044	1
2045	1

APPENDICE F

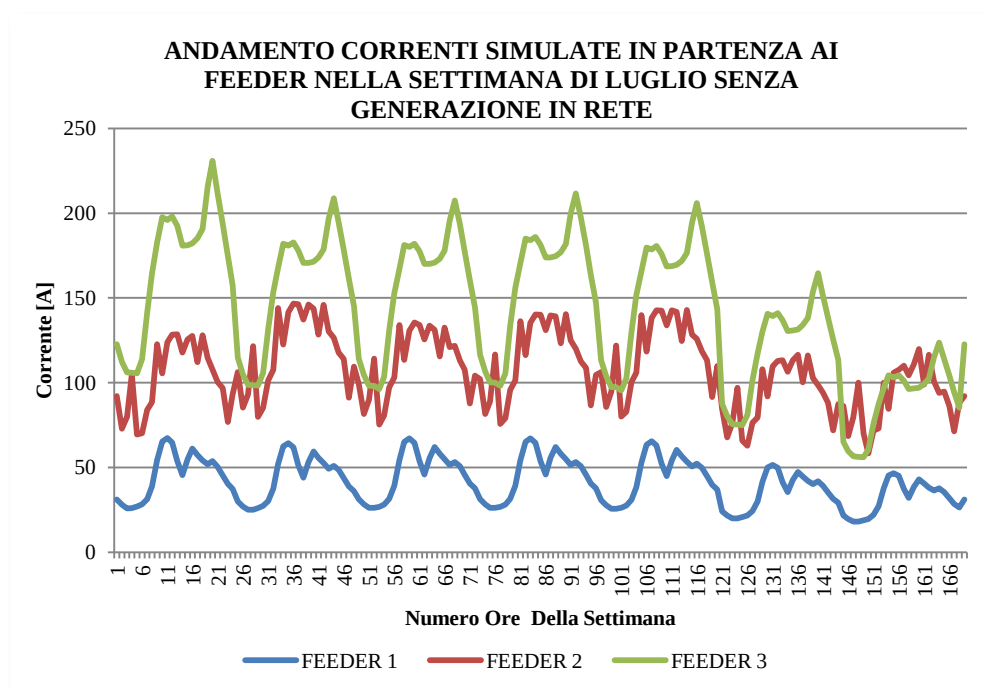
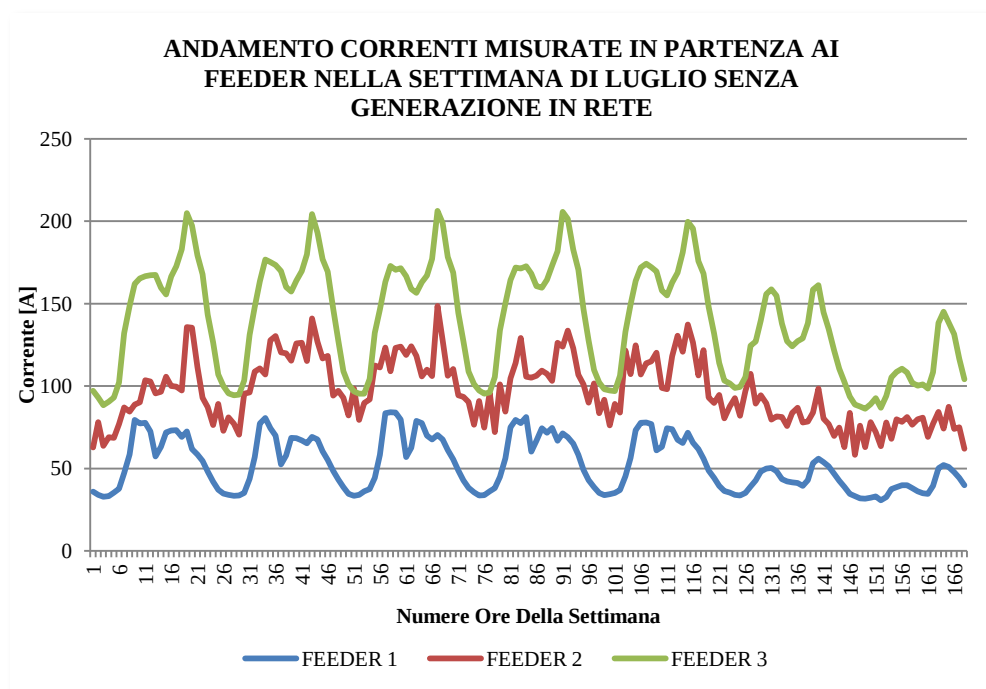
RISULTATI

F.1 ANDAMENTO DELLE CORRENTI IN PARTENZA AI FEEDER

▪ FEBBRAIO



▪ **LUGLIO**



F.2 HOSTING CAPACITY CON PROFILI COSTANTI

Tabella F. 1 - Numero di nodi che violano i tre vincoli con profili di assorbimento costanti per i carichi.

