



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Studio di fattibilità e progettazione preliminare di dimostratori di
reti elettriche di distribuzione per la transizione verso reti attive.

Report 2 – Simulazioni e valutazioni di progetto per gli scenari
selezionati

*I. Bertini, S. Favuzza, G. Graditi, M.G. Ippolito, F. Massaro, R. Musca,
E. Riva Sanseverino, G. Zizzo*



Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni
Università degli Studi di Palermo

STUDIO DI FATTIBILITÀ E PROGETTAZIONE PRELIMINARE DI DIMOSTRATORI DI RETI ELETTRICHE DI DISTRIBUZIONE PER LA TRANSIZIONE VERSO RETI ATTIVE.

REPORT 2 – SIMULAZIONI E VALUTAZIONI DI PROGETTO PER GLI SCENARI SELEZIONATI

G. Graditi, I. Bertini (ENEA)

S. Favuzza, M.G. Ippolito, F. Massaro, R. Musca, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo (DIEET-Università di Palermo)

Settembre 2010

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Usi finali

Tema: Sviluppo di strumenti di programmazione e pianificazione per la promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a scala territoriale e urbana

Responsabile Tema: Ilaria Bertini, ENEA



DIEET - DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA,
ELETTRONICA E DELLE TELECOMUNICAZIONI

Università degli Studi di Palermo

Accordo di Programma MSE-ENEA

Tema di ricerca 5.4.4.7/5.4.4.8: “Studio e dimostrazione di forme di finanza innovativa e di strumenti di pianificazione per la promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a scala territoriale e urbana”

Studio di fattibilità e progettazione preliminare di dimostratori di reti elettriche di distribuzione per la transizione verso reti attive

Report 2 – Simulazioni e valutazioni di progetto per gli scenari selezionati

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO

Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Elettronica e delle Telecomunicazioni

Viale delle Scienze - Parco d'Orleans,

90128 - PALERMO

Cod. Fisc. 80023730825

INDICE

Premessa	pag. 3
<u>I. SCENARI DI SVILUPPO PER LA TRANSIZIONE VERSO RETI ATTIVE</u>	
<i>I.1 Rete A (Area "La Capanna"): scenario II</i>	pag. 5
<i>I.2 Rete B (Isola di Pantelleria): scenario 50.1</i>	pag. 6
<u>II. IMPLEMENTAZIONE E SIMULAZIONE DELLE RETI A E B</u>	
<i>II.1 L'ambiente di simulazione</i>	pag. 7
<i>II.2 Analisi in simulazione per la Rete A (Area "La Capanna")</i>	pag. 7
II.2.1 Implementazione della rete	
II.2.2 Condizioni di funzionamento simulate	
II.2.3 Risultati delle simulazioni	
II.2.4 Analisi in cortocircuito	
<i>II.3 Analisi in simulazione per la Rete B (Isola di Pantelleria)</i>	pag. 14
II.3.1 Implementazione della rete	
II.3.2 Condizioni di funzionamento simulate	
II.3.3 Risultati delle simulazioni	
II.3.4 Analisi in cortocircuito	
<u>III SISTEMI DI SUPERVISIONE E CONTROLLO</u>	
<i>III.1 Oggetto e scopo</i>	pag. 24
<i>III.2 Struttura e requisiti generali</i>	pag. 24
III.2.1 Articolazione	
III.2.2 Obiettivi	
III.2.3 Architettura	
<i>III.3 Caratteristiche e requisiti funzionali</i>	pag. 27
III.3.1 Livelli di regolazione	
III.3.2 La gestione dell'incertezza nella regolazione centrale	
<i>III.4 Componenti principali</i>	pag. 32
III.4.1 DMS	
III.4.2 PLC	
III.4.3 RTU	
III.4.4 Apparati di misura	
<i>III.5 Sistemi di comunicazione</i>	pag. 35
III.5.1 Analisi delle possibili soluzioni	
<i>III.6 Rete A (Area "La Capanna"): soluzione progettuale proposta</i>	pag. 38
III.6.1 Articolazione e principali componenti	
III.6.2 Sistema di comunicazione	
<i>III.7 Rete B (Isola di Pantelleria): soluzione progettuale proposta</i>	pag. 41
III.7.1 Articolazione e principali componenti	
III.7.2 Sistema di comunicazione	
<u>IV. ANALISI COSTI-BENEFICI</u>	
<i>IV.1 Classificazione dei costi e dei benefici</i>	pag. 47
<i>IV.2 Orizzonte temporale e tasso di sconto</i>	pag. 48
<i>IV.3 Valutazione dei costi e dei benefici</i>	pag. 49
IV.3 .1 Investimenti e oneri accessori (C.1-C.4)	
IV.3 .2 Costi annui di produzione, gestione e manutenzione (C.5)	
IV.3 .3 Riduzione dell'energia acquistata/prodotta (B.1)	
IV.3 .4 Incentivi per la produzione da fonti rinnovabili (B.2)	
IV.3 .5 Benefici ambientali (B.3)	
IV.3 .6 Benefici connessi con la gestione dei rifiuti (B.4)	
<i>IV.4 Risultati e indicatori di performance del progetto</i>	pag. 58
Fonti e riferimenti	pag. 60

Premessa

Il presente Report riferisce sui contenuti e sui risultati della seconda fase delle attività svolte nell'ambito della ricerca dal titolo: " *Studio di fattibilità e progettazione preliminare di dimostratori di reti elettriche di distribuzione per la transizione verso reti attive*", oggetto dell'Accordo di Collaborazione tra ENEA e DIEET sottoscritto in data 6 novembre 2009.

In fase di avvio delle attività, DIEET ed ENEA hanno concordato di fare riferimento:

- per quanto concerne la rete di distribuzione identificata come "Rete A", alla rete di distribuzione esistente in media e bassa tensione dell'area denominata "La Capanna" del Centro Ricerca ENEA di Casaccia (RM);
- per quanto concerne la rete di distribuzione identificata come "Rete B", alla rete di distribuzione esistente in media tensione dell'isola di Pantelleria (TP).

Le attività sono state condotte in sinergia con il personale tecnico designato da ENEA e svolte prevalentemente all'interno dei locali e dei laboratori del DIEET di Palermo. Nel corso delle attività sono stati svolti alcuni sopralluoghi (a Casaccia e Pantelleria) diversi incontri di confronto e coordinamento con il personale ENEA, con i tecnici S.MED.E. (società che gestisce il sistema elettrico di Pantelleria) e con rappresentanti di ABB, azienda che ha recentemente curato la realizzazione di alcuni interventi di automazione sulla rete di Pantelleria.

Nella prima fase delle attività, per le due aree di intervento (Rete A e Rete B), è stata preliminarmente effettuata una puntuale caratterizzazione dei due sistemi elettrici, soprattutto in termini di produzione e consumo di energia elettrica, articolazione e consistenza delle reti elettriche di distribuzione, logiche e sistemi di automazione già adottati; sono stati pertanto identificati, per i due sistemi, gli scenari iniziali di riferimento. Successivamente, sono stati indagati i principali aspetti di fattibilità di interventi finalizzati all'integrazione di impianti di generazione da fonte rinnovabile e al controllo della domanda. Le ipotesi di intervento sono state identificate tenendo conto non solo della disponibilità di fonti energetiche potenzialmente sfruttabili, ma anche in considerazione di tutti gli altri principali aspetti (vincoli, disponibilità di spazi, problematiche di impatto, specificità territoriali e funzionali, ecc.) che la prospettiva di concreta attuabilità degli interventi stessi richiede. Per la transizione di reti elettriche tradizionali verso sistemi attivi, in grado di integrare in sicurezza livelli non trascurabili di generazione da fonte rinnovabile (in buona parte non dispatchabile), è necessario aumentare i livelli di automazione e controllo tradizionalmente presenti nelle reti,

implementando idonee tecnologie ICT. Nel corso delle attività, dopo un inquadramento generale di tali aspetti, sono state identificate le principali specifiche delle infrastrutture di controllo che potrebbero essere implementate nei due sistemi oggetto di studio, per la realizzazione di dimostratori. In fine, componendo diversamente i possibili interventi identificati, sono stati individuati due possibili scenari di sviluppo (scenario I e scenario II) per la Rete A (area "La Capanna") e cinque scenari di sviluppo (scenari 10.1 – 10.2 – 20 – 50.1 e 50.2) per la Rete B (isola di Pantelleria). Per ognuno degli scenari prospettati è stata effettuata una stima di massima dei costi degli interventi previsti e una valutazione qualitativa dei principali benefici attesi. I contenuti e i risultati delle attività svolte nella prima fase sono descritti in dettaglio nel Report 1 [1].

Fra i diversi scenari individuati, in coerenza con quanto previsto nell'Accordo di Collaborazione ENEA-DIEET, si è concordato di selezionare due soli scenari per sviluppare ulteriormente lo studio progettuale nel corso della seconda fase delle attività. Per le due reti in oggetto, si è convenuto di selezionare:

- lo scenario II per la rete A (area "La Capanna"),
- lo scenario 50.1 per la rete B (isola di Pantelleria).

Con riferimento a tali scenari, pertanto, nella seconda fase delle attività:

- sono state implementate le due reti (A e B) in ambiente NEPLAN e simulate le condizioni di funzionamento e di guasto ritenute maggiormente significative sia per lo scenario iniziale sia per le configurazioni attive;
- è stata sviluppata la caratterizzazione dei due sistemi di controllo;
- è stata effettuata una dettagliata analisi economica dei costi e dei benefici connessi con la realizzazione di tutti gli interventi previsti negli scenari di sviluppo.

I contenuti e i risultati di tali attività sono descritti nel presente Report.

I. SCENARI DI SVILUPPO PER LA TRANSIZIONE VERSO RETI ATTIVE

Fra i diversi scenari individuati nel corso della prima fase delle attività [1], in coerenza con quanto previsto nell'Accordo di Collaborazione ENEA-DIE ET, si è concordato di selezionare due soli scenari per sviluppare ulteriormente lo studio progettuale.

In particolare, per le due reti in oggetto, si è convenuto di selezionare:

- lo scenario II per la Rete A - area "La Capanna";
- lo scenario 50.1 per la Rete B - isola di Pantelleria.

I.1 Rete A (Area "La Capanna"): scenario II

Lo SCENARIO II per l'area "La Capanna" prevede la copertura di circa il 34% del fabbisogno elettro-energetico annuo dell'area tramite fonti rinnovabili, attraverso:

- o l'installazione di impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 45 kW_p;
- o l'installazione di un microgeneratore eolico da 20 kW;
- o l'installazione di una microturbina a gas per la produzione combinata di energia elettrica e termica, in grado di fornire una potenza elettrica di 50 kW (ed una potenza termica di 100 kW).

