



Università degli Studi di Salerno

Dipartimento di Ingegneria Elettronica ed Ingegneria Informatica

Dottorato di Ricerca in Ingegneria dell'Informazione
XI Ciclo – Nuova Serie

TESI DI DOTTORATO

Integrazione delle Fonti Rinnovabili nelle SMART-GRID

CANDIDATO: **GIOVANNI MASSA**

TUTOR: **PROF. ANTONIO PICCOLO**
PROF. VINCENZO GALDI

COORDINATORE: **PROF. ANGELO MARCELLI**

Anno Accademico 2011 – 2012

Alla mia famiglia

Ringraziamenti

Ringrazio i proff. Vincenzo Galdi e Antonio Piccolo, per gli insegnamenti che mi hanno trasmesso e il sostegno offertomi durante questo percorso.

Ringrazio il prof. Angelo Marcelli, per la sua disponibilità e l'impegno con cui segue il Corso di Dottorato in Ingegneria dell'Informazione.

Ringrazio il prof. George Gross, per avermi accolto presso la University of Illinois at Urbana-Champaign durante l'ultima fase del mio percorso di dottorato.

Ringrazio gli ing. Acone, Barberio, Calderaro e Siano, i ragazzi del XI ciclo N.S. con i quali ho condiviso questa avventura, i ragazzi del T15/1, gli amici di sempre.

Giovanni

Indice

Abstract	III
Lista degli Acronimi.....	V
Introduzione	1
Capitolo 1	
Il contesto energetico di riferimento	7
1.1 Il panorama energetico globale	8
1.2 I trend energetici futuri.....	10
1.3 La produzione di energia elettrica nello scenario globale ed europeo	15
1.4 Il ruolo delle rinnovabili nel futuro panorama elettrico globale	16
1.4.1 Scenari di sviluppo del mercato fotovoltaico	17
1.4.2 Scenari di sviluppo del mercato eolico	18
1.5 La produzione di energia elettrica in Italia e il ruolo delle rinnovabili.....	19
Capitolo 2	
Problematiche connesse alla presenza di GD.....	23
2.1 Controllo dei profili di tensione	25
2.1.1 Impatto della GD sui profili di tensione.....	26
2.1.2 Interazione tra GD e banchi di condensatori	27
2.1.3 Interazione tra UGD e VSC	27
2.1.4 Impatto sul controllo LDC	31
2.2 DG e <i>power quality</i>	31
2.3 Impatto sulle protezioni.....	32
2.3.1 Impedimento alla richiusura automatica	32
2.3.2 Richiusura non sincronizzata	33
2.3.3 Coordinamento fusibili-richiusori	33
2.3.4 Accecamento delle protezioni	33
2.3.5 Falso Intervento.....	34
2.4 Funzionamento in isola non intenzionale.....	34
2.5 Ripristino del sistema	36

Capitolo 3	
La Smart Grid per la gestione della GD	37
3.1 Smart Grid: definizione ed obiettivi	37
3.2 Smart Grid: struttura e interoperabilità.....	40
3.3 Smart Grid: automazione del sistema.....	44
3.3.1 Livello di automazione di sistema.....	45
3.3.2 Livello di automazione RT.....	46
3.3.3 Livello di automazione RD	48
Capitolo 4	
Scenari di integrazione della GD nelle RD	53
4.1 Modello della rete elettrica di riferimento.....	54
4.2 Comportamento della rete in assenza di GD	57
4.3 Comportamento della rete in presenza di GD	60
4.3.1 Scenario I – Integrazione WDG	62
4.3.2 Scenario II – Integrazione WDG + PVDG.....	65
Capitolo 5	
Proposta di un algoritmo di controllo per la gestione della GD nelle SG	67
5.1 <i>Capability Curves</i> dei convertitori elettronici	69
5.2 Parametri di sensitività	74
5.3 Algoritmo di controllo dei profili di tensione.....	76
5.4 Ottimizzazione del sistema di controllo	83
Capitolo 6	
Validazione della tecnica di controllo proposta	87
6.1 Variazione dei profili di generazione	94
Conclusioni.....	99
Riferimenti.....	Errore. Il segnalibro non è definito.

Abstract

La sempre maggior diffusione dei sistemi di generazione distribuita, anche di dimensioni medio-piccole, legata da un lato ai processi di liberalizzazione dei mercati dell'energia e dall'altro alle incentivazioni all'impiego di fonti rinnovabili promosse da vari Paesi, sta profondamente modificando la struttura del sistema elettrico. Infatti, mentre in passato la generazione era principalmente concentrata in un numero ristretto di centrali di grandi dimensioni direttamente connesse alle reti di trasporto in alta e altissima tensione, la generazione distribuita può avvenire anche in corrispondenza dello stesso utente finale direttamente sulla rete di distribuzione, con problemi tanto di pianificazione che di gestione dell'intera rete elettrica. Si rendono, pertanto, necessari nuovi approcci per la pianificazione e la gestione delle reti di distribuzione attive, atti a garantire la migliore integrazione possibile di tali risorse, sia in termini di massima producibilità degli impianti di generazione e sia di impiego ottimo delle reti di trasmissione e distribuzione.

Di tali aspetti si occupa il presente lavoro di tesi, investigando le problematiche connesse all'integrazione dei sistemi di generazione distribuita all'interno delle reti elettriche di distribuzione e al loro impatto sui profili di tensione, proponendo una tecnica di controllo decentralizzato dei punti di connessione tra i generatori e la rete finalizzata al contenimento delle variazioni di tensione e alla massimizzazione dell'energia immessa in rete.

Dopo un'introduzione sul dominio di riferimento, finalizzata a comprendere il panorama energetico attuale a livello mondiale, Europeo e Nazionale, nonché i trend di medio-lungo termine nell'evoluzione del mix di fonti primarie per la generazione di energia elettrica, sono evidenziate le problematiche implicate dall'introduzione dei sistemi di generazione distribuita nelle reti elettriche, tradizionalmente progettate quali reti passive, caratterizzate da flussi di potenza essenzialmente monodirezionali, accennando alle

opportunità offerte dalle potenzialità delle Smart Grid per la risoluzione di tali problematiche.

Il lavoro propone un approccio unificato per la gestione dei sistemi di generazione distribuita connessi alle reti di distribuzione tramite convertitori elettronici. Allo scopo di dimostrare la validità della soluzione proposta, si propone una serie di casi studio di regolazione della tensione tramite impiego del variatore sotto carico del trasformatore in cabina primaria, in assenza e presenza di generazione da fonti rinnovabili, riferiti a una rete di distribuzione debole operata nel Mezzogiorno d'Italia. La scelta di questo tipo di rete non è casuale, poiché essa ben rappresenta la struttura tipica delle reti di distribuzione nelle aree sub-urbane ed extra-urbane che più di altre ospitano i suddetti sistemi di generazione; inoltre, il valore ridotto del rapporto tra reattanza e resistenza di linea, che generalmente le caratterizza, tende ad accentuare le problematiche di contenimento dei profili di tensione entro i limiti ammessi dalle normative in vigore.

Si sviluppa, poi, un algoritmo per il controllo decentralizzato dei profili di tensione lungo le linee delle reti di distribuzione in presenza di sistemi di generazione distribuita dotati di interfaccia elettronica, nonché una procedura di ottimizzazione finalizzata alla minimizzazione della potenza reattiva scambiata tra generatori e rete e delle perdite all'interno della rete stessa. La metodologia elaborata presenta caratteristiche di modularità, flessibilità e scalabilità che, oltre a produrre soddisfacenti risultati in domini non dotati di particolare integrazione di tecnologie della comunicazione e dell'informazione, la rendono particolarmente versatile per l'impiego in futuri scenari di sviluppo dell'ambiente Smart Grid.

Una campagna di simulazioni riferita ai casi studio prima analizzati evidenzia l'impatto sia sui profili di tensione che sull'energia immessa in rete dell'algoritmo proposto, evidenziandone efficienza, semplicità e rapidità di intervento. Un'ampia e approfondita analisi dei risultati conclude il lavoro.

Lista degli Acronimi

AAT	Altissima Tensione
AR	Allowed Range
AT	Alta Tensione
BP	British Petroleum
bt	Bassa Tensione
CCHP	Combined Cooling Heat and Power
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CHP	Combined Heat and Power
CIL	Consumo Interno Lordo
CIM	Computer Integrate Manufacturing
CR	Control Range
DG (GD)	Distributed Generation – Generazione Distribuita
DR	Demand Response – Risposta della Domanda
DSM	Demand Side Management
EE	Energia Elettrica
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
GC	Generazione Centralizzata
GR	Gestore di Rete
IAP	Interoperability Architectural Perspective
ICT	Information and Communication Technologies – Tecnologie dell’Informazione e delle Comunicazioni
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LDC	Line Drop Compensation
MT	Media Tensione
OECD	Organization for Cooperation and Economic Development - Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico
OPEC	Organizzazione dei Paesi Produttori di Petrolio
OR	Operative Range
PCC	Punto di Connessione Comune
PF	Power Factor
PV	PhotoVoltaic

PVDG	PhotoVoltaic Distributed Generator
RD	Rete di Distribuzione
RT	Rete di Trasmissione
SE	Sistema Elettrico
SG	Smart Grid
THD	Total Harmonic Distorsion
UGD	Unità di Generazione Distribuita
VSC	Variatore Sotto Carico

Introduzione

L'Energia Elettrica (EE) rappresenta un elemento indispensabile per l'esercizio delle attività industriali, economiche e sociali nell'età contemporanea e la sua disponibilità e grado di utilizzo sono considerati tra i principali indicatori del livello di sviluppo di una comunità.

La recente diffusione delle tecnologie dell'informazione e della comunicazione (ICT) e dei servizi basati su esse affida oggi all'EE un ruolo ancor più strategico: se da un lato l'ICT assume un ruolo sempre più rilevante nelle società industriale e post-industriale, contribuendo in modo significativo all'incremento della domanda globale di energia, dall'altro mette a disposizione soluzioni utili ad un uso più efficiente ed efficace delle risorse energetiche, supportando lo sviluppo e la gestione di sistemi elettrici sempre più complessi. L'aumento della domanda ha, infatti, evidenziato la necessità - improcrastinabile - della definizione e messa in atto di modelli di sviluppo del Sistema Elettrico (SE) sostenibili sia da un punto di vista ambientale che economico, che richiedono l'integrazione di nuove fonti a più basso impatto ambientale e un utilizzo ottimizzato di tutte le risorse che contribuiscono alla definizione dei flussi di EE.

Le esigenze di eco-sostenibilità hanno trovato nelle nuove tecnologie per le fonti rinnovabili e nei nuovi modelli organizzativi per il settore dell'energia gli elementi di stimolo allo sviluppo di un nuovo modello di rete, caratterizzato dalla diffusione dei sistemi di Generazione Distribuita (GD). Le Direttive Comunitarie, come la 2001/77/EC e la 2009/28/EC, e i Programmi di Incentivazione diffusi in molti Paesi europei (e non solo) hanno favorito, negli anni, il raggiungimento di elevati livelli di penetrazione dei sistemi di GD da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) non programmabili nelle Reti di Distribuzione (RD), ponendo le basi per il raggiungimento della *grid-*

parity, ossia del punto in cui il costo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili risulta paragonabile a quello prodotto da fonti tradizionali.

Il nuovo assetto, rivoluzionario sotto molti aspetti, che ne è conseguito, pone nuovi e importanti problemi, sia in termini di pianificazione sia di gestione. Infatti, la crescente penetrazione della GD all'interno delle RD, tradizionalmente progettate quali sistemi passivi, strutturati per operare in configurazione topologica radiale in assenza di generazione, sta causando una profonda modifica dei flussi di energia e dei profili di tensione, incrementando la complessità delle operazioni di controllo, protezione e manutenzione, specialmente nel caso di generazione da FER non programmabili. Si è, quindi, venuta delineando la necessità di sviluppare tecniche di controllo adeguate, volte a consegnare agli utenti finali energia di qualità, con – ad esempio - livelli di tensione contenuti entro i limiti previsti dalle normative vigenti e in grado, al contempo, di fornire alla rete opportuni servizi di supporto.

La possibilità di impiegare la telematica (neologismo francese della metà degli anni '70 che sintetizza in un unico termine i sistemi di telecomunicazione e quelli informatici finalizzati all'erogazione di servizi) allo scopo di realizzare un nuovo modello di rete intelligente, la Smart Grid (SG), capace di integrare in modo efficiente le risorse energetiche distribuite provenienti da sistemi di generazione a più basso impatto ambientale, rappresenta la nuova prospettiva del SE.

Il nuovo modello di RD può così promuovere benefici sociali, quali riduzione delle emissioni climalteranti, maggiore efficienza energetica e flessibilità, utile a incrementare la capacità ad ospitare nuovi impianti di generazione.

Il lavoro di tesi si sviluppa nell'ambito descritto, focalizzando l'attenzione su modelli di gestione di generatori da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di massimizzare la potenza iniettata in rete da tale tipologia di generatori.

Partendo dall'analisi della domanda di energia primaria a livello mondiale e dalle previsioni di incremento della stessa negli anni a venire, si sposta l'attenzione al mix di fonti primarie per la produzione di EE su scala mondiale, europea e nazionale, prestando particolare attenzione al ruolo ricoperto dalle FER quali Unità di Generazione Distribuita (UGD).

Si riportano, poi, le problematiche e le opportunità derivanti dall'introduzione delle UGD nelle reti di distribuzione, evidenziando il loro ruolo quale strumento di supporto alla gestione della RD nello sviluppo delle SG.

La parte centrale del lavoro di tesi focalizza l'attenzione sulle problematiche di controllo dei profili di tensione lungo le linee delle RD, in presenza di UGD basati su FER non programmabili (eolico e fotovoltaico), in RD di tipo radiale o scarsamente magliate e caratterizzate da un rapporto tra reattanza e resistenza di linea particolarmente svantaggioso. L'analisi tiene conto anche della forte variabilità dei carichi a causa di un mancato effetto di compensazione da "grandi numeri", tipico di reti di distribuzione "deboli". L'analisi evidenzia la non remota possibilità di distacco delle UGD a seguito di violazione dei livelli di tensione normati che, oltre a non rendere disponibile risorse pregiate di energia legate a fonti a basso impatto ambientale e con costi dell'energia primaria bassi o nulli, potrebbe anche provocare problemi nel bilanciamento tra potenza generata e utilizzata, con conseguenze particolarmente gravi nel caso di microgrid.

Per far fronte a tali problematiche, il lavoro è stato indirizzato alla definizione di algoritmi di controllo ottimi e sub-ottimi per la gestione dei profili di tensione in RD caratterizzate da forte penetrazione di GD da FER non programmabili, volti alla massimizzazione della potenza attiva erogata dalle UGD mantenendo, al contempo, i profili di tensione entro i limiti normati. L'approccio sviluppato è di tipo decentralizzato, volto alla risoluzione del problema di controllo dei profili di tensione a livello locale nel Punto di Connessione Comune (PCC) delle UGD. Tale approccio rende particolarmente rapida l'utilizzazione delle procedure senza richiedere particolari investimenti in infrastrutture di comunicazione e specifici requisiti minimi in termini di banda, sincronizzazione e rapidità di accesso alla comunicazione. L'attenzione al caso di GD su reti deboli risulta di particolare interesse, sia per la significatività di tali reti in ambito suburbano ed extraurbano, dove maggiore è la penetrazione di FER, sia per le caratteristiche tipiche di tali reti, dove fluttuazioni di potenza attiva determinano variazioni dei profili di tensione particolarmente evidenti a causa del ridotto rapporto tra reattanza e resistenza di linea e del basso valore della corrente di corto circuito.

Definito il problema dal punto di vista qualitativo e modellistico, si è passati a una sua caratterizzazione quantitativa elaborando il modello di una rete di distribuzione radiale reale in presenza di scenari realistici di GD da fonte rinnovabile. Si è condotta, poi, un'analisi di sensitività della rete, allo scopo di stimare la variabilità dei profili di tensione associata a variazioni di potenza attiva/reattiva scambiata con la stessa da parte delle UGD.

Sono state elaborate le curve di *capability* (limiti alla capacità di modulazione di potenza attiva e reattiva) dei convertitori elettronici interfaccianti le UGD con la RD, impiegate come vincoli per l'azione di controllo.

Si è poi ideato un algoritmo di controllo che, impiegando i parametri di sensitività della rete e prendendo in considerazione i vincoli di *capability* dei generatori, gestisce la modulazione di potenza reattiva e/o attiva per garantire il contenimento dei profili di tensione entro i limiti consentiti. Peculiarità di tale algoritmo è rappresentata dall'attivazione dell'azione di controllo solo nel caso in cui la tensione al punto di connessione dell'UGD sia prossima al limite di distacco, al fine di limitare la quantità di energia reattiva scambiata con la rete per la realizzazione dell'azione di controllo stessa. Le soglie di attivazione del controllo sono state calcolate attraverso una procedura di ottimizzazione volta alla minimizzazione della potenza reattiva scambiata con la rete e delle perdite, evitando, al contempo, il distacco dei generatori. Tale ottimizzazione è stata computata su profili medi giornalieri di generazione e carico, al fine di ottenere una validazione di carattere generale, in quanto risultante da diverse combinazioni degli stessi.

La decentralizzazione dell'azione di controllo e la definizione di una procedura per l'ottimizzazione del regolatore di tensione al bus di connessione dell'UGD consentono di offrire servizi ancillari alla rete (regolazione di tensione entro i limiti normati), massimizzando l'erogazione di potenza attiva da parte del generatore ed evitandone, nei limiti del possibile, la disconnessione. Tale procedura consente di sfruttare al meglio la risorsa energetica, prestandosi bene ad azioni di coordinamento con gli altri dispositivi di regolazione intelligenti eventualmente presenti all'interno della rete stessa.

Differentemente dalle azioni classiche del controllo centralizzato, la strategia locale proposta comporta la variazione dei profili di tensione all'interno di un'area ristretta in prossimità del generatore.

La validità dell'approccio di controllo decentralizzato e della possibilità di implementazione di servizi ancillari da parte delle unità di GD, avviati durante il percorso di dottorato, hanno trovato un recente riscontro nelle modifiche presenti nel quadro normativo di riferimento nazionale che, a partire dallo scorso anno, ha portato alla edizione/ri-edizione della normativa CEI 0-21 e dell'allegato A70 al Codice di Rete TERNA S.p.A. in deroga alla normativa CEI 11-20 [1]-[2].

Capitolo 1

Il contesto energetico di riferimento

L'EE riveste un ruolo di primaria importanza per lo sviluppo delle attività civili e industriali, tanto da essere stata considerata sempre un settore strategico per il quale, in quasi tutti i Paesi industrializzati, lo Stato assumeva il controllo, più o meno diretto, della generazione, trasmissione e distribuzione. Nel paradigma classico della Generazione Centralizzata (GC), la generazione dell'energia elettrica avveniva in un ridotto numero di centrali di trasformazione di grosse dimensioni, collegate direttamente alla rete di trasmissione in Alta Tensione (AT) e Altissima Tensione (AAT). Con la liberalizzazione dei mercati dell'energia e la successiva diffusione dei sistemi di GD, caratterizzati da taglie eterogenee e con una significativa presenza di sistemi di conversione da FER, si è venuto a costituire il cosiddetto paradigma della GD. In tale paradigma i sistemi di generazione dell'energia elettrica non sono più dislocati in un ridotto numero di luoghi e connessi direttamente alla rete AT o AAT, ma diffusi in maniera più o meno capillare lungo tutta la rete e direttamente connessi anche alle RD in Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (bt). L'imporsi di questo nuovo paradigma è stato rafforzato dagli indirizzi assunti dai Paesi sottoscrittori dell'accordo di Kyoto, grazie all'incentivazione della generazione di energia elettrica da FER, tra le quali eolico, fotovoltaico, geotermico, idroelettrico e biocombustibili. Gli impianti di generazione, con taglie variabili dal singolo kW all'ordine dei GW, spesso collegati alla rete in prossimità degli stessi utenti finali, si sono sempre più diffusi nel panorama energetico globale e in modo particolare in quello Europeo e Nazionale, anche in virtù del ruolo trainante dell'Europa in questo settore.

1.1 Il panorama energetico globale

Negli ultimi anni si sta assistendo a una ridefinizione del quadro energetico globale, legato a vari fattori, tra i quali l'incremento della produzione di petrolio e gas negli Stati Uniti, il continuo e dinamico incremento dell'impiego di sistemi di generazione basati su fonti rinnovabili, quali eolico e solare fotovoltaico, la diffusione su scala mondiale della produzione di gas non convenzionale. Tale panorama potrebbe essere ulteriormente condizionato dal possibile abbandono della generazione di energia da fonte nucleare in alcuni Paesi conseguente allo tsunami in Giappone del 2011, nonché dalle prospettive dei mercati internazionali del petrolio, legate fortemente alle capacità di rivitalizzazione del settore petrolifero dell'Iraq, all'evoluzione dell'area socio-politica iraniana e alle conseguenze della Primavera Araba. In aggiunta a quanto introdotto, occorre prendere infine in considerazione l'eventualità non remota dell'implementazione di politiche volte al miglioramento dell'efficienza energetica a livello globale.

Durante il 2011, il consumo globale di energia è cresciuto del 2.5%, sostanzialmente in linea con la media storica, ma ben inferiore al 5.1% del 2010. Ancora una volta le economie emergenti hanno rappresentato in sostanza l'intera crescita netta del consumo energetico, con una domanda in ambito OECD (Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico) al ribasso per la terza volta negli ultimi quattro anni. Il baricentro dei consumi energetici continua quindi a spostarsi dai Paesi OECD verso le economie emergenti, soprattutto Asiatiche, registrando una crescita dell'ordine del 2.5%, in linea con la media degli ultimi dieci anni, con la sola Cina rappresentante il 71% della crescita globale dei consumi.

Sul fronte della produzione di greggio, i Paesi OPEC (Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio) hanno contribuito a rimpiazzare, in buona parte, il calo della produzione Libica, soprattutto grazie all'incremento di esportazioni da Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti e Qatar.

Contemporaneamente gli Stati Uniti d'America hanno registrato un incremento dell'estrazione di greggio per il terzo anno consecutivo, accrescendo anche i volumi della produzione di gas, soprattutto grazie all'impiego di nuove tecnologie per l'*upstream* (necessarie per l'estrazione di *light tight oil* e *shale gas*). Tale incremento sta in pratica sostenendo l'attività economica e sta mutando in modo strutturale il ruolo Nord Americano nel commercio mondiale di energia [3].

Sebbene il greggio continui a essere la fonte primaria principale, con il 33.1% del mercato, esso continua a perdere terreno nel mix globale per il dodicesimo anno consecutivo, vedendo un incremento dei consumi del solo 0.7%.

Per il gas si assiste a un incremento dei consumi del 2.2%, concentrato maggiormente nell'area Nord Americana. Per il carbone si registra invece un incremento dei consumi pari al 5.4%, con la Cina al 9.7%, mentre la produzione di energia nucleare scende del 4.3%. Per quanto concerne, invece, le fonti rinnovabili, si assiste a una crescita della produzione di idroelettrico del solo 1.6%, la più debole dal 2003, come pure marginale è l'incremento di produzione di EE dai biocombustibili, che cresce solo dello 0.7%, la crescita più bassa dal 2000. In controtendenza, rispetto a quanto visto finora, sono le altre rinnovabili, che vedono nel 2011 un incremento della produzione del 17.7%, guidate dalla continua e robusta crescita dell'eolico (+25.8%) che da solo pesa per circa la metà della generazione da tale settore, anche grazie ai notevoli incrementi delle installazioni in USA e Cina. Il tasso di crescita più elevato spetta però al solare che, pur partendo da valori assoluti meno rilevanti, ha registrato un incremento notevole (86.3%). Le energie rinnovabili pesano, per la prima volta, per il 2% nel mix energetico globale, con un incremento annuo del 2% circa, come evidenziato in Figura 1 [4].

Nonostante la coscienza della necessità di un cambio di direzione netto nelle politiche energetiche globali, non si è ancora riusciti ad indirizzare il sistema energetico mondiale lungo un percorso più sostenibile, mentre le interazioni e i legami tra i vari combustibili, mercati e prezzi tendono ad intensificarsi. Infatti, la riduzione del prezzo del gas naturale negli USA, seguito dalla riduzione del consumo interno di carbone, ha comportato disponibilità di quest'ultimo elemento all'esportazione verso l'Europa dove, per

contro, il carbone ha parzialmente sostituito il meno economico gas naturale.

Al contempo, in alcuni Paesi, i mercati dell'energia elettrica liberalizzati stanno creando legami sempre più forti con i mercati del gas e del carbone, date le contemporanee esigenze d'integrazione nel sistema della crescente capacità rinnovabile e, in alcuni casi, il minor ricorso all'energia nucleare.

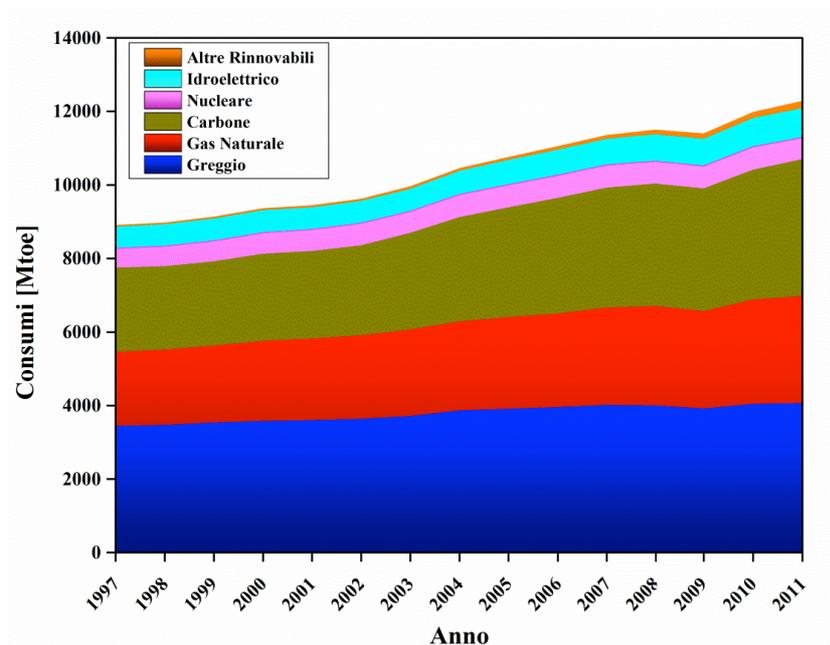


Figura 1 - Evoluzione dei consumi globali per fonte primaria - Fonte BP

1.2 I trend energetici futuri

L'analisi dei *trend* energetici diviene quanto mai complessa a causa dell'elevata instabilità delle condizioni politiche di alcuni Paesi produttori di combustibili fossili, nonché dei *trend* "falsati" dello sviluppo delle rinnovabili causato dalla saturazione improvvisa di alcuni mercati a causa di variazioni repentine, spesso non corrispondenti alle tendenze di mercato, nelle politiche di incentivazione. Supponendo, considerato il *trend* di crescita attuale,

un incremento della popolazione mondiale pari a 1.4 miliardi di persone nei prossimi venti anni e tenuto conto delle economie emergenti, gli analisti ipotizzano un incremento del GDP pari al 3.7% p.a. nello stesso periodo. Si prevede un incremento dell'efficienza energetica del 2.0% p.a., con risultato finale di un ribasso del *trend* di crescita dei consumi di energia primaria a un livello di 1.6% p.a. e conseguente crescita del consumo pro-capite di energia primaria dello 0.7% p.a. Il periodo 2010-2030 risulta, quindi, in un incremento totale di circa il 39% dei consumi energetici, con tassi medi di crescita del 2.0% p.a. nel decennio 2010-2020 e del 1.3% nel periodo 2020-2030. Della crescita globale, circa il 96% avviene nei Paesi non-OECD, che dovrebbero rappresentare quindi, al 2030, il 65% dei consumi globali, con un tasso di crescita annuo dei Paesi OECD pari al solo 0.2%.

La copertura di tali consumi dovrebbe avvenire seguendo un *trend* consolidato negli ultimi anni, considerando un incremento del peso di gas naturale e combustibili non fossili a scapito di carbone e greggio, come evidenziato in Figura 2 [5].