POTENZA [MVA]	NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI LIMITI DI TRANSITO		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI RAPIDE		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI LENTE	
	n°	[%]	n°	[%]	n°	[%]
0	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
2	2	2,35%	3	3,53%	0	0,00%
2,5	26	30,59%	11	12,94%	0	0,00%
3	7	8,24%	13	15,29%	0	0,00%
3,5	0	0,00%	5	5,88%	0	0,00%
4	0	0,00%	5	5,88%	0	0,00%
4,5	1	1,18%	6	7,06%	0	0,00%
5	7	8,24%	8	9,41%	0	0,00%
5,5	4	4,71%	7	8,24%	1	1,18%
6	20	23,53%	5	5,88%	1	1,18%
6,5	10	11,76%	5	5,88%	1	1,18%
7	3	3,53%	4	4,71%	2	2,35%
7,5	0	0,00%	2	2,35%	2	2,35%
8	1	1,18%	1	1,18%	3	3,53%
8,5	0	0,00%	4	4,71%	3	3,53%
9	0	0,00%	1	1,18%	3	3,53%
9,5	0	0,00%	1	1,18%	2	2,35%
10	0	0,00%	0	0,00%	3	3,53%
>10	4	13,27%	4	4,71%	64	75,29%

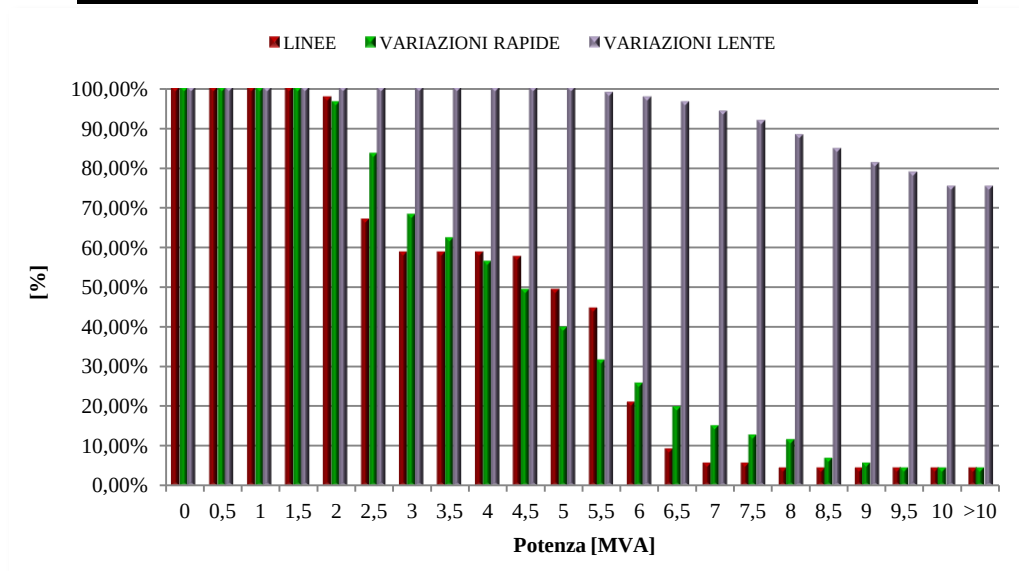


Figura F4.1 - Istogramma cumulato della percentuale di nodi in grado di accettare la connessione della potenza presente in ascissa - profilo dei carichi costante.

Per quanto riguarda la lettura di questa tipologia di diagrammi, essa viene fatta nel seguente modo. Si guarda sull'asse delle ascisse una potenza voluta e risalendo la barra è possibile trovare (intersecando l'asse delle ordinate) quale percentuale di nodi sul totale accetta il collegamento di tale potenza senza violare il vincolo relativo alla barra considerata.

F.3 HOSTING CAPACITY CON PROFILI RESIDENZIALI

Tabella F. 2 - Numero di nodi che violano i tre vincoli con profili di assorbimento di tipo residenziale per i carichi.

POTENZA [MVA]	NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI LIMITI DI TRANSITO		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI RAPIDE		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI LENTE	
	n°	[%]	n°	[%]	n°	[%]
0	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
2	5	5,88%	2	2,35%	0	0,00%
2,5	25	29,41%	6	7,06%	0	0,00%
3	5	5,88%	16	18,82%	0	0,00%
3,5	0	0,00%	5	5,88%	0	0,00%
4	0	0,00%	8	9,41%	0	0,00%
4,5	3	3,53%	3	3,53%	2	2,35%
5	11	12,94%	7	8,24%	0	0,00%
5,5	25	29,41%	5	5,88%	2	2,35%
6	5	5,88%	8	9,41%	3	3,53%
6,5	2	2,35%	2	2,35%	2	2,35%
7	0	0,00%	5	5,88%	8	9,41%
7,5	0	0,00%	4	4,71%	4	4,71%
8	0	0,00%	2	2,35%	0	0,00%
8,5	0	0,00%	2	2,35%	4	4,71%
9	0	0,00%	2	2,35%	4	4,71%
9,5	0	0,00%	2	2,35%	1	1,18%
10	0	0,00%	1	1,18%	4	4,71%
>10	4	13,27%	5	5,88%	51	60,00%