Nella tabella 1 si sintetizzano la tipologia di fonte utilizzabile, la potenza degli impianti da realizzare e la corrispondente produzione energetica annua.

FONTE	POTENZA ELETTRICA [kW]	PRODUZIONE ENERGETICA [MWh/anno]			
		Energia Elettrica	Energia Termica	Energia Elettrica Equivalente	Energia Elettrica Totale
<i>Fotovoltaica</i>	45	60,60	--	--	60,60
<i>Eolica</i>	20	10,00	--	--	10,00
<i>Gas metano (cogenerazione)</i>	50	400,00	800,00	266,70	666,70
TOTALE PROD. ENERGETICA		470,60			737,30

Tab. 1 - SCENARIO II per l'area "La Capanna": generazione da fonte rinnovabile e relativa produzione energetica attesa

I.2 Rete B (Isola di Pantelleria): scenario 50.1

Lo SCENARIO 50.1 per l'isola di Pantelleria prevede la copertura di circa il 50% del fabbisogno elettro-energetico annuo tramite fonti rinnovabili, attraverso:

- l'installazione di impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 330 kW_p;
- l'installazione di una centrale geotermica da 2,5 MW;
- l'installazione di centrale RSU da 365 kW;
- l'installazione di impianti solari termici per una potenza complessiva di 530 kW.

Nella tabella 2 si sintetizzano la tipologia di fonte utilizzabile, la potenza degli impianti da realizzare e la corrispondente produzione energetica annua.

<i>FONTE</i>	<i>POTENZA ELETTRICA [MW]</i>	<i>PRODUZIONE ENERGETICA [MWh/anno]</i>	
		<i>per fonte</i>	<i>TOTALE</i>
<i>Fotovoltaica</i>	0,33	510	
<i>Eolica</i>	0	0	
<i>Geotermica</i>	2,5	20.000	23.175
<i>RSU</i>	0,365	1.600	
<i>Solare termica</i>	0,53	1.065	

Tab. 2 - SCENARIO 50.1 per l'isola di Pantelleria: generazione da fonte rinnovabile e relativa produzione energetica attesa

Con riferimento a tali scenari:

- sono state implementate le due reti (A e B) in ambiente NEPLAN e simulate le condizioni di funzionamento e di guasto ritenute maggiormente significative sia per lo scenario iniziale sia per le configurazioni attive;
- è stata sviluppata la caratterizzazione dei due sistemi di supervisione e controllo;
- è stata effettuata una dettagliata analisi economica dei costi e dei benefici connessi con la realizzazione di tutti gli interventi ipotizzati.

I contenuti e i risultati di tali attività sono di seguito descritti.

II. IMPLEMENTAZIONE E SIMULAZIONE DELLE RETI A E B

II.1 L'ambiente di simulazione

Le Reti A e B sono state modellate, implementate e simulate in ambiente NEPLAN. NEPLAN è un software di simulazione di sistemi sviluppato dalla BCP (Busarello + Cott + Partner) AG, fondata nel 1988 a Zurigo e specializzata nel campo dell'ingegneria dei sistemi di potenza. Fra le principali caratteristiche del programma si apprezza la versatilità e la facilità di interazione con l'utente, ottenuta attraverso un'interfaccia grafica semplice e intuitiva. Il software permette di condurre numerose tipologie di analisi, in quanto dispone di un gran numero di moduli dedicati per l'esecuzione di calcoli di load flow, analisi di cortocircuiti, analisi di affidabilità, ecc.

La possibilità del programma di interagire con altri importanti software di simulazione, come Matlab e il suo risolutore Simulink, e di consentire la manipolazione dei modelli implementati attraverso programmi in linguaggio C/C++ scritti dall'utente, facilmente ottenuto attraverso un set di funzioni e librerie chiamato NPL (NEPLAN Programming Library), sono caratteristiche chiave che contribuiscono ad accrescere le potenzialità del software e la sua versatilità nell'implementazione di modelli non presenti in libreria e direttamente costruiti dal singolo utente. Esistono, inoltre, moduli aggiuntivi, come lo "Smart Grid Application", che possono consentire l'impiego di NEPLAN anche in fase di gestione e monitoraggio di sistemi reali, attraverso lo scambio di informazioni e la raccolta di dati (sistemi SCADA, GIS e GPRS) e la realizzazione di un motore di calcolo on-line in grado di controllare l'intero processo (load-flow, stima dello stato, etc...).

II.2 Analisi in simulazione per la Rete A (Area "La Capanna")

II.2.1 Implementazione della rete

Sulla base della caratterizzazione effettuata nella prima fase delle attività, è stato sviluppato un modello della Rete A in ambiente NEPLAN, a partire dal punto di alimentazione della sottostazione AT/MT fino ai carichi in bassa tensione rappresentati dai quadri dei singoli edifici presenti nell'area.

Lo schema realizzato per la simulazione del caso base di rete passiva è riportato in Fig.1. Con i diversi colori sono evidenziati i livelli di tensione presenti nella rete. Il

modello è stato validato e affinato attraverso un procedimento per passi successivi, basato sulla conoscenza di tutti i dati (di targa e di esercizio) disponibili e sull'ipotesi di distribuzione ipotetica dei carichi nelle diverse condizioni di funzionamento individuate. A partire dalla rete base è stato poi realizzato un ulteriore modello comprendente le modifiche alla rete previste nello scenario II, con l'introduzione della generazione fotovoltaica, della turbina eolica e della microturbina a gas. Lo schema per la simulazione del caso di rete attiva è riportato in Fig. 2.

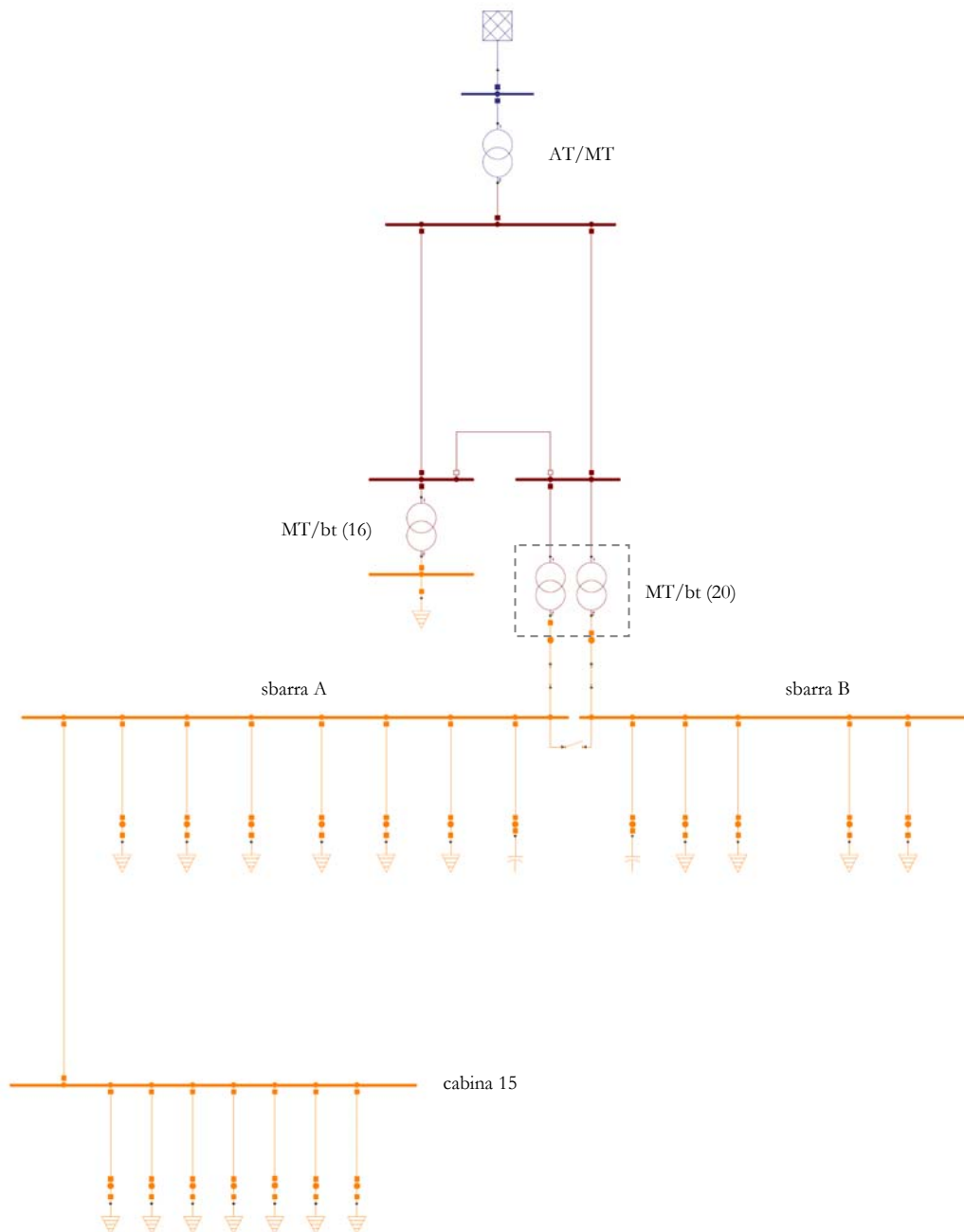


Fig. 1 – Schema del modello della rete di distribuzione dell'area “La Capanna” implementato in NEPLAN (rete passiva)