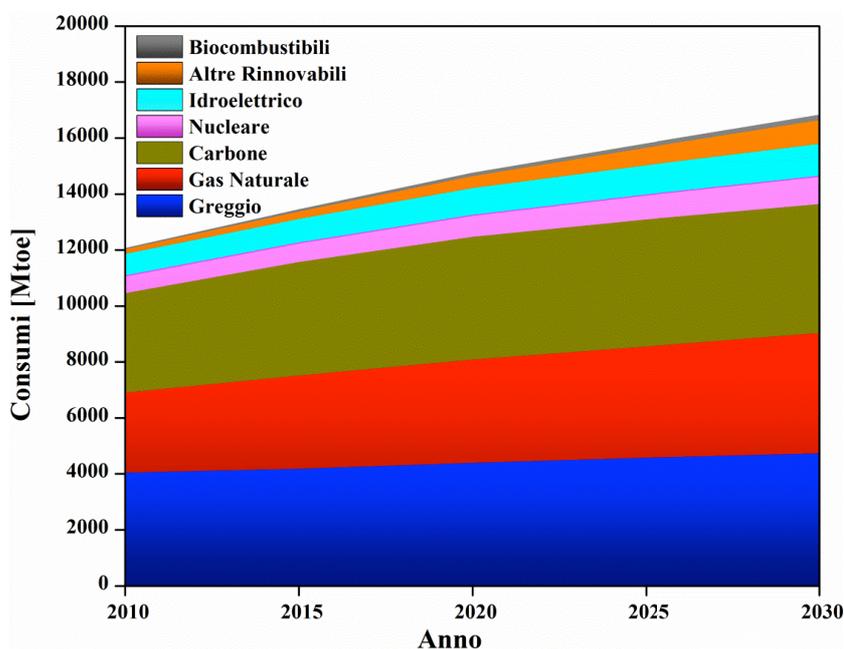


Figura 2 - Previsione consumi di energia primaria - Fonte BP

Tale andamento non è, tuttavia, uniforme nelle diverse aree del mondo: all'interno dei Paesi OECD si assiste, infatti, a una notevole variazione del mix energetico. Le rinnovabili tendono a sostituire il greggio nei trasporti e, insieme al gas naturale, il carbone nella generazione di energia elettrica, grazie soprattutto a una combinazione di prezzi relativi dei combustibili, innovazione tecnologica e interventi regolatori.

Purtroppo la sete di energia delle aree non-OECD provoca comunque un notevole incremento dei consumi di tutti gli altri combustibili.

Per le FER, il cui tasso di crescita è, a oggi, fortemente condizionato dall'Europa, si prevede una variazione entro il 2020, con USA e Cina in testa, seguite da altre economie non-OECD, e un peso complessivo nel mix rinnovabili al 2030 pari al 43%. Infatti, recentemente, alcune delle economie maggiormente energivore hanno annunciato nuove misure a sostegno delle rinnovabili:

- la Cina si è posta l'obiettivo di ridurre del 16% la sua intensità energetica entro il 2015 e l'intensità di CO₂ del 40-45% entro il 2020 rispetto ai livelli del 2005, nonché incrementare l'impiego di fonti energetiche a emissioni nulle (nucleare, idroelettrica, energie rinnovabili), fino al 15% entro il 2020;
- gli USA hanno adottato nuovi standard di efficienza volti ad ottimizzare il consumo di carburanti, nonché un obiettivo di produzione di energia elettrica per l'80% da fonti a emissioni nulle (incluso il nucleare);
- il Giappone si è orientato a ridurre del 10% i suoi consumi elettrici entro il 2030;
- l'Unione Europea ha continuato a muoversi nella direzione orientata alla riduzione del 20% della domanda energetica interna entro il 2020.

Lo sviluppo atteso per le fonti rinnovabili nel prossimo futuro all'interno del mercato europeo, anche se con tassi di sviluppo inferiori agli anni precedenti, è consistente, soprattutto anche grazie agli obiettivi della Direttiva Europea 2009/28/CE [6]. A essa si aggiunge la *Energy Roadmap 2050* definita dalla Commissione Europea nel Dicembre 2011, che propone alcuni scenari di sviluppo volti alla de-carbonizzazione, i cui punti principali risultano [7]:

- mantenimento degli obiettivi del Pacchetto Energia 2020;

- riduzione delle emissioni climalteranti del 40% entro il 2050;
- necessità urgente di sviluppo di strategie post-2020 dato il tempo necessario al rientro degli investimenti volti all'ammodernamento della struttura;
- previsione di supporto alle fonti rinnovabili per una loro massiccia integrazione volta al raggiungimento di almeno il 55% di energia da rinnovabili nei consumi finali al 2050, con un incremento di circa il 45% rispetto all'odierno 10% circa;
- incremento dell'efficienza energetica, allo scopo di raggiungere una riduzione della domanda di energia del 41% rispetto ai valori del 2005-2006;
- incremento dell'impiego di energia elettrica rispetto alla domanda energetica globale, compresi i prodotti dei settori dipendenti dall'energia quali i trasporti;
- incremento della complessità dei sistemi elettrici con approcci che siano in grado di gestire sia la generazione di tipo centralizzato di grandi impianti che quella distribuita da rinnovabili;
- necessità di affrontare i problemi relativi alle tecnologie di *storage*, attualmente molto costose;
- integrazione delle ICT per il trasporto e la distribuzione di energia e per le esigenze sociali a essi collegate;
- necessità di politiche e attività di ricerca adatte a un contesto di sviluppo sostenibile.

L'adozione di queste misure potrebbe contribuire ad accelerare il deludente e lento progresso, in termini di efficienza energetica, osservato nell'ultimo decennio su scala mondiale. Nonostante l'implementazione di queste politiche, però, circa quattro quinti del potenziale d'incremento dell'efficienza energetica nel settore residenziale e terziario e più della metà nell'industria rimarrebbero ancora non sfruttati. L'industria tenderebbe, in ogni caso, a pesare per il 60% della crescita globale prevista al 2030.

Sebbene le proiezioni siano realizzate su basi statistiche affidabili, gli scenari politici potrebbero fortemente condizionare la loro affidabilità. In ogni caso lo scenario, auspicato dagli scienziati, di emissioni non superiori alle 445 ppm sembrerebbe restare utopico.

Superando gli ostacoli agli investimenti in efficienza energetica, sarebbe possibile sfruttare appieno il citato potenziale e conseguire significativi vantaggi per la sicurezza energetica, la crescita

economica e l'ambiente, che verrebbero anche compensati dalla minore spesa sostenuta per il consumo di combustibili. Un'azione di successo di questo tipo avrebbe importanti implicazioni sui trend energetici e climatici mondiali: la crescita della domanda di energia primaria all'orizzonte 2035 ne risulterebbe dimezzata; la domanda petrolifera raggiungerebbe il picco poco prima del 2020 e, al 2035, sarebbe inferiore di circa tredici milioni di barili al giorno (mb/g) a quella attualmente prevista, con un decremento equivalente all'attuale produzione combinata di Russia e Norvegia e una conseguente riduzione della necessità di sfruttamento di nuovi giacimenti. Le risorse accumulate faciliterebbero un graduale ri-orientamento dell'economia mondiale, determinando, nel periodo di proiezione, un aumento cumulato della produzione economica, con i maggiori aumenti in termini di PIL in India, Cina, Stati Uniti ed Europa. L'accesso universale alle moderne forme di energia diventerebbe un obiettivo più facilmente conseguibile e si avrebbe un miglioramento della qualità dell'aria, poiché le emissioni inquinanti a livello locale diminuirebbero drasticamente. Le emissioni di CO₂ correlate all'energia raggiungerebbero il picco prima del 2020, per poi mostrare un declino coerente con un aumento della temperatura mondiale nel lungo termine di 3°C. Considerando, infatti, che circa i quattro quinti delle emissioni di CO₂ consentite all'orizzonte 2035 sono già allocate dallo stock di capitale esistente (centrali elettriche, stabilimenti industriali, edifici, ecc.), se entro il 2017 non dovesse essere intrapresa alcuna azione per ridurle, le infrastrutture connesse al settore energetico esistenti in quel momento produrrebbero l'intero volume di emissioni di CO₂ consentite. Una rapida diffusione delle tecnologie per l'efficienza energetica posticiperebbe, invece, la completa allocazione delle emissioni al 2022, consentendo di guadagnare tempo prezioso per conseguire un accordo globale sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

1.3 La produzione di energia elettrica nello scenario globale ed europeo

La produzione di EE a livello globale, come mostrato in Figura 3, è in continuo aumento nonostante il periodo di crisi, con una velocità di crescita quasi doppia rispetto a quella del consumo totale di energia: questa ri-distribuzione dei vettori energetici crea enormi difficoltà a soddisfare domanda di EE, richiedendo investimenti non solo per la costruzione di nuove centrali, ma anche per la sostituzione delle centrali elettriche esistenti, molto spesso obsolete.

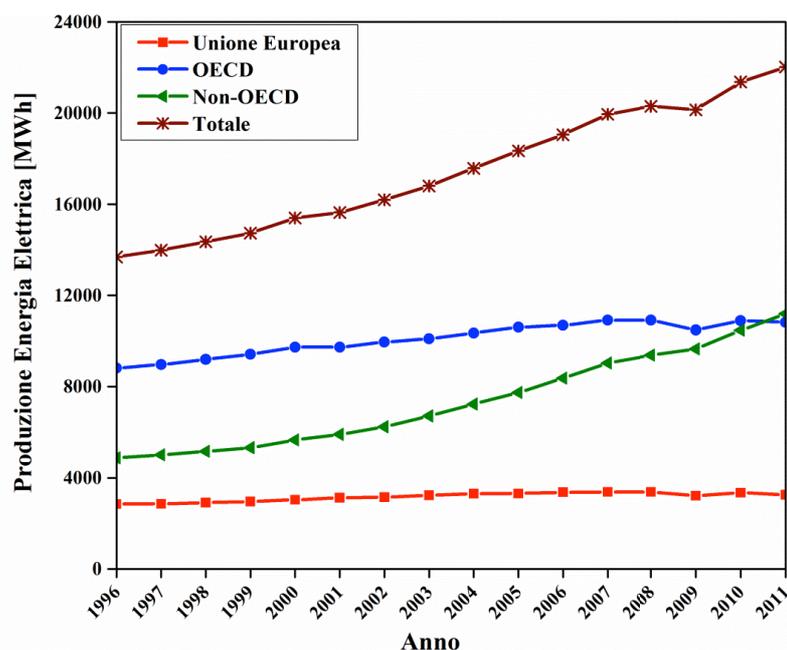


Figura 3 - Domanda di energia elettrica al 2011 - Fonte BP

Il problema del rinnovamento del parco di generazione è particolarmente rilevante: della nuova capacità di generazione elettrica prevista entro il 2035, circa un terzo dovrebbe servire a sostituire gli

impianti in dismissione. Di tale nuova capacità, il 50% si prevede basato su FER; tuttavia, nonostante valori così rilevanti in termini percentuali, il carbone resta il combustibile più utilizzato a livello mondiale.

Lungo l'orizzonte di proiezione, la crescita della domanda di EE della Cina supera l'attuale livello dei consumi elettrici di Stati Uniti e Giappone. Sempre in Cina, la generazione da carbone cresce quasi quanto l'insieme della generazione da nucleare, eolico e idroelettrico. Questo andamento della oramai più importante economia del Pianeta, potrebbe produrre, secondo le stime effettuate, un incremento del prezzo dell'elettricità del 15% in termini reali, in ragione dei maggiori costi dei combustibili, della transizione verso una capacità di generazione a maggiore intensità di capitale, degli incentivi alle FER e dei costi addizionali per la produzione di CO₂ applicati in alcuni Paesi.

Le stime che affidavano all'energia nucleare un ruolo di rilievo sono fallite a causa della presa di posizione di molti Paesi dopo Fukushima, con previsioni riviste tutte al ribasso per il settore: recentemente, infatti, oltre alla Germania, anche Giappone e Francia hanno espresso l'intenzione di ridurre il ricorso all'energia nucleare, mentre negli Stati Uniti e in Canada la competitività di questa fonte risente della relativa economicità del gas naturale. Malgrado ciò, per le economie non-OECD si prevede una crescita del settore del 7.8% nel periodo 2010-2035, soprattutto grazie agli obiettivi di sviluppo di Cina, India e Russia e il ripristino dei livelli di generazione da nucleare a quelli pre-Fukushima entro il 2020, comunque con una crescita estremamente moderata del settore.

1.4 Il ruolo delle rinnovabili nel futuro panorama elettrico globale

Tra le FER tenderanno a predominare l'eolico e il fotovoltaico, grazie soprattutto alle forme d'incentivazione previste dai molti Paesi aderenti al trattato di Kyoto, mentre si prevede una crescita lenta del solo idroelettrico.

1.4.1 Scenari di sviluppo del mercato fotovoltaico

Il settore solare fotovoltaico ha proseguito il suo notevole *trend* di crescita anche nel 2011, nonostante il procrastinarsi della crisi finanziaria ed economica, dimostrando il consolidamento del mercato e la capacità del settore, nelle condizioni politiche giuste, di poter continuare il suo cammino verso la competitività nei mercati chiave dell'elettricità. Sebbene il mercato Europeo non possa garantire gli elevati tassi di crescita degli scorsi anni, Paesi quali Cina, USA e Giappone stanno vedendo *trend* crescenti nel mercato delle installazioni e non hanno ancora sfruttato appieno le proprie potenzialità. A essi, nelle proiezioni, potrebbero aggiungersi, anche se al momento solo con percentuali molto piccole, i Paesi Africani e Latino Americani che ancora non hanno visto decollare il proprio mercato interno. Un ulteriore contributo alla crescita del fotovoltaico si prevede legato alla competitività economica di tali impianti; con riferimento a quanto accade fuori dall'Europa, la Figura 4 mostra i *trend* attesi considerando i due contributi (senza e con incentivo).

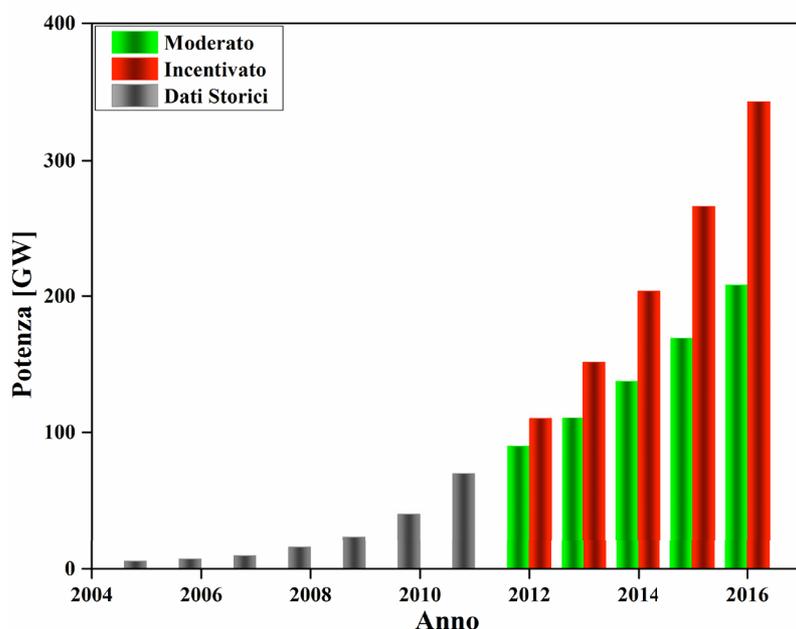


Figura 4 - Scenari di sviluppo del mercato fotovoltaico globale - Fonte EPIA

Come si nota, il tasso di crescita atteso del fotovoltaico al di fuori dell'Europa è enorme, con sviluppi attesi al 2016 stimati intorno ai 38÷77 GW. Anche al di fuori dell'Europa il mercato del fotovoltaico sta registrando una rapida espansione, maggiore del 100% all'anno di crescita nel 2011, grazie soprattutto a Cina e USA (il mercato statunitense è raddoppiato), ma anche al Giappone. Ovviamente, anche in questo caso, molto dipende dalle politiche incentivanti che tali Paesi potrebbero essere disposti a mettere in atto [8].

1.4.2 Scenari di sviluppo del mercato eolico

Il mercato mondiale dell'energia eolica nel 2011 è cresciuto di circa il 6% rispetto al 2010, con investimenti per oltre 50 miliardi di EURO; in Nord America si è registrato un anno record per il Canada e un buon incremento anche per il mercato Statunitense. L'Europa ha continuato il suo percorso per il raggiungimento degli obiettivi 20/20, grazie soprattutto agli incrementi delle installazioni in Romania, Polonia, Turchia e Germania. Tutto ciò ha contribuito a raggiungere un totale installato alla fine del 2011 su scala mondiale di 238 GW, con una crescita complessiva del mercato di oltre il 20%, ottimo per il contesto economico attuale, anche se inferiore alla media degli ultimi 10 anni (28%). Dei 10.281 GW di nuove installazioni nel 2011, 9.62 GW sono nell'UE-27. La capacità totale europea al 2012 è pari a 96.6 GW, di cui il 93.95 GW nella UE-27. Diminuiscono le installazioni off-shore, delle quali si conferma protagonista il Regno Unito, leader nella distribuzione in mare aperto, con 2 GW installati nel 2011. La Danimarca è al secondo posto con 857 MW.

I principali driver di crescita nel mercato globale dell'eolico sono individuati nelle aree Cinesi e Indiane, che rappresentano più del 50% del mercato globale nel 2011, con India al terzo posto nelle quote di mercato globale annuale. Per l'area dell'America Centro-Meridionale si individuano in Brasile e Messico i due mercati maggiormente promettenti, mentre il Sud Africa rappresenta il punto di partenza per il continente africano. Per il secondo anno consecutivo la maggior parte delle installazioni eoliche si è presentata all'interno delle aree non-OECD [9]-[10]. In tali condizioni, le proiezioni per il prossimo futuro sono riportate in Figura 5 [10]-[11].

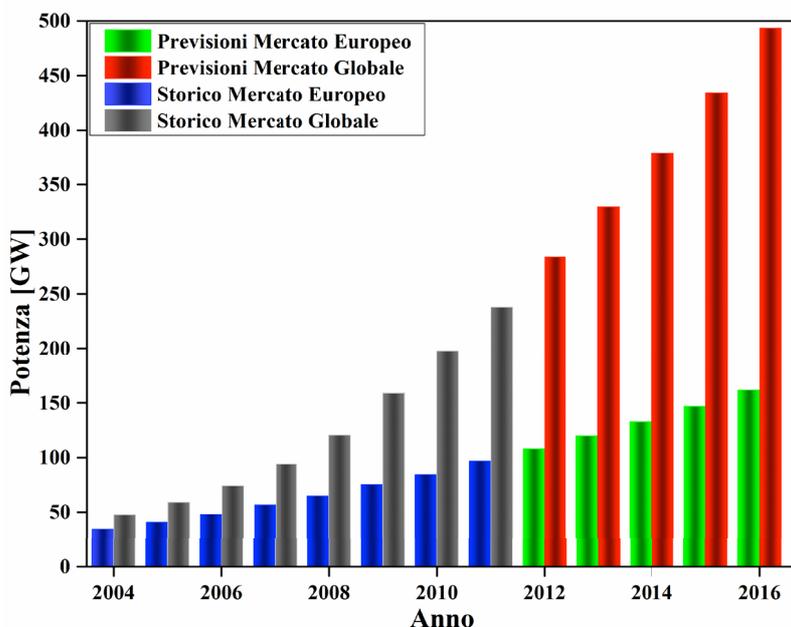


Figura 5 - Scenari di sviluppo del mercato eolico - Fonte GWEC & EWEA

1.5 La produzione di energia elettrica in Italia e il ruolo delle rinnovabili

In Italia la domanda di EE nel 2011 è aumentata dello 0.6% rispetto all'anno precedente, a fronte di un incremento del PIL dello 0.4%, comunque ancora inferiore ai livelli del periodo pre-crisi. La produzione Nazionale destinata al consumo ha coperto una quota pari al 86.3% del fabbisogno complessivo, in calo dello 0.6% rispetto all'anno precedente. La produzione di energia da prodotti petroliferi ha subito una contrazione del 9.5%, quella da gas naturale del 7%. Per contro si è registrato un forte incremento della produzione da carbone (11%), come mostrato in Figura 6 [12]-[13].

La produzione da FER è invece cresciuta complessivamente del 9.4% nonostante la contrazione dell'idroelettrico da apporti naturali (in calo del 9.3%), grazie all'incremento della produzione da biomasse

e rifiuti (+19.9%), eolica (+11.1%), geotermica (+5.2%) e soprattutto fotovoltaica (+463%).

In termini di produzione, quindi, le “nuove fonti rinnovabili”, nel loro complesso, rivestono un ruolo di pari rilievo rispetto all’idroelettrico. Nel 2011, dei 31.971 GWh addizionali di rinnovabili rispetto al 2000, il 34% è rappresentato dalla fonte solare. Le bioenergie e l’eolico contribuiscono ciascuna per il 29%, mentre un incremento del 5% è attribuito a nuovi impianti idroelettrici. La Figura 6 riassume la produzione di EE in Italia suddivisa per fonte.

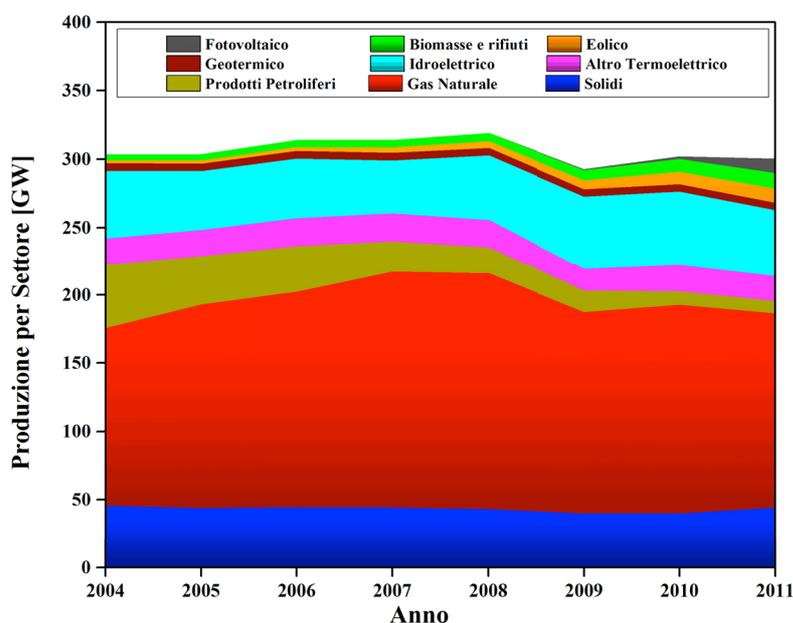


Figura 6 - Produzione elettrica Italia - Fonte AEEG & TERNA

Il parco degli impianti Italiani da FER risulta estremamente variegato: il 91,3% dei fotovoltaici ha potenza inferiore a 50 kW, quelli geotermoelettrici superano solitamente i 10 MW, contribuendo al 3% della produzione nazionale lorda. Sia gli impianti alimentati con biogas che con bio-liquidi hanno generalmente potenza compresa tra 200 kW e 1 MW (il 62,8% e il 73,5% rispettivamente). Gli impianti idroelettrici sono quelli più equamente distribuiti, con il 32,5% associato agli impianti con potenza tra 200 kW e 1 MW. Quelli di piccola taglia sono generalmente ad acqua fluente. Il 39,2% degli

impianti eolici ha potenza inferiore a 50 kW, il 26,5% maggiore di 10 MW. Il contributo da rinnovabili rispetto al totale dell'energia elettrica prodotta durante l'anno 2011 è stato del 27.4%. In Italia, il fotovoltaico copre il 5% della domanda di EE, e oltre il 10% della domanda di punta. Sebbene sia stato riscontrato un calo delle nuove installazioni nell'anno 2012, sicuramente il Paese ha giocato un ruolo decisivo per l'incremento della generazione da rinnovabili in Europa insieme, nell'anno 2011, alla Germania, seguite da Francia (anche se in questo caso con il contributo di molte installazioni realizzate ma non ancora connesse a fine 2010) e Regno Unito. In funzione delle soglie previste dalla Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da FER, l'Italia dovrà coprire il 17% dei consumi lordi Nazionali con energia prodotta da FER. Quest'obiettivo è stato opportunamente ripartito nel Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili tra i tre settori elettrico, termico e dei trasporti. Per il settore elettrico l'obiettivo specifico è rappresentato dal rapporto tra la produzione normalizzata (pari al Consumo finale lordo da FER) e il consumo finale lordo (pari al Consumo Interno Lordo - CIL), riportato in Figura 7, ed è fissato per il 2020 al 26,4%.

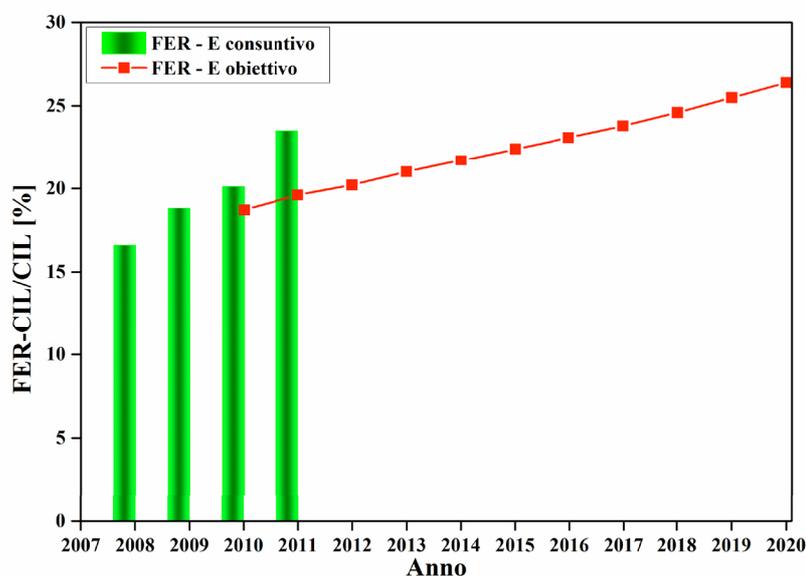


Figura 7 - Obiettivi di CIL da FER rispetto al CIL totale - Fonte GSE

La produzione normalizzata dovrebbe raggiungere circa 99 TWh nel 2020, con un incremento del 21% rispetto agli 82 TWh del 2011 [14]. Il *trend* riportato nella figura evidenzia come si stiano rispettando gli obiettivi di sviluppo delle FER al 2020, anche se tale “virtuosità” è, purtroppo, in parte legata alla fase recessiva che ha portato in primo luogo a ridurre i consumi da fonte fossile, non incentivata e con un costo della materia prima più elevato.

Capitolo 2

Problematiche connesse alla presenza di GD

Le reti RD sono state tradizionalmente progettate per flussi unidirezionali dell'EE. L'energia, dalle centrali di generazione, solitamente direttamente connesse alla rete AT, giungeva ai carichi collegati alle reti MT e bt attraverso le cabine primarie AT/MT. In questo paradigma di GC, quindi, la cabina primaria AT/MT rappresentava nella quasi totalità dei casi l'unico punto di alimentazione (attivo) dell'intera rete.

Lo sviluppo delle centrali elettriche di generazione da FER caratterizzate da dimensioni medio piccole, ha portato a un continuo incremento dei livelli di penetrazione di nodi attivi nelle reti di MT e bt, determinando la nascita del nuovo paradigma noto come GD. La GD nelle reti MT e bt ne sta mutando profondamente le caratteristiche, determinando la loro trasformazione in reti elettriche attive sempre più simili alle reti AT. La GD non è, tuttavia, solo riconducibile alle FER: considerando le tecnologie per gli impianti di GD è possibile compiere una prima macro-distinzione tra tecnologie rinnovabili (solare, eolico, geotermico) e non (generatori a combustione interna, microturbine, celle a combustibile). Queste ultime sono solitamente configurate in modo da poter fungere da impianti di cogenerazione (CHP – *Combined Heat and Power*) per il recupero dell'energia termica residua del processo termoelettrico finalizzata al riscaldamento di distretti termici (fabbricati industriali, palazzi o quartieri organizzati in modo da avere condotte comuni per il riscaldamento degli ambienti o dell'acqua) o tri-generazione (CCHP – *Combined Cooling, Heat and Power*), prevedendo anche il raffrescamento dei suddetti.

La crescita dei volumi di UGD installati negli ultimi anni sta costringendo gli operatori del settore ad affrontare una serie di problematiche tecniche connesse a possibili eventi, non solitamente presenti nei sistemi di distribuzione tradizionali, quali, ad esempio,

l'inversione di flusso nelle cabine AT/MT e MT/bt, come ben evidenziano i dati dell'AEEG relativi al 2010 e al 2011 riportati in Tabella 1 [15].

Tabella 1 - Inversione di flusso sezioni AT/MT Italia – Fonte AEEG

		Nord	Centro	Sud e Isole	Totale	Totale [%]
Numero sezioni AT/MT con inversione di flusso > 1% delle ore annue	2010	183	67	87	337	8
	2011	267	132	182	581	15
Numero sezioni AT/MT con inversione di flusso > 5% delle ore annue	2010	144	51	66	261	6.5
	2011	188	76	121	385	9.6

Il funzionamento delle reti elettriche, quindi, risulta profondamente mutato, con non pochi problemi sia in fase di pianificazione che di gestione del SE, praticamente ormai caratterizzato da flussi bidirezionali.