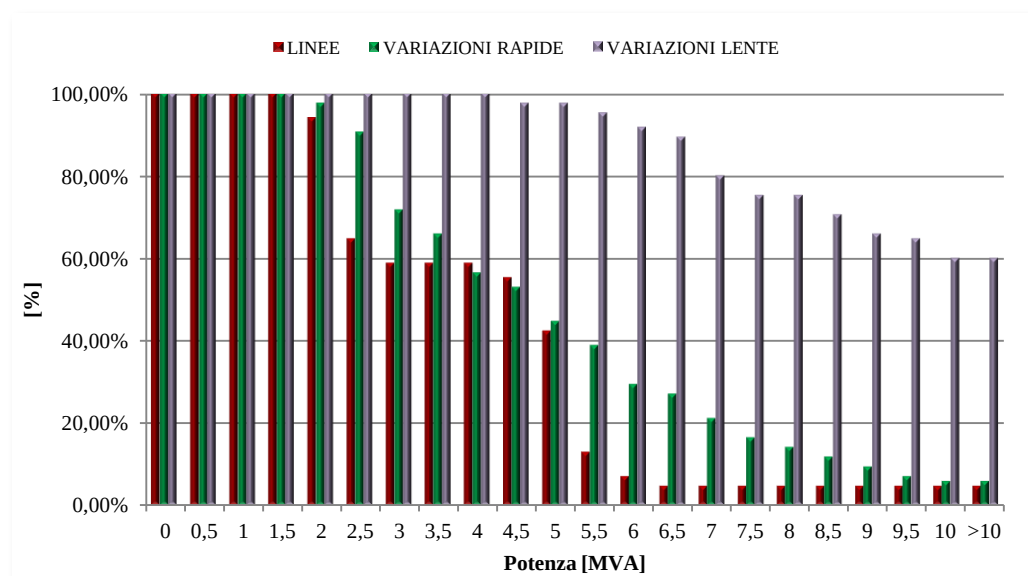


Figura F4.2 - Istogramma cumulato della percentuale di nodi in grado di accettare la connessione della potenza presente in ascissa - profilo dei carichi residenziale.

F.4 RISULTATI RETE: VARIAZIONI LENTE

▪ FEBBRAIO:

Tabella F. 3 - Numero di nodi e percentuale sul totale violanti il vincolo di Variazioni Lente a Febbraio.

POTENZA [MVA]	FEBBRAIO 2009		FEBBRAIO 2011	
	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale
0	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%
2	0	0,00%	0	0,00%
2,5	0	0,00%	0	0,00%
3	0	0,00%	0	0,00%
3,5	0	0,00%	0	0,00%
4	0	0,00%	0	0,00%
4,5	0	0,00%	0	0,00%
5	1	1,18%	1	1,18%
5,5	1	1,18%	1	1,18%
6	0	0,00%	0	0,00%
6,5	3	3,53%	3	3,53%
7	2	2,35%	2	2,35%
7,5	1	1,18%	1	1,18%
8	5	5,88%	5	5,88%
8,5	3	3,53%	3	3,53%
9	4	4,71%	4	4,71%
9,5	1	1,18%	1	1,18%
10	3	3,53%	3	3,53%
>10	61	71,76%	61	71,76%

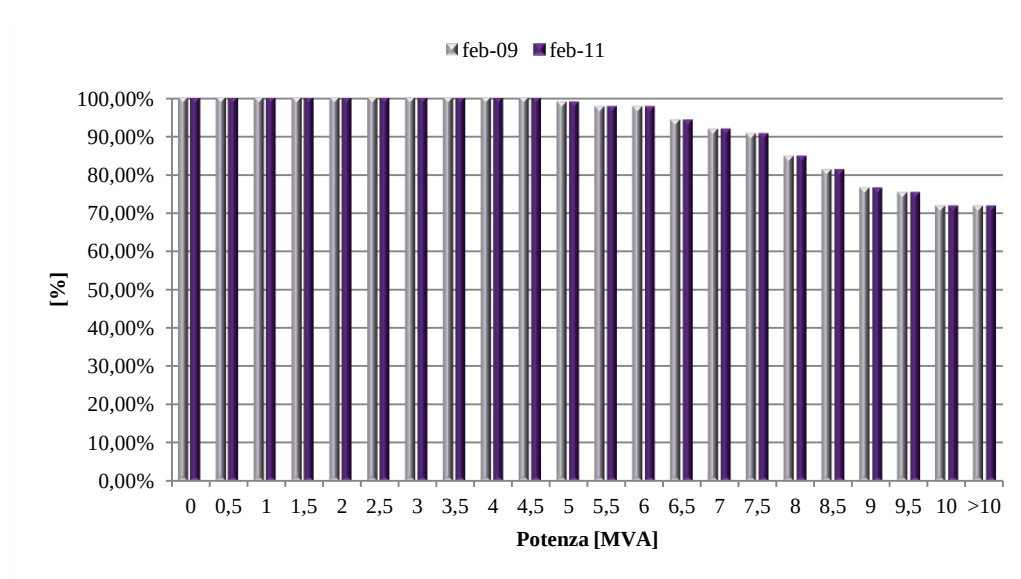


Figura F4.3 - Istogramma cumulato della percentuale di nodi in grado di accettare la connessione della potenza presente in ascissa con riferimento al limite di Variazioni Lente: confronto tra Febbraio 2009 e Febbraio 2011.

▪ **LUGLIO:**

Tabella F. 4 - Numero di nodi e percentuale sul totale violanti il vincolo di Variazioni Lente a Luglio.

POTENZA [MVA]	LUGLIO 2009		LUGLIO 2011	
	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale
0	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%
2	0	0,00%	0	0,00%
2,5	0	0,00%	0	0,00%
3	0	0,00%	0	0,00%
3,5	0	0,00%	0	0,00%
4	0	0,00%	0	0,00%
4,5	0	0,00%	0	0,00%
5	0	0,00%	0	0,00%
5,5	2	2,35%	2	2,35%
6	0	0,00%	0	0,00%
6,5	3	3,53%	3	3,53%
7	5	5,88%	5	5,88%
7,5	2	2,35%	3	3,53%
8	5	5,88%	7	8,24%
8,5	2	2,35%	2	2,35%
9	3	3,53%	4	4,71%
9,5	1	1,18%	1	1,18%
10	2	2,35%	2	2,35%
>10	60	70,59%	56	65,88%