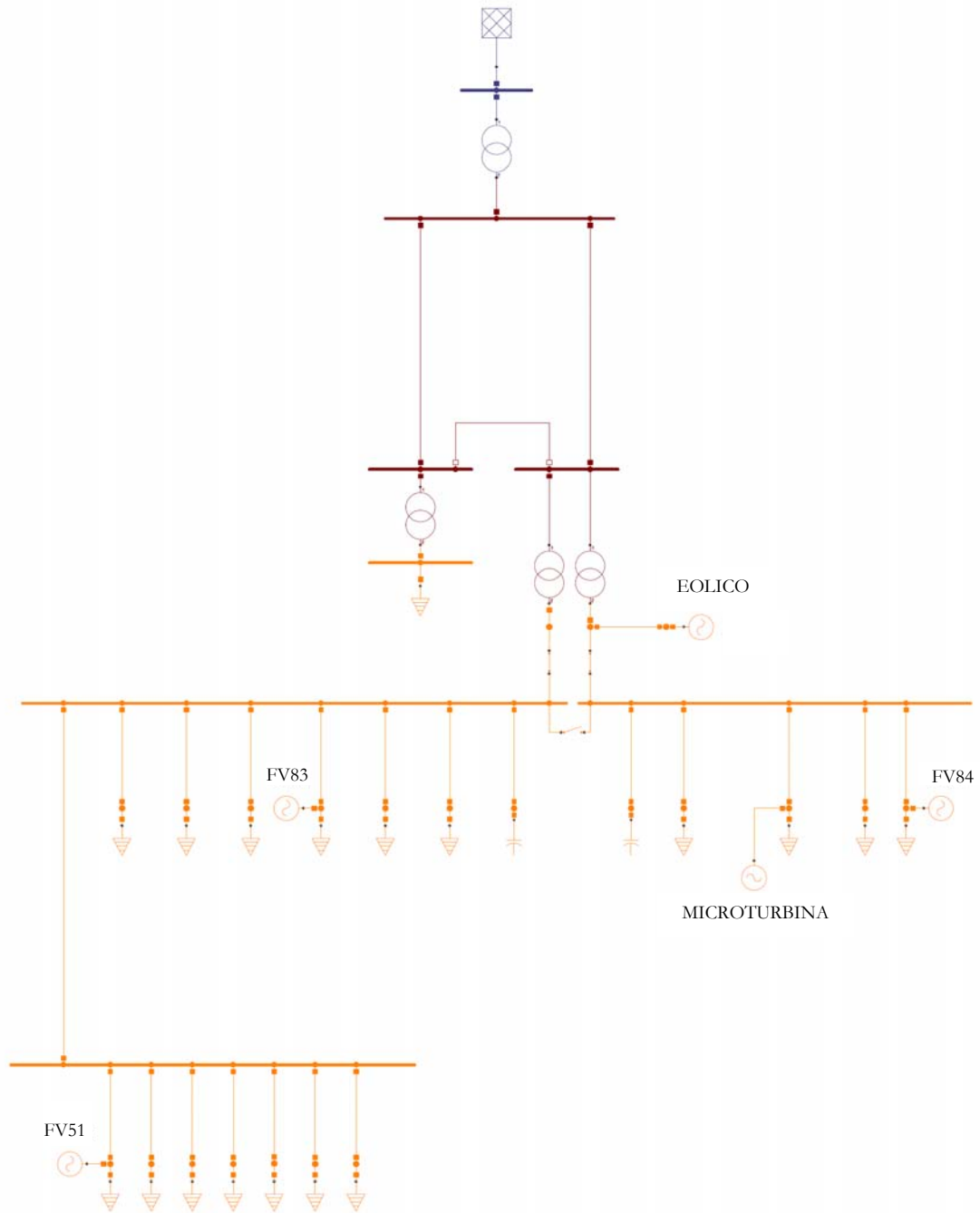


Fig. 2 – Schema del modello della rete di distribuzione dell'area “La Capanna” implementato in NEPLAN (rete attiva)

Il modello, validato per raffronto con i dati provenienti dall'esercizio per lo scenario iniziale (rete passiva), è stato utilizzato per analisi di load-flow (in particolari condizioni di funzionamento) e di cortocircuito (per guasti trifase in diversi nodi della rete).

II.2.2 Condizioni di funzionamento simulate

Fra le diverse possibili condizioni di funzionamento, dall'analisi dei diagrammi di carico del 2009 forniti da ENEA, sono state simulate le due seguenti condizioni limite:

- massimo carico: giorno 17 luglio, ore 10, potenza assorbita di 702 kW;
- minimo carico: giorno 19 maggio, ore 10, potenza assorbita di 180 kW.

Per ciascuna condizione di funzionamento, sono stati fissati i livelli di generazione da assumere per le simulazioni di rete attiva. Più in particolare:

- nella condizione di massimo carico è stata considerata una produzione fotovoltaica totale di 41.85 kW (coefficiente di riduzione pari 0.93), i punti di funzionamento della microturbina e della turbina eolica sono stati impostati rispettivamente al 90% e al 50% della loro potenza nominale;
- nella condizione di minimo carico, è stata considerata una produzione fotovoltaica totale di 41.4 kW (coefficiente di riduzione pari 0.92), mentre i punti di funzionamento della microturbina e della turbina eolica sono stati impostati rispettivamente al 10% e al 50% della loro potenza nominale.

Il punto di alimentazione dalla rete esterna (sottostazione AT/MT) è stato sempre considerato nelle simulazioni di load-flow come nodo di saldo. L'assetto di rete è stato considerato radiale.

II.2.3 Risultati delle simulazioni

Per le due condizioni di funzionamento ipotizzate, i risultati delle simulazioni di load-flow, in termini di potenze attive e reattive fornite dall'alimentazione esterna, quelle fornite dai generatori distribuiti (RES) previsti nello scenario di rete attiva, carico attivo e reattivo complessivo, perdite in rete e numero di nodi in cui è stata segnalata una violazione nel valore della tensione, sono sintetizzati nelle tabelle 3 e 4. Si riportano, inoltre, gli andamenti della tensione nei diversi nodi della rete, ordinati

monotonicamente in ordine decrescente, sia per la condizione a carico massimo (Fig. 3) sia per la condizione a carico minimo (Fig. 4).

CONFIG	Pcarico [kW]	Qcarico [kVAR]	PgRETE [kW]	QgRETE [kVAR]	PgRES [kW]	QgRES [kVAR]	ΔP_{TOT} [kW]	ΔQ_{TOT} [kVAR]	Numero violaz.
Passiva radiale	702	716	709	647	-	-	7	28	0
Attiva radiale	702	716	611	616	98	27	6	23	0

Tab. 3 – Risultati del load-flow nella condizione di massimo carico

CONFIG	Pcarico [kW]	Qcarico [kVAR]	PgRETE [kW]	QgRETE [kVAR]	PgRES [kW]	QgRES [kVAR]	ΔP_{TOT} [kW]	ΔQ_{TOT} [kVAR]	Numero violaz.
Passiva radiale	180	69	180	60	-	-	< 1	1	0
Attiva radiale	180	69	124	34	56	27	< 1	1	0

Tab. 4 – Risultati del load-flow nella condizione di minimo carico

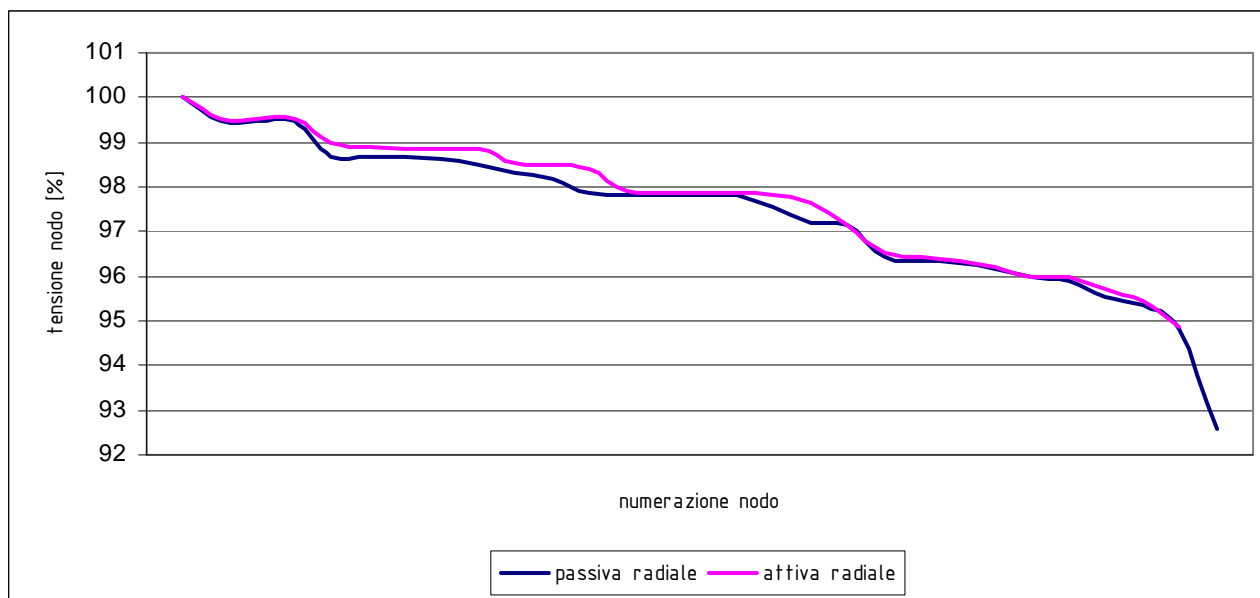


Fig. 3 – Profili di tensione per le due configurazioni (rete passiva – rete attiva) nella condizione di massimo carico

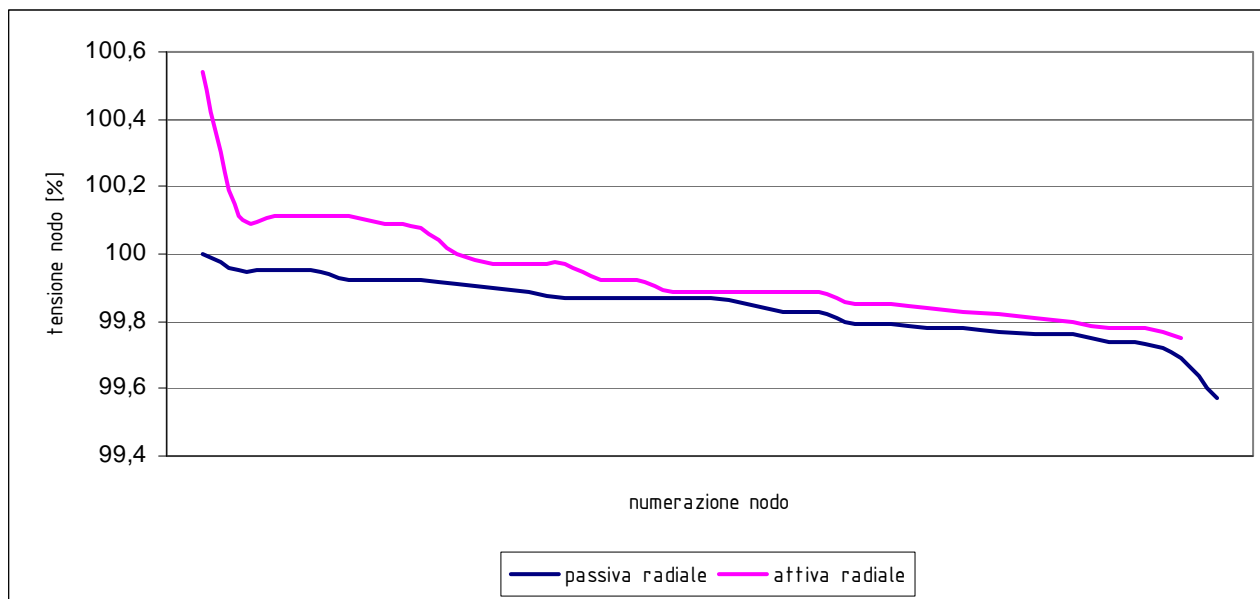


Fig. 4 – Profili di tensione per le due configurazioni (rete passiva – rete attiva) nella condizione di minimo carico

L'analisi dei risultati evidenzia in sintesi che:

- la connessione dei nuovi generatori (rete attiva) produce una riduzione delle perdite (sia di potenza attiva che di potenza reattiva), che è ovviamente più sensibile nella condizione di massimo carico;
- il profilo delle tensioni si presenta più regolare in entrambe le condizioni di funzionamento.