Le principali problematiche legate all'integrazione della GD all'interno delle RD possono essere riassunte nei seguenti punti [16]:

- controllo dei profili di tensione;
- livelli di *power quality*;
- sistemi di protezione;
- livelli di guasto;
- funzionamento in isola non intenzionale;
- ripristino del sistema.

L'entità del problema dipende dal tipo di UGD e dalle caratteristiche della RD: ad esempio, i generatori sincroni presentano un elevato contributo alla corrente di guasto, influenzando in maniera significativa anche le protezioni e i livelli di guasto stessi, mentre i generatori collegati alla rete tramite convertitori elettronici, pur presentando anch'essi un elevato contributo alla corrente di corto circuito, esercitano un'influenza minore sul corretto funzionamento delle protezioni [17].

2.1 Controllo dei profili di tensione

Gli organismi normativi definiscono gli intervalli all'interno dei quali contenere la variazione di tensione al fine di garantire la distribuzione di energia a livelli qualitativi idonei al corretto funzionamento della rete e delle apparecchiature degli utenti [18]. La connessione della GD può essere causa di variazioni di tali livelli, variazioni che sono funzione della taglia del generatore stesso e dell'entità dei carichi. Più in generale, la GD rende difficile prevedere l'andamento del profilo di tensione lungo la linea e complesso, se non impossibile, procedere a una regolazione dei livelli di tensione lungo attraverso i soli Variatori di tensione Sotto Carico (VSC) presenti nelle cabine elettriche AT/MT. Infine, nel caso in cui la potenza dell'UGD ecceda il valore dei carichi in sua prossimità, il flusso di potenza lungo la linea tende ad invertirsi e causare un innalzamento dei livelli di tensione, in funzione della potenza generata dalla UGD stessa e della potenza di corto circuito della rete [19].

La regolazione di tensione, atta a garantirne livelli idonei ai punti di consegna, è tradizionalmente realizzata sia a livello di progettazione del sistema (scelta del conduttore, settaggio del trasformatore e banchi fissi di capacitori) che in fase di operatività agendo, ad esempio, sul VSC e sui banchi di rifasamento. La progettazione delle reti è stata sino a oggi realizzata assumendo che i profili di carico potessero essere prevedibili, con conseguente variazione monotonica dei profili di tensione dalla sottostazione AT/MT verso il carico stesso, variazione compensata da opportune commutazioni del VSC, ad esempio. In tale configurazione i condensatori sono utilizzati per compensare la potenza reattiva sulla rete, riducendo la corrente dalla sorgente al carico stesso, con riduzione delle cadute di tensione. Il rischio connesso al loro impiego è, però, legato al dimensionamento, ossia alla disponibilità di un adeguato numero di banchi, allo scopo di non causare una compensazione superiore alla domanda del carico, che implicherebbe una variazione eccessiva del profilo di tensione. L'esercizio delle reti di distribuzione secondo regole tradizionali ereditate dalla gestione di reti passive e basate sull'utilizzo, per la

regolazione, di VSC e banchi di rifasamento, in presenza di unità di GD connesse alla rete può essere causa di variazioni significative dei profili di tensione e pericolose condizioni operative.

2.1.1 Impatto della GD sui profili di tensione

Fino a qualche anno fa molti standard non consentivano agli impianti di GD di fornire servizi di regolazione dei profili di tensione lungo le linee, ad esempio reagendo alle variazioni di tensione con opportune variazioni della potenza reattiva, in quanto a rischio di conflitto con gli schemi di regolazione impiegati dal Gestore di Rete (GR) per garantire il mantenimento dei livelli di tensione entro i limiti normati. Tuttavia, la stessa presenza dell'UGD è causa di perturbazioni sui profili di tensione, per cui anche nel caso in cui non si effettuasse in modo volontario il controllo del profilo di tensione al PCC, si determinerebbero delle variazioni di tensione legate al tipo di unità, alle tecniche di controllo, alla potenza attiva iniettata in rete e alle caratteristiche del carico e della linea (ad esempio, l'iniezione di potenza attiva causa variazioni più o meno forti della tensione al punto di connessione in funzione del rapporto tra resistenza e reattanza di linea, soprattutto nelle reti con rapporto X/R basso, come nelle reti rurali con linee aeree [20]-[21]).

Tipicamente, ad esempio, i generatori basati su macchine asincrone possono produrre potenza attiva, assorbendo reattivo dalla RD. In tali casi si è solitamente ricorso a soluzioni basate sull'installazione di banchi di condensatori atti a fornire in loco il reattivo. Le macchine sincrone generatrici possono, in funzione del controllo, produrre o assorbire potenza reattiva, prestandosi bene alle modalità classiche di funzionamento a Fattore di Potenza (PF – *Power Factor*) unitario.

Altrettanto l'UGD può causare tensioni elevate nel caso di connessione a piccole aree residenziali con le quali potrebbe condividere il trasformatore di interfaccia alla rete. Supponendo, infatti, che la tensione al primario del trasformatore si trovi al livello limite superiore, la GD potrebbe ridurre la caduta di tensione attraverso il trasformatore e i conduttori secondari, causando l'innalzamento dei valori di tensione per gli altri utenti connessi al trasformatore, impattando anche sulle perdite nella rete. Tali perdite

potrebbero essere ridotte dimensionando, ad esempio nel caso di piccoli impianti, opportunamente l'UGD al fine di posizionarla, nei limiti del possibile, in prossimità del carico, dimensionandola in funzione dello stesso.

Altro fattore importante è rappresentato dal ripristino post-interruzione dell'UGD nel caso in cui si dovesse richiedere a essa servizi di supporto alla rete. Infatti, in caso di risorsa disconnessa, potrebbe essere difficoltoso ripristinare il sistema sopperendo ai carichi con opportuni livelli di tensione lungo le linee della rete.

2.1.2 Interazione tra GD e banchi di condensatori

L'impatto sulla commutazione dei banchi di condensatori dipende dal tipo di UGD, dalla tecnica di controllo impiegata, dalla distanza e dal tipo di collegamento tra tali elementi, nonché dal tipo di controllo del banco stesso, che dipende a sua volta da profili di tensione, correnti di linea, flusso di potenza reattiva, ora del giorno e temperatura ambiente. I banchi controllati in tensione non dovrebbero essere soggetti a rilevante influenza da parte dell'UGD. Allo scopo di evitare problemi d'interazione, i livelli di *set-point* di tensione dovrebbero essere variati in accordo alle necessità specifiche, ampliando i ritardi di tempo.

Nel caso in cui siano adottate tecniche di controllo della corrente di linea, l'UGD potrebbe impattare sul corretto funzionamento dei banchi di condensatori, deviando il profilo della corrente stessa, poiché la corrente monitorata dal banco di condensatori potrebbe non riflettere il valore reale della stessa a valle della linea. Anche il caso di banco commutante durante il funzionamento di una UGD potrebbe comportare un superamento dei livelli di tensione normati.

2.1.3 Interazione tra UGD e VSC

I VSC assicurano il mantenimento dei livelli di tensione entro i limiti normati. Essi, grazie solitamente a un'azione integrale di compensazione della caduta di linea (LDC – *Line Drop Compensation*) effettuano il controllo anche mediante la stima della caduta di tensione ai punti terminali di una linea, attuando correzioni

di tensione basate su corrente, resistenza e reattanza di linea, nonché tensione lato carico. La presenza di UGD potrebbe rendere, tuttavia, inefficaci le strategie di controllo tipiche del VSC, quali:

- *Normal bidirectional mode*: il controllo VSC stabilisce la direzione di operazione (diretta o inversa) basandosi sulla direzione del *power-flow*. Tale operazione non risulta particolarmente idonea a linee con presenza di UGD. Con riferimento alla casistica indicata in Figura 8, si ha controllo in modo diretto quando l'UGD genera meno potenza attiva di quella necessaria al carico a valle del *feeder*; il flusso di potenza attiva attraverso il VSC è quindi diretto dalla sottostazione al carico, per cui un suo intervento consente di regolare la tensione ai capi dell'UGD. Nel caso in cui la potenza attiva dell'UGD fosse, invece, superiore a quella richiesta dal carico posto tra essa e il VSC, il flusso di potenza attraverso quest'ultimo sarebbe in direzione opposta alla precedente, implicandone il funzionamento in Modo Inverso (Figura 9) regolando la tensione lato monte (sottostazione).

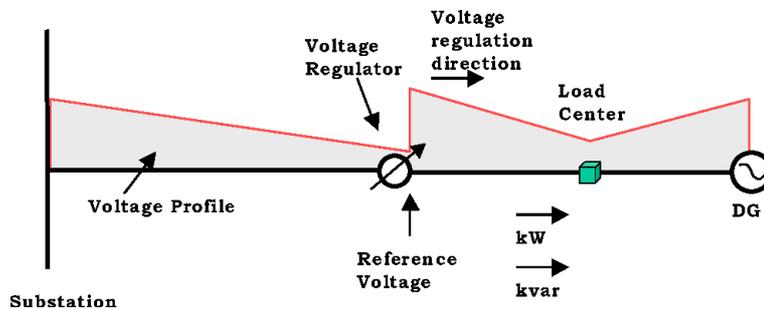


Figura 8 - Interazione per *Normal Bidirectional Mode* - Fonte IEEE

Nel caso in cui la tensione in tale punto dovesse essere superiore a quella del *set-point* del VSC, lo stesso tenderebbe a variare la posizione in modo da abbassare il livello di tensione, risultando in un complessivo incremento della tensione lato UGD a causa del livello “fisso” del ramo lato sottostazione. Tale sequenza di operazioni finirebbe per continuare sino al raggiungimento dei livelli minimi di *set-point* del VSC, causando anche notevoli sovratensioni lato UGD.

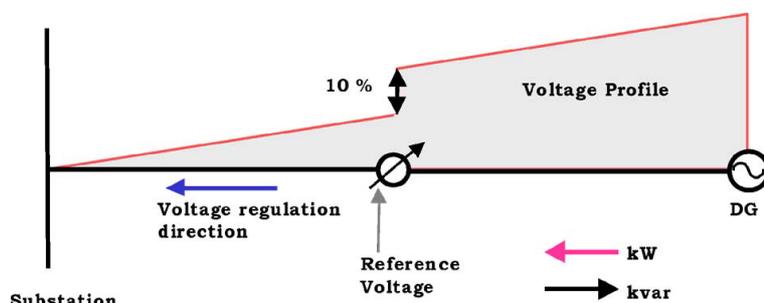


Figura 9 - Interazione per *Normal Bidirectional Mode* - Fonte IEEE

- *Co-Generation Mode*: la Figura 10 mostra il principio di tale modo di funzionamento per carichi concentrati. Nel caso in cui l'UGD generi potenza attiva non superiore alla domanda del carico, il funzionamento è del tutto simile al caso precedente. Nel caso in cui si abbia inversione di flusso dall'UGD verso la sottostazione, il VSC continua ad operare nello stesso modo. Il controllo LDC può essere programmato per tener conto di tali inversioni di flusso. Anche se con effetti meno dannosi del caso precedente, l'UGD può comunque provocare problemi legati al fatto che i flussi di potenza da essa provenienti tendono a falsare le caratteristiche equivalenti del carico viste dal SVC.

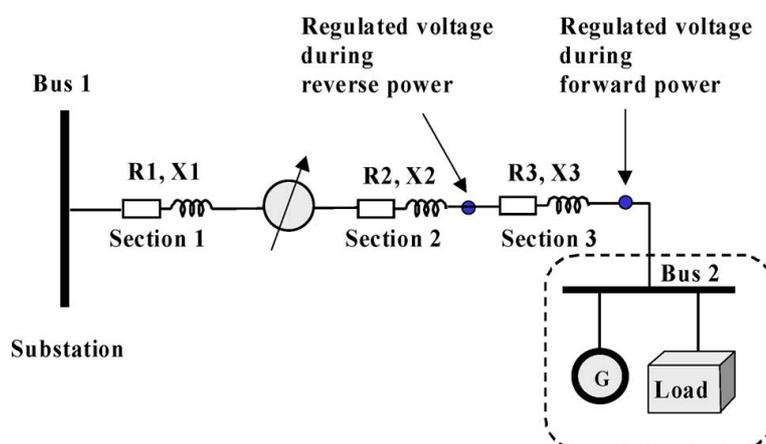


Figura 10 - Interazione in *Co-Generation Mode* - Fonte IEEE

- *Reactive Bidirectional Mode*: Supponendo sia verificata la situazione presente in Figura 11, con richiusori normalmente aperti, senza UGD la sottostazione fornisce la potenza necessaria al carico con VSC in grado di regolare i livelli di tensione lato carico. Alla presenza di UGD, il VSC continua a controllare la tensione lato carico indipendentemente dal flusso di potenza proveniente dall'UGD. Nel caso in cui il richiusore di giunzione fosse chiuso con CB1 aperto, il VSC dovrebbe regolare la tensione per i carichi dal lato CB1, con conseguente variazione del flusso di potenza reattiva. Questa modalità operativa potrebbe essere ostacolata dagli *shunt-capacitor*, se allocati tra VSC e UGD, causando la circolazione del flusso inverso di potenza reattiva attraverso il VSC. Il regolatore opererebbe indipendentemente dal verso del flusso di potenza attiva, anche nel caso in cui i flussi di attivo e reattivo si muovessero in direzione inversa, invertendo il modo di operazione solo in caso di superamento di opportune soglie di flussi diretti di potenza reattiva, corrispondenti a flussi di reattivo dal carico alla sorgente attraverso il VSC [22].

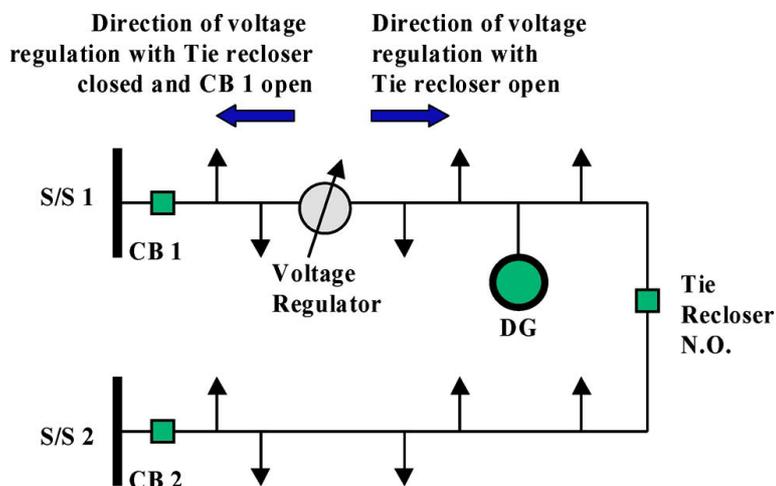


Figura 11 - Interazione in *Reactive Bidirectional Mode* - Fonte IEEE

2.1.4 Impatto sul controllo LDC

Le UGD e i condensatori di rifasamento possono influire sul corretto funzionamento del controllo LDC. Una UGD connessa alla linea immediatamente a valle del VSC potrebbe impattare sul controllo LDC causando una riduzione del flusso di corrente attraverso il VSC, sebbene la tensione lungo la linea possa essere anche maggiore che nel caso di assenza della UGD. La riduzione del flusso di corrente attraverso il VSC potrebbe indurlo a una commutazione verso il basso, con conseguente riduzione della tensione al nodo di carico. Un caso analogo potrebbe presentarsi per banchi di condensatori posti immediatamente a valle del VSC.

2.2 DG e power quality

Gli effetti della GD sulla *power quality* riguardano essenzialmente tre aspetti fondamentali:

- *Buchi di tensione e sovratensioni*: possibilità di sovratensioni legate alla connessione della GD su linee a basso livello di carico, la cui intensità dipende fortemente dal rapporto tra reattanza e resistenza di linea. Una rapida variazione della corrente di carico può altresì implicare forti variazioni della tensione di linea, con possibilità sia di sovratensioni che buchi. Anche l'improvviso arrestarsi della generazione, ad esempio dovuta al superamento dei limiti di ventosità sopportabili dagli aerogeneratori, può risultare in una improvvisa riduzione eccessiva della tensione sulla linea connessa alla UGD;
- *Flicker*: sono causati solitamente da variazioni rapide e regolari della corrente di carico. Altresì possono essere causati dalle UGD, ad esempio per l'effetto torre degli aerogeneratori, che può dare origine a *flicker* a frequenza multipla di quella di rotazione delle pale;
- *Contenuto armonico della tensione e risonanza*: il contenuto armonico iniettato dalle UGD può essere alquanto consistente, soprattutto in relazione alla tecnologia del convertitore e alle

tecniche di controllo adottate [16], e causare la propagazione di forme d'onda distorte lungo la RD. Distorsioni anche piuttosto contenute della tensione possono comunque causare elevati livelli di distorsione armonica delle correnti, con possibilità d'innescare condizioni di risonanza [23]. Questi effetti possono essere opportunamente ridotti ricorrendo a tecniche di controllo opportune per i convertitori [24]-[25].

2.3 Impatto sulle protezioni

Le RD, normalmente, hanno sistemi di protezione che intervengono per sovracorrenti. In funzione del tipo di UGD connessa alla rete e del tipo di interfaccia impiegata per la connessione stessa, in caso di guasto si possono presentare diverse condizioni nelle quali l'UGD contribuisce alla corrente di guasto, rendendone più difficoltoso il rilevamento. Tra i principali problemi riguardanti le protezioni, si possono ricordare:

- impedimento della richiusura automatica;
- richiusura non sincronizzata;
- coordinamento fusibili-richiusori;
- problemi di funzionamento in isola;
- accecamento delle protezioni;
- falso intervento.

2.3.1 Impedimento alla richiusura automatica

Nelle linee aeree la maggior parte dei guasti presenta durata estremamente breve, tanto da non rendere necessario il distacco permanente della linea. Il richiusore automatico stacca la linea per un breve intervallo di tempo, sufficiente al ripristino dal guasto, rialimentandola immediatamente dopo. In caso il guasto sia prolungato, la linea viene staccata in maniera permanente dopo tre o quattro tentativi di richiusura falliti.

2.3.2 Richiusura non sincronizzata

L'UGD può disturbare il processo di richiusura automatica alimentando la linea e, quindi, l'arco di guasto durante l'intervallo di apertura della protezione, rendendo il guasto di tipo permanente. Inoltre ai capi dell'UGD si potrebbe presentare una condizione di temporaneo funzionamento in isola, che potrebbe risultare in una richiusura non sincronizzata, con seri rischi di danneggiamento del dispositivo [26].

2.3.3 Coordinamento fusibili-richiusori

Il coordinamento tra fusibili e richiusori può essere perso a causa di richiusura non sincronizzata, causando il distacco permanente per guasti temporanei a causa dell'innesco del fusibile.

2.3.4 Accecamento delle protezioni

Per introdurre il problema dell'accecamento delle protezioni si supponga una situazione come quella indicata in Figura 12: nel caso avvenisse un guasto alla linea selezionata, sia la RD che l'UGD contribuirebbero alla corrente di corto circuito. In talune circostanze il contributo dell'RD potrebbe decrescere a favore di quello dell'UGD fino a raggiungere livelli tali da non superare la soglia sufficiente a far scattare il relè di protezione.

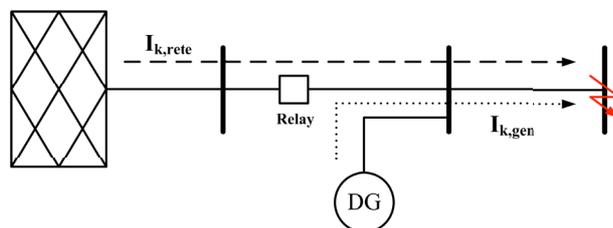


Figura 12 - Accecamento delle protezioni - Fonte IEEE

2.3.5 Falso Intervento

Può avvenire nel caso in cui l'UGD contribuisca a un guasto su una linea adiacente connessa alla stessa sottostazione con un contributo abbastanza elevato da causare l'intervento della protezione presente sulla linea cui essa stessa è connessa, con distacco di una linea non guasta prima dell'avvenuto ripristino in quella di interesse. Il maggior contributo da parte dell'UGD si presenta quando essa e/o il guasto sono in prossimità di una sottostazione, soprattutto su linee lunghe in reti deboli protette da relè di sovracorrente a tempo-definito. In tal caso, infatti, la protezione deve essere tarata con una soglia sufficientemente bassa da garantire il rilevamento di guasti in fondo alla linea. In alcuni casi, a seguito dell'inserimento di UGD, potrebbe essere sufficiente ricercare la soglia di distacco più opportuna. Ciò significherebbe, però, un incremento dei tempi di ripristino da guasto piuttosto che l'incremento della soglia di corrente che, in ogni caso, potrebbe non essere sufficiente a garantire il rilevamento di tutte le condizioni di guasto. Una variazione al tempo di intervento potrebbe invece risultare utile in quanto consentirebbe un anticipo nel distacco della linea in guasto, con conseguente riduzione del rischio di accecamento della protezione lungo la linea non guasta contenente l'UGD. La soluzione migliore consisterebbe nell'adottare protezioni dotate di sistemi di rilevamento di flussi bidirezionali. Va infine accennato il rischio di incrementare la possibilità di falso intervento causata da interventi tesi a ridurre l'accecamento delle protezioni, risolvibile mediante, ad esempio, installazione di protezioni dotate di dispositivi in grado di introdurre ritardi addizionali, quindi prolungare i tempi di ripristino [27].

2.4 Funzionamento in isola non intenzionale

L'apertura di un interruttore, di un richiusore, fusibile o altro genere di protezione nella rete, potrebbe causare il funzionamento in isola delle UGD insieme, eventualmente, anche a porzioni della rete stessa. Nel

caso in cui il sistema non dovesse essere intenzionalmente progettato per tale modalità di funzionamento, l'isola non intenzionale potrebbe causare danni anche irreversibili a tutti gli elementi collegati alla rete (generatori e carichi).

I rischi di sostenere un'energizzazione in isola non intenzionale dipendono sostanzialmente dal tipo di generatore:

- i generatori sincroni prelevano la propria eccitazione dal rettificatore di bordo. Sono quindi necessari metodi opportuni per poter identificare un malfunzionamento sulla rete che richieda una disconnessione da essa. Diversamente dai generatori a induzione, i sincroni non presentano sincronismo con una sorgente comune, quindi, nel caso più generatori dovessero essere connessi in parallelo, sarebbe necessario prevedere dei metodi di sincronizzazione opportuni;
- gli asincroni prelevano, invece, la propria eccitazione dalla rete, essendone quindi dipendenti, a meno che la massiccia presenza di condensatori a bordo non ne faccia risultare il funzionamento simile a quello di una macchina autoeccitata nel caso si verifichi la condizione di funzionamento in isola, implicando il rischio di sovratensioni pericolose. A differenza dei sincroni, richiedono minori accorgimenti per il parallelo tra più macchine, dato il loro naturale sincronizzarsi con la tensione di rete;
- la capacità di un convertitore elettronico di lavorare in isola dipende dal tipo di convertitore e dalla tecnica di controllo adottata. I convertitori a corrente impressa con tiristori in genere non riescono a sostenere un funzionamento in isola. Per contro, i convertitori a tensione impressa ne sono in grado, anche se, solitamente, tali convertitori sono controllati come sorgenti di corrente virtuali, quindi capaci di evitare il procrastinarsi del funzionamento in isola [22].

Il funzionamento in isola può causare notevoli sovratensioni dovute alla perdita di collegamento verso massa, autoeccitazione, o combinazione di entrambe.

2.5 Ripristino del sistema

La presenza delle UGD tende a far ridurre il contributo globale dei sistemi di generazione centralizzata all'interno dell'assetto delle RD. Ciò potrebbe complicare ulteriormente il ripristino di sistema in conseguenza di guasti e condizioni di fuori-servizio, in quanto potrebbe essere necessario il loro contributo alle operazioni di ripristino stesse.

Un'ingegnerizzazione accurata può rimuovere il potenziale impatto negativo che la penetrazione della GD può causare al sistema elettrico, quali l'esposizione del sistema e degli utenti al rischio di danneggiamenti, il peggioramento della *power quality*, la riduzione dell'affidabilità del sistema, l'incremento del tempo di ripristino in caso di malfunzionamenti o guasti, i rischi potenziali per la sicurezza pubblica e degli operatori della rete.

Capitolo 3

La Smart Grid per la gestione della GD

Il passaggio dal paradigma della GC a quello della GD ha comportato e ancora comporta non pochi problemi in termini di gestione del SE, evidenziando la necessità di un adeguamento infrastrutturale, regolamentare e gestionale integrato dello stesso per rispondere alle modificate esigenze della rete, dei produttori e degli utilizzatori. Tali esigenze hanno portato, negli ultimi anni, alla proposizione di vari approcci, caratterizzati da molteplici elementi comuni, tra i quali il più rilevante è la sostanziale necessità di ricorrere ad un'innovazione strutturale delle reti elettriche, tramite il ricorso alle ICT, capace di garantire nuove prospettive al “vecchio” SE. Tra i diversi nomi assegnati a tali approcci, si è oramai consolidato quello che meglio, forse, li riassume: Smart Grid (SG).

3.1 Smart Grid: definizione ed obiettivi

A Smart-Grid is an electricity network that can intelligently integrate the actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies (cit. European Technology Platform) [28].

A smart grid uses digital technology to improve reliability, security, and efficiency (both economic and energy) of the electric system from large generation, through the delivery systems to electricity consumers and a growing number of distributed-generation and storage resources. (cit. United States of America Department Of Energy) [29].

- fornire ai consumatori maggiori informazioni e opzioni di scelta sui servizi;
- ridurre i costi di pianificazione, gestione e manutenzione;
- permettere lo sviluppo di mercati competitivi;
- ridurre significativamente l'impatto ambientale dell'intero SE, favorendone la sostenibilità a lungo termine attraverso la riduzione delle emissioni climalteranti;
- creare controllabilità degli *assets*, accrescere le *performance* del SE e la sua sicurezza, sia fisica che virtuale;
- innalzare i livelli di affidabilità e sicurezza del servizio di dispacciamento;
- garantire la sostenibilità economica [28]-[30].

Una nuova rete, quindi, capace di mettere in atto azioni di auto-controllo, auto-diagnostica, auto-riconfigurazione e auto-ripristino e di gestire in tempo reale carichi e generatori caratterizzati da profili casuali, all'interno di un sistema denso di interazioni, anche complesse, tra dispositivi dotati di "intelligenza", il tutto erogando una molteplicità di servizi - e benefici - a tutti gli attori della rete.

Molteplici sono gli interventi necessari affinché la prospettiva della rete del futuro diventi realtà. Tra gli obiettivi individuati nell'agenda strategica europea, ad esempio, figurano:

- potenziamento della rete, inclusa la sua estensione agli impianti *off-shore*;
- sviluppo di architetture di controllo decentralizzato;
- realizzazione dell'infrastruttura di comunicazione;
- abilitazione della domanda attiva;
- integrazione delle fonti di generazioni caratterizzate da intermittenza;
- arricchimento dell'intelligenza presente ai livelli di generazione, domanda e rete;
- sfruttamento delle potenzialità della GD e dell'accumulo;
- previsione dell'integrazione dei veicoli elettrici.

Gli sforzi per l'implementazione del concetto di SG potrebbero aprire un ventaglio di possibilità per l'avvio di un ciclo virtuoso di miglioramento continuo dell'infrastruttura e dei servizi grazie a:

- incremento della capacità di fornire informazioni riguardanti le casistiche a maggior tasso d'incidenza;
- visibilità delle operazioni della rete/*asset management*;
- disponibilità di dati storici per pianificazioni strategiche;

- maggiore soddisfacimento del consumatore.

3.2 Smart Grid: struttura e interoperabilità

La SG può essere rappresentata mediante una struttura piramidale (Figura 14) in cui il livello base è rappresentato dall'infrastruttura per la generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia, immediatamente seguita dall'infrastruttura di comunicazione, la cui funzione principale è di raccogliere dal campo i dati da trasferire al livello superiore che elabora e gestisce le informazioni riguardanti lo stato fisico, rispondendo con opportuni comandi che, nuovamente assegnati allo stato di comunicazione, sono ricevuti e attuati a livello di campo. In cima si presenta il concetto di Applicazione SG, un'applicazione volta alla gestione dell'intero sistema sottostante e in continua interazione con esso. Lo stato concernente la sicurezza della SG è trasversale, come è possibile notare, a tutti i livelli con ripercussioni sia a livello fisico che logico [31].