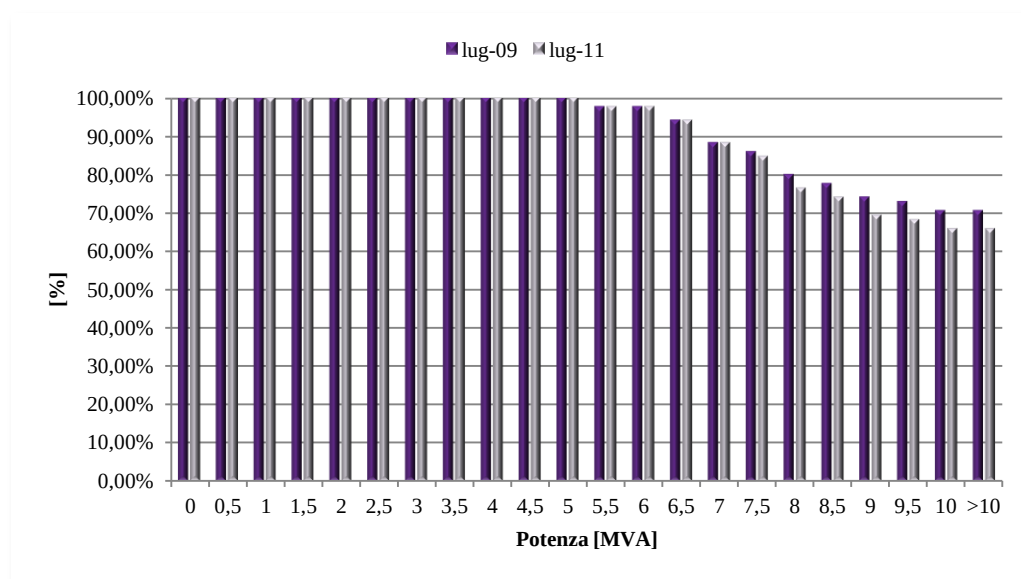


Figura F4.4 - Istogramma cumulato della percentuale di nodi in grado di accettare la connessione della potenza presente in ascissa con riferimento al limite di Variazioni Lente: confronto tra Luglio 2009 e Luglio 2011.

F.5 RISULTATI RETE: VARIAZIONI RAPIDE

▪ FEBBRAIO:

Tabella F. 5 - Numero di nodi e percentuale sul totale violanti il vincolo di Variazioni Rapide a Febbraio.

POTENZA [MVA]	FEBBRAIO 2009		FEBBRAIO 2011	
	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale
0	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%
2	2	2,35%	2	2,35%
2,5	8	9,41%	8	9,41%
3	15	17,65%	15	17,65%
3,5	5	5,88%	5	5,88%
4	6	7,06%	6	7,06%
4,5	2	2,35%	3	3,53%
5	6	7,06%	6	7,06%
5,5	6	7,06%	5	5,88%
6	9	10,59%	9	10,59%
6,5	2	2,35%	2	2,35%
7	6	7,06%	6	7,06%
7,5	4	4,71%	4	4,71%
8	2	2,35%	2	2,35%
8,5	2	2,35%	2	2,35%
9	1	1,18%	1	1,18%
9,5	2	2,35%	2	2,35%
10	2	2,35%	2	2,35%
>10	5	5,88%	5	5,88%

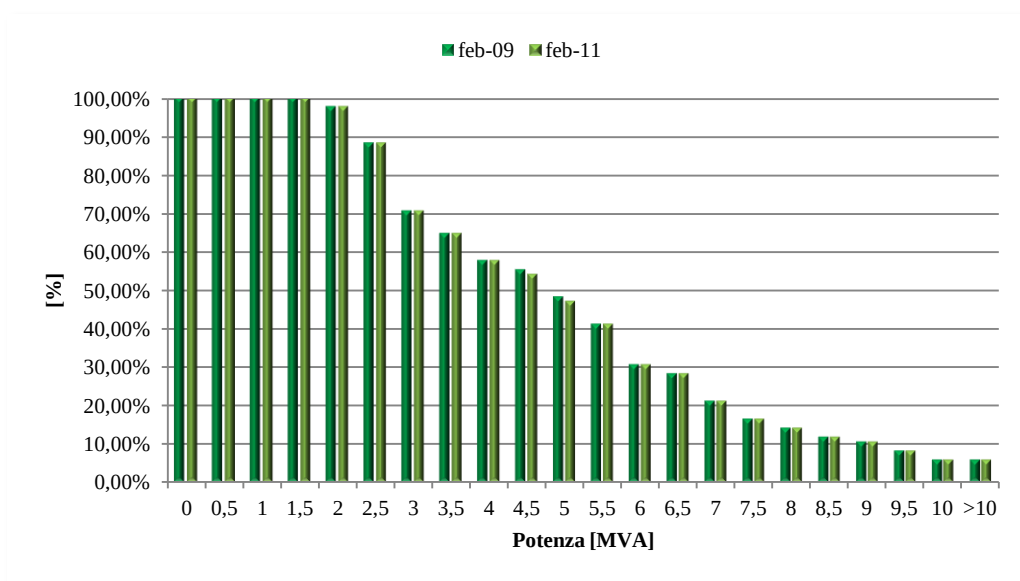


Figura F5.5 - Istogramma cumulato della percentuale di nodi in grado di accettare la connessione della potenza presente in ascissa con riferimento al limite di Variazioni Rapide: confronto tra Febbraio 2009 e Febbraio 2011.

▪ **LUGLIO:**

Tabella F. 6 - Numero di nodi e percentuale sul totale violanti il vincolo di Variazioni Rapide a Luglio.