II.2.4 Analisi in cortocircuito

Per l'analisi in cortocircuito, è stata simulata la presenza di un guasto trifase netto nei seguenti nodi sulla rete (Fig. 5): sbarre di bassa tensione della cabina 20 (punto A); quadro di bassa tensione dell'edificio F83 (punto B); quadro di bassa tensione dell'edificio F84 (punto C); quadro di bassa tensione degli edifici F76÷81 (punto D).

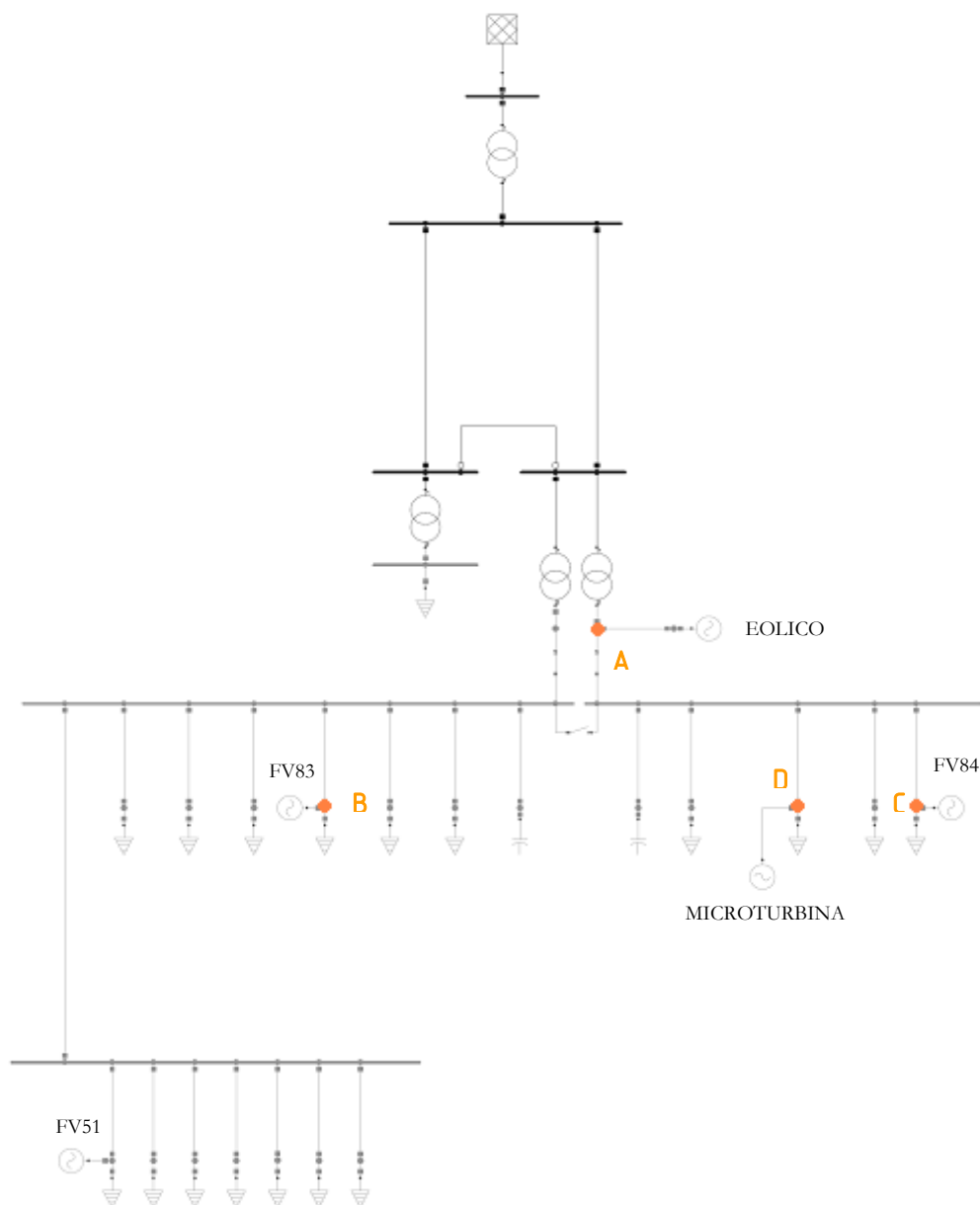


Fig. 5 – Schema del modello della rete di distribuzione dell'area “La Capanna” implementato in NEPLAN: punti di guasto trifase

I risultati delle simulazioni in cortocircuito sono sintetizzati in tabella 5: i valori sono normalizzati rispetto al valore della corrente di cortocircuito tri fase ottenuta sulle sbarre di media tensione della cabina 20 nel caso di rete passiva, assunto come valore di riferimento per tutte le altre correnti calcolate.

PUNTO DI GUASTO	CONFIGURAZIONE	lcc3
Sbarra di bassa tensione della cabina 20 (punto A)	Passiva radiale	1
	Attiva radiale	1.031
Quadro di bassa tensione edificio F83 (punto B)	Passiva radiale	0.695
	Attiva radiale	0.697
Quadro di bassa tensione edificio F84 (punto C)	Passiva radiale	0.973
	Attiva radiale	1.003
Quadro di bassa tensione edificio F76÷81 (punto D)	Passiva radiale	0.199
	Attiva radiale	0.218

Tab. 5 – Valore normalizzato delle correnti di cortocircuito trifase in vari punti della Rete A

Risulta evidente che la connessione dei nuovi generatori (rete attiva) produce un incremento delle correnti di cortocircuito che, tuttavia, risulta abbastanza limitato in tutti i nodi della rete oggetto d'indagine. A tale incremento, pertanto, non si associano particolari criticità.

II.3 Analisi in simulazione per la Rete B (Isola di Pantelleria)

II.3.1 Implementazione della rete

Sulla base della caratterizzazione effettuata nella prima fase delle attività, è stato sviluppato un modello in ambiente NEPLAN della Rete B.

Lo schema realizzato per la simulazione del caso base di rete passiva è riportato in Fig. 6. Con i diversi colori sono evidenziati gli sviluppi delle quattro linee principali in cui si articola la rete. Il modello è stato validato e affinato attraverso un procedimento per passi successivi. Inizialmente, il carico complessivo rilevato in una determinata condizione di funzionamento è stato omoteticamente distribuito sui carichi della rete, riferendo l'omotetia alla potenza nominale delle cabine MT/bt da cui è stato supposto lo spillamento del carico in bt. Successivamente, si è proceduto a un aggiustamento dei valori delle singole potenze rilevate in partenza ad ogni linea, variando l'omotetia delle cabine a servizio del centro abitato e attribuendo opportuni valori del fattore di potenza a particolari carichi, quali il dissalatore e le cabine a servizio degli aeroporti militare e civile. A partire dalla rete base è stato poi realizzato un ulteriore modello

comprendente le modifiche alla rete previste nello scenario di sviluppo 50.1 (con l'introduzione della generazione fotovoltaica, dell'impianto RSU e di quello geotermico). Lo schema per la simulazione del caso di rete attiva è riportato in Fig 7. Il modello, validato per raffronto con i dati provenienti dall'esercizio per lo scenario iniziale (rete passiva), è stato utilizzato per analisi di load-flow (in particolari condizioni di funzionamento) e di cortocircuito (per guasti trifase in diversi nodi della rete).

II.3.2 Condizioni di funzionamento simulate

Fra le diverse possibili condizioni di funzionamento, sono state simulate le seguenti condizioni, ritenute di particolare interesse:

- massimo carico: giorno 14 agosto, ore 21, potenza assorbita di 10.6 MW;
- massima produzione fotovoltaica: giorno 14 agosto, ore 12, potenza assorbita di 7.8 MW;
- minimo carico: giorno 14 gennaio, ore 3, potenza assorbita di 3.1 MW.

Per quanto riguarda l'assetto di rete, sono stati individuati tra tutti i possibili punti di magliatura quattro nodi principali: il sezionatore in prossimità del dissalatore (cabina 127); il sezionatore denominato "dietro l'isola" (cabina 70); il sezionatore tra linea 1 e linea 3 (cabina 10); il sezionatore tra linea 1 e linea 2 (collegamento aeroporto). Sono state quindi individuate tre possibili configurazioni di interesse: la configurazione base di rete radiale; la configurazione totalmente magliata (quattro punti di sezionamento chiusi); la configurazione di rete con magliatura minima, intendendo la configurazione con un solo punto di magliatura che presenta il comportamento più vicino a quello di rete completamente magliata. La configurazione di magliatura minima (nel seguito indicata come "magliata min."), nel caso di massimo carico, prevede la chiusura del sezionatore "dietro l'isola" (sezionatore 70), mentre, nel caso di minimo carico, prevede la chiusura del sezionatore in prossimità del dissalatore (sezionatore 127).