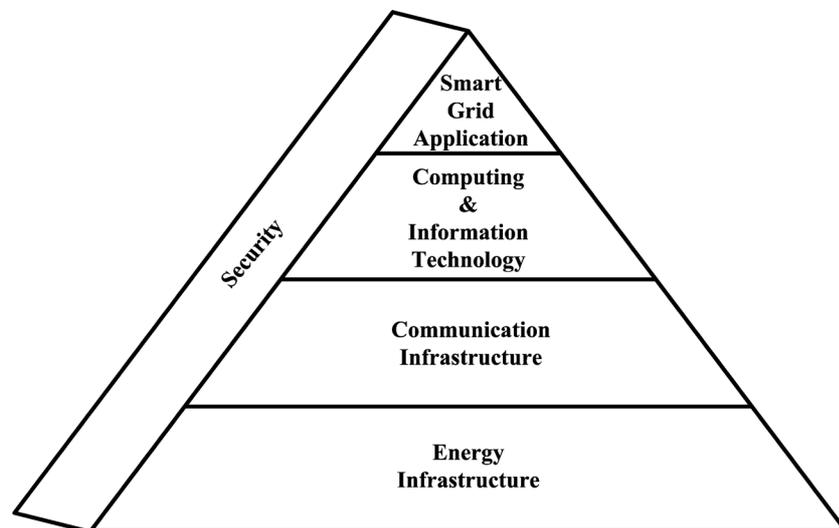


Figura 14 - Piramide Smart Grid - Fonte Elsevier

La rappresentazione piramidale non deve, tuttavia, non far considerare che l'intera struttura della SG sia caratterizzata da

profonde interazioni bidirezionali tra tutti i suoi elementi. Inoltre, sebbene non esplicita nella rappresentazione, la SG è fortemente condizionata dall'ambiente socio-economico esterno e da quello regolamentare. Una visione generale in grado di visualizzare tutti gli elementi condizionanti l'ambiente SG, comprese le varie possibili architetture costitutive, non ancora standardizzate, è riportata in Figura 15 [32].

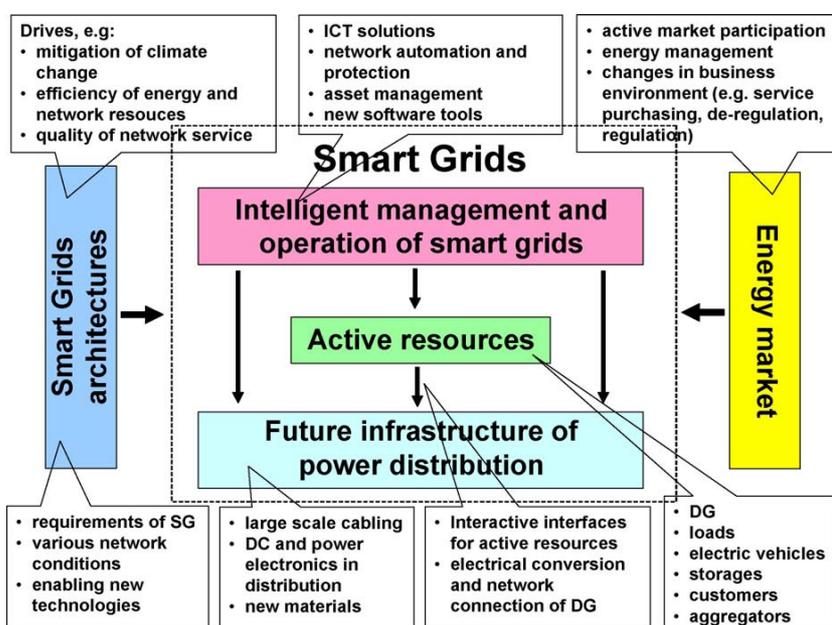


Figura 15 - L'ambiente e la Smart Grid - Fonte Elsevier

Il concetto di SG sta portando allo sviluppo di un sistema elettrico a elevato livello di automazione, che impiega l'ICT per monitorare e gestire disponibilità, affidabilità, qualità della potenza, domanda attuale e prevista di energia e stato delle infrastrutture. L'evoluzione della rete elettrica verso tale paradigma, caratterizzato da maggiore flessibilità rispetto alla rete tradizionale, comunicazione integrata tra i vari attori e sistemi di controllo avanzati, dovrebbe consentire l'integrazione su larga scala di molteplici tecnologie e applicazioni, con l'obiettivo di consentire e garantire l'interoperabilità tra tutti gli attori del SE. Un elevato livello d'interoperabilità richiede la preponderanza di sistemi di monitoraggio e controllo, in grado di gestire flussi bidirezionali di energia e informazione per la

produzione, il trasporto e il consumo di EE, nel rispetto delle seguenti specifiche [33]:

- *Standardization*: elementi dell'infrastruttura e interoperabilità tra essi definiti, pubblicati, utili, aperti e stabili nel tempo
- *Openess*: infrastruttura basata su tecnologie disponibili a tutti gli attori qualificati senza discriminazioni. Tecnologia fornita in modo aperto e standardizzato
- *Interoperability*: il sistema deve essere facilmente personalizzato per specifiche aree geografiche, applicazioni specifiche, condizioni di mercato. La personalizzazione non deve ostacolare le esigenze di comunicazione tra gli elementi dell'infrastruttura
- *Security*: l'infrastruttura deve implementare politiche di sicurezza e riservatezza dei dati rispetto ad accessi non autorizzati
- *Extensibility*: l'infrastruttura deve essere costruita evitando vincoli alla sua estendibilità a nuove applicazioni:
 - ✓ Dati definiti e strutturati secondo una CIM (Computer Integrated Manufacturing)
 - ✓ Separazione tra definizione dei dati e metodi di utilizzo
 - ✓ I componenti utilizzati devono essere descritti funzionalmente in modo da poter essere sostituiti da altri componenti analoghi; dovrebbero rispondere a standards e non essere comunque legati ad un unico produttore
- *Scalability*: possibilità di espansione della struttura e di sua modifica
- *Manageability*: accessibilità dei parametri di configurazione e gestione dei componenti dell'infrastruttura, identificabilità e isolamento dei guasti, gestione da remoto
- *Upgradeability*: la configurazione, il software, gli algoritmi e le credenziali di sicurezza della rete devono poter essere aggiornati in sicurezza e con un numero minimo di visite da remoto
- *Shareability*: l'infrastruttura impiega risorse condivise che offrono economie di scala, minimizzano la duplicazione degli sforzi e, se propriamente organizzati, incoraggiano l'introduzione di soluzioni competitive e innovative

- *Ubiquity*: gli utenti autorizzati devono poter godere dei vantaggi della Smart-Grid indipendentemente da vincoli geografici o altro tipo di barriera
- *Integrity*: l'infrastruttura opera a elevati livelli di prestazioni e affidabilità. Reindirizza in automatico le comunicazioni, opera durante i furi servizio, immagazzina quantità di dati sufficienti al ripristino da condizioni di guasto
- *Ease of Use*: si presuppone che la gestione dell'infrastruttura possa essere effettuata grazie a regole logiche, consistenti e, preferibilmente, intuitive. Il sistema massimizza le informazioni e le scelte per gli utenti, minimizzando al contempo le azioni da compiere per partecipare alla gestione intelligente.

Il concetto di *Interoperability Architectural Perspective* (IAP) elaborato dalla IEEE risulta legato a considerazioni logico-funzionali di reti elettriche, comunicazioni e tecnologie dell'informazione:

- *Power Systems IAP*: gli aspetti fondamentali dal punto di vista delle reti elettriche sono legati alla produzione, consegna e consumo dell'EE, tenendo conto degli apparati, applicazioni e concetti operativi. Essa definisce sette domini comuni a tutte e tre le prospettive: *bulk generation, transmission, distribution, service providers, markets, control/operations and customers*
- *Communications Technology IAP*: gli aspetti fondamentali riguardano le prospettive di connettività tra i vari apparati della rete. Esse includono *communication networks, media, performance* e *protocols*
- *Information Technology IAP*: gli aspetti fondamentali riguardano il controllo dei processi e del flusso dei dati. Essa include le tecnologie per immagazzinamento, gestione e controllo in sicurezza dei flussi informativi.

Rispettando tali specifiche si potrebbe tendere a una struttura globale di rete, modulare, aggiornabile ed espandibile, capace di gestire tutte le funzionalità richieste dallo stato attuale e, soprattutto, dalle esigenze future del mercato energetico.

3.3 Smart Grid: automazione del sistema

Una SG è, come visto, un sistema complesso fortemente interconnesso che necessita di nodi intelligenti capaci di raccogliere, elaborare trasmettere dati e attuare comandi integrati in un articolato sistema di automazione. L'architettura di tale sistema deve rispondere ai requisiti tipici di un SE, attraverso una struttura scalabile a molteplici livelli. Da questo punto di vista, la SG può essere vista come un sistema concentrico, in cui il livello RD circonda quello RT, come indicato in Figura 16. In tale quadro possono pertanto essere individuati i livelli di automazione differenti per la RT e la RD, architetture simili, ma con soluzioni tecnologiche e servizi specifici per le esigenze di ciascun livello, interagenti ma anche in grado di operare autonomamente l'uno rispetto all'altro. A un livello di automazione superiore (automazione di sistema) potrebbe essere, poi, affidato il compito di coordinare il tutto, nel rispetto delle caratteristiche di modularità e interoperabilità [34]-[35].

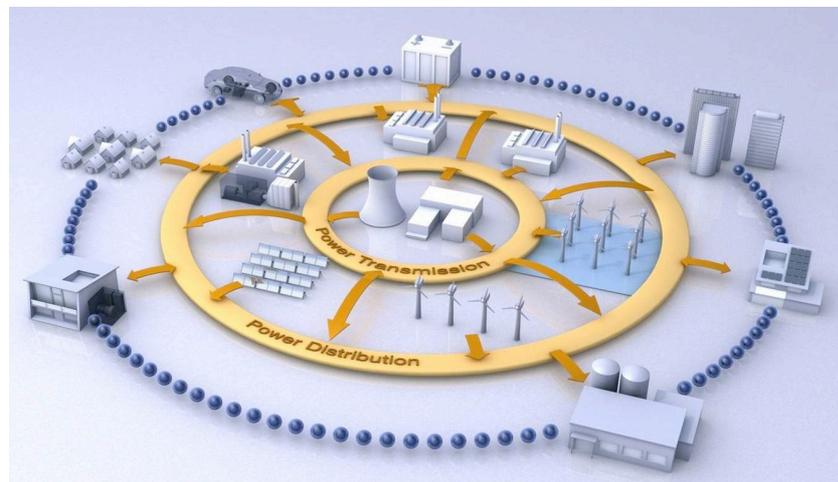


Figura 16 - Struttura ad anelli della Smart Grid - Fonte Siemens

3.3.1 Livello di automazione di sistema

A tale livello sono coinvolte soluzioni atte a risolvere le problematiche di dispacciamento e *unit-commitment* necessarie ad assicurare:

- *Reliability*: capacità del sistema di assicurare la fornitura di energia a tutti gli utenti nel rispetto delle normative vigenti. Una metrica di affidabilità e sostenibilità dovrebbe essere capace di gestire l'elevato livello di non-linearità delle risorse e dei sistemi di conversione, l'incertezza associata ai profili di generazione e carico, le dinamiche del sistema, legate al mercato, alla disponibilità di fonti non programmabili, alla riconfigurazione della rete e alla commutazione dei carichi. Infine dovrebbe tener conto delle caratteristiche stocastiche dei parametri del sistema legate a eventi non usuali [35]-[36]
- *Stability*: concerne la capacità del sistema di reagire ai disturbi, quali corto circuiti e malfunzionamenti inattesi. La stima dei margini di tensione e frequenza mediante metodi basati su stime energetiche sarebbe auspicabile, data l'impossibilità di impiegare metodi numerici per applicazioni in tempo reale
- *Economic Dispatch*: si tende a minimizzare le funzioni di costo dell'intero insieme di unità di generazione, considerando vincoli operativi e della domanda. I metodi classici di computazione richiedono particolari gradi di semplificazione delle funzioni obiettivo, risentendo della non-convessità del comportamento dei sistemi elettrici, che porta solitamente al raggiungimento di minimi locali. In questo settore le tecniche dell'intelligenza artificiale potrebbero rappresentare un valido supporto
- *Unit Commitment*: chiamato anche *pre-dispacciamento*, si tratta di un pacchetto operativo che tende a coordinare il dispacciamento economico e la pianificazione della produzione e delle attività di manutenzione, con un obiettivo temporale di pianificazione oraria nell'ambito di un orizzonte giornaliero e settimanale. Sebbene le tecniche di rilassamento del Lagrangiano producano buoni risultati, essi non sono altrettanto promettenti quanto quelli raggiunti con l'impiego di algoritmi evolutivi [37]

- *Security Analysis*: è necessaria ad assicurare che i carichi siano alimentati senza che il sistema si trovi in condizione di allerta, ad esempio per violazione di qualche vincolo. Negli ultimi tempi si tende ad associare al concetto di stabilità quello di vulnerabilità, inteso quale indice di perdita di carico, tensione o *power-flow*
- *Controllo della GD*: richiede approcci di validità generale per la pianificazione e il controllo dei sistemi sia a livello di distribuzione che di trasmissione, soprattutto in risposta all'elevata penetrazione di sistemi di GD, il cui effetto aggregato tende a farsi sentire anche al livello trasmissione. Queste problematiche riguardano: *forecasting*, ripristino, sicurezza, controllo del reattivo, *power quality*, osservabilità e controllabilità del sistema.

3.3.2 Livello di automazione RT

L'automazione delle diverse funzionalità della RT è fondamentale per la robustezza e la sostenibilità del sistema. Le funzioni fondamentali da sviluppare riguardano sostanzialmente le seguenti aree, riportate in Figura 17:

- *Fault and Stability Diagnosis*: analisi dei margini di stabilità di tensione e frequenza necessari a garantire la riconfigurazione dinamica in risposta a guasti e disturbi. Occorre sviluppare sistemi in grado di effettuare valutazioni in tempo reale dei margini di stabilità della rete in diverse condizioni di carico e possibilità di contingenze. Potrebbe essere necessario uno sviluppo di metodi basati su analisi energetiche, data l'impossibilità di impiego dei metodi numerici. Tecniche analitiche potrebbero invece essere impiegate per l'analisi dei guasti
- *Reactive Power Control*: una delle cause fondamentali di instabilità, specie nelle RT, è l'incapacità della rete di supportare la domanda di potenza reattiva. La causa di tale fenomeno è solitamente riscontrata nelle cadute di tensione dovute alla presenza di componenti reattive dell'impedenza di rete. La funzionalità di controllo della potenza reattiva consiste nello sviluppo di tecniche di ottimizzazione volte alla

minimizzazione delle perdite e al calcolo della potenza reattiva necessaria a risolvere i problemi di degrado dei profili di tensione

- *Distributed Generation for emergency use*: le UGD potrebbero essere utili per fornire alla rete l'energia necessaria al ripristino
- *System Restoration*: tale funzionalità potrebbe impiegare sistemi basati sulla conoscenza, quali algoritmi evolutivi e *Logica Fuzzy* per selezionare l'unità di generazione e/o la linea fuori servizio e controllarne lo stato tramite l'elaborazione dei segnali di misura. Potrebbe altresì impiegare le stesse tecniche per programmare i fuori servizio necessari. In questo frangente, le tecniche di Programmazione Dinamica e quelle evolutive potrebbero rappresentare uno strumento potente in particolar modo per la gestione del sistema in presenza di GD caratterizzata da elevato tasso di intermittenza quali le FER
- *Network Reconfiguration*: strategie competitive di riconfigurazione di sistema in grado di gestire le seguenti problematiche:
 - ✓ non linearità e caratteristiche stocastiche dei parametri caratteristici del SE;
 - ✓ incertezza della generazione e della domanda;
 - ✓ dinamica del SE e degli attori ad esso connessi.

In tale settore, quindi, metodi di controllo basati sull'intelligenza artificiale, quali *Logica Fuzzy* e Reti Neurali, potrebbero essere estremamente utili per soluzioni stocastiche di tipo adattativo alla formulazione generale del problema.

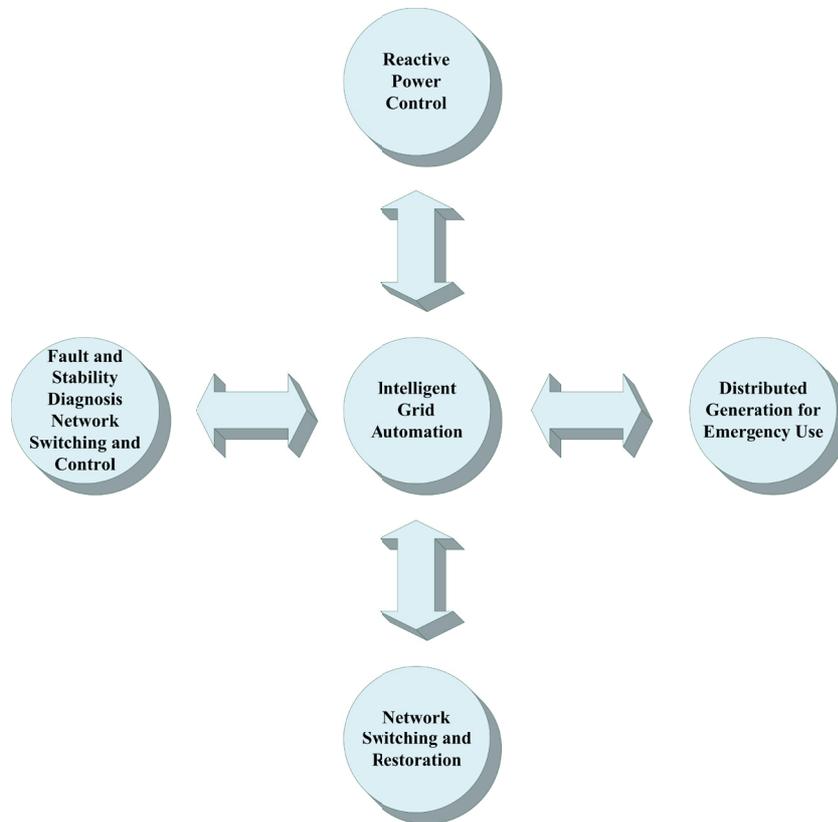


Figura 17 – Automazione del SE: RT – Fonte wiley-IEEE

3.3.3 Livello di automazione RD

Le soluzioni di automazione necessarie alle RD sono finalizzate a minimizzare le perdite, mitigare le interruzioni di fornitura e impiegare con criteri ottimali gli elementi della SG, quali FER, dispositivi di accumulo, e infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici. La struttura generale dei sottosistemi coinvolti a questo livello è riportata in Figura 18.

Alcune funzionalità del livello in esame risultano simili a quelle presentate per il livello trasmissione. A esse si aggiungono:

- *Voltage/VAr control*: più propriamente in merito alle RD, le tecniche di controllo dei profili di tensione mediante scambio della potenza reattiva con la rete potrebbero essere

fondamentali per migliorare tali profili nel rispetto dei vincoli di affidabilità e *power quality* [38]

- *Power Quality*: rappresenta una caratteristica fondamentale richiesta dalle normative vigenti, soprattutto a causa dell'elevata sensibilità delle moderne apparecchiature digitali ai disturbi e alla distorsione di potenza. Gli indici tipici solitamente impiegati, come introdotto nel capitolo precedente, sono:

- ✓ impulsi di tensione;
- ✓ avvallamenti di tensione;
- ✓ distorsione Armonica Totale (THD – Total Harmonic Distortion);
- ✓ flicker.

Un approccio all'elaborazione di tecniche volte all'analisi e al miglioramento dei livelli di *power quality* deve essere in grado di soddisfare i seguenti requisiti:

- ✓ rilevamento dei disturbi;
- ✓ misura in tempo reale dei parametri delle componenti dei disturbi alla rete;
- ✓ quantificazione dei disturbi e dei loro impatti sulla rete;
- ✓ identificazione di tipi e cause dei disturbi;
- ✓ allocazione fisica dei disturbi [39].

- *Demand Side Management Analysis*: rappresenta un mezzo per differenziare la domanda dei consumatori al fine di ridurre i costi operativi della generazione e poter differire il potenziamento della capacità di generazione stessa sul lungo termine. Le esigenze di carattere ambientale possono migliorare notevolmente grazie all'impiego di tale strategia, che tende a ridurre anche l'utilizzo di combustibili fossili e contribuisce all'affidabilità del sistema. Le sue caratteristiche essenziali riguardano:

- ✓ *Peak shifting*;
- ✓ *Valley filling*;
- ✓ *Peak clipping*;
- ✓ *Storage conservation*.

Tali opzioni tendono ad avere un impatto diretto sulle curve di carico delle reti. In termini di esigenze per l'automazione dei sistemi di distribuzione, il DSM può essere suddiviso in tre categorie:

- ✓ Basata su incentivi:
 - *Direct Load Control*: impiega un canale di comunicazione per inviare direttamente i segnali di controllo dal GR a carichi passivi, piccoli generatori e sistemi di accumulo;
 - *Interruptible/Curtailable rates*: gli utenti detengono particolari forme contrattuali con capacità limitata;
 - *Emergency demand response programs*: risposta volontaria a segnali di emergenza;
 - *Capacity market programs*: gli utenti contribuiscono quando la rete ne ha bisogno;
 - *Demand bidding programs*: gli utenti possono decidere di partecipare grazie a prezzi convenienti.
 - ✓ Tariffe temporali:
 - *Time-of-use rates*: si applica una tariffazione fissa;
 - *Critical peak pricing*: simile alla precedente ma più flessibile;
 - *Real-time pricing*: tariffazione in tempo reale.
- Si può anche vedere il DSM come suddiviso;
- *Level I*: obiettivi sul profilo di carico;
 - *Level II*: utilizzo, alternative tecnologiche, strategie di mercato;
- oppure:
- *Market DR*: tariffazione in tempo reale, incentivi;
 - *Physical DR*: gestione della rete e segnali di emergenza [40].

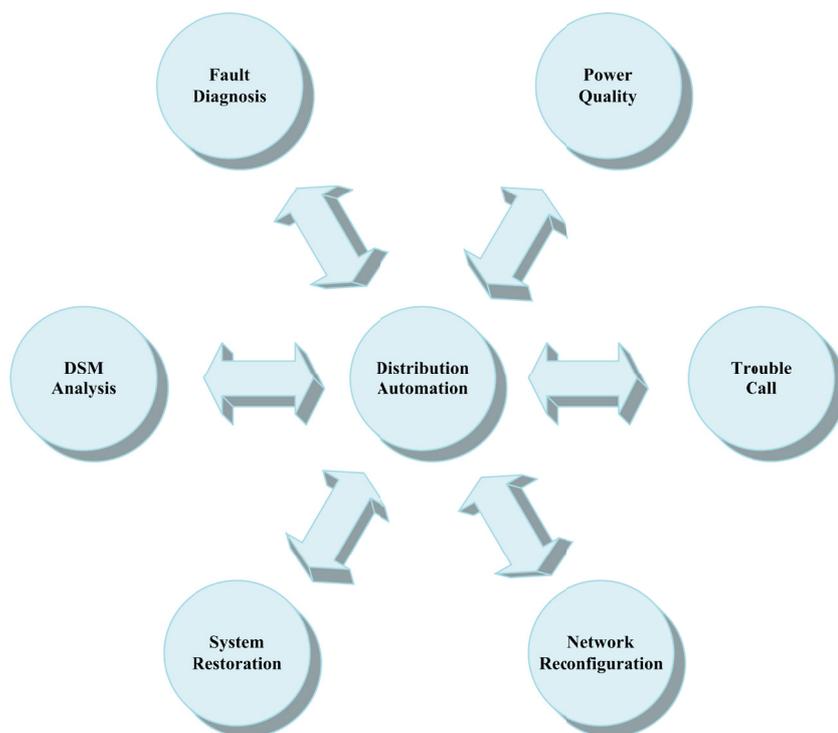


Figura 18 - Automazione del SE: RD - Fonte Wiley-IEEE

Si evidenzia, quindi, come gli strumenti e le tecniche della ICT presentino enormi potenzialità per la corretta implementazione della rete del futuro, le cui soluzioni costitutive e gestionali dovranno essere caratterizzate da decentralizzazione, cooperazione, modularità e visione d'insieme al contempo, quindi un compromesso ottimale tra esigenze spesso contrastanti.

Capitolo 4

Scenari di integrazione della GD nelle RD

Tra i molteplici problemi posti dall'introduzione delle UGD nelle RD - tradizionalmente progettate e gestite quali reti passive - introdotti nei capitoli precedenti, nella presente trattazione si intende affrontare e proporre una soluzione a quelli relativi al controllo dei profili di tensione in presenza di forte penetrazione di GD, in particolar modo da fonte rinnovabile. Allo scopo si propone un approccio modulare, flessibile, scalabile e di semplice impiego, che possa porre le problematiche di comunicazione tipiche delle soluzioni centralizzate in una fascia di minore criticità, consentendo, al tempo stesso, l'applicabilità della soluzione a scenari di sviluppo differenti delle SG.

Il lavoro propone un approccio unificato per la gestione di UGD connesse alle reti di distribuzione tramite convertitori elettronici.

Allo scopo di dimostrare la validità della soluzione proposta, è stata realizzata una campagna di simulazione sul modello di una RD debole operata nel Mezzogiorno d'Italia. La scelta di questo tipo di rete non è stata casuale: infatti, le reti deboli ben rappresentano la struttura tipica delle RD nelle aree sub-urbane e extra-urbane che più di altre stanno ospitando sistemi di GD; inoltre, il valore ridotto del rapporto tra reattanza e resistenza di linea che le caratterizza tende, proprio su tali reti, ad accentuare le problematiche di contenimento dei profili di tensione entro i limiti ammessi da standard e normative internazionali [41], rendendo maggiormente probabile il verificarsi di condizioni che richiedano il distacco delle UGD dalla rete stessa a causa di superamento dei vincoli di tensione al nodo di interconnessione.

Al fine di rendere evidente l'impatto che le UGD possono determinare sui profili di tensione in RD, si propone preliminarmente

l'analisi di alcuni casi studio riferiti a una rete di distribuzione esercita nella Sicilia orientale. La stessa rete sarà, poi, utilizzata nel capitolo finale per verificare l'efficacia delle soluzioni proposte illustrate nel prossimo capitolo.

4.1 Modello della rete elettrica di riferimento

Al fine di costruire un modello del sistema in oggetto, il primo passo consiste nell'elaborare il modello della rete, nel caso considerato una rete rurale basata sulle caratteristiche di una rete reale esercita in MT sul territorio siciliano [42]. La RD risulta collegata attraverso una unica cabina a una rete di sub-trasmissione a tensione nominale $V_{Tn} = 150$ kV, frequenza di esercizio $f_R = 50$ Hz, potenza di corto circuito $P_{cc} = 750$ MVA, rapporto $X/R = 0.1$, tramite un trasformatore AT/MT di potenza nominale $P_n = 25$ MVA. È esercita a una tensione $V_n = 20.8$ kV e presenta una tensione di corto circuito $V_{cc} = 15.5\%$.

Dalla sbarra MT si diramano quattro linee, caratterizzate da differenti configurazioni fisiche e profili di carico:

- una linea ad alta concentrazione di carico (*Linea A*) è caratterizzata da un tratto aereo iniziale lungo 9.60 km seguito da linee in cavo sotterraneo per una lunghezza complessiva pari di circa 17.23 km. La tipologia di carico è principalmente di tipo residenziale e commerciale, collegato attraverso cabine in muratura di potenza compresa nell'intervallo 250÷400 kVA
- la linea a media concentrazione di carico (*Linea B*) è caratterizzata da una dorsale in cavo sotterraneo di 4.30 km, necessaria ad alimentare utenze prevalentemente di tipo industriale connesse per mezzo di cabine in muratura di potenza compresa tra 250 e 400 kVA
- la linea a bassa concentrazione di carico (*Linea C*), lunga circa 20.37 km, è costituita principalmente da tratti aerei con numerose diramazioni caratterizzate da livelli di carico contenuti (con potenza compresa nell'intervallo 50÷100 kVA). La linea è piuttosto scarica, tanto da provocare un carico massimo del 20% della portata dei conduttori durante i periodi di picco della domanda. La suddetta linea presenta valori del

rapporto X/R assimilabili a quelli di una rete debole, nonché livelli di carico bassi, tipici delle aree rurali.