POTENZA [MVA]	LUGLIO 2009		LUGLIO 2011	
	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale
0	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%
2	2	2,35%	2	2,35%
2,5	8	9,41%	6	7,06%
3	15	17,65%	16	18,82%
3,5	4	4,71%	5	5,88%
4	7	8,24%	7	8,24%
4,5	3	3,53%	3	3,53%
5	6	7,06%	5	5,88%
5,5	6	7,06%	6	7,06%
6	8	9,41%	7	8,24%
6,5	2	2,35%	4	4,71%
7	6	7,06%	6	7,06%
7,5	4	4,71%	3	3,53%
8	2	2,35%	3	3,53%
8,5	2	2,35%	1	1,18%
9	1	1,18%	2	2,35%
9,5	2	2,35%	2	2,35%
10	2	2,35%	2	2,35%
>10	5	5,88%	5	5,88%

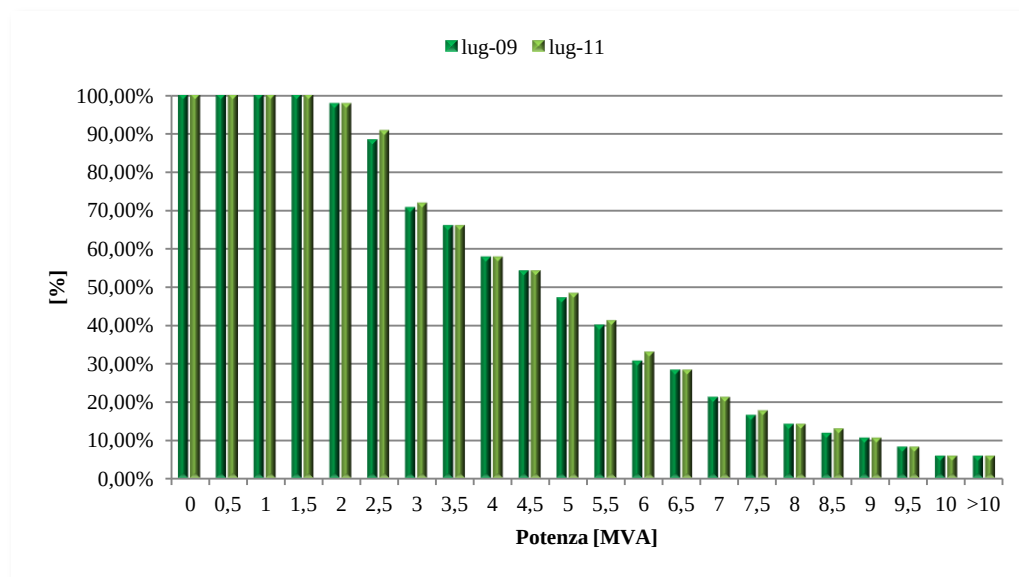


Figura F5.6 - Istogramma cumulato della percentuale di nodi in grado di accettare la connessione della potenza presente in ascissa al limite di Variazioni Rapide: confronto tra Luglio 2009 e Luglio 2011.

F.6 RISULTATI RETE: LIMITI DI TRANSITO

▪ FEBBRAIO:

Tabella F. 7 - Numero di nodi e percentuale sul totale violanti il vincolo di Limite di Transito a Febbraio.

POTENZA [MVA]	FEBBRAIO 2009		FEBBRAIO 2011	
	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale
0	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%
2	5	5,88%	5	5,68%
2,5	26	30,59%	26	29,55%
3	4	4,71%	4	4,55%
3,5	0	0,00%	0	0,00%
4	0	0,00%	0	0,00%
4,5	0	0,00%	3	3,41%
5	15	17,65%	15	17,05%
5,5	23	27,06%	23	26,14%
6	4	4,71%	4	4,55%
6,5	3	3,53%	3	3,41%
7	1	1,18%	1	1,14%
7,5	0	0,00%	0	0,00%
8	0	0,00%	0	0,00%
8,5	0	0,00%	0	0,00%
9	0	0,00%	0	0,00%
9,5	0	0,00%	0	0,00%
10	0	0,00%	0	0,00%
>10	4	4,71%	4	4,71%

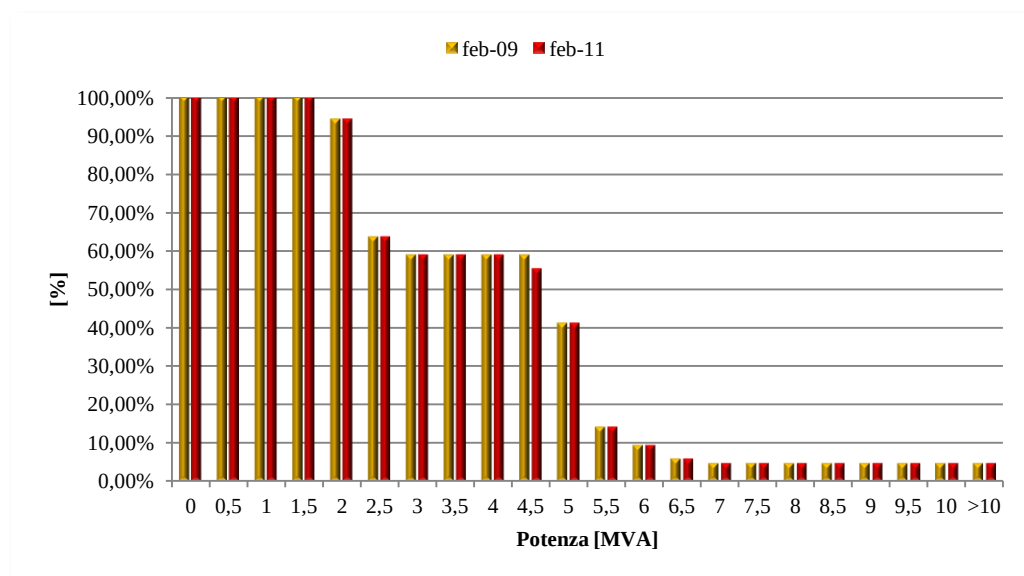


Figura F6.7 - Istogramma cumulato della percentuale di nodi in grado di accettare la connessione della potenza presente in ascissa con riferimento ai Limiti di Transito: confronto tra Febbraio 2009 e Febbraio 2011.