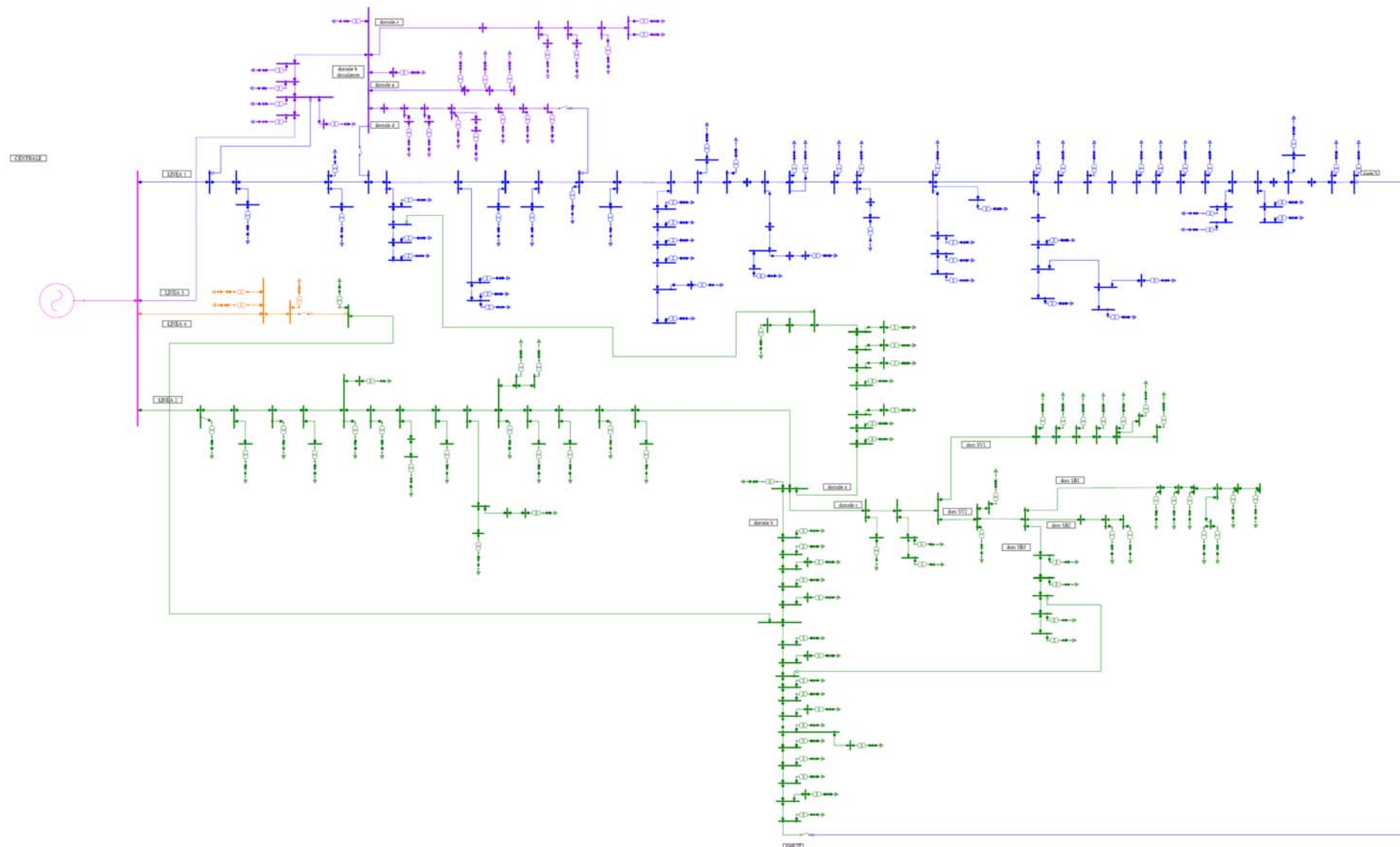


Fig. 6 – Schema del modello della rete di distribuzione MT dell'isola di Pantelleria implementato in NEPLAN (rete passiva)

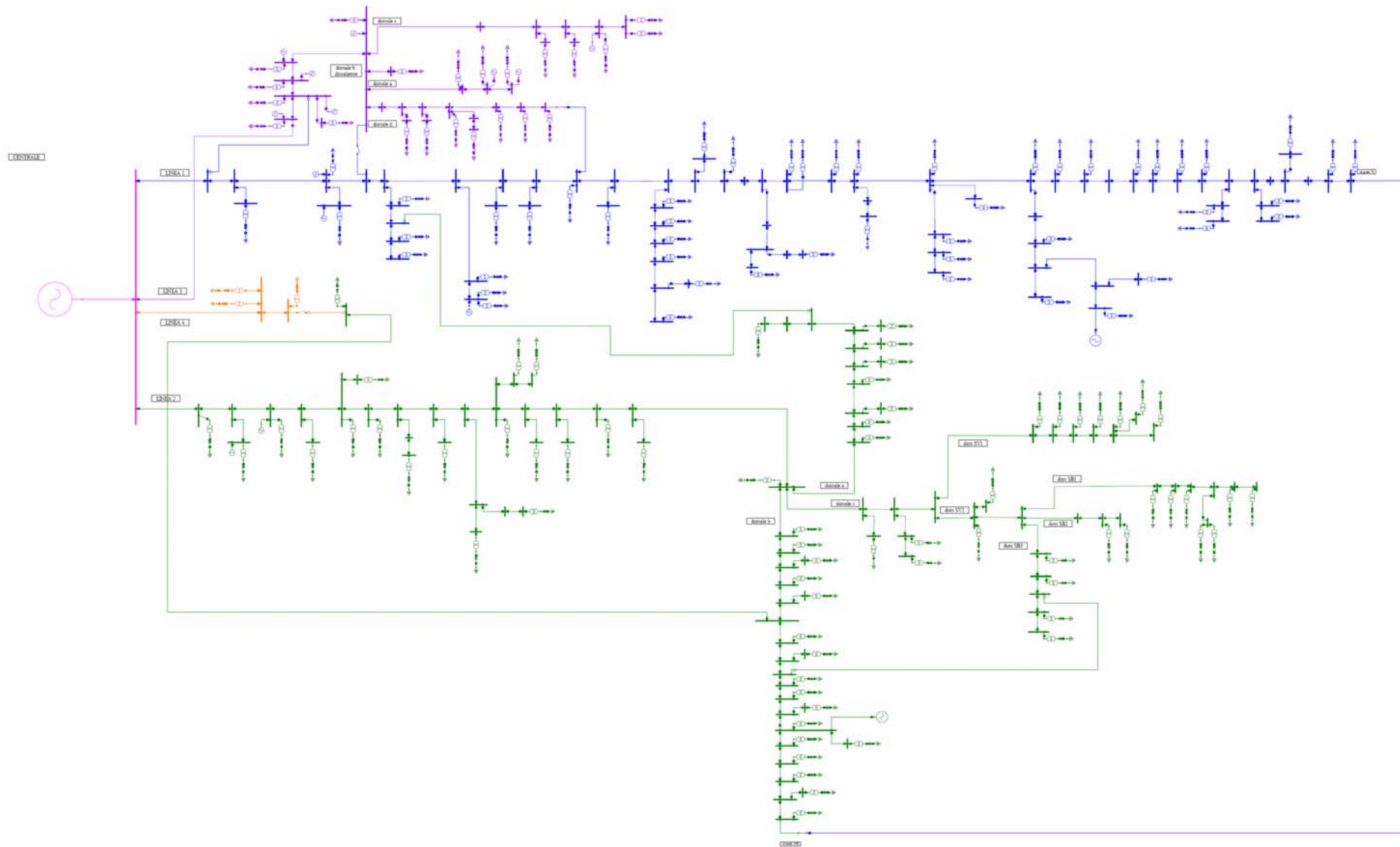


Fig. 7 – Schema del modello della rete di distribuzione MT dell'isola di Pantelleria implementato in NEPLAN (rete attiva)

II.3.3 Risultati delle simulazioni

Per le quattro configurazioni di interesse previste (passiva, attiva radiale, attiva magliata e attiva magliata min.), sono state effettuate simulazioni di load-flow nelle tre condizioni di funzionamento individuate (massimo carico, massima produzione fotovoltaica, minimo carico). I risultati sono sintetizzati nelle tabelle 6, 7 e 8. Sono stati tracciati anche gli andamenti della tensione nei diversi nodi della rete ordinati monotonamente in ordine decrescente, per le tutte le condizioni di carico indagate (Figg. 8, 9 e 10).

CONFIG	Pcar [MW]	Qcar [MVAR]	PgCENTR [MW]	QgCENTR [MVAR]	PgRES [MW]	QgRES [MVAR]	ΔP_{TOT} [MW]	ΔQ_{TOT} [MVAR]	Num. violaz
Passiva radiale	10.6	6.273	11.404	7.03	0	0	0.804	0.757	119
Attiva radiale	9.799	6.273	7.615	5.325	2.574	1.229	0.39	0.282	37
Attiva magliata	9.799	6.273	7.496	3.36	2.574	3.027	0.271	0.114	0
Attiva magliata min	9.799	6.273	7.547	3.789	2.574	2.659	0.322	0.174	0

Tab. 6 – Risultati del load-flow nella condizione di massimo carico

CONFIG	Pcar [MW]	Qcar [MVAR]	PgCENTR [MW]	QgCENTR [MVAR]	PgRES [MW]	QgRES [MVAR]	ΔP_{TOT} [MW]	ΔQ_{TOT} [MVAR]	Num. violaz
Passiva radiale	7.8	4.616	8.193	4.814	0	0	0.393	0.198	35
Attiva radiale	7.41	4.385	4.748	4.314	2.897	0.059	0.235	-0.012	0
Attiva magliata	7.41	4.385	4.628	3.274	2.897	0.963	0.115	-0.149	0
Attiva magliata min	7.41	4.385	4.652	3.445	2.897	0.827	0.139	-0.113	0

Tab. 7– Risultati del load-flow nella condizione di max produzione fotovoltaica

CONFIG.	Pcar [MW]	Qcar [MVAR]	PgCENTR [MW]	QgCENTR [MVAR]	PgRES [MW]	QgRES [MVAR]	ΔP_{TOT} [MW]	ΔQ_{TOT} [MVAR]	Num. Violaz.
Passiva radiale	3.056	1.82	3.089	1.519	0	0	0.033	-0.301	0

Attiva radiale	3.056	1.82	0.639	0.635	2.574	0.957	0.157	-0.228	0
Attiva magliata	3.056	1.82	0.542	0.541	2.574	0.957	0.06	-0.322	0
Attiva magliata min	3.056	1.82	0.555	0.554	2.574	0.957	0.073	-0.309	0

Tab. 8 – Risultati del load-flow nella condizione di minimo carico

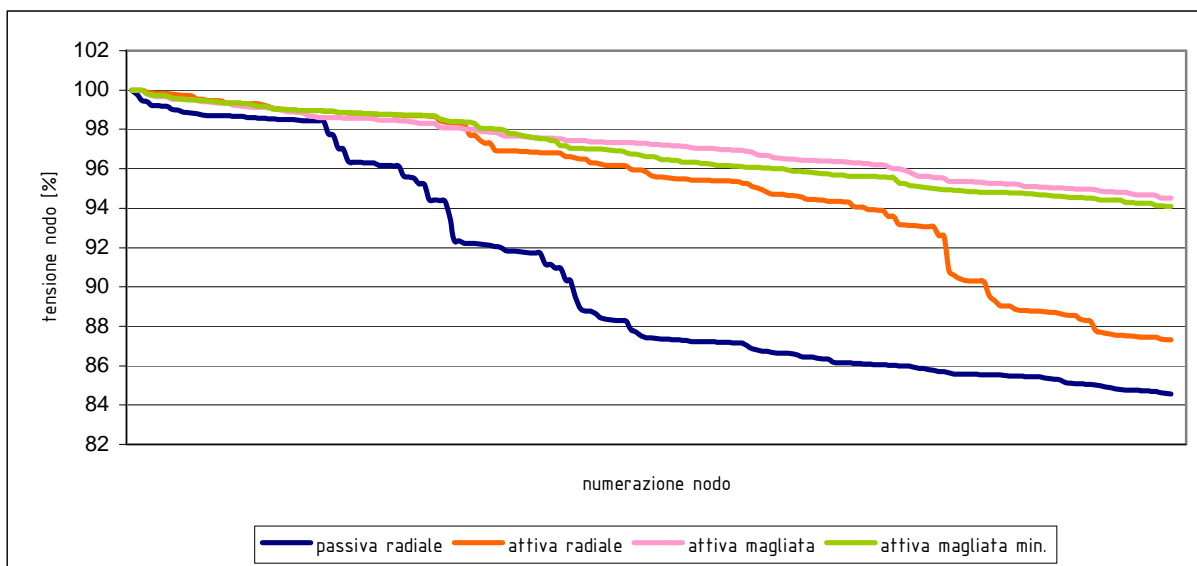


Fig. 8 – Profili di tensione per le quattro configurazioni nella condizione di massimo carico