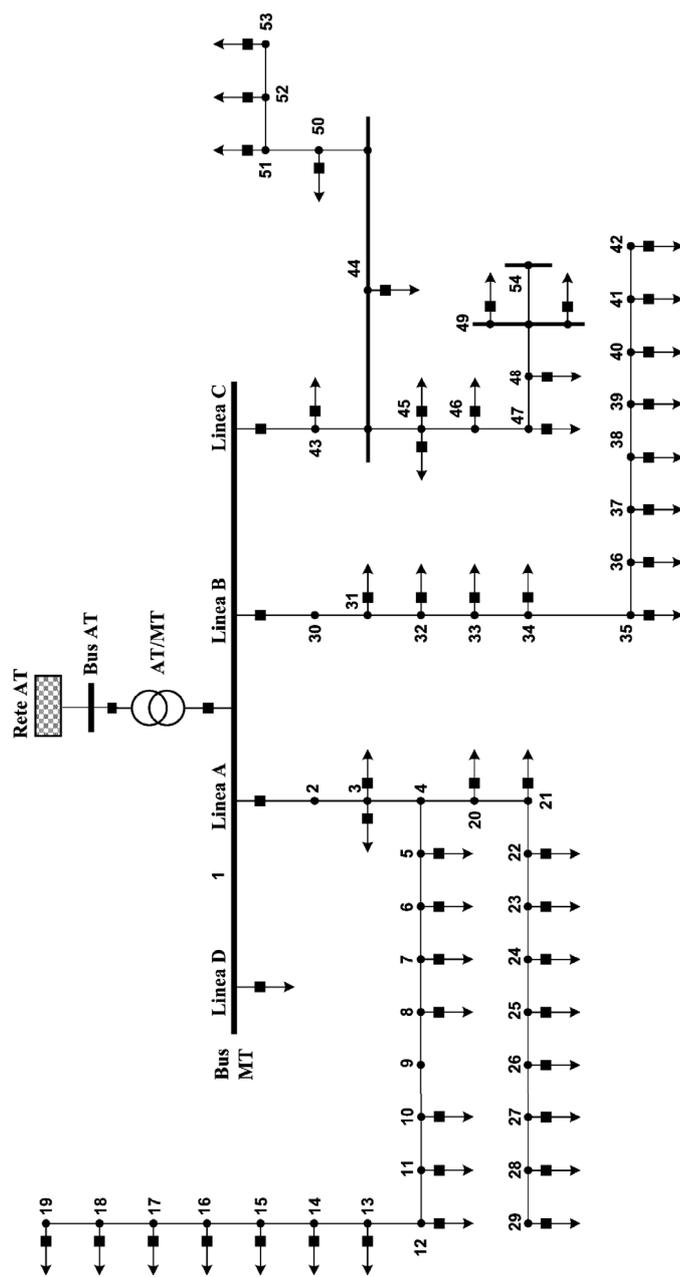


Figura 19 - Schema unifilare della RD MT di riferimento

- le ramificazioni laterali (*Linea D*), corte e poco significative ai fini trattazione in oggetto, sono rappresentate in modo semplificato come un carico equivalente connesso direttamente alla sbarra MT.

La Figura 19 illustra lo schema unifilare della suddetta RD.

Le caratteristiche del trasformatore AT/MT sono invece riportate in Tabella 2.

Tabella 2 - Caratteristiche del trasformatore AT/MT - Fonte ENEL

Potenza Apparente	25 MVA
Tensione Primario	150±12×1,5%
Tensione Secondario	20,8 kV
Tensione di corto circuito	15,5%
Perdite nel Rame	118 kW
Perdite a Vuoto	17 kW
Corrente a Vuoto	1%

Allo scopo di valutare gli effetti dell'inserzione di UGD lungo la rete e in funzione delle caratteristiche suddette delle varie linee, si considerano i carichi modulati secondo i coefficienti di utilizzo riportati in Tabella 3.

Tabella 3 – Coefficienti di utilizzo linee RD

Linea	Fattore di carico
Linea A	0.55
Linea B	0.7
Linea C	0.4
Linea D	0.6

Tali coefficienti di utilizzo sono adottati quali fattori moltiplicativi dei profili di carico residenziale, commerciale e industriale, assunti quali profili giornalieri caratteristici dei vari tipi di carico. Con maggiore dettaglio, nella trattazione seguente si considereranno, infatti, simulazioni ottenute quali successioni di stati stazionari applicate a profili medi giornalieri di carico e, successivamente, GD,

con variazione su base temporale pari a 10 minuti. Tale condizione assicura, tra due simulazioni successive, l'asestamento delle possibili oscillazioni smorzate in transitorio, supposta la stabilità della rete.

Con riferimento ai carichi sono stati considerati profili di carico tipici, reperiti dalla letteratura [43]-[44], riportati in Figura 20.

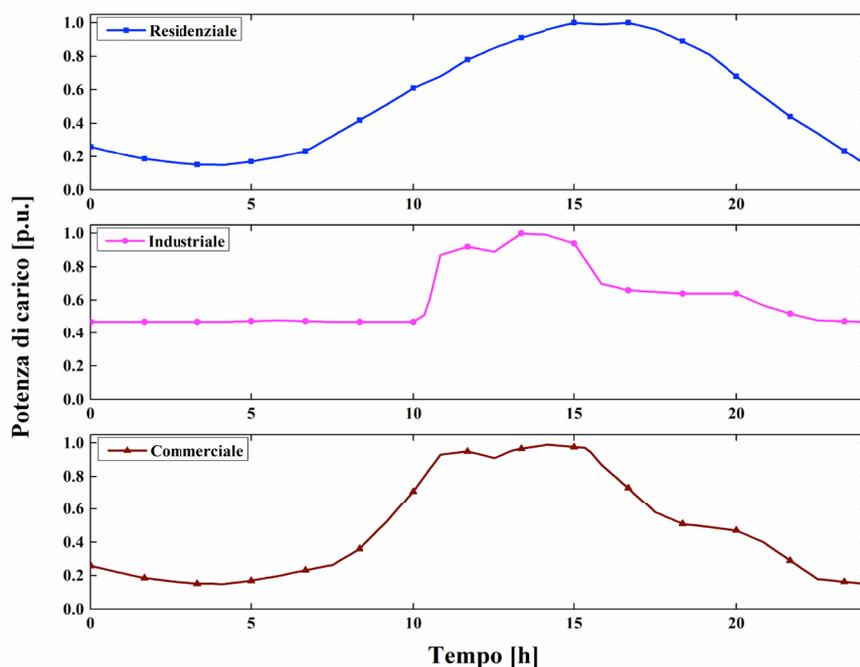


Figura 20 - Profili di carico - Fonte IEEE

4.2 Comportamento della rete in assenza di GD

La regolazione della tensione sulla rete in esame avviene tramite intervento del dispositivo di Regolazione Automatica della Tensione e del VSC del trasformatore AT/MT. Il dispositivo di regolazione permette il controllo della tensione con variazioni di tipo discreto di ampiezza pari al 1.5% di V_n .

Analizzando il comportamento della rete durante un intervallo giornaliero in assenza di GD, si nota che il dispositivo di regolazione

imposta la tensione alla sbarra MT a un valore pari a 1.006 p.u., garantendo il contenimento dei profili di tensione entro i livelli normati. In particolare, è possibile notare l'evoluzione dei profili di tensione lungo i nodi delle tre linee di interesse in Figura 21÷Figura 23.

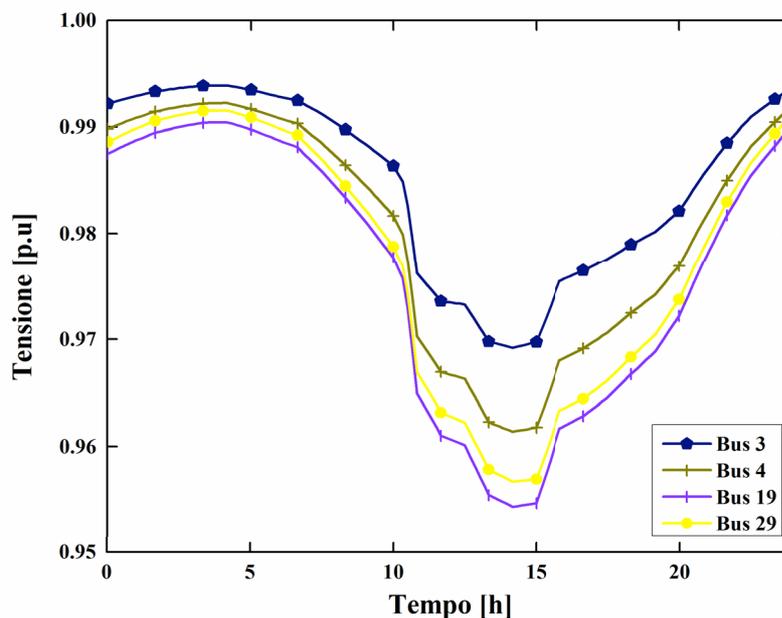


Figura 21 - Profili di tensione alla linea A in assenza di GD

Si nota come, essendo la *Linea A* linea caratterizzata da elevata concentrazione di carico, in prossimità dei picchi di carico la tensione raggiunga valori minimi prossimi a 0.95 p.u. Nonostante sia ipotizzata la posizione fissa del regolatore, esso riesce comunque a garantire il contenimento dei profili entro i valori normati.

Per quanto concerne la *Linea B*, si ottengono i risultati riportati in Figura 22. Il valore della tensione è meno condizionato dalle variazioni dei profili di carico rispetto al caso precedente.

Infine, in Figura 23 sono illustrati i profili di tensione alla *Linea C*.

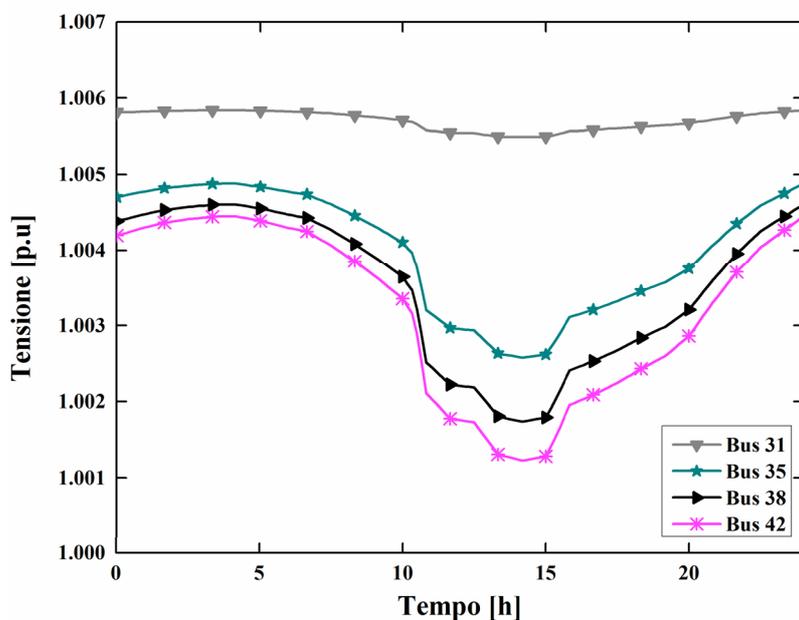


Figura 22 - Profili di tensione alla Linea B in assenza di GD

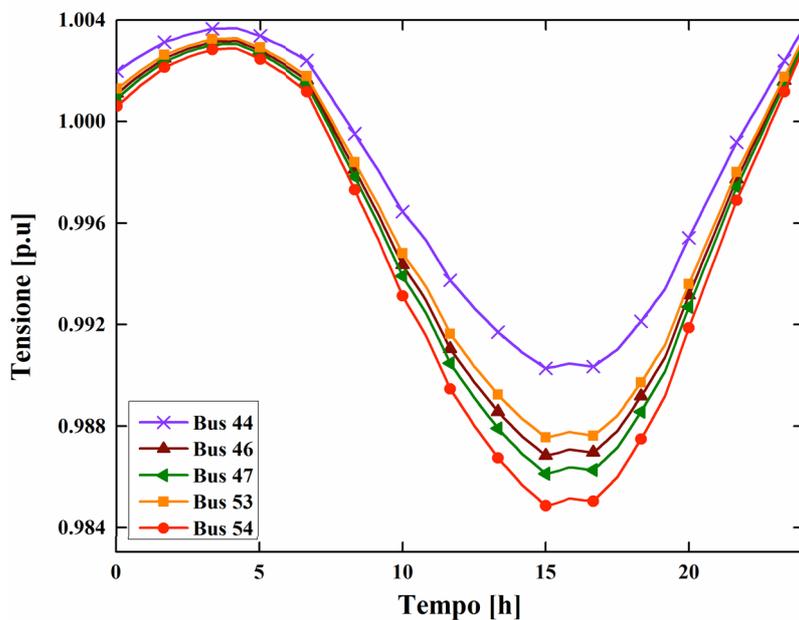


Figura 23 - Profili di tensione alla Linea C in assenza di GD

Si nota una leggera variazione della tensione, legata principalmente all'elevata sensibilità di tale linea alle variazioni del flusso di potenza attiva, data la scarsa concentrazione di carico e il basso coefficiente di utilizzo adottato. Nel seguito si mostrerà come proprio la *Linea C*, dalle tipiche caratteristiche rurali, sia molto sensibile all'integrazione di GD al suo interno.

4.3 Comportamento della rete in presenza di GD

Si considera la rete in esame particolarmente idonea all'applicazione di GD da fonte rinnovabile, quale eolica e fotovoltaica, in corrispondenza delle linee *B* e *C*. Pertanto si considerano, agli scopi di valutazione dell'inserzione di UGD e di validazione della successiva azione di controllo proposta, due scenari d'integrazione di GD da fonte rinnovabile. In particolare:

- **Scenario I:** integrazione di generatori eolici (WDG – *Wind Distributed Generators*)
- **Scenario II:** aggiunta di generatori fotovoltaici (PVDG - *PhotoVoltaic Distributed Generators*)

Nello schema di rete sono evidenziati i punti di connessione dei due gruppi di generatori. Il secondo scenario è implementato aggiungendo i PVDG alla configurazione presente nel primo.

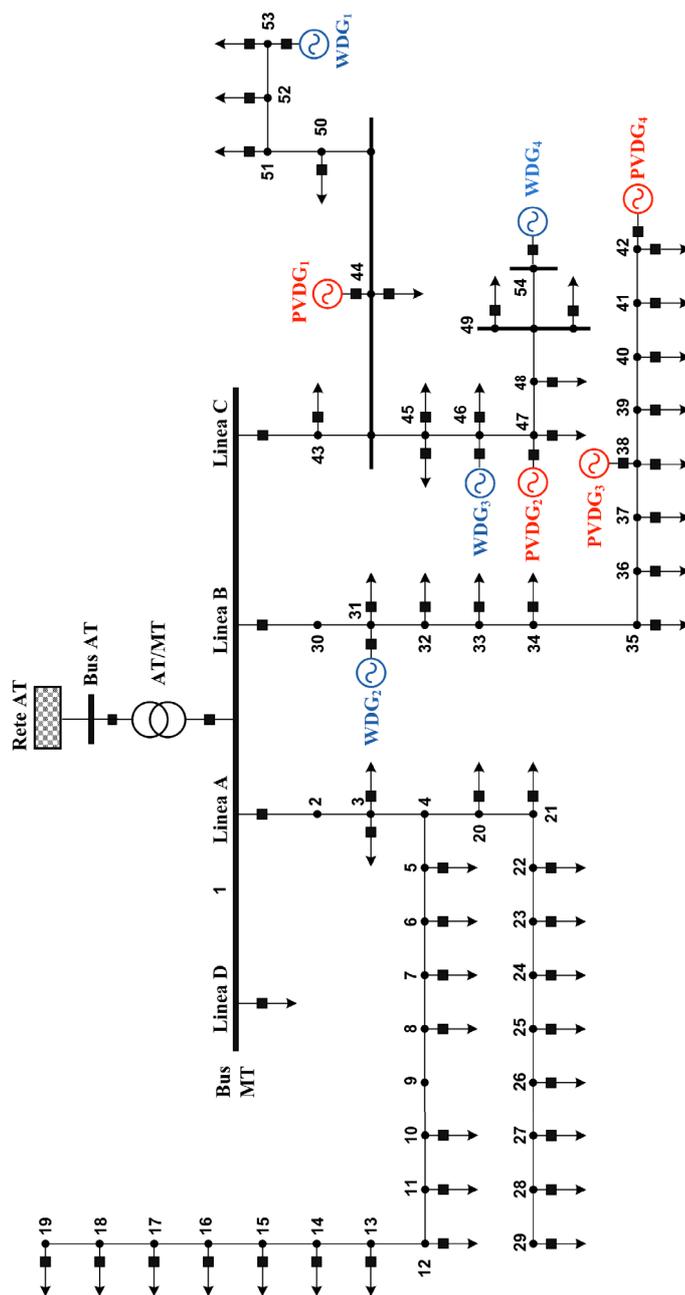


Figura 24 - Schema unifilare della rete di riferimento in presenza di GD

Per gli scenari introdotti si considerano profili medi tipici di generazione da eolico e fotovoltaico riscontrabili in letteratura e riportati in Figura 25.

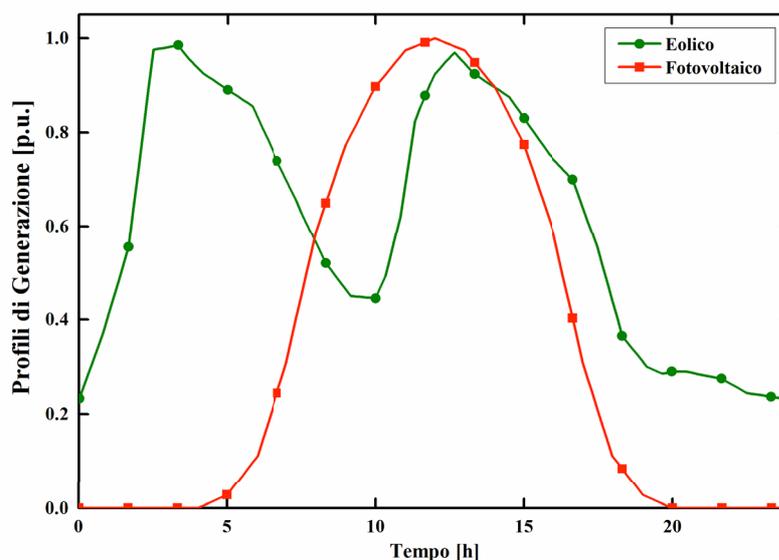


Figura 25 - Profili di generazione eolica e fotovoltaica

4.3.1 Scenario I – Integrazione WDG

Nel presente scenario si considerano integrati all'interno della rete quattro generatori eolici, collegati al PCC tramite convertitori *full-power back-to-back*. In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono riportate le taglie e i PCC dei quattro generatori.

Tabella 4 – Caratteristiche elettriche dei WDG

UGD	Potenza attiva nominale [MW]	Fattore di potenza	PCC
WDG ₁	2.5	1	Bus 53
WDG ₂	2.5	1	Bus 31
WDG ₃	2.5	1	Bus 46
WDG ₄	2.5	1	Bus 54

In tali condizioni, mantenendo la tensione di sbarra a 1.006 p.u., la tensione ai bus di connessione delle WDG presenterebbe l'evoluzione riportata in Figura 26.

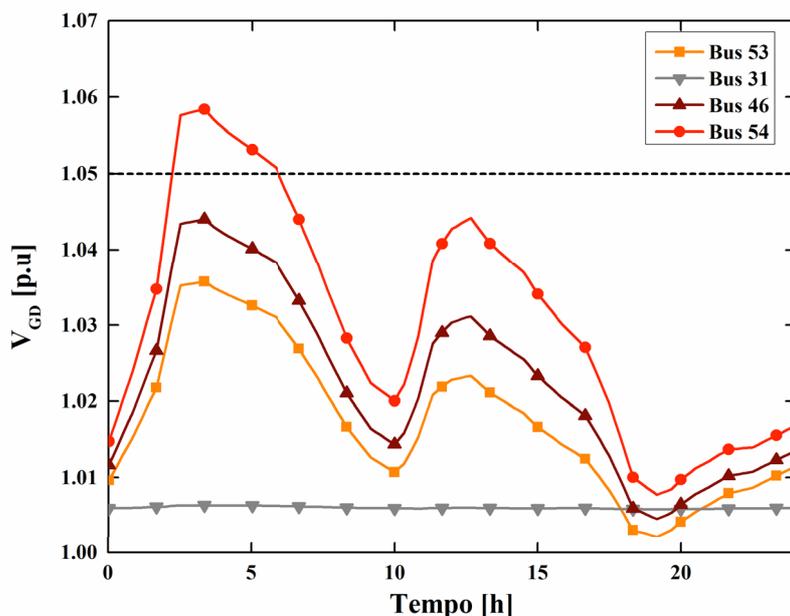


Figura 26 - Profili di tensione al PCC delle WDG in assenza di controllo

Si nota come la tensione al bus 54 violi il limite superiore pari a 1.05 p.u. che determinerebbe l'intervento delle protezioni per massima tensione e il conseguente distacco della UGD. Inoltre, il risultato della simulazione mostra come la tensione al bus 31 risulti poco affetta da variazioni, sostanzialmente a causa del maggior carico della linea e alla sua configurazione in cavo interrato, caratterizzata da un valore più elevato del rapporto X/R .

Esaminando il comportamento del regolatore centralizzato, si nota che l'azione di controllo atta a contenere i profili di tensione, richiederebbe una regolazione con variazione di un passo del VSC, che comporterebbe i profili di tensione riportati in Figura 27 per i WDG. Tale operazione porterebbe, però, alla violazione del limite inferiore di tensione lungo la *Linea A*, così come mostrato in Figura 28. Si nota come la sola azione di regolazione offerta a monte dal trasformatore non consenta il raggiungimento degli obiettivi.

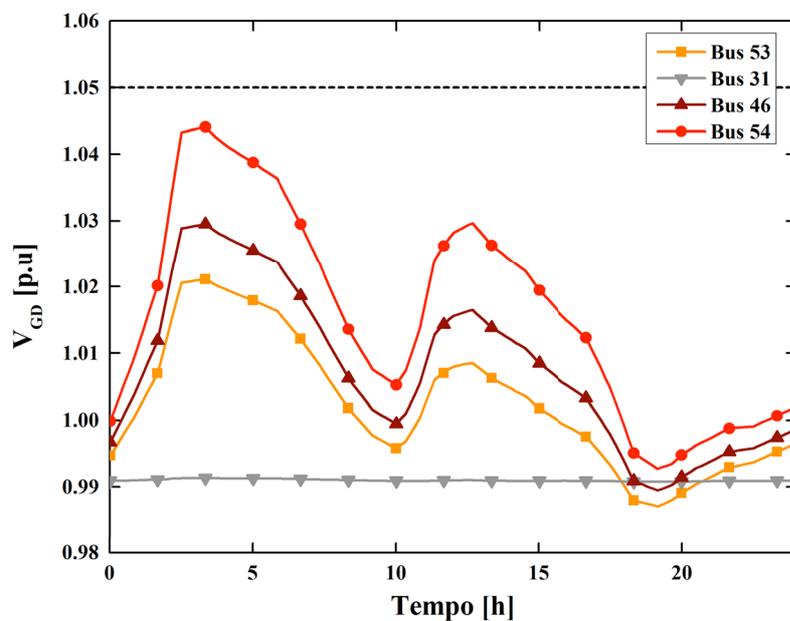


Figura 27 - Profili di tensione al PCC delle WDG con controllo centralizzato

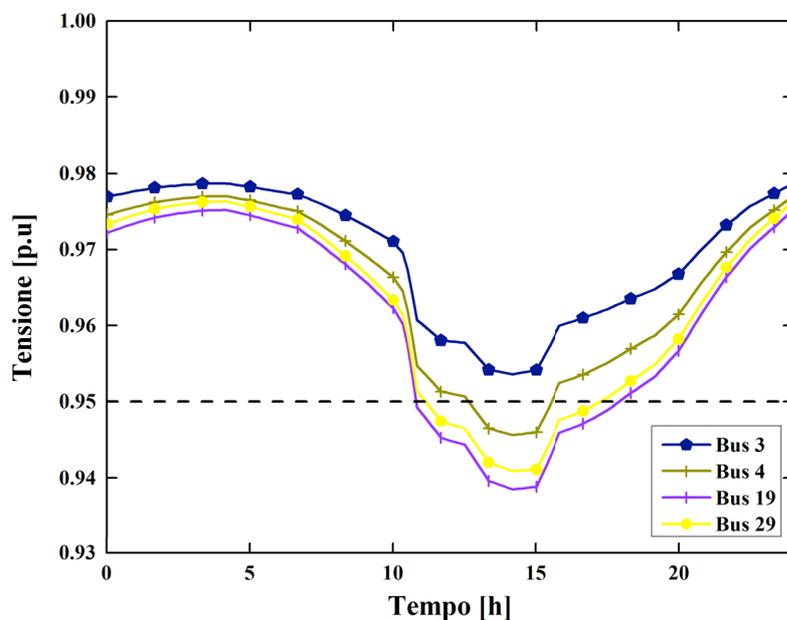


Figura 28 – Profili di tensione lungo Linea A con controllo centralizzato

4.3.2 Scenario II – Integrazione WDG + PVDG

In questo caso, ai quattro WDG considerati nello scenario precedente, si aggiungono quattro PVDG, prevedendo, in questo caso, una doppia taglia di potenza allo scopo di rendere lo studio maggiormente verosimile, data l'elevata modularità degli impianti PV stessi. La Tabella 5 illustra le scelte effettuate.

Tabella 5 – Caratteristiche elettriche dei PVDG

UGD	Potenza attiva nominale [MW]	Fattore di potenza	PCC
PVDG ₁	2.2	1	Bus 44
PVDG ₂	2.2	1	Bus 47
PVDG ₃	1.4	1	Bus 38
PVDG ₄	1.4	1	Bus 42

In queste condizioni, la situazione che si presenterebbe in assenza di azione di controllo sarebbe maggiormente critica, con l'UGD al bus 54 in condizioni simili al caso precedente nelle prime ore del mattino, e ben tre UGD che operano in violazione dei limiti di tensione nel primo pomeriggio, a causa dell'incremento del livello del picco pomeridiano di generazione causato dalle PVGD. In particolare, la situazione maggiormente critica concerne la diramazione della *Linea C* alla quale sono collegati due WDG e un PVDG (bus 46, 47, 54), così come evidenziato in Figura 29.

Anche in tale scenario, a maggior ragione, il solo regolatore di tensione del trasformatore non sarebbe in grado di esercire un'appropriata azione di controllo.

Gli esempi riportati tendono a porre in evidenza le forti limitazioni che una classica tecnica di controllo centralizzato [45], idonea per decenni al controllo di reti passive, presenta per la soluzione di problematiche di integrazione di GD.

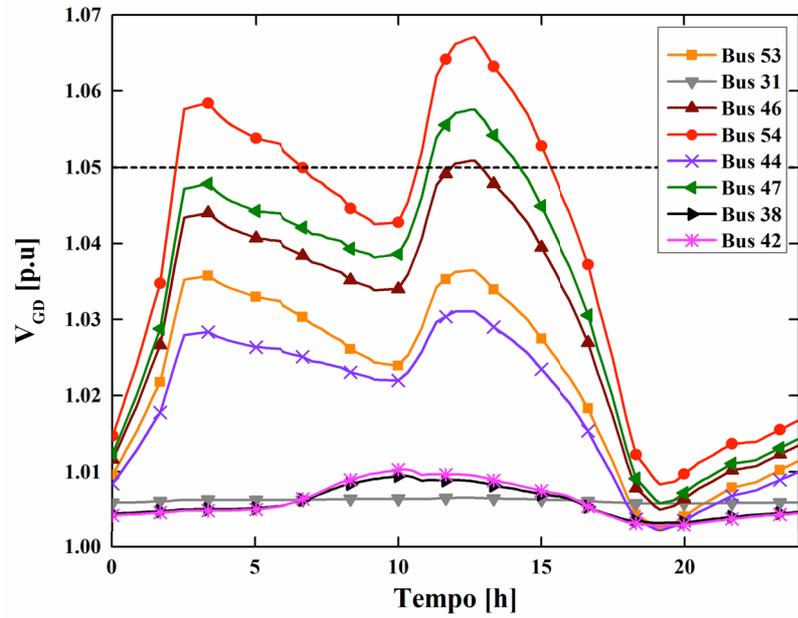


Figura 29 - Profili di tensione ai PCC delle WDG+PVDG in assenza di controllo

Capitolo 5

Proposta di un algoritmo di controllo per la gestione della GD nelle SG

Come visto in precedenza, il solo controllo centralizzato relativo alla variazione di posizione del regolatore associato al trasformatore AT/MT non risulta sufficiente a garantire un'azione di controllo adeguata in presenza di forte penetrazione della GD. Si rendono pertanto necessari approcci differenti, in grado di implementare l'azione di controllo mediante settaggio del regolatore di tensione del trasformatore e, ad esempio, mediante controllo remoto dei flussi di potenza reattiva lungo la linea tramite banchi di condensatori. Il problema principale dell'impiego di tali banchi consiste nel monitoraggio necessario a un loro corretto funzionamento. Inoltre, come spesso accade, essi sono scollegati in condizioni di carico minimo, quando le UGD possono presentare i maggiori problemi in termini d'innalzamento della tensione lungo le linee [46]. Sebbene in fase di pianificazione sia possibile inserire opportunamente i banchi lungo la rete al fine di massimizzarne il contributo di regolazione, successive penetrazioni di GD potrebbero vanificarne l'effetto positivo, rendendo tale soluzione poco adatta in termini di modularità per l'evoluzione della configurazione della rete. Va infine tenuto in conto che i dispositivi di controllo tradizionali spesso non sono caratterizzati da velocità di reazione sufficientemente elevata da poter gestire eventi transitori quali ombreggiamenti improvvisi legati al passaggio di nuvole su moduli fotovoltaici [47].