▪ **LUGLIO:**

Tabella F. 8 - Numero di nodi e percentuale sul totale violanti il vincolo di Limiti di Transito a Luglio.

POTENZA [MVA]	LUGLIO 2009		LUGLIO 2011	
	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale	numero di nodi violanti il vincolo	percentuale di nodi violanti il vincolo rispetto al totale
0	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%
2	2	2,35%	3	3,53%
2,5	29	34,12%	27	31,76%
3	4	4,71%	5	5,88%
3,5	0	0,00%	0	0,00%
4	0	0,00%	0	0,00%
4,5	0	0,00%	2	2,35%
5	11	12,94%	19	22,35%
5,5	7	8,24%	14	16,47%
6	21	24,71%	8	9,41%
6,5	3	3,53%	3	3,53%
7	1	1,18%	0	0,00%
7,5	2	2,35%	0	0,00%
8	1	1,18%	0	0,00%
8,5	0	0,00%	0	0,00%
9	0	0,00%	0	0,00%
9,5	0	0,00%	0	0,00%
10	0	0,00%	0	0,00%
>10	4	4,71%	4	4,71%

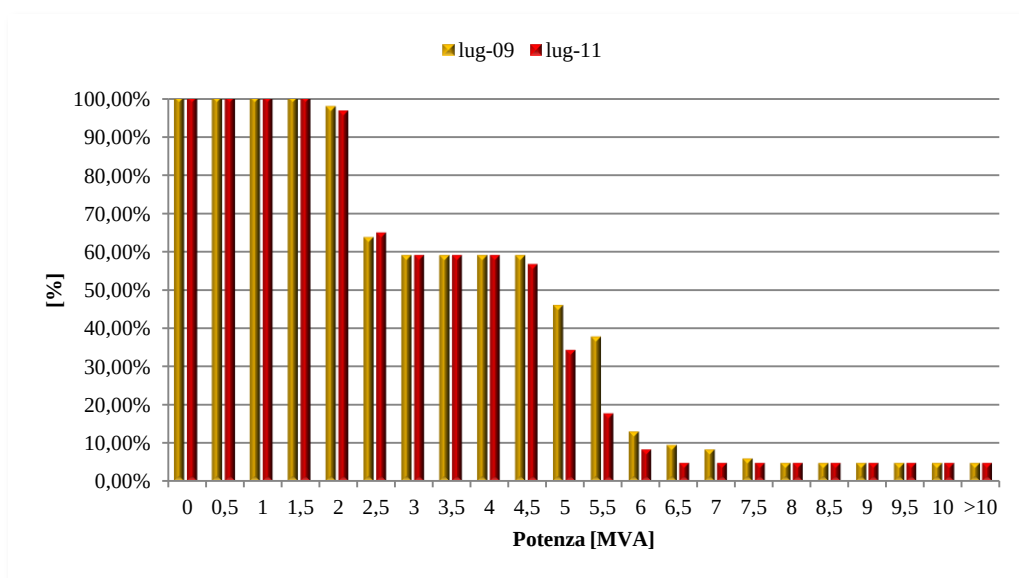


Figura F6.8 - Istogramma cumulato della percentuale di nodi in grado di accettare la connessione della potenza presente in ascissa con riferimento ai Limiti di Transito: confronto tra Luglio 2009 e Luglio 2011.

F.7 RAFFORZAMENTO DELLE LINEE

Tabella F. 9 - Numero di nodi e percentuale sul totale violanti i tre vincoli con rete con Linee Rafforzate.

POTENZA	NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI LIMITI DI TRANSITO		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI RAPIDE		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI LENTE	
	<i>n°</i>	<i>[%]</i>	<i>n°</i>	<i>[%]</i>	<i>n°</i>	<i>[%]</i>
0	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
2	2	2,35%	1	1,18%	0	0,00%
2,5	13	15,29%	2	2,35%	0	0,00%
3	4	4,71%	13	15,29%	0	0,00%
3,5	0	0,00%	11	12,94%	0	0,00%
4	3	3,53%	4	4,71%	0	0,00%
4,5	5	5,88%	4	4,71%	0	0,00%
5	19	22,35%	1	1,18%	0	0,00%
5,5	17	20,00%	8	9,41%	1	1,18%
6	2	2,35%	6	7,06%	0	0,00%
6,5	7	8,24%	4	4,71%	1	1,18%
7	0	0,00%	4	4,71%	1	1,18%
7,5	0	0,00%	1	1,18%	4	4,71%
8	0	0,00%	3	3,53%	4	4,71%
8,5	0	0,00%	3	3,53%	3	3,53%
9	0	0,00%	3	3,53%	7	8,24%
9,5	0	0,00%	1	1,18%	6	7,06%
10	0	0,00%	1	1,18%	0	0,00%
>10	13	13,27%	15	17,65%	58	68,24%