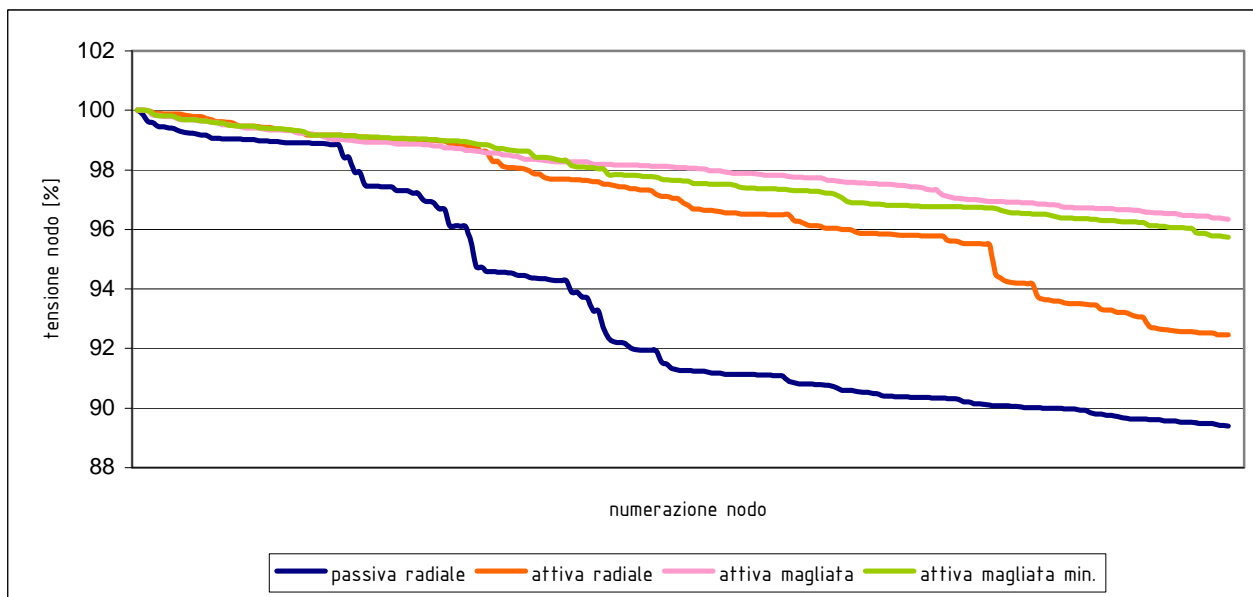


Fig. 9 – Profili di tensione per le quattro configurazioni nella condizione di massima produzione fotovoltaica

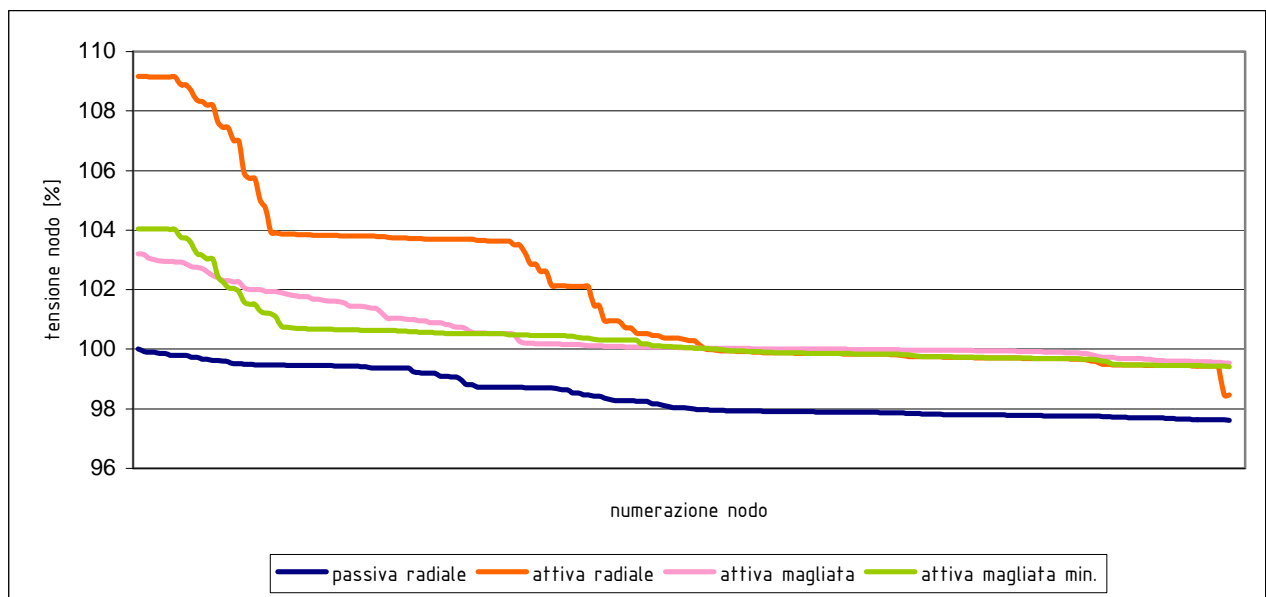


Fig. 10 – Profili di tensione per le quattro configurazioni nella condizione di minimo carico

Come si può osservare, nella condizione di massimo carico la rete base passiva presenta un elevato numero di violazioni nel valore della tensione. Le iniezioni di potenza, in particolare quelle provenienti dagli impianti geotermico ed RSU, non soltanto riducono di circa 3 volte il numero di violazioni di tensione, ma dimezzano anche le perdite di potenza attiva. Le configurazioni attive (magliata e magliata min.) comportano un ulteriore miglioramento, annullando il numero di violazioni e riducendo ulteriormente le perdite.

In tutte le condizioni di funzionamento prese in esame, è facile constatare una netta riduzione della potenza (sia attiva che reattiva) richiesta alla centrale a gasolio, come era naturale aspettarsi. L'analisi degli andamenti delle tensioni evidenzia, inoltre, come le due configurazioni attive (magliata e magliata min.) presentano le migliori caratteristiche di regolarità del profilo delle tensioni in tutti i nodi della rete.

II.3.4 Analisi in cortocircuito

Per l'analisi in cortocircuito, i nodi in cui è stata simulata la presenza di un guasto trifase netto sono i seguenti (Fig. 11): sbarre di centrale (nodo G); sbarre geotermico (nodo 125); sbarre RSU (nodo 129); sezionatore dissalatore (127); sezionatore "dietro l'isola" (70); sbarre di media tensione di una cabina del paese (cabina 87).

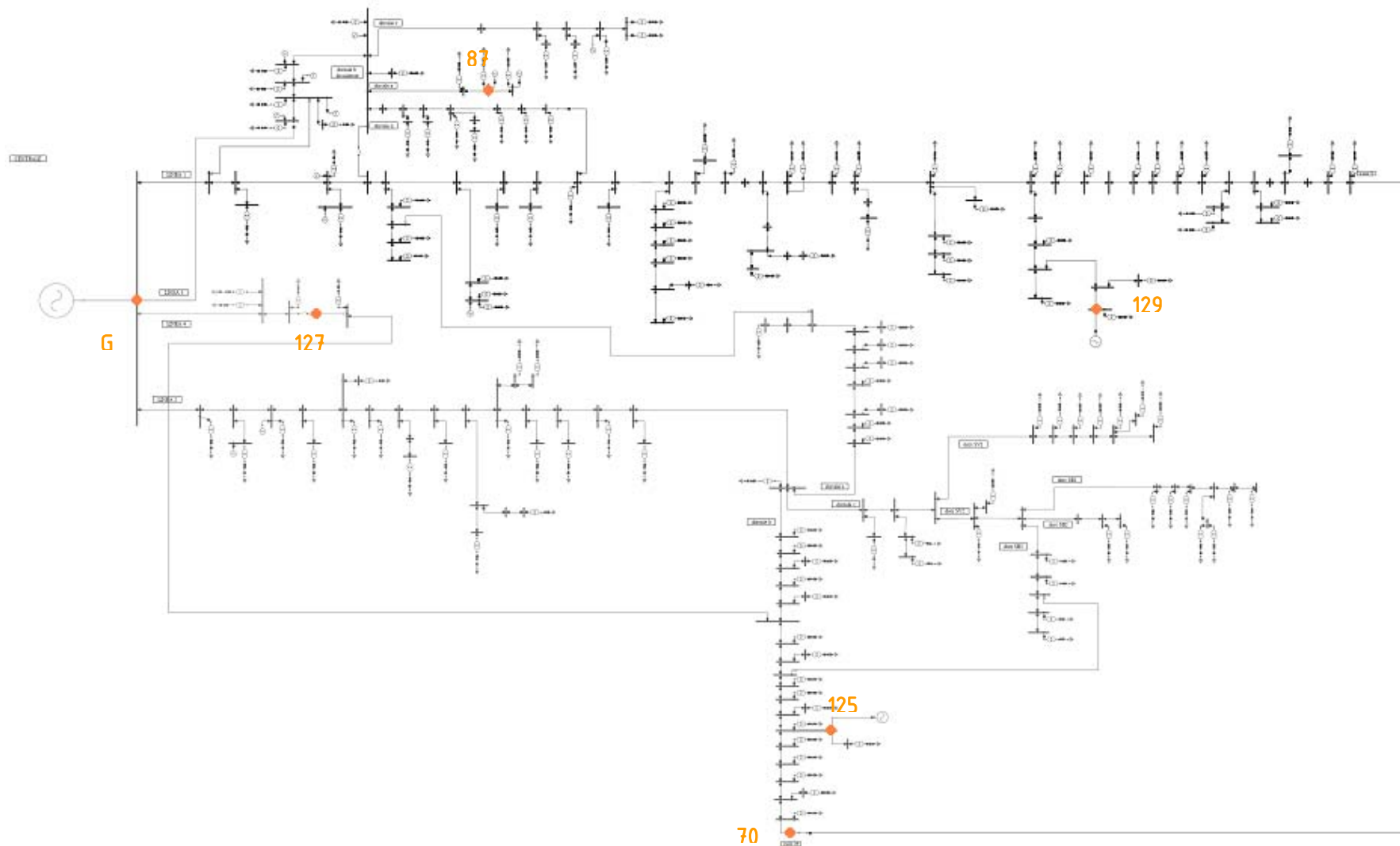


Fig. 11 – Schema del modello della rete di distribuzione MT dell'isola di Pantelleria implementato in NEPLAN: punti di guasto trifase

Per le quattro configurazioni previste, sono state effettuate simulazioni in cortocircuito per le condizioni di massimo e di minimo carico. I risultati sono riassunti in tab. 9: i valori sono normalizzati rispetto al valore della corrente di cortocircuito trifase ottenuta sulle sbarre di centrale e nel caso di rete passiva, assunto come valore di riferimento per tutte le altre correnti calcolate. Per il caso di massimo carico, è stato inoltre calcolato il numero di inversioni del percorso della corrente di guasto rispetto al caso base di rete passiva.