Per contro, negli ultimi anni, l'attenzione della comunità scientifica si è spostata verso approcci distribuiti, alcune volte definiti decentralizzati e/o coordinati, essenzialmente in funzione del tipo di distribuzione dell'azione di controllo effettuata, dell'eventuale presenza di azioni di coordinamento tra i vari dispositivi di

regolazione e di un ente di livello superiore in grado di coordinare l'azione di controllo.

Rispetto ad azioni centralizzate, gli approcci distribuiti sembrano essere maggiormente promettenti, soprattutto nel caso prevedano la possibilità, da parte delle UGD, di fornire servizi ancillari alla rete quali, ad esempio, quelli di regolazione della tensione [48]. Inoltre essi possono presentare effetti positivi sia in termini di riduzione delle perdite all'interno della rete che di incremento della penetrabilità di GD, grazie alla loro maggiore flessibilità rispetto agli approcci centralizzati [49].

Varie proposte di tecniche di controllo distribuito sono state presentate in letteratura negli ultimi anni. Un controllo coordinato tra vari dispositivi di regolazione associati alle linee di una rete radiale è proposto in [46], così come alcuni approcci distribuiti basati su sistemi ad agenti sono presentati in [50]-[51]. Uno schema di controllo basato su valutazioni economiche atte a determinare la fonte di potenza reattiva necessaria al controllo maggiormente conveniente è proposto in [52]. In tali approcci è però fondamentale, come in quelli centralizzati, la disponibilità di un canale di comunicazione molto affidabile lungo tutta la rete e di una infrastruttura tecnologica per il monitoraggio delle tensioni lungo le linee, che, attraverso il sistema di comunicazione, trasmetta al regolatore le informazioni sui valori delle tensioni. Allo scopo di ridurre la dipendenza dall'affidabilità del canale di comunicazione, ad esempio, in [53] si opera la scomposizione di una RD in sotto-reti, al fine di poter applicare tecniche di ottimizzazione lineare, rendendo, al contempo, la criticità della comunicazione relativa a un ambito ristretto alle sole sotto-reti.

Allo scopo di garantire una decentralizzazione dell'azione di controllo e una maggiore autonomia dei controllori locali, sta emergendo, all'attenzione della ricerca e della comunità tecnica, la possibilità di sfruttare le potenzialità di controllo locale delle UGD connesse alla rete mediante convertitori elettronici di potenza. Tale tipo di approccio presenta svariati vantaggi, soprattutto perché l'azione di controllo effettuata in prossimità del PCC può consentire l'implementazione di soluzioni efficienti, flessibili e scalabili [54]. Tra le soluzioni proposte, poche affrontano il problema di generatori multipli connessi a reti complesse [53]. Un lavoro che tende a

impiegare i convertitori di potenza per il controllo di impianti PV volto a minimizzare le perdite nella rete e la deviazione rispetto ad una tensione di riferimento è proposto in [55] e applicato alla rete a singola linea presentata in [54]. Un approccio volto alla decentralizzazione del controllo mediante stima della variazione di tensione ai nodi prossimi a quello di applicazione della GD tramite misure di corrente è presentato in [56]. L'ottimizzazione del controllo reattivo di inverter mediante minimizzazione della deviazione delle tensione rispetto a un riferimento è illustrato in [57].

Alcuni lavori presentano tecniche di ottimizzazione applicate a controllori distribuiti in *Logica Fuzzy*, sebbene soluzione richieda comunque una conoscenza del dominio volta alla definizione della struttura di base delle *Membership Functions* da impiegare [58]-[59]. Il lavoro [60] consiste invece in un controllo decentralizzato basato su reti neurali, nel quale l'addestramento della rete si basa su profili desiderati di funzionamento della RD. In [61] si propone un controllo distribuito basato su una logica di intervento a soglie per le UGD.

Il lavoro di tesi concentra l'attenzione sulle proprietà di modulazione della potenza reattiva/attiva possedute dai convertitori elettronici impiegati per la connessione delle UGD alla rete, allo scopo di proporre una soluzione di controllo di tipo decentralizzato e modulare, che ben si presti all'integrazione in scenari di sviluppo delle SG.

5.1 *Capability Curves dei convertitori elettronici*

L'avvento delle tecnologie di GD è stato accompagnato, soprattutto nel caso di impianti da FER, dall'impiego di convertitori elettronici necessari per massimizzare la produzione dalla sorgente e adattare l'energia prodotta ai livelli richiesti per la connessione alla rete elettrica e/o il suo utilizzo da parte dell'utente finale. Allo scopo di dimostrare il dominio di controllabilità (*Capability Coverage*) delle UGD connesse tramite tali convertitori, si considera un approccio generalizzato rappresentato dallo schema in Figura 30. Solitamente il convertitore lato generatore viene impiegato per implementare algoritmi di inseguimento del punto di massima potenza dei generatori

stessi, intesi in questo caso come turbine eoliche o schiere di moduli fotovoltaici. Lo stadio intermedio in continua, o *DC-link*, rappresenta il punto di partenza della trattazione in esame. Infatti, l'adattamento delle grandezze elettriche al *DC-link* ai livelli e forme richieste dalla rete viene effettuato dal convertitore lato rete (*Grid Side Converter*).

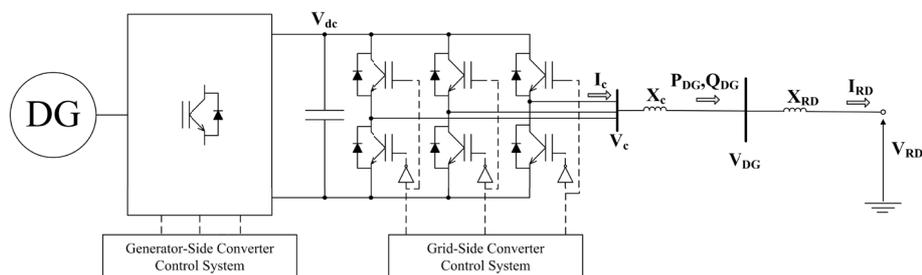


Figura 30 - DG connessa tramite convertitore elettronico

La trattazione seguente risulta applicabile sia al caso di WDG collegate tramite convertitori *full power back-to-back* che di PVDG collegate tramite inverter a singolo o doppio stadio. In particolare, prendendo in esame il solo convertitore lato rete e assimilando quest'ultima a un'impedenza e una tensione equivalente (corrispondente a quella al PCC), si impone la necessità di preservare la forma sinusoidale della tensione di uscita.

Considerando inglobate le componenti induttive, di eventuali filtri e trasformatore per l'innalzamento della tensione ai valori MT, all'interno della reattanza X_C , si ha che i valori di potenza attiva P_{DG} e potenza reattiva Q_{DG} al PCC risultano:

$$\begin{cases} P_{DG} = V_{RD} I_{RD} \cos \theta \\ Q_{DG} = (V_{RD} \sin \theta + X_{RD} I_{RD}) I_{RD} \end{cases} \quad (1)$$

dove P_{DG} e Q_{DG} rappresentano potenza attiva e reattiva riferita al PCC, V_{RD} e I_{RD} rappresentano tensione e corrente lato rete, X_{RD} la reattanza a valle del PCC. Eliminando la dipendenza da θ si ottiene:

$$P_{DG}^2 + Q_{DG}^2 + X_{RD}^2 I_{RD}^4 - (2X_{RD} Q_{DG} + V_{RD}^2) I_{RD}^2 = 0 \quad (2)$$

che impone, allo scopo di ottenere soluzioni reali:

$$Q_{DG} \geq \frac{X_{RD}}{V_{RD}^2} P_{DG}^2 - \frac{V_{RD}^2}{X_{RD}}. \quad (3)$$

Considerando il valore quadratico medio della componente fondamentale della tensione in uscita dal convertitore calcolato come:

$$v_c = \sqrt{V_{RD}^2 + 2(X_{RD} + X_C)I_{RD}V_{RD} \sin\theta + (X_{RD} + X_C)^2 I_{RD}^2} \quad (4)$$

data la presenza dei diodi in antiparallelo alle valvole, la tensione al *DC-link* deve, per assicurare la regolazione, risultare [62]:

$$V_{dc} > \sqrt{2}V_C \quad (5)$$

e, in termini di valori massimi [63]:

$$V_{dc,max} = \sqrt{2}V_{C,max}. \quad (6)$$

Dalle equazioni (4) e (5), esprimendo $\sin\theta$ in funzione di Q_{DG} e I_{RD} e tenendo conto del vincolo necessario a soddisfare l'equazione (2) si ottiene:

$$\begin{aligned} & (X_{RD}^2 + X_C^2) \sqrt{V_{RD}^4 + 4X_{RD}V_{RD}^2 Q_{DG} - 4X_{RD}^2 P_{DG}^2} > \\ & > 2X_{RD} (X_{RD}^2 + X_C^2) - X_{RD}^2 V_{dc}^2 + (X_{RD}^2 + X_C^2) V_{RD}^2. \end{aligned} \quad (7)$$

Nel caso in cui X_C sia maggiore di X_{RD} , e Q_{DG} soddisfi la (8), entrambi i membri dell'equazione (7) sono non negativi, potendone quindi estrarre la radice:

$$Q_{DG,S} \geq \frac{X_{RD}^2 V_{dc}^2 - (X_{RD}^2 + X_C^2) V_{RD}^2}{2X_{RD} (X_{RD}^2 + X_C^2)}. \quad (8)$$

Riordinando si ottiene:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{X_C - X_{RD}}{X_C + X_{RD}} \right)^2 P_{DG}^2 + \left(Q_{DG} + \frac{2X_C V_{RD}^2 - X_{RD} V_{dc}^2}{2(X_C + X_{RD})^2} \right)^2 < \\ & < \left(\frac{(X_{RD} - X_C) V_{dc} V_{RD}}{\sqrt{2}(X_C + X_{RD})^2} \right)^2 \end{aligned} \quad (9)$$

Senza perdere di generalità si può osservare che nelle reti elettriche solitamente $X_C \gg X_{RD}$, quindi il risultato finale relativo al vincolo di *capability* imposto dalla tensione del convertitore risulta:

$$P_{DG}^2 + \left(Q_{DG} + \frac{V_{DG}^2}{X_C} \right)^2 \leq \left(\frac{V_C V_{DG}}{X_C} \right)^2 \quad (10)$$

dove si è considerato che $V_{RD} = V_{DG}$ per $X_C \gg X_{RD}$ riportando la tensione del convertitore in funzione di V_C mediante la (6).

Con analogo ragionamento si ottiene il limite di *capability*, sempre di tipo circolare, imposto dalla corrente massima del convertitore:

$$P_{DG}^2 + Q_{DG}^2 \leq (V_{DG} I_C)^2 \quad (11)$$

Considerando i valori di targa di P_{DG} e Q_{DG} nell'equazione (11), è possibile esprimere il limite di corrente del convertitore in p.u.:

$$I_{c,\max} = \frac{\sqrt{1 + \tan^2 \theta_R}}{V_{DG,\min}} \quad (12)$$

Il limite in tensione (espresso in p.u.) può essere derivato dall'equazione (10), dove X_C è calcolato alla frequenza massima f_{\max} :

$$V_{c,\max} = \frac{f_{\max} X_c}{V_{DG,\max}} \sqrt{1 + \left(\tan \theta_R + \frac{V_{DG,\max}^2}{f_{\max} X_c} \right)^2} \quad (13)$$

Rappresentando i vincoli di *capability* in funzione della potenza reattiva, quindi, si ottiene:

$$Q_{DG} = \min\{Q_{DG}^c, Q_{DG}^v\} \quad (14)$$

dove:

$$Q_{DG}^c = \sqrt{(V_{DG} I_{c,max})^2 - P_{DG}^2}$$

$$Q_{DG}^v = \sqrt{\left(\frac{V_{c,max} V_{DG}}{X_c}\right)^2 - P_{DG}^2 - \frac{V_{DG}^2}{X_c}} \quad (15)$$

Elaborando le *capability curves* in funzione del fattore di potenza, si deriva una curva simile a quella rappresentata in Figura 31 per $V_{DG,max} = 1.05$ p.u., $V_{DG,min} = 0.9$, $X_C = 30\%$, $f_{max} = 1.01$ p.u. [63]-[64].

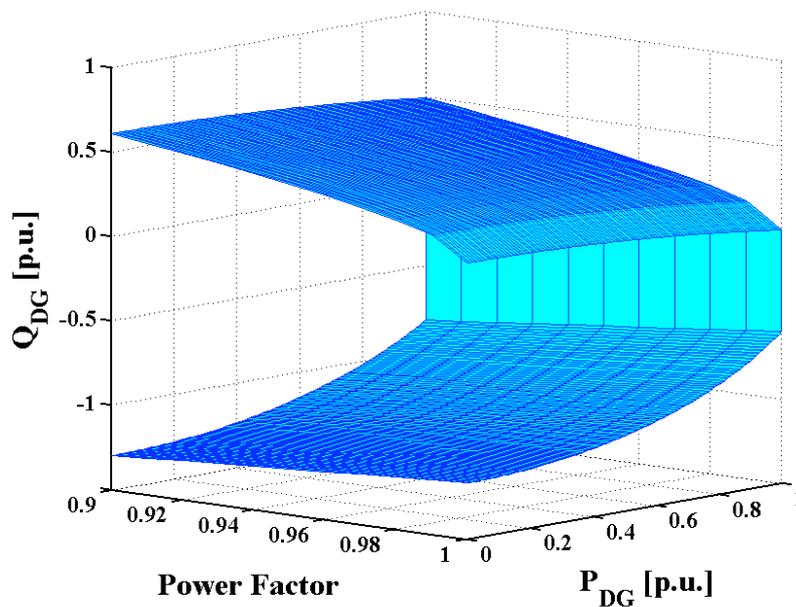


Figura 31 - *Capability Curve* al variare del fattore di potenza

Tale curva rappresenta il dominio di variabilità di Q_{DG} entro il quale non è richiesta una riduzione di P_{DG} , ovvero i limiti entro i quali l'azione di regolazione può avvenire consentendo l'erogazione della massima potenza attiva disponibile.

5.2 Parametri di sensitività

La relazione di proporzionalità tra la modulazione di potenza attiva/reattiva prodotta dai convertitori e scambiata con la rete e l'effetto che tale modulazione produce sulla tensione al PCC può essere ricavata tramite il ricorso al calcolo dei parametri di sensitività della rete nel punto di connessione delle UGD. L'impiego dei parametri di sensitività nello studio delle reti elettriche è legato alla loro utilità per la stima delle variazioni in perdite, tensioni sulle linee e flussi di potenza legati a variazioni dei parametri di generazione e carico [65]. Date le equazioni del *power-flow* nella rete, infatti, è possibile determinare, per le linee relative ai PCC di interesse, la variazione della tensione di linea in funzione della variazione di potenza attiva/reattiva sulla stessa, come:

$$\begin{cases} \Delta V_{DG}^Q(k) = \Delta Q_{DG}(k) / \rho_Q \\ \Delta V_{DG}^P(k) = \Delta P_{DG}(k) / \rho_P \end{cases} \quad (16)$$

dove ρ_P e ρ_Q rappresentano i parametri di sensitività della rete. Nel caso in esame essi sono calcolati fissando tutti i parametri, compresi quelli relativi a generazione e carico. Si effettua, poi, una variazione della sola potenza reattiva/attiva per un solo bus per volta, tra quelli di interesse, valutandone la corrispondente variazione di tensione, così come indicato in [66]. Operando secondo la procedura descritta, per i due casi studio, si ottengono le curve riportate in Figura 32 e Figura 33, nelle quali si osserva come la diversa configurazione di generazione e carico causi una variazione delle curve di sensitività. Pertanto, esse dovranno essere ricalcolate ogni qualvolta si introduca una forte variazione di generazione (come nel caso in esame) o di carico (ad esempio un impianto industriale o commerciale di potenza rilevante rispetto alla configurazione in esame).

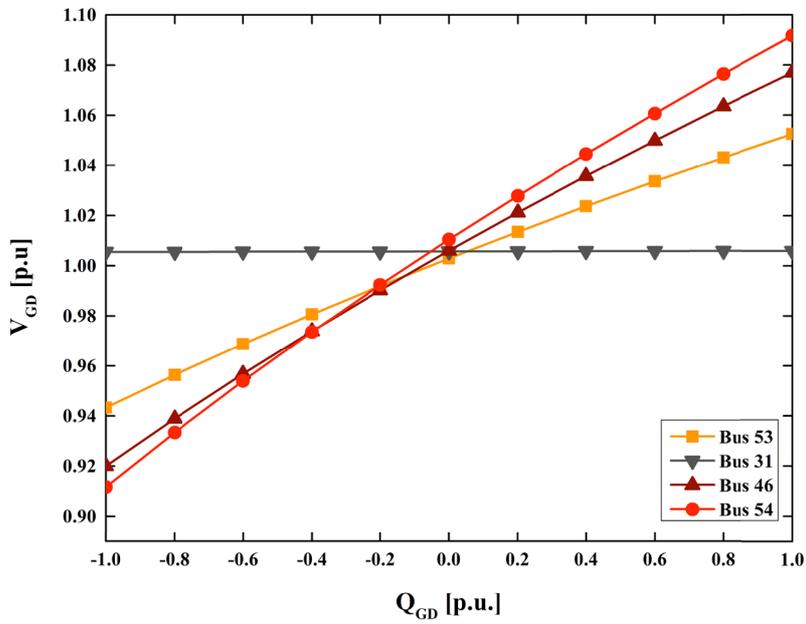


Figura 32 - Parametri di sensitività Scenario I

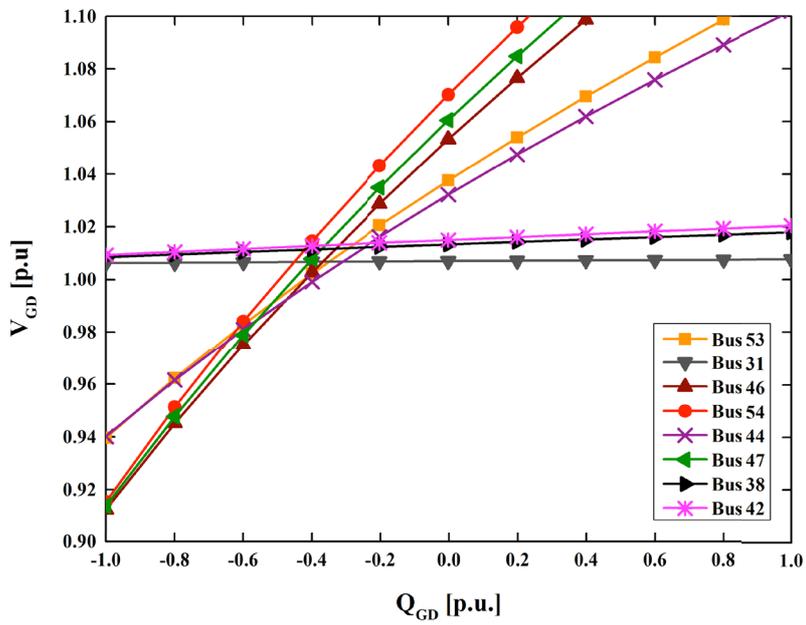


Figura 33 - Parametri di sensitività Scenario II

In caso di implementazione reale del sistema di controllo, si potrebbe anche lavorare effettuando un calcolo in tempo reale di tali parametri, in modo da poterli aggiornare di volta in volta. Nel caso in esame si considera il calcolo offline dei parametri di sensitività in condizioni statiche supponendo i profili di carico precedentemente introdotti, ciò senza perdita di generalità della trattazione.

5.3 Algoritmo di controllo dei profili di tensione

Il dominio di controllabilità P/Q dei convertitori elettronici e i parametri di sensitività della rete sono utili alla definizione di un algoritmo di controllo volto al contenimento dei profili di tensione al PCC delle UGD all'interno della fascia consentita dagli organismi normatori, evitando la disconnessione delle stesse al fine di garantire una massimizzazione della potenza iniettata in rete.

Il controllore si basa sullo schema di principio riportato in Figura 34, dove V_{DG} , P_{DG} e Q_{DG} rappresentano i valori di tensione, potenza attiva e reattiva misurati al PCC, P_{DG}^* e Q_{DG}^* i segnali di controllo elaborati dalla logica di seguito proposta.

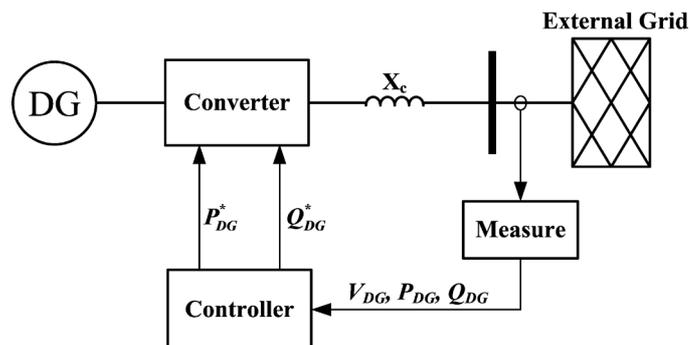


Figura 34 – Schema di principio del controllore

Una delle peculiarità principali della soluzione proposta è che l'azione di controllo non risulta volta al mantenimento di un *set-point* di tensione, bensì alla limitazione dell'azione stessa ai soli casi in cui i

livelli di tensione raggiungano valori critici [61], evidenziati dalla violazione di due soglie operative, come definito in Figura 35.

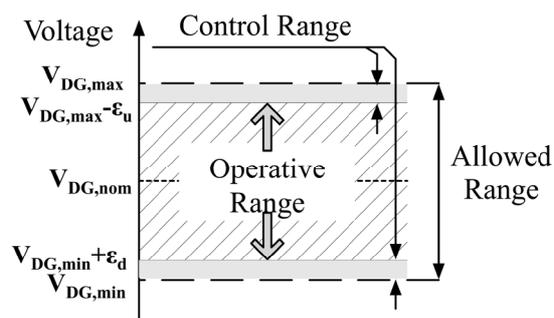


Figura 35 - Definizione concettuale dell'azione di controllo

La figura evidenzia due intervalli operativi all'interno dell'area di variazione della tensione consentita (AR – *Allowed Range*): l'*Operative Range* (OR), corrispondente al caso di normale funzionamento del generatore, e il *Control Range* (CR), corrispondente al caso di azionamento del controllo dei profili di tensione.

Rispetto ai limiti di variazione della tensione consentiti dalle normative $[V_{DG,min} \div V_{DG,max}]$, sono definite due soglie dipendenti dai parametri ϵ_u ed ϵ_d attorno al valore di tensione nominale al PCC. Tali soglie definiscono l'OR $[V_{DG,min}+\epsilon_d \div V_{DG,max}-\epsilon_u]$ e il CR $\{[V_{DG,min} \div V_{DG,min}+\epsilon_d], [V_{DG,max}-\epsilon_u \div V_{DG,max}]\}$.

L'azione di modulazione della potenza ha inizio solamente se la tensione al PCC assume valori all'interno del CR, causando, quindi, una violazione dell'OR. In pratica, quando la tensione assume valori all'interno del CR, un certo ammontare di potenza reattiva, proporzionale alla distanza tra il valore di tensione misurato e la soglia violata (superiore o inferiore), è scambiato con la rete; il termine di proporzionalità risulta dato proprio dai coefficienti di sensibilità. Nel caso in cui l'ammontare di potenza reattiva disponibile non sia sufficiente a garantire il contenimento della tensione entro i limiti normati, si procede a una modulazione della potenza attiva, sempre in funzione dei coefficienti di sensibilità, mentre solo se entrambe le azioni non consentano di garantire il rispetto dei limiti suddetti, il

generatore è distaccato dalla rete, riducendo in tal modo significativamente la possibilità di distacco della UGD.

Al fine di chiarire con maggior dettaglio la logica proposta, si riporta in Figura 36 il corrispondente diagramma di flusso.

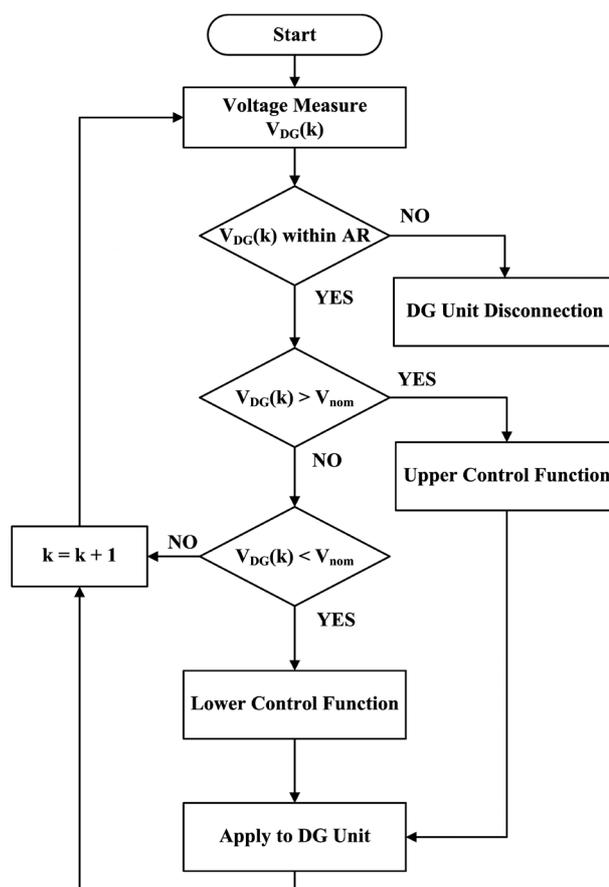


Figura 36 - Diagramma di flusso della soluzione di controllo proposta

Partendo dalla tensione misurata all'istante attuale k , la logica di controllo causa l'attivazione di una delle sue due sotto-funzioni per la gestione, rispettivamente, del CR superiore (*Upper Control Function*) o inferiore (*Lower Control Function*), in funzione del valore della tensione $V_{DG}(k)$. Solo nel caso essa corrisponda alla tensione

nominale, o sia fuori dall'AR, il controllo non viene passato ad alcuna delle sotto-funzioni.

La Figura 37 mostra il diagramma di flusso della *Upper Control Function*, attivata nel caso di violazione del CR superiore.

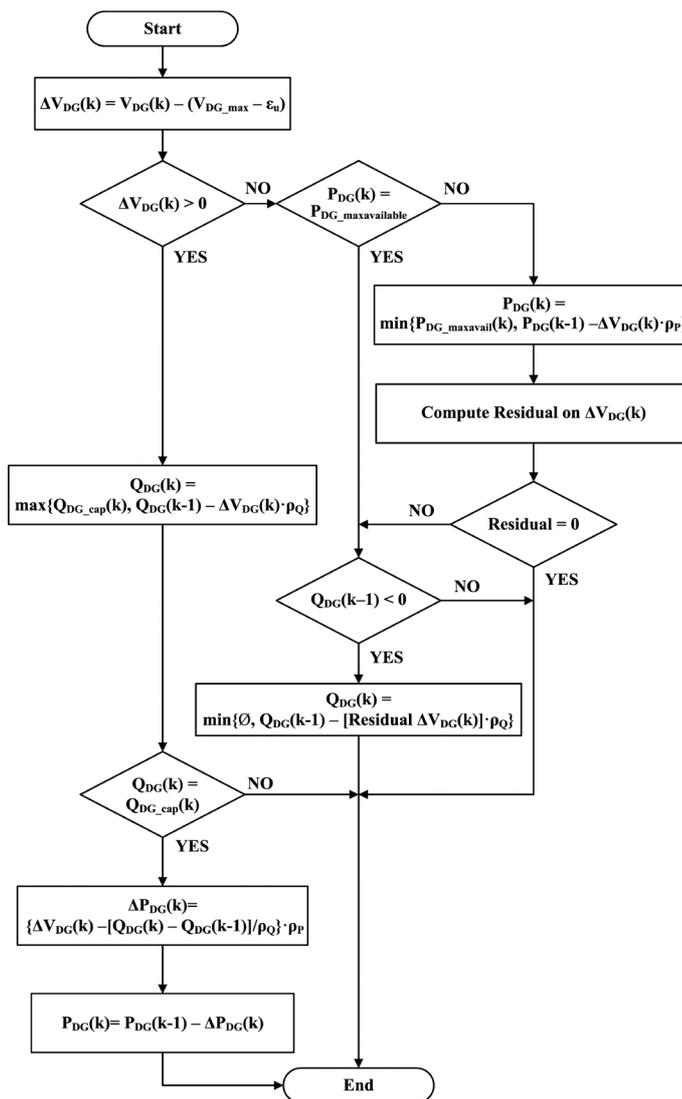


Figura 37 - Diagramma di flusso *Upper Control Function*

Partendo dalla misura della tensione si ha:

$$\Delta V_{DG}(k) = V_{DG}(k) - (V_{DG,\max} - \varepsilon_u). \quad (17)$$

La strategia di controllo considera il legame tra $\Delta V_{DG}(k)$ e $P_{DG}(k)/Q_{DG}(k)$ dato dalla seguente equazione:

$$\Delta V_{DG}(k) = \Delta V_{DG}^Q(k) + \Delta V_{DG}^P(k) \quad (18)$$

Se l'ammontare di potenza reattiva calcolato secondo la (19) è contenuto entro i limiti di *capability* del convertitore, il sistema di controllo tenta anzitutto di recuperare l'intera deviazione di tensione rispetto alla soglia di un ammontare pari a:

$$\Delta Q_{DG}(k) = \Delta V_{DG}(k) \cdot \rho_Q. \quad (19)$$

Nel caso in cui il valore $\Delta Q_{DG}(k)$ non sia sufficiente a garantire l'efficacia dell'azione di controllo riportando la tensione all'interno dell'OR, si sceglie di iniettare in rete il valore massimo disponibile di potenza reattiva $Q_{DG_cap}(k)$ non violante i limiti di *capability*, in accordo alla seguente equazione:

$$Q_{DG}(k) = \max\{Q_{DG_cap}(k), Q_{DG}(k-1) - \Delta V_{DG}(k) \rho_Q\}. \quad (20)$$

In caso anche tale ammontare non sia sufficiente, l'algoritmo computa l'ammontare del decurtamento di potenza attiva erogata necessaria a garantire il mantenimento della tensione all'interno dell'OR in base alla (21):

$$\Delta P_{DG}(k) = - \left[\Delta V_{DG}(k) - \frac{\Delta Q_{DG}(k)}{\rho_Q} \right] \cdot \rho_P. \quad (21)$$

Tale decurtazione di potenza attiva consente la riduzione dei valori di tensione al PCC nonché lo spostamento in una zona di *capability* caratterizzata da una maggiore erogabilità di potenza reattiva, incrementando la capacità di controllo.