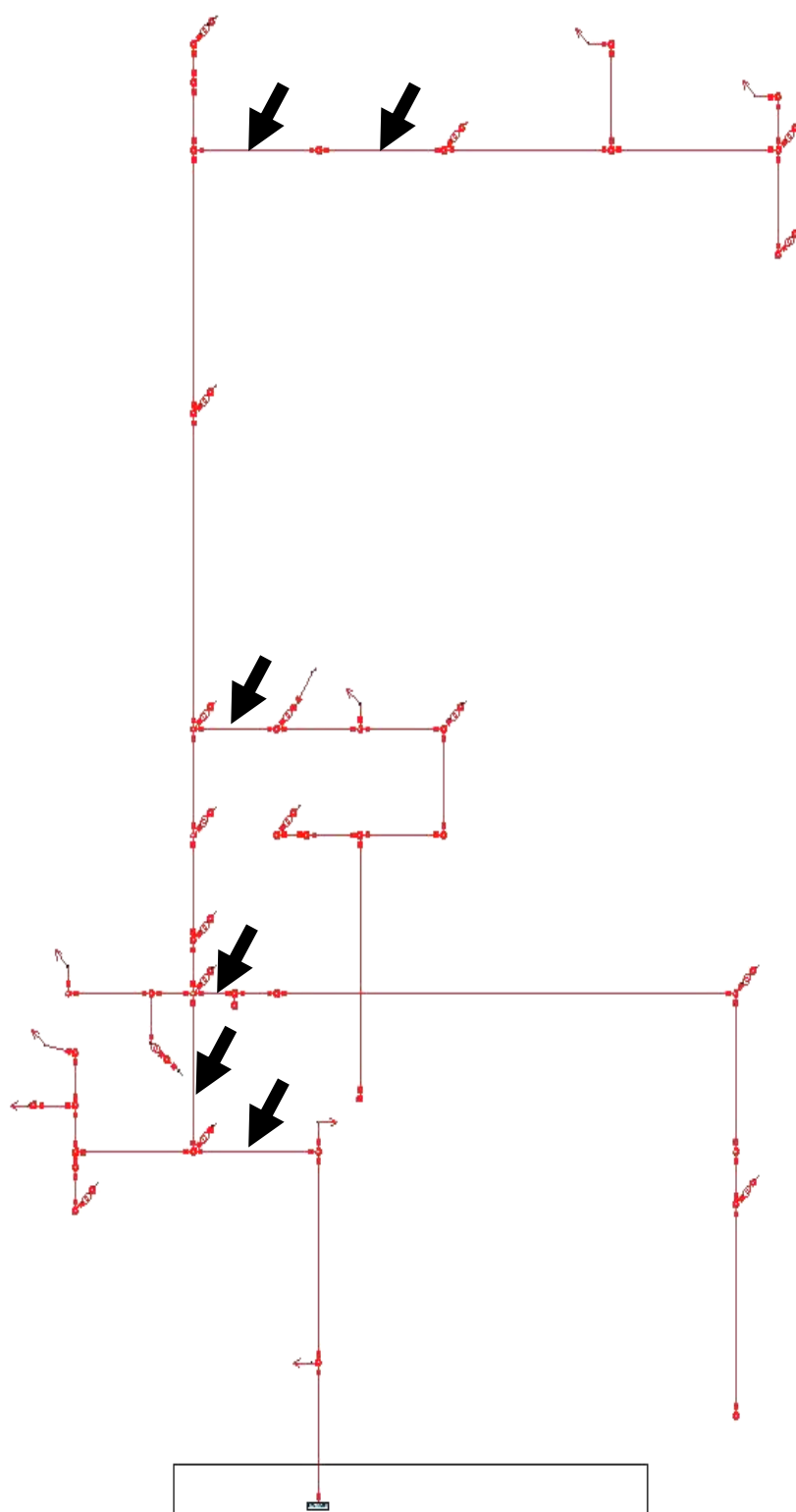


Figura F7.9 - Linee del Feeder 1 sostituite.

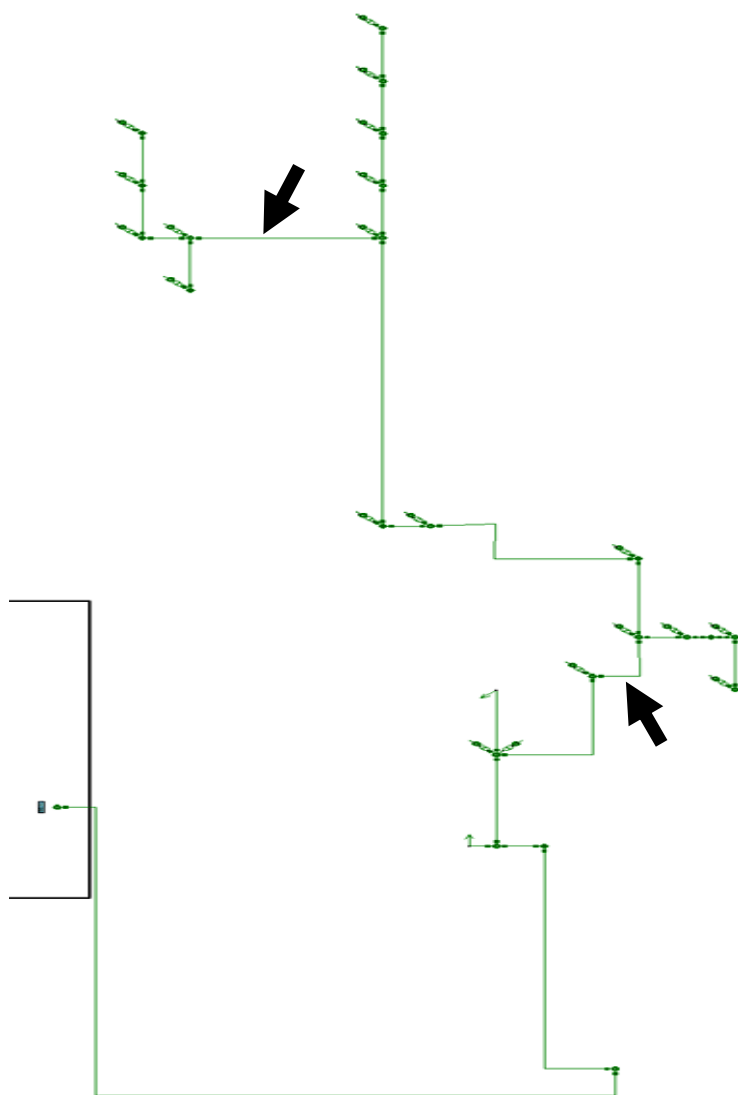


Figura F7.11 - Linee del Feeder 3 sostituite.