PUNTO DI GUASTO	CONFIGURAZIONE	Icc3 (MAX)	Icc3 (MIN)	Numero inversioni
Sbarra di centrale (nodo G)	Passiva radiale	1.000	0.333	-
	Attiva radiale	0.774	0.276	53
	Attiva magliata	0.822	0.322	100
	Attiva magliata min	0.786	0.314	72
Sbarra geotermico (nodo 125)	Passiva radiale	0.146	0.118	-
	Attiva radiale	0.293	0.265	0
	Attiva magliata	0.467	0.325	72
	Attiva magliata min	0.346	0.306	44
Sbarra RSU (nodo 129)	Passiva radiale	0.108	0.094	-
	Attiva radiale	0.123	0.106	28
	Attiva magliata	0.178	0.156	75
	Attiva magliata min	0.167	0.109	47
Sezionatore "dissalatore" (nodo 127)	Passiva radiale	0.305	0.203	-
	Attiva radiale	0.281	0.174	53
	Attiva magliata	0.490	0.295	98
	Attiva magliata min	0.282	0.293	72
Sezionatore "dietro l'isola" (nodo 70)	Passiva radiale	0.123	0.103	-
	Attiva radiale	0.221	0.210	0
	Attiva magliata	0.343	0.267	67
	Attiva magliata min	0.286	0.234	39

Sbarra MT cabina paese (87)	Passiva radiale	0.639	0.286	-
	Attiva radiale	0.536	0.238	53
	Attiva magliata	0.595	0.284	95
	Attiva magliata min	0.541	0.266	72

Tab. 9 – Valore normalizzato delle correnti di cortocircuito trifase in vari punti della rete nelle condizioni di massimo carico (terza colonna) e di minimo carico (quarta colonna); numero di inversioni del percorso della corrente (ultima colonna)

L'analisi dei valori riportati evidenzia sostanziali variazioni sia nei valori delle correnti di cortocircuito, sia nel verso dei flussi. Il collegamento dei nuovi generatori, pertanto, richiede una sostanziale rivisitazione delle scelte attualmente operate nella caratterizzazione e nel dimensionamento dei sistemi di protezione.

III. SISTEMI DI SUPERVISIONE E CONTROLLO

III.1 Oggetto e scopo

La presente sezione ha per oggetto i sistemi di supervisione e controllo in progetto per le Reti A e B. Scopo precipuo è quello di descrivere le motivazioni alla base delle scelte progettuali effettuate, i componenti dei due sistemi e le principali funzioni che essi dovranno implementare.

III.2 Struttura e requisiti generali

III.2.1 Articolazione

Da un punto di vista funzionale, il sistema di supervisione e controllo è costituito essenzialmente da un controllore centrale e da diversi controllori periferici. I controllori sono in collegamento con un insieme di sensori ed attuatori.

Una struttura ottimale di un sistema di supervisione e controllo necessita dell'installazione dei seguenti apparati:

- un controllore centrale;
- sistemi di acquisizione delle potenze attiva e reattiva erogate;
- sistemi di misura delle tensioni (moduli e fasi delle tensioni concatenate);
- sistemi di controllo dei generatori programmabili (source controller);
- sistemi di controllo di compensatori reattivi (banchi di condensatori, statcom, etc.);
- sistemi di controllo dei carichi elettrici (load controller);
- sistemi di rilevazione dello stato e di telecontrollo dei sezionatori della rete.

L'architettura deve essere in grado di ospitare nuovi componenti in modo dinamico e tutte le tecnologie devono avere una architettura distribuita che permetta che le azioni di controllo siano perseguite anche in assenza del controllore centrale.

III.2.2 Obiettivi

Il sistema di controllo centrale risiede comunemente presso la centrale o presso il nodo di connessione con la rete. Le caratteristiche che esso deve garantire sono le seguenti:

- massima continuità dell'alimentazione;

- ottimizzazione economica/ambientale dell'esercizio, assicurando in condizioni di regime permanente e successivamente alle perturbazioni il corretto bilanciamento delle potenze;
- riduzione dei tempi di ripristino del servizio e riduzione della probabilità di guasto;
- regolazione di tensione e frequenza entro un determinato range di variazione dai valori nominali presso tutti i nodi.

Solo per brevi intervalli successivi ad un improvviso cambiamento del carico o dell'alimentazione, le deviazioni di tensione e frequenza possono essere (moderatamente) superiori ai range prescritti.

III.2.3 Architettura

Da un punto di vista prettamente tecnologico, l'architettura del sistema di controllo deve essere flessibile, espandibile ed aperta per venire incontro a possibili future esigenze e deve includere una piattaforma MultiAgente con agenti software che presentino le seguenti caratteristiche [2]:

- *Autonomy*: capacità di operare senza diretto controllo di un operatore umano;
- *Proactivity*: capacità di reagire agli eventi esterni ma anche di perseguire precisi obiettivi;
- *Social Ability*: capacità di cooperare con altri agenti software utilizzando uno specifico linguaggio.

La Fig. 12 mostra i diversi componenti software ed hardware del sistema di controllo e la piattaforma MultiAgente:

- *Relational Data Base Server (RDBS)*: archivia i dati relativi alle misure, alla programmazione della generazione e al demand side management. Ad esso si accede direttamente utilizzando protocolli standardizzati e indipendenti dalla piattaforma;
- *Micro Grid Agent Platform (MGAP)*: fornisce l'infrastruttura ed i servizi di base dove gli agenti Micro Grid Central Controller (MGCC), Micro Source Controller (SC) e Load Controller (LC) vengono eseguiti;
- *Source and Load device controllers*: dispositivi per il controllo dei generatori e dei carichi.

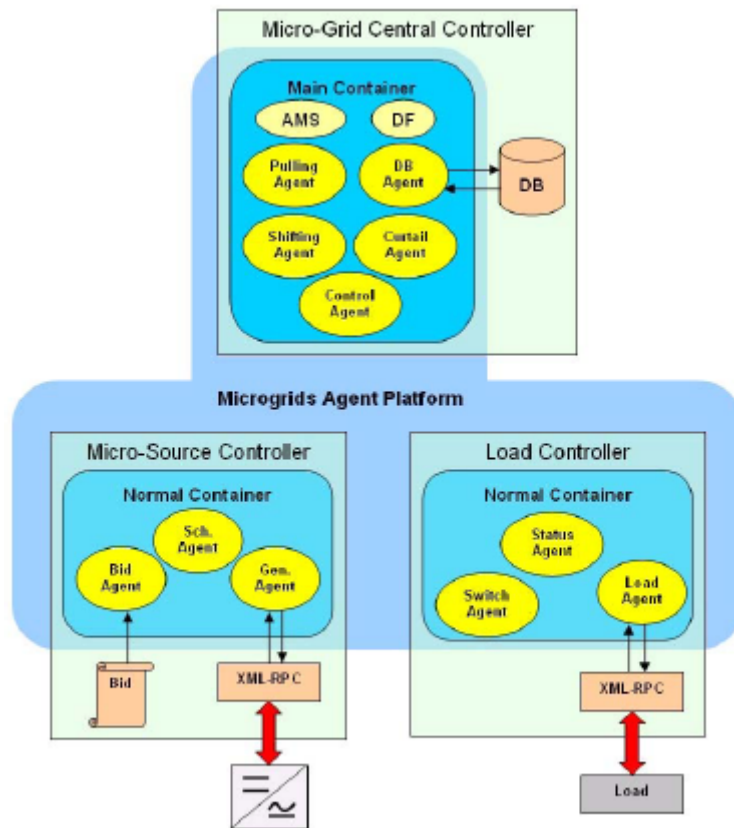


Fig. 12 - Architettura del sistema di controllo

Nel sistema deve essere possibile l'integrazione delle singole regolazioni locali degli impianti di generazione con la gestione centralizzata del funzionamento della rete. Il sistema che svolge questa funzione di integrazione è denominato Distribution Management System (DMS) [3]-[4] ed è costituito concettualmente da tre blocchi fondamentali, come mostrato in Fig. 13:

- State Estimation;
- Optimal Control;
- Control Scheduling.

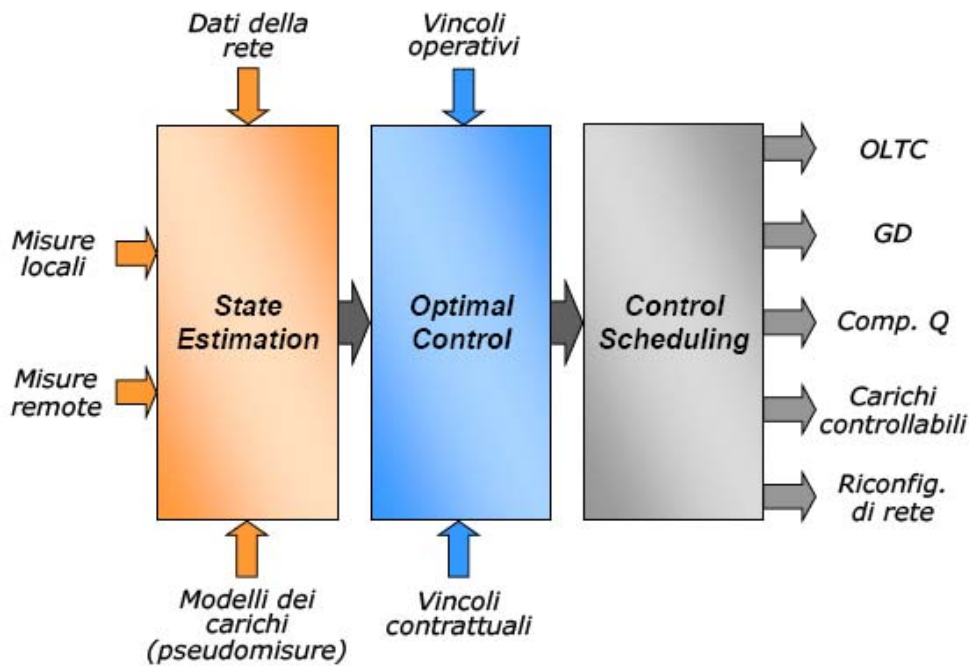


Fig. 13 - Struttura funzionale di un sistema DMS

Per categorie, i diversi apparati del sistema di supervisione e controllo saranno installati presso:

- Nodi di misurazione, presso i quali vengono misurate le tensioni di rete e le potenze attive e reattive erogate o assorbite;
- Nodi di generazione, nei quali sono connesse un'unità di generazione di energia elettrica la cui produzione può essere controllata al fine di implementare strategie di controllo ottimale della rete;
- Nodi di sezionamento, nei quali sono presenti sezionatori comandati da remoto che permettono di contro-alimentare porzioni di rete in seguito a condizioni di guasto o per implementare precise azioni di optimal management;
- Nodi rilevanti ai fini diagnostici, contenenti RGDAT e altri apparati utilizzati per la ricerca e l'isolamento del punto di guasto;
- Nodi di controllo carichi.