Nel caso in cui il valore della tensione al PCC si trovi all'interno dell'OR a seguito di un'azione di controllo precedente, invece,

l'algoritmo tende a recuperare prima l'eventuale ammontare di potenza attiva $P_{DG}(k)$ decurtata precedentemente, riportandola al valore massimo disponibile $P_{DG_maxavail}(k)$, provando successivamente anche a ridurre la quantità di reattivo Q_{DG} scambiato con la rete, in caso ve ne sia margine. Tale azione è sintetizzata dall'equazione:

$$P_{DG}(k) = \min\{P_{DG_maxavail}(k), P_{DG}(k-1) - \Delta V_{DG}(k) \rho_P\}. \quad (22)$$

Nel caso in cui $P_{DG_maxavail}(k)$ sia inferiore alla variabilità consentita $\Delta V_{DG}(k)$, la variazione residua è impiegata per ridurre, come accennato, la quantità di potenza reattiva scambiata con la rete secondo la (23), dove la quantità tra parentesi quadre rappresenta il residuo $\Delta V_{DG}(k)$ disponibile al recupero di reattivo:

$$Q_{DG}(k) = \min\left\{0, Q_{DG}(k-1) - \left[\Delta V_{DG}(k) - \frac{P_{DG_maxavail}(k) - P_{DG}(k-1)}{\rho_P}\right] \cdot \rho_Q\right\}. \quad (23)$$

Quindi, nel caso in cui, nell'azione di controllo precedente, non sia avvenuta decurtazione di potenza attiva, la potenza reattiva scambiata è variata in modo da ottenere uno scambio di reattivo pari a:

$$Q_{DG}(k) = \min\{0, Q_{DG}(k-1) - \Delta V_{DG}(k) \cdot \rho_Q\}. \quad (24)$$

Si presenta, come evidenziato dal diagramma di flusso, una funzione di caratterizzata da due cicli: il primo tende a contenere la tensione entro i limiti normati nel caso in cui avvenga una violazione dei limiti dell'OR superiore; il secondo a recuperare la massima erogazione di potenza attiva e/o consentire una riduzione dell'azione di controllo reattivo, nel caso in cui la tensione sia rientrata all'interno dell'OR.

Simile al suddetto algoritmo risulta il diagramma di flusso relativo alla *Lower Control Function*, ad eccezione della modulazione e del recupero di potenza attiva, come mostrato in Figura 38. Anche in tal caso si parte valutando l'eventuale presenza della tensione all'interno del CR computando la $\Delta V_{DG}(k)$ come in (25):

$$\Delta V_{DG}(k) = V_{DG}(k) - (V_{DG,min} - \varepsilon_d). \quad (25)$$

In caso la tensione sia contenuta nel CR inferiore, la funzione computa il reattivo da assorbire dalla rete in funzione della relazione (26):

$$Q_{DG}(k) = \min\{Q_{DG_cap}(k), Q_{DG}(k-1) - \Delta V_{DG}(k) \rho_Q\}. \quad (26)$$

Nel caso in cui la tensione sia contenuta nell'OR, il sistema tende, comunque, a ridurre il reattivo scambiato con la rete, a seguito di eventuali azioni di controllo precedenti, di una quantità sempre proporzionale alla tensione tramite i parametri di sensitività:

$$Q_{DG}(k) = \max\{0, Q_{DG}(k-1) - \Delta V_{DG}(k) \cdot \rho_Q\}. \quad (27)$$

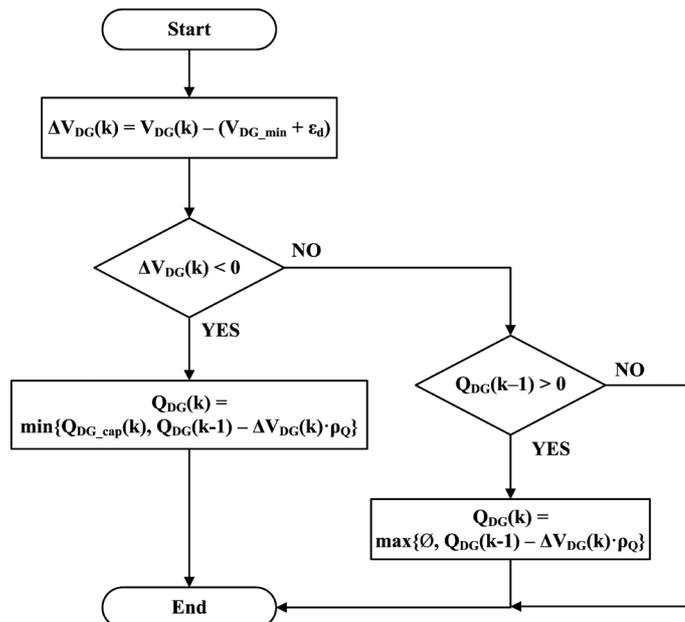


Figura 38 - Diagramma di flusso *Lower Control Function*

In caso di superamento dei limiti inferiori, quindi, l'algoritmo di controllo agisce solo sulla parte reattiva in quanto, in tal caso, non sarebbe possibile erogare una potenza attiva superiore alla massima disponibile per alzare il livello di tensione al PCC [64].

Nell'algoritmo proposto, la disconnessione dell'UGD avviene nel solo caso in cui né l'azione di controllo reattivo, né la decurtazione di

potenza attiva (nel caso di violazione della soglia superiore), siano sufficienti a mantenere la tensione entro i limiti regolamentati. In tal caso il controllo viene trasmesso alla *DG Unit Disconnection*, che proverà successivamente a riagganciare, nei limiti fissati dalle caratteristiche dell'UGD e dall'evoluzione della tensione al PCC, nonché di eventuali imposizione del GR, a riconnettere la stessa riattivando le funzioni di controllo.

5.4 Ottimizzazione del sistema di controllo

Punto cruciale per la massimizzazione della potenza erogata e l'ottimo funzionamento dell'algoritmo proposto, è rappresentato dalla determinazione delle soglie ottime da associare a ciascuna UGD e dipendenti da:

$$\varepsilon_i = \{\varepsilon_{u,i}, \varepsilon_{d,i}\} \quad (28)$$

dove i rappresenta l'indice relativo alla i -esima UGD in esame. Per un'azione di controllo appropriata è fondamentale la corretta determinazione di tali soglie, in quanto da esse dipende il punto d'innescio dell'azione di controllo stessa, con una maggiore o minore "nervosità" del sistema, anche in condizioni non critiche.

Allo scopo di dimostrare la validità dell'algoritmo proposto e, al contempo, garantire la modularità della soluzione, si definisce di seguito una procedura di calcolo delle soglie basata sulla soluzione di un problema di ottimizzazione multi-obiettivo, tramite il ricorso a tecniche basate sull'impiego di algoritmi evolutivi. In tal modo, infatti, si svincola la soluzione del problema dalla tipologia specifica di rete, in quanto non richiesto un sistema di equazioni direttamente dipendente dal modello. Inoltre, come dimostrato in letteratura, [67], l'impiego di tecniche di ottimizzazione basate su algoritmi evolutivi, quali algoritmi genetici, *particle swarm optimization*, reti neurali o *logica fuzzy*, consente una maggiore flessibilità, non richiedendo condizioni di differenziabilità e continuità delle funzioni obiettivo e riducendo il rischio che la soluzione resti bloccata in minimi locali.

Nell'introdurre il problema di ottimizzazione, si definiscono, pertanto, due funzioni di costo:

$$f_{Q_{DG}} = \sum_{i=1}^{N_G} |Q_{DG}^i| \quad (29)$$

che rappresenta la funzione di costo relativa alla somma dei contributi reattivi dei singoli generatori distribuiti al PCC (Q_{DG}^i), e:

$$f_{loss} = \sum_{j=1}^{N_B} |P_j^{loss}| \quad (30)$$

che rappresenta la funzione di costo relativa alle perdite all'interno della rete, dove P_j^{loss} rappresenta il totale delle perdite di potenza attiva al ramo j . N_G rappresenta il numero totale di UGD, mentre N_B il numero totale di rami nella rete.

Pertanto il problema di ottimizzazione è formulato quale minimizzazione multi-obiettivo:

$$\min_{\underline{\varepsilon}} \{f_{Q_{DG}}, f_{loss}\} \quad (31)$$

dove:

$$\underline{\varepsilon} = \{\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_{N_G}\} \quad (32)$$

rappresenta la matrice di vettori contenenti, ciascuno, le soglie relative ad una singola UGD.

A tale problema si aggiungono i vincoli di tipo fisico di rete e generatori, nonché quelli normativi, come elencato di seguito:

- vincoli associati ai limiti di variazione di tensione e PF, nonché di potenza attiva e reattiva delle singole UGD:

$$V_{DG}^{\min} \leq V_{DG}^i \leq V_{DG}^{\max} \quad i \in [1 \div N_G] \quad (33)$$

$$PF_{DG}^{\min} \leq PF_{DG}^i \leq PF_{DG}^{\max} \quad i \in [1 \div N_G] \quad (34)$$

$$Q_{DG}^{capability,\min} \leq Q_{DG}^i \leq Q_{DG}^{capability,\max} \quad i \in [1 \div N_G] \quad (35)$$

$$P_{DG}^{capability,\min} \leq P_{DG}^i \leq P_{DG}^{capability,\max} \quad i \in [1 \div N_G] \quad (36)$$

- limiti relativi alla variabilità delle soglie:

$$\underline{\varepsilon}_{i,\min} \leq \underline{\varepsilon}_i \leq \underline{\varepsilon}_{i,\max} \quad i \in [1 \div N_G] \quad (37)$$

- limiti associati alla massima potenza trasmissibile su una linea tra due nodi i e j :

$$\left| P_{ij}^{line} \right|^i \leq P_{ij,\max}^{line} \quad i, j \in [1 \div N_B] \quad (38)$$

Risolvendo tale problema si ottengono quindi le soglie da utilizzare per l'azione di controllo decentralizzata di ciascuna UGD [68].

Capitolo 6

Validazione della tecnica di controllo proposta

Allo scopo di validare il funzionamento del controllore proposto nonché della tecnica di ottimizzazione presentata nella sezione precedente, si è ricorsi all'impiego di un algoritmo di ottimizzazione genetico multi-obiettivo (MOGA – *Multi-Objective Genetic Algorithm*). Al fine di garantire la ricerca di una soluzione rappresentante un punto di ottimo di validità generale, si è proseguito eseguendo l'ottimizzazione in interazione con una routine di *power-flow* basata sui profili medi giornalieri presentati precedentemente, con stati computati ogni dieci minuti al fine di garantire assestamento dell'azione di controllo relativa agli istanti precedenti.

Sono state condotte, inoltre, diverse campagne di simulazione, per entrambi gli scenari (I e II), al fine di valutare il comportamento del MOGA al variare dei suoi parametri caratteristici all'interno dei *range* evidenziati in Tabella 6.

Tabella 6 - Campi di variazione dei parametri caratteristici del MOGA

Parametro	Test Range
Crossover fraction	0.3÷0.9
Migration Fraction	0.3÷0.9
Elite Count	3÷20
Population Size	50÷200
Mutation Function	Uniform - Gaussian
Max Generation Number	100÷1000
Stall Generation Limit	100÷1000

Dalle campagne di simulazione si sono ottenuti i risultati riportati in Figura 39 e Figura 40.

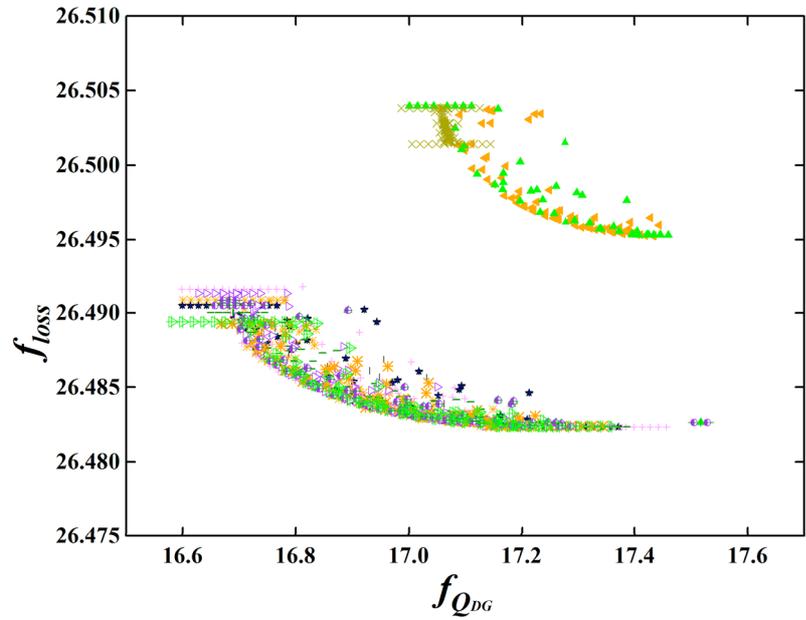


Figura 39 - Risultati campagne simulazioni Scenario I

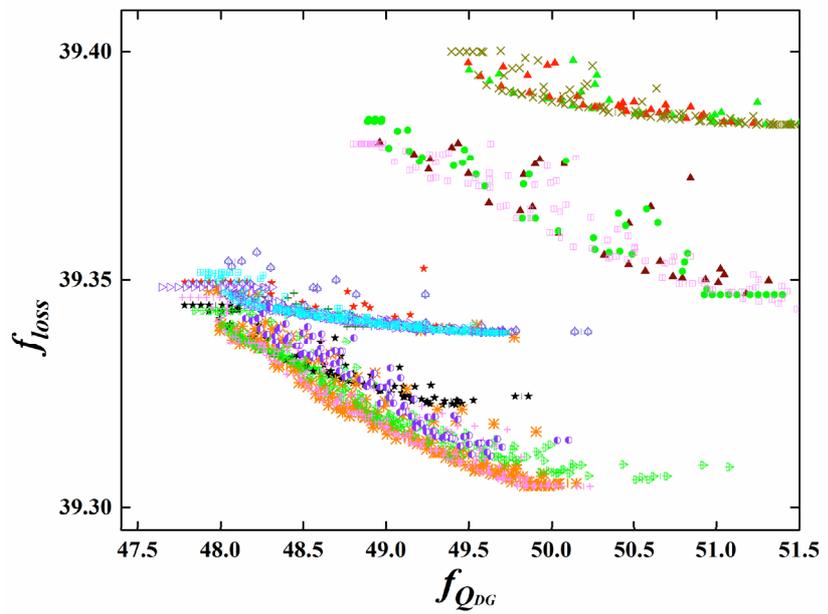


Figura 40 - Risultati campagne simulazioni Scenario II

Le simulazioni effettuate evidenziano una convergenza dell’algoritmo genetico verso la zona di ottimo in basso a sinistra per entrambi gli scenari, in corrispondenza di un set di parametri compreso nel seguente *range*:

Tabella 7 - Campi di variazione ottimali dei parametri caratteristici del MOGA

Parametro	Test Range
Crossover fraction	0.4÷0.6
Migration Fraction	0.4÷0.6
Elite Count	3÷20
Population Size	100÷200
Mutation Function	Gaussian
Max Generation Number	400÷1000
Stall Generation Limit	400÷1000

Al termine di tali campagne simulative, si è operata la scelta di un fronte di Pareto all’interno del set impiegato per lo studio di convergenza dell’algoritmo genetico, allo scopo di illustrare le funzionalità dell’algoritmo di controllo proposto. Applicando le soglie estratte da tale soluzione a ciascuno dei generatori dei due scenari di penetrazione, si è notata l’ottima qualità dell’azione di controllo che, come è possibile notare in Figura 41 e Figura 42, consente di contenere i profili di tensione entro i livelli normati, evitando il distacco dei generatori.

In Figura 43e Figura 44 è possibile notare come solo i generatori che in assenza di controllo causavano il superamento dei livelli di tensione limite normati al PCC, sono interessati dall’erogazione di potenza reattiva, mentre gli altri non innescano l’intervento dell’algoritmo essendo i loro livelli di tensione contenuti all’interno dell’OR. In particolare, la Figura 44 mostra come si abbia, lungo la linea interessata dai generatori connessi ai bus 46, 47 e 54, una sorta di cooperazione innescata dalle soglie di controllo. Infatti, è possibile notare come, il generatore al bus 46 tenda a recuperare l’innalzamento della tensione legata all’azzeramento del contributo reattivo del bus 54 attorno alla settima ora.

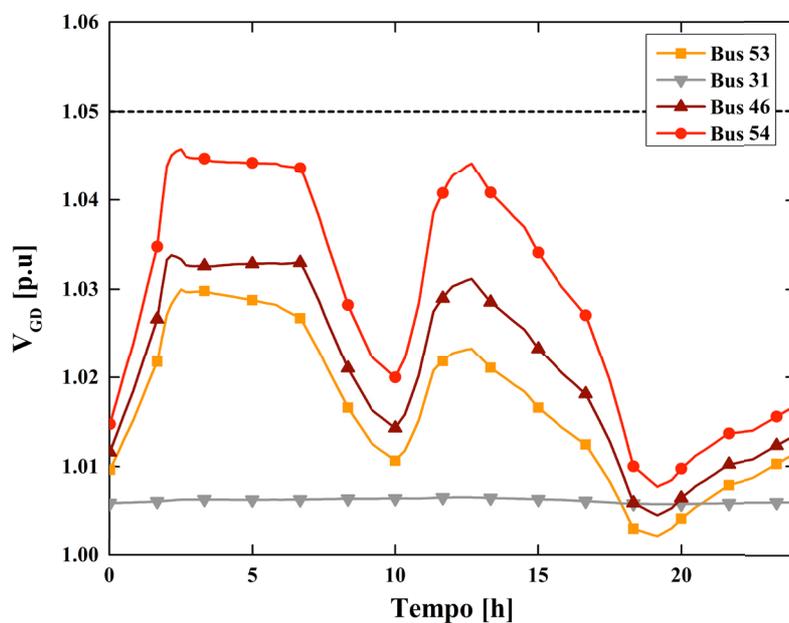


Figura 41 - Scenario I: profili di tensione in presenza dell'azione di controllo

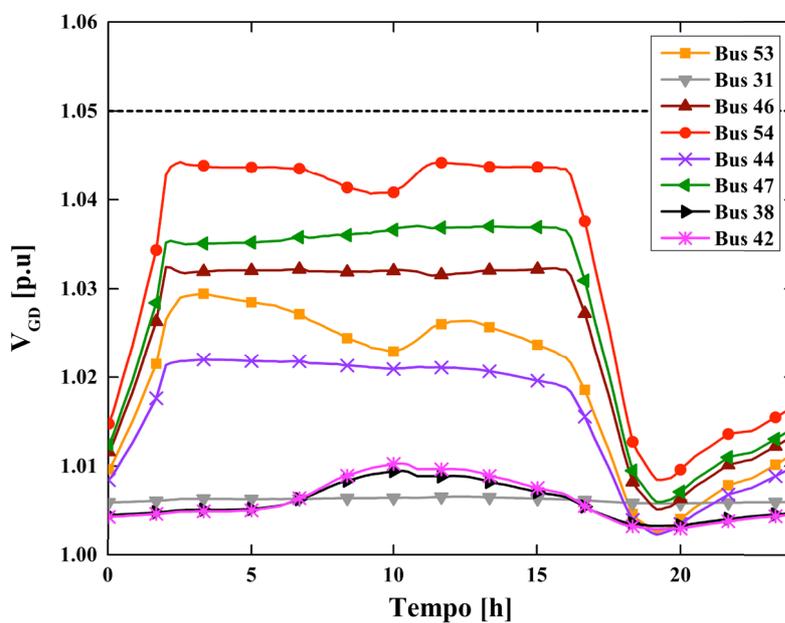


Figura 42 - Scenario II: profili di tensione in presenza dell'azione di controllo

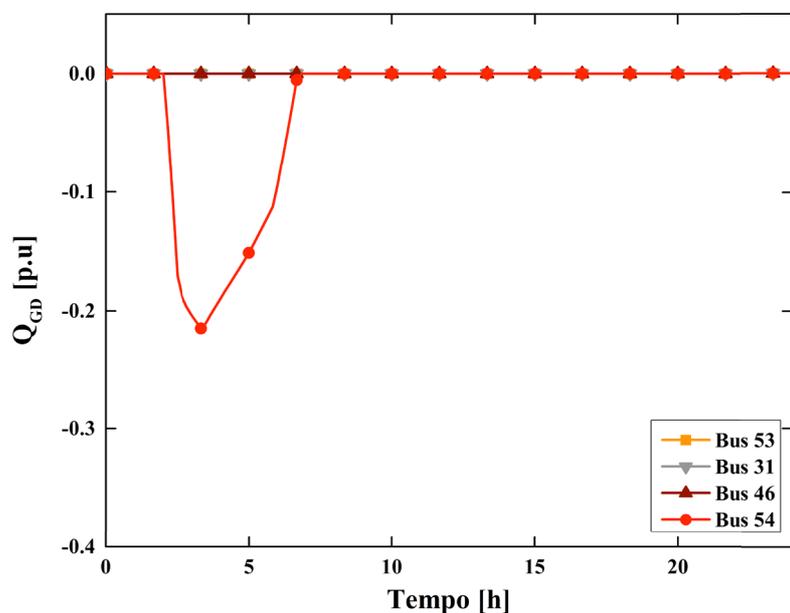


Figura 43 - Scenario I: profilo della potenza reattiva in presenza di controllo

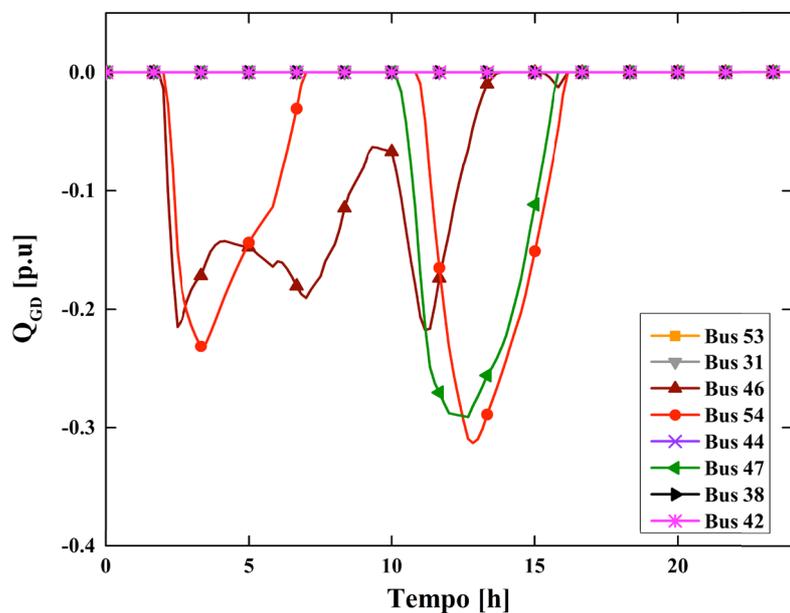


Figura 44 - Scenario II: profilo della potenza reattiva in presenza di controllo

È possibile notare, da Figura 45 e Figura 46, come l'azione di controllo avvenga senza violare i limiti di controllabilità definiti dalle curve di *capability*, consentendo quindi l'erogazione della massima potenza attiva disponibile.

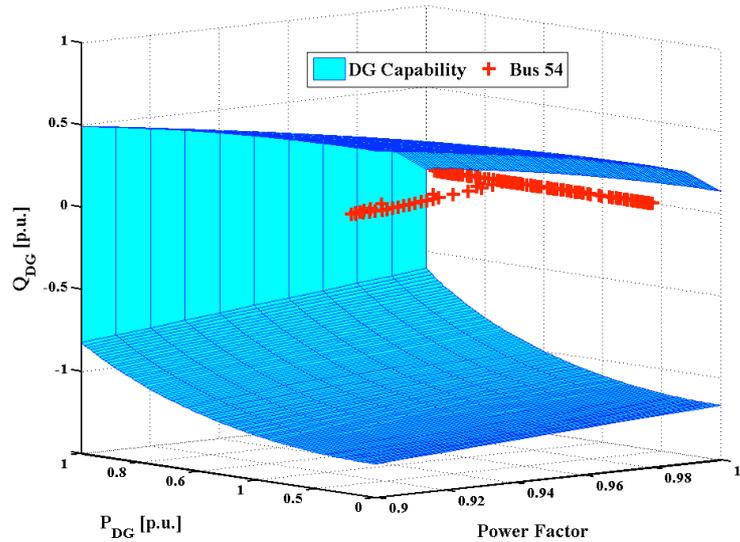


Figura 45 - Scenario I: dominio di controllabilità del convertitore

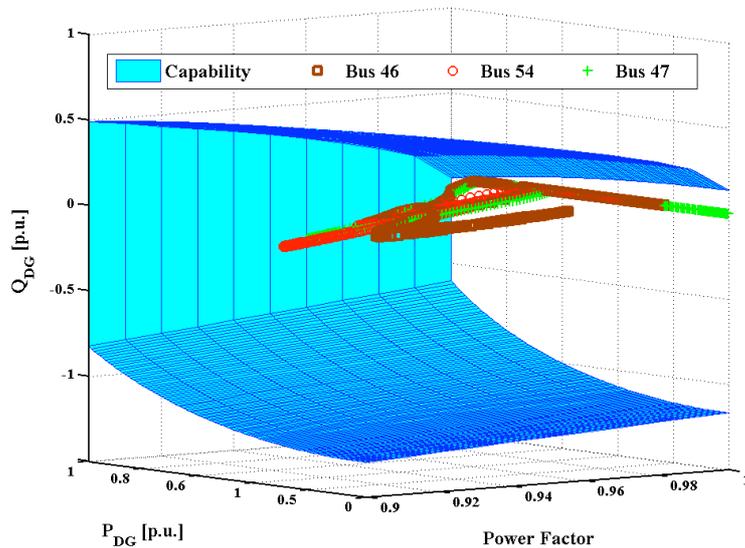


Figura 46 - Scenario II: dominio di controllabilità del convertitore

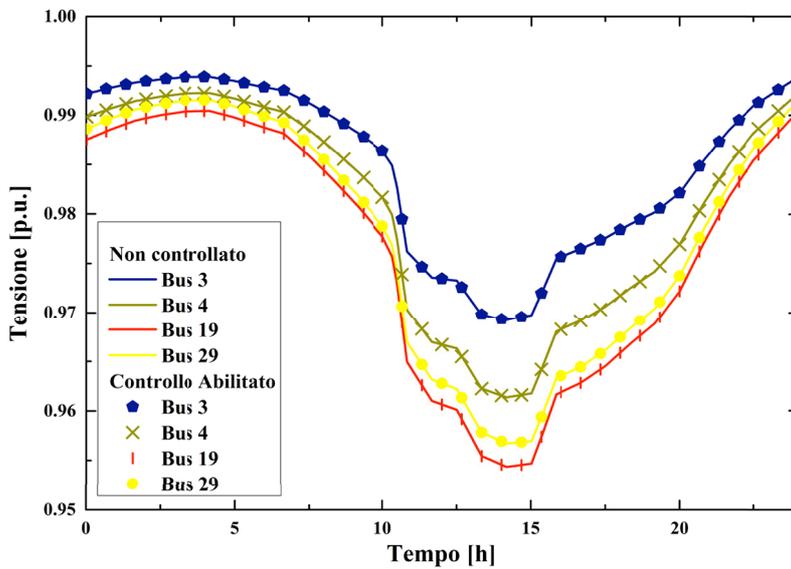


Figura 47 - Scenario I: tensioni ai nodi della Linea A

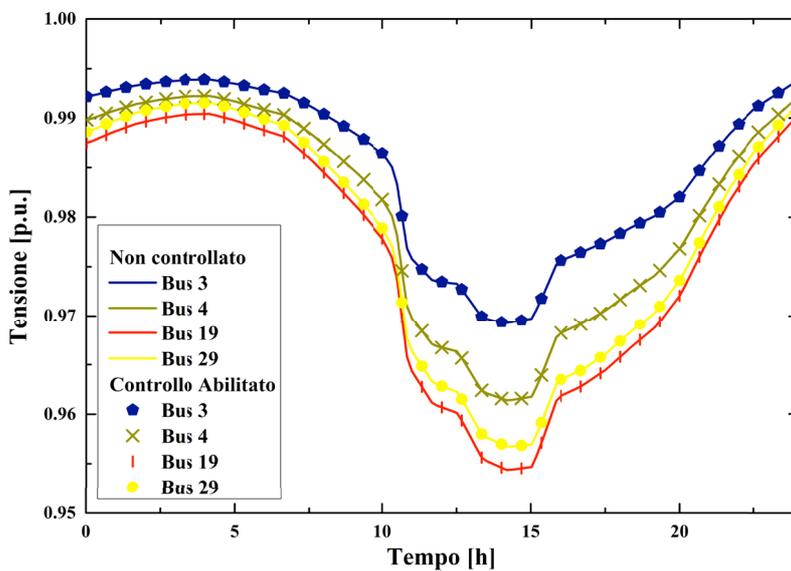


Figura 48 - Scenario II: tensioni ai nodi della Linea A

In Figura 47 e Figura 48 è, infine, mostrato come il carattere locale dell'azione di controllo non vada a influenzare i livelli di tensione

sulla *Linea A*. L'azione di controllo decentralizzato proposta consente dunque di evitare l'azionamento del regolatore di sottostazione che, nel caso esaminato al Capitolo 4, causava l'abbassamento dei livelli di tensione alla suddetta linea al di sotto dei valori minimi consentiti.