F.8 RISULTATI RETE: INSERIMENTO DI STORAGE

F.8.1 INSERIMENTO DI ACCUMULATORI SOLO PRODUTTORI DI POTENZA REATTIVA NEI GIORNI FERIALI

Tabella F. 10 - Numero di nodi e percentuale sul totale violanti i tre vincoli con rete con Linee Rafforzate e con accumulatori produttori di potenza reattiva solo durante la settimana ma non nei weekend.

POTENZA	NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI LIMITI DI TRANSITO		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI RAPIDE		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI LENTE	
[MVA]	n°	[%]	n°	[%]	n°	[%]
0	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
2	2	2,35%	1	1,18%	0	0,00%
2,5	15	17,65%	2	2,35%	0	0,00%
3	5	5,88%	12	14,12%	0	0,00%
3,5	0	0,00%	12	14,12%	0	0,00%
4	0	0,00%	3	3,53%	0	0,00%
4,5	5	5,88%	5	5,88%	0	0,00%
5	20	23,53%	1	1,18%	1	1,18%
5,5	12	14,12%	8	9,41%	0	0,00%
6	6	7,06%	6	7,06%	1	1,18%
6,5	7	8,24%	4	4,71%	5	5,88%
7	0	0,00%	4	4,71%	4	4,71%
7,5	0	0,00%	1	1,18%	3	3,53%
8	0	0,00%	4	4,71%	5	5,88%
8,5	0	0,00%	3	3,53%	2	2,35%
9	0	0,00%	3	3,53%	2	2,35%
9,5	0	0,00%	0	0,00%	5	5,88%
10	0	0,00%	1	1,18%	2	2,35%
>10	13	15,29%	15	17,65%	55	64,71%

F.8.2 INSERIMENTO DI ACCUMULATORI SOLO PRODUTTORI DI POTENZA REATTIVA NEI GIORNI FERIALI ED ASSORBITORI NEI WEEKEND

Tabella F. 11 - Numero di nodi e percentuale sul totale violanti i tre vincoli con rete con Linee Rafforzate e accumulatori al Feeder 3 funzionanti da induttori nei weekend.

POTENZA	NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI LIMITI DI TRANSITO		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI RAPIDE		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI LENTE	
[MVA]	n°	[%]	n°	[%]	n°	[%]
0	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
2	2	2,35%	1	1,18%	0	0,00%
2,5	15	17,65%	9	10,59%	0	0,00%
3	5	5,88%	12	14,12%	0	0,00%
3.5	0	0,00%	7	8,24%	0	0,00%

4	0	0,00%	2	2,35%	0	0,00%
4,5	5	5,88%	3	3,53%	0	0,00%
5	12	14,12%	5	5,88%	1	1,18%
5,5	6	7,06%	8	9,41%	0	0,00%
6	16	18,82%	5	5,88%	1	1,18%
6,5	7	8,24%	3	3,53%	0	0,00%
7	1	1,18%	5	5,88%	1	1,18%
7,5	2	2,35%	0	0,00%	1	1,18%
8	1	1,18%	6	7,06%	2	2,35%
8,5	0	0,00%	3	3,53%	1	1,18%
9	0	0,00%	0	0,00%	6	7,06%
9,5	0	0,00%	0	0,00%	6	7,06%
10	0	0,00%	3	3,53%	2	2,35%
>10	13	15,29%	13	15,29%	64	75,29%

F.8.3 INSERIMENTO DI ACCUMULATORI SENZA RAFFORZAMENTO LINEE NEL FEEDER 3

Tabella F. 12 - Numero di nodi e percentuale sul totale violanti i tre vincoli con rete con Linee Rafforzate solo nei Feeder 1 e 2 mentre nel Feeder 3 sono installati due banchi di accumulatori.

POTENZA	NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI LIMITI DI TRANSITO		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI RAPIDE		NUMERO DI NODI CHE VIOLANO IL VINCOLO DI VARIAZIONI LENTE	
	n°	[%]	n°	[%]	n°	[%]
0	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
0,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
1,5	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
2	2	2,35%	1	1,18%	0	0,00%
2,5	15	17,65%	9	10,59%	0	0,00%
3	5	5,88%	12	14,12%	0	0,00%
3,5	0	0,00%	7	8,24%	0	0,00%
4	0	0,00%	2	2,35%	0	0,00%
4,5	5	5,88%	3	3,53%	0	0,00%
5	12	14,12%	5	5,88%	1	1,18%
5,5	6	7,06%	8	9,41%	0	0,00%
6	16	18,82%	5	5,88%	1	1,18%
6,5	7	8,24%	3	3,53%	0	0,00%
7	1	1,18%	5	5,88%	1	1,18%
7,5	2	2,35%	0	0,00%	1	1,18%
8	1	1,18%	6	7,06%	2	2,35%
8,5	0	0,00%	3	3,53%	1	1,18%
9	0	0,00%	0	0,00%	6	7,06%
9,5	0	0,00%	0	0,00%	6	7,06%
10	0	0,00%	3	3,53%	2	2,35%
>10	13	15,29%	13	15,29%	64	75,29%