6.1 Variazione dei profili di generazione

Allo scopo di provare la robustezza dell'algoritmo e della procedura di ottimizzazione proposta, si è applicato, al sistema precedentemente ottimizzato, un differente profilo di generazione ai generatori eolici dello Scenario II, caratterizzato da condizioni di funzionamento maggiormente critiche. La Figura 49 mostra tale profilo unitamente a quello di generazione fotovoltaica e ai profili di carico introdotti in precedenza.

L'analisi dei profili di tensione in assenza dell'azione di controllo mostra un peggioramento della situazione rispetto al caso precedentemente ottimizzato, come evidenziato in Figura 50.

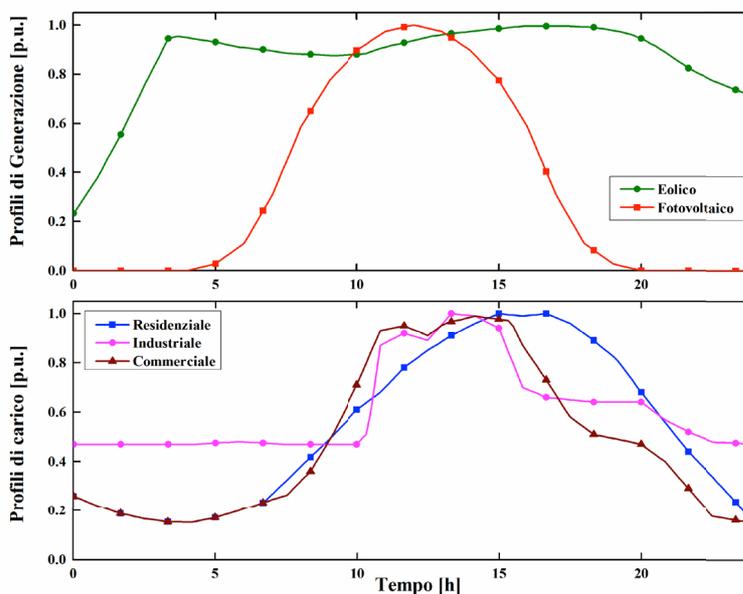


Figura 49 - Variazione profilo eolico: generazione e carico Scenario II

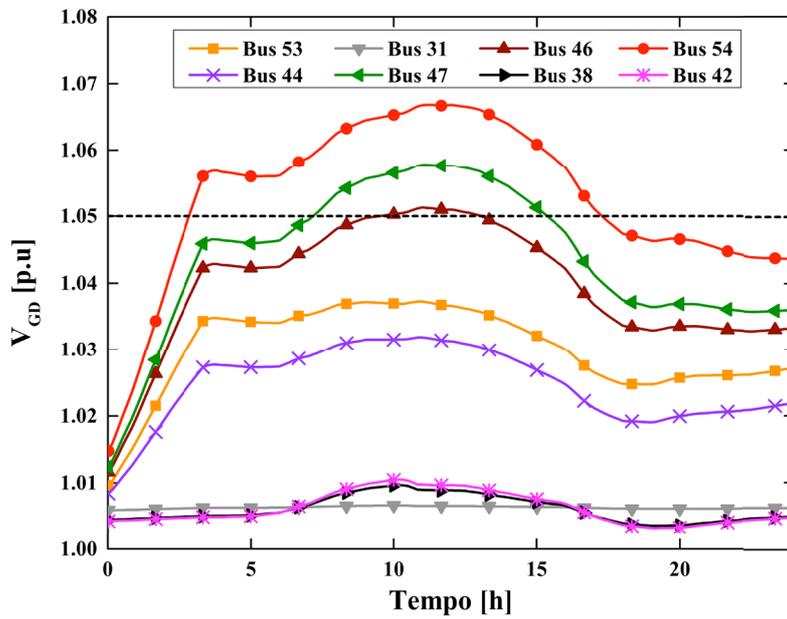


Figura 50 - Scenario II - Profili di tensione con generazione eolica modificata

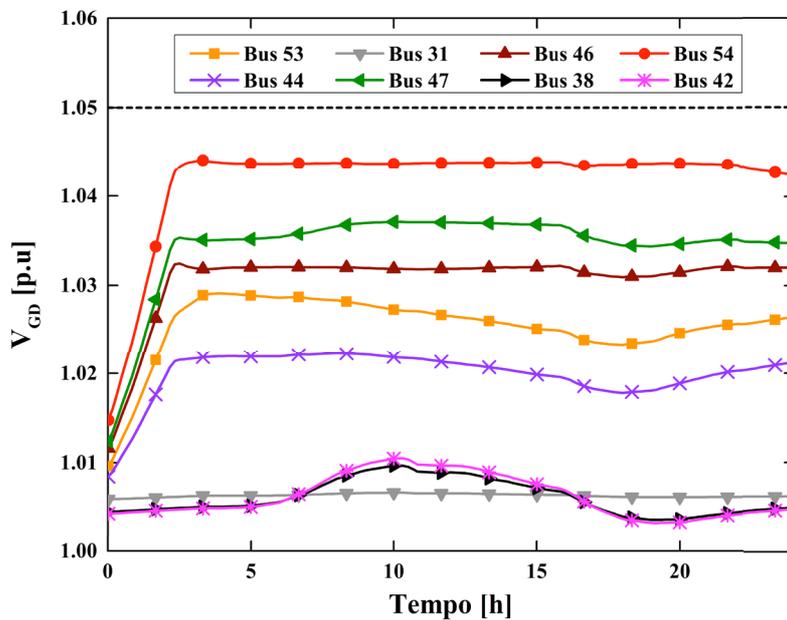


Figura 51 - Scenario II - Profili di tensione in presenza dell'azione di controllo

Ciononostante, la Figura 51 mostra come l'azione di controllo riesca, anche in presenza di profili diversi da quelli utilizzati nella procedura di ottimizzazione, a garantire il contenimento dei profili di tensione entro i limiti normati, evitando il distacco dei generatori.

Le differenti e più critiche condizioni ipotizzate, ovviamente, determinano un'azione di controllo del reattivo più energica, come mostrato in Figura 52.

Nonostante ciò, la Figura 53 mostra come il PF sia contenuto entro il limite della curva di *capability* (e di poco inferiore a 0.95) e l'azione di controllo avvenga senza necessità di decurtazione di potenza attiva **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

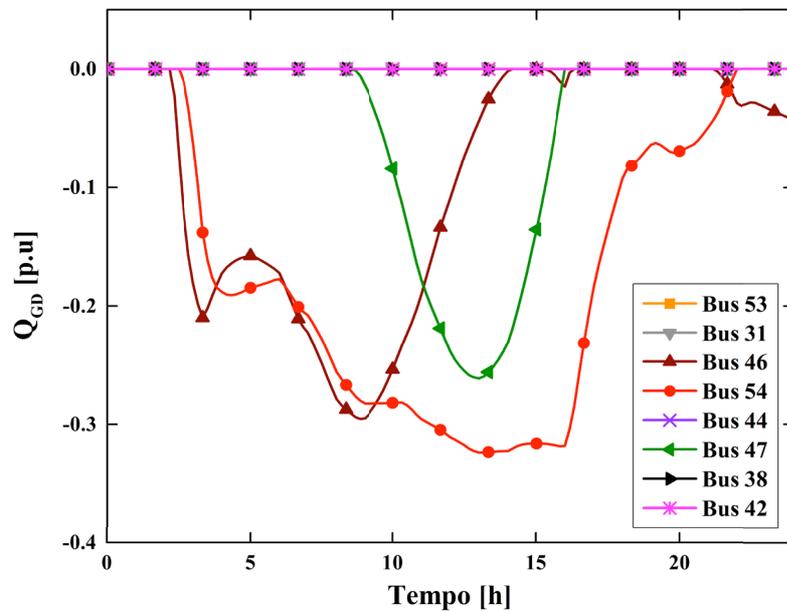


Figura 52 - Scenario II: profili di potenza reattiva nel caso di variazione della generazione eolica

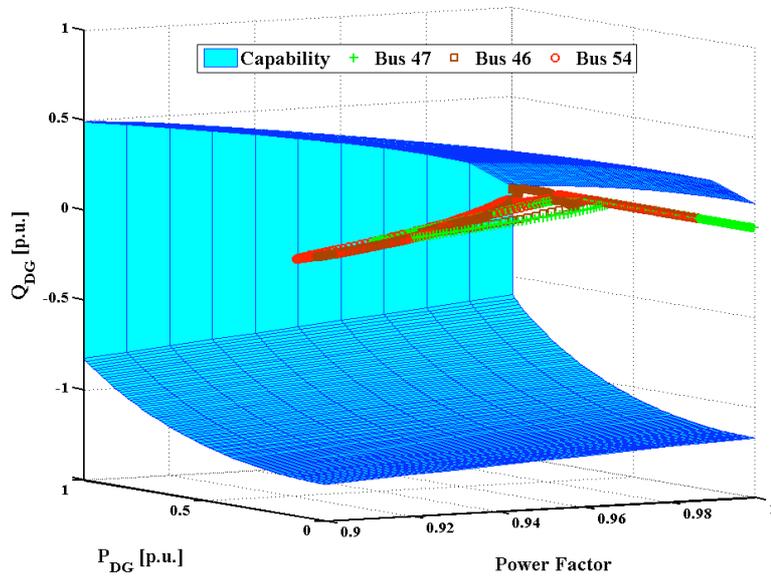


Figura 53 - Scenario II: dominio di controllabilità nel caso di variazione della generazione eolica

Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha trattato le problematiche dell'integrazione dei sistemi di generazione distribuita all'interno delle reti elettriche di distribuzione, accennando come le opportunità offerte dalle potenzialità delle Smart Grid possano fornire un significativo contributo alla risoluzione di tali problematiche.

Dopo una introduzione sul dominio di riferimento, volta a comprendere la situazione attuale e i *trend* di medio-lungo termine nell'evoluzione dei sistemi elettrici e, in particolare, delle Smart Grid e delle reti di distribuzione attive intelligenti, si è focalizzata l'attenzione su uno dei problemi più rilevanti legati all'introduzione di sistemi di generazione distribuita su tali reti: quello del controllo dei profili di tensione lungo le linee.

Il problema, connesso da un lato alle caratteristiche delle sorgenti - quasi sempre basate su fonti rinnovabili non programmabili e difficilmente prevedibili (nel caso dell'eolico si registrano oscillazioni sul *forecasting* a 24 ore fino a quasi il 20%) -, e dall'altro a quelle delle linee - quasi sempre radiali o scarsamente magliate e con rapporto X/R particolarmente svantaggioso - e dei carichi - fortemente variabili a causa di un limitato effetto di compensazione da "grandi numeri" in quanto riferiti ad aree limitate, produce impatti significativi sul funzionamento in sicurezza della rete nel caso di superamento dei limiti previsti dalla normativa. Infatti, il superamento dei limiti di tensione al punto di interconnessione può provocare l'intervento delle protezioni di massima/minima tensione e il conseguente distacco dalla rete del generatore. Tale distacco, oltre a non rendere disponibile una risorsa pregiata di energia, in quanto quasi sempre legata a una fonte a basso impatto ambientale e con costi dell'energia primaria bassi o nulli, può provocare problemi nel bilanciamento sulla rete tra potenza generata e utilizzata, particolarmente gravi nel caso di microgrid.

Nel lavoro, si è proposto un approccio decentralizzato che utilizza le interfacce elettroniche di generatori distribuiti per effettuare il controllo dei profili di tensione al punto di connessione. Il controllore

proposto ben si presta a gestire le problematiche di contenimento dei profili di tensione in situazioni di forte penetrazione di GD, anche in eventuale coordinamento con le altre unità della rete per offrire servizi di regolazione alla rete stessa. Il risultato è la messa a punto di una strategia di sintesi e ottimizzazione di validità generale che ha prodotto risultati soddisfacenti anche in confronto con altri approcci presenti in letteratura.

La soluzione proposta rappresenta un punto di compromesso tra gli obiettivi del Gestore di Rete, interessato a migliorare la *power quality* e a ridurre le perdite nella rete, e il Produttore, interessato a massimizzare il proprio profitto e, quindi, la potenza generata e venduta.

Il contributo si differenzia dalla letteratura grazie all'approccio decentralizzato, per la modularità e l'elevata flessibilità, che consente potenzialmente di implementare servizi ancillari coordinati tra più UGD, qualora fosse disponibile una adeguata infrastruttura di comunicazione, e comunque di fornire servizi di regolazione locale della tensione in caso di indisponibilità del canale comunicativo.

La soluzione sviluppata consente, inoltre, di incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili, compensando, in parte, le problematiche associate alla loro natura intermittente.

I modelli e le procedure messe a punto sono state validate sul modello di una rete rurale italiana operata in Sicilia dal locale distributore. La campagna di simulazioni realizzata ha analizzato il funzionamento in assenza e presenza di generazione distribuita utilizzando tecniche di regolazione della tensione ai nodi basate sul solo controllo tramite variatore in sottostazione. I risultati ottenuti in questo caso evidenziano l'inadeguatezza di tali strategie nel caso di penetrazione significativa di generazione distribuita.

La stessa rete è stata, poi, utilizzata ipotizzando di applicare le strategie proposte ai regolatori degli inverter di interfaccia. I risultati ottenuti evidenziano non solo un miglioramento dei profili di tensione lungo la linea e il mancato superamento dei limiti imposti dalle normative, ma anche una maggiore produzione da parte delle UGD da FER connesse.

I risultati raggiunti costituiscono, infine, anche un buon punto di partenza per sviluppi futuri, per:

- la gestione coordinata dei controllori distribuiti e del variatore in sottostazione;
- l'implementazione di tecniche di ottimizzazione dinamica finalizzate al controllo coordinato in *real-time*;
- il *porting* delle politiche di gestione applicate anche a sistemi di *storage* con interfaccia elettronica;
- l'applicazione ed estensione dell'approccio proposto alle esigenze di gestione delle microgrid;
- la valutazione dell'economicità di soluzioni di *storage* per il livellamento dei profili di tensione e il recupero della eventuale potenza attiva in eccesso nell'ottica di una gestione della rete secondo il paradigma delle microgrid.

Riferimenti

- [1] Norma CEI 0-21, “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passive alle reti bt delle imprese distributrici di energia elettrica”, CEI, pp. 1-142, 2011.
- [2] Terna S.p.A., “Allegato A70 – Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita”, pp. 1-13, 2012.
- [3] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2012 – Executive Summary”, 2012, disponibile online:
<<http://www.iea.org/Textbase/npsum/weo2012sum.pdf>>
- [4] British Petroleum, “Statistical Review of World energy 2012”, 2012, disponibile online:
<<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>>
- [5] British Petroleum, “Energy Outlook 2030”, 2012, disponibile online:
<<http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9037134&contentId=7068677>>
- [6] Direttiva 2009/28/CE 23 aprile 2009. Parlamento europeo e consiglio. *Sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE Gazzetta Ufficiale delle Comunità europee L140/17 del 5 giugno 2009.*
- [7] Commissione Europea, “Tabella di marcia per l'energia 2050”, Comunicazione della commissione al parlamento europeo, al consiglio, al comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni, pp.1-23, Dicembre 2011.
- [8] European Photovoltaic Industry Association, “Global market outlook for photovoltaics until 2016”, 2012, disponibile online: <http://www.epia.org/publications/epiapublications.html>
- [9] Greenpeace, Global Wind Energy Council, “Global wind energy outlook 2012”, 2012, disponibile online:
<http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/GWEO_2012_lowRes.pdf>

- [10] Greenpeace, Global Wind Energy Council, "Global wind report – Annual market update 2011", 2012, disponibile online: < http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual_report_2011_lowres.pdf>
- [11] European Wind Energy Association, "Wind in power – 2011 European Statistics", 2012, disponibile online: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind_in_power_2011_European_statistics.pdf
- [12] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", 2012, disponibile online: <http://www.autorita.energia.it/it/relaz_ann/12/12.htm>
- [13] Terna S.p.A., "Dati statistici", 2012, disponibile online. <http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/dati_statistici.aspx>
- [14] GSE S.p.A., "Rapporto statistico 2011 impianti a fonti rinnovabili, disponibile online: <<http://www.gse.it/it/Dati%20e%20Bilanci/Osservatorio%20statistico/Pages/default.aspx>>
- [15] G. Ciaccia, "Le novità regolatorie nel settore della produzione eolica", Memoria Convegno *Gestire il Parco Eolico*, Napoli, 21 Marzo 2012.
- [16] T. Ackermann and V. Knyazkin, "Interaction of distributed generation and the distribution network: Operation aspects", in *Proc. IEEE PES Transmission & Distribution Conference, Asia Pacific*, vol. 2, pp. 1357–1362, 2002.
- [17] E. J. Coster, J. M. A. Myrzik, B. Kruimer, W. L. Kling, "Integration issues of distributed generation in distribution grids", *Proceeding of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 29-39, 2011.
- [18] CEI EN 50160, "Caratteristiche della tensione fornita alle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica", *Fascicolo 11266*, 2011.
- [19] C. L. Masters, "Voltage rise the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines", *Power Engineering Journal*, vol. 16, no. 1, pp. 5–12, 2002.
- [20] M. Brenna, F. Foiadelli, D. Zaninelli, "The impact of the wind generation connected to weak grids", In *Proc. International*

- Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, pp. 1481-1485, 2008.
- [21] F. D. Kallenos, N. D. Hatzargyriou, "The effect of variable-speed wind turbines on the operation of weak distribution networks", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, no. 4, pp. 543-548, 2002.
- [22] A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, L. A. Kojovic, "Summary of distributed resources impact on power delivery systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644, 2008.
- [23] J. H. R. Enslin and P. J. M. Heskes, "Harmonic interaction between large numbers of Photovoltaic inverters and the distribution network", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 6, pp. 1586–1593, Nov. 2004.
- [24] P. M. J. Heskes, J. M. A. Myrzik, and W. L. Kling, "Survey of harmonic reduction techniques applicable as ancillary service of dispersed generation", in *Proc. IEEE Young Resources Symposium*, pp. 1–6, 2008.
- [25] M. Prodavonic, T. C. Green, "High-Quality Power Generation Through Distributed Control of a Power Park Microgrid", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 5, pp. 1471-1482, 2006.
- [26] L. K. Kumpulainen and K. T. Kauhaniemi, "Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing", in *Proc. IEEE Power Engineering Society Power System Conference and Exhibition*, pp. 603–608, 2004.
- [27] P.-C. Chen et al., "Analysis of voltage profile problems due to the penetration of distributed generation in low-voltage secondary distribution networks", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 4, pp. 2220-2228, 2012.
- [28] European Technology Platform SmartGrids, "SmartGrids SRA 2035 Strategic Research Agenda", 2012, pp.1-74, disponibile online: <http://www.smartgrids.eu/documents/sra2035.pdf>
- [29] J. Ekanayake, K. Liyanage, J. Wu, A. Yokoyama, N. Jenkins, *Smart Grid: Technology and Applications*, First Edition, John Wiley & Sons, Ltd, 2012.
- [30] J. A. Momoh, "Smart grid design for efficient and flexible power networks operation and control", in *Proc. of IEEE PES Conference and Exposition on Power Systems*, pp. 1-8, 2009,.

- [31] J. Gao, Y. Xiao, J. Liu, W. Liang, C. L. P. Chen, "A survey of communication/networking in smart Grids", *Future Generation Computer Systems*, vol. 28, pp-391-404, 2012.
- [32] P. Jarventausta, S. Repo, A. Rautiainen, J. Partanen, "Smart grid power system control in distributed generation environment", *Annual Review in Control*, vol. 34, pp. 277-286, 2010.
- [33] IEEE Standard Association, "IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads", *IEEE Standards Coordinating Committee 21*, pp. 1-110, 2011.
- [34] G. K. Venayagamoorthy, "Potentials and promises of Computational Intelligence for smart grids", in *Proc. of IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-6, 2009.
- [35] J. Momoh, *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*, Wiley-IEEE press ebook, 2012.
- [36] K. Moslehi, R. Kumar, "A reliability perspective of the smart grid", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 57-64, 2010.
- [37] T. O. Ting, M. V. C. Rao, C. K. Loo, "A novel approach for unit commitment problem via an effective hybrid particle swarm optimization", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 411-418, 2006.
- [38] C. Gao, M. A. Redfern, "A review of voltage control in smart grid and smart metering technologies on distribution networks", in *Proc. of International Universities' Power Engineering Conference*, pp. 1-5, 2011.
- [39] T. Lin, A. Domijan, "On Power Quality Indices and Real Time Measurements", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, pp. 2552 – 2562, 2005.
- [40] P. Palensky, D. Dietrich, "Demand side management: demand response, intelligent energy systems, and smart loads", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381-388, 2011.
- [41] *IEEE Application Guide for IEEE Std. 1547*, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems, 1547.2-2008, pp.1-207, 2009.

- [42] S. Conti, A. M. Greco, "Innovative voltage regulation method for distribution networks with distributed generation", in *Proc. of 2007 International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, pp 1-4, 2007.
- [43] S.-A. Yin, C.-N. Lu, "Distribution feeder scheduling considering variable load profiles and outage costs", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 652-660, 2009.
- [44] C. S. Chen, M. S. Kang, J. C. Hwang, C. W. Huang, "Synthesis of power system load by class load study", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 22, no. 5, pp. 325-330, 2000.
- [45] A. Casavola, G. Franzè, D. Menniti, N. Sorrentino, "Voltage regulation in distribution networks in the presence of distributed generation: A voltage set-point reconfiguration approach", *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 25-34, 2011.
- [46] M. E. Elkhatab, R. El-Shatshat, M. M. A. Salama, "Novel coordinated control for smart distribution networks with DG", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 4, pp. 598-605, 2011.
- [47] H.-G. Yeh, D. F. Gayme, S. H. Low, "Adaptive VAR control for distribution circuits with photovoltaic generators" *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1656-1663, 2012.
- [48] A.G. Madureira, J.A. Pecas Lopes, "Coordinated voltage support in distribution networks with distributed generation and microgrids", *IET Renewable Power Generation.*, vol. 3, no. 4, pp. 439-454, 2009.
- [49] L. F. Ochoa, G. P. Harrison, "Minimizing energy losses: optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1 pp. 198-205, 2011.
- [50] H: E. Farag, E. F. El-Saadany, R. Seethapaty, "A two ways communication-based distributed control for voltage regulation in smart distribution feeders", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 271-281, 2012.
- [51] M. E. Baran and I. M. El-Markabi, "A multiagent-based dispatching scheme for distributed generators for voltage

- support on distribution feeders", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 52–59, 2007.
- [52] R. Caldon, F. Rossetto, A. Scala, "Reactive power control in distribution networks with dispersed generators: a cost based method", *Electric Power Systems Research*, vol. 64, no. 3, pp. 209-217, 2003.
- [53] L. Yu, D. Czakrowsky, F. de León, "Optimal distributed voltage regulation for secondary networks with DGs", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp.959-967, 2012.
- [54] K. Turitsyn, P. Sulc, S. Backhaus, M. Chertkov, "Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators", *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 6, 2011.
- [55] H.-G. Yeh, D. F. Gayme, S. H. Low, "Adaptive VAR control for distribution circuits with photovoltaic generators", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1656-1663, 2012.
- [56] R. Caldon, M. Coppo, F. Pasut, R. Turri, "Decentralized voltage control in active MV distribution networks", in *Proc. CIRED Workshop on Integration of Renewables into the Distribution Grid*, pp.1-4, 2012.
- [57] K. Tanaka, M. Oshiro, S. Toma, A. Yona, T. Senjyu, T. Funabashi, C.H. Kim, "Decentralised control of voltage in distribution systems by distributed generators", *IET Generation Transmission and Distribution*, Vol. 4, no. 11, pp. 1251–1260, 2010.
- [58] V. Calderaro, V. Galdi, G. Massa, A. Piccolo, "Optimal Fuzzy controller for voltage control in distribution systems", in *Proc. of 11th International Conference on Intelligent Systems Design and Applications (ISDA)*, pp. 1282-1287, 2011.
- [59] V. Calderaro, V. Galdi, G. Massa, A. Piccolo, "Optimal synthesis of a Fuzzy controller with PSO for local reactive power support", in *Proc. of International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE)*, pp. 201-206, 2012.
- [60] V. Calderaro, G. Conio, V. Galdi, G. Massa, A. Piccolo, "Active Management of Renewable Energy Sources for maximizing power production", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, under review.

- [61] F. Bignucolo, R. Caldon, V. Prandoni, "Radial MV network voltage regulation with distribution management system coordinated controller", *Electric Power Systems Research*, vol. 78, pp. 634-645, 2008.
- [62] M. Ohshima, E. Masada, "The P,Q controllable domain of a single phase PWM converter to preserve sinusoidal AC current waveform", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol 15, no. 3, pp. 485-494, 2000.
- [63] N.R. Ullah, K. Bhattacharya, T. Thiringer, "Wind Farms as Reactive Power Ancillary Service Providers—Technical and Economic Issues", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.24, no.3, pp. 661-672, 2009.
- [64] V. Calderaro, V. Galdi, G. Massa, A. Piccolo, "Distributed Generation and local voltage regulation: an approach based on sensitivity analysis", in *Proc. of 2nd Conf. and Exib. on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, pp. 1-8, 2011.
- [65] D. K. Khatod, V. Pant, J. Sharma, "A novel approach for sensitivity calculations in the radial distribution system", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 4, pp. 2048-2057, 2006.
- [66] A. Keane, L. F. Ochoa, E. Vittal, C. J. Dent, G. P. Harrison, "Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, 2011.
- [67] J. G. Vlachogiannis, K. Y. Lee, "A comparative study on particle swarm optimization for optimal steady-state performance of power systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1718-1728, 2006.
- [68] V. Calderaro, V. Galdi, G. Massa, A. Piccolo, "Distributed generation management: an optimal sensitivity approach for decentralized power control", in *Proc. of 3rd Conf. and Exib. on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, pp. 1-8, 2012.
- [69] V. Calderaro, G. Conio, V. Galdi, G. Massa, A. Piccolo, "Optimal decentralized voltage control for distribution systems with inverter based distributed generators", *IEEE Transactions on Power Systems*, under review.