III.3 Caratteristiche e requisiti funzionali

III.3.1 Livelli di regolazione

Per conseguire gli obiettivi sopra accennati, è necessario utilizzare più livelli di regolazione della rete. Come rappresentato in Fig. 14, il controllo delle reti attive è tipicamente esercitato su tre livelli:

- Livello primario. Scopo della regolazione primaria è quello di garantire un esercizio affidabile anche in assenza di rete di telecomunicazione. Il controllo primario implementa le caratteristiche cosiddette 'droop', determinate attraverso le costanti k_f e k_U (Fig. 15). Esso fornisce in uscita i valori P_{prim} e Q_{prim} , valori di potenza attiva e reattiva che istante per istante garantiscono il mantenimento dei valori di tensione e frequenza ai valori nominali. L'intervento della regolazione primaria avviene, comunque, in presenza di variazioni di frequenza e tensione superiori alla 'dead zone', ossia un'area entro cui le variazioni si ritengono tollerabili.
- Livello secondario. Scopo della regolazione secondaria è quello di mantenere un determinato livello di qualità dell'esercizio, minimizzando la media di tutte le deviazioni di frequenza e tensione, misurate presso le unità di generazione distribuita (DER). D'altra parte, mentre l'errore di frequenza è uguale in tutte le unità DER (eccetto che gli errori di misura), le deviazioni della tensione sono diverse in relazione ai valori del carico locale, della generazione locale e delle impedenze delle linee. Se il controllo primario di tutte le unità DER utilizza le stesse costanti di droop, la media di tutte le deviazioni di tensione e frequenza è correlata alla media di tutte le deviazioni di potenza attiva e reattiva dai valori P_{prim} and Q_{prim} . Dopo che la regolazione primaria ha limitato le escursioni di tensione e frequenza, in seguito ad una perturbazione del carico o della generazione (introducendo determinati valori P_{prim} e Q_{prim} presso ciascuna unità DER), la regolazione secondaria consegue le minime deviazioni di tensione e frequenza mantenendo la media delle deviazioni da P_{prim} e Q_{prim} pari a zero.

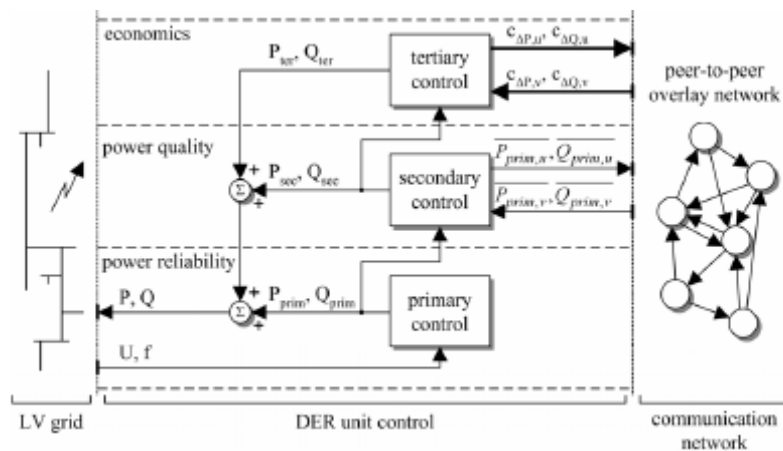


Fig. 14 - Logiche di controllo di una rete attiva

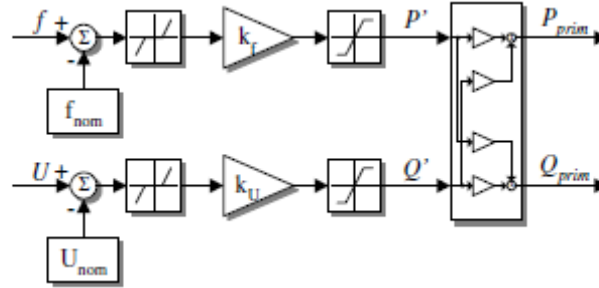


Fig. 15 – Schema a blocchi della regolazione primaria

- Livello terziario. La regolazione terziaria interviene per adeguare i valori di potenza attiva e reattiva iniettata presso le DER al fine di ottimizzare l'esercizio del sistema. L'esercizio potrà essere ottimizzato con criteri e metodologie diverse, secondo principi analoghi a quelli comunemente adottati nei mercati dell'energia (day ahead markets) [5].

La regolazione primaria si esplica entro tempi brevissimi, la regolazione secondaria e terziaria possono invece esplicarsi in tempi più lunghi. Normalmente, questi due livelli di regolazione si esplicano in tempi diversi a causa della difficoltà di inglobare in un unico processo di ottimizzazione obiettivi che riguardano la qualità del servizio e la economicità dell'esercizio. Di fatto però, poiché i diversi obiettivi possono essere fra loro concorrenti (qualità del servizio e costo di produzione normalmente lo sono), la ottimizzazione svolta in tempi diversi può portare al conseguimento di un risultato anche abbastanza lontano da quello desiderato (ad esempio un punto di funzionamento ottimo tecnicamente, ma lontano dall'ottimo economico).

Per far fronte a tale inconveniente, nella ricerca in corso si è pensato di utilizzare un approccio multiobiettivo che inglobasse gli obiettivi della regolazione secondaria e terziaria, oltre che eventuali altri obiettivi che riguardano la limitazione delle emissioni inquinanti [6].

Nel diagramma di Fig. 16, viene rappresentato lo schema funzionale proposto su due livelli, un livello locale (droop) ed un livello centrale.

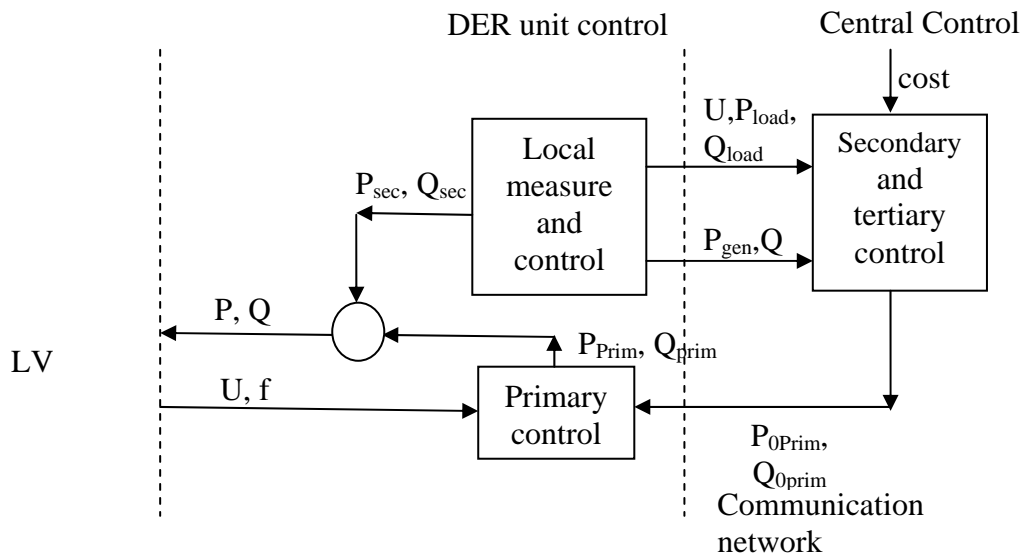


Fig. 16 - Schema di controllo su due livelli: un livello locale ed un livello centrale

Un aspetto di particolare interesse, nell'approccio indicato, è quello che riguarda la gestione dell'incertezza nella regolazione centrale, che, come già detto, comprende sia le funzioni della regolazione secondaria che quelle della regolazione terziaria.

III.3.2 La gestione dell'incertezza nella regolazione centrale

La regolazione centrale si esplica ogni 24 ore, sulla base di un diagramma previsionale di producibilità a scala oraria o inferiore delle unità DER e sulla base di un diagramma previsionale di carico con uguale granularità. Se i dati previsionali riferiti al carico possono ritenersi abbastanza attendibili, i dati sulla producibilità da fonti rinnovabili molto spesso, in presenza di giornate nuvolose e in presenza di vento variabile, producono risultati che presentano errori anche del 40% quando ci si discosta di diverse ore.

Per fronteggiare tale problematica, si possono utilizzare diversi approcci. In particolare, guardando ad un approccio classico nel mondo della robotica, è possibile utilizzare l'architettura a 3 moduli, indipendenti tra loro ed eseguiti sequenzialmente: percezione, pianificazione e azione. Questo approccio è stato applicato agli albori della robotica autonoma: l'idea di fondo era quella di evitare la ricerca di un sistema che risolvesse ogni tipo di problema, ma di un algoritmo di controllo che operasse in relazione a determinate specifiche pianificando una sequenza di azioni appropriata in

un ambiente in continua evoluzione. Tale metodo è stato applicato con successo in diversi settori.

In pratica si tratta, in ogni intervallo di tempo elementare, di ripetere la soluzione del problema di ottimizzazione nelle successive 24 ore e di eseguire solo la prima delle 24 azioni pianificate. In tal modo, sarà possibile seguire con maggiore fedeltà le variazioni che subisce l'ambiente per effetto delle modificazioni climatiche. È infatti noto che le variabili per le quali occorre fare una previsione possono essere modellate come serie temporali non stazionarie. In particolare una rete neurale multistrato feedforward può essere impiegata per la previsione del consumo orario e della radiazione solare. In tal modo, l'errore previsionale cresce linearmente all'aumentare dell'estensione dell'orizzonte temporale dall'1,2% al 2,32% per il carico e dal 10% al 20% per l'irraggiamento [7].

Nelle Figg. 17 e 18 sono riportate due simulazioni degli errori che possono verificarsi nella previsione dei fattori di carico ed irraggiamento nell'arco delle 24 ore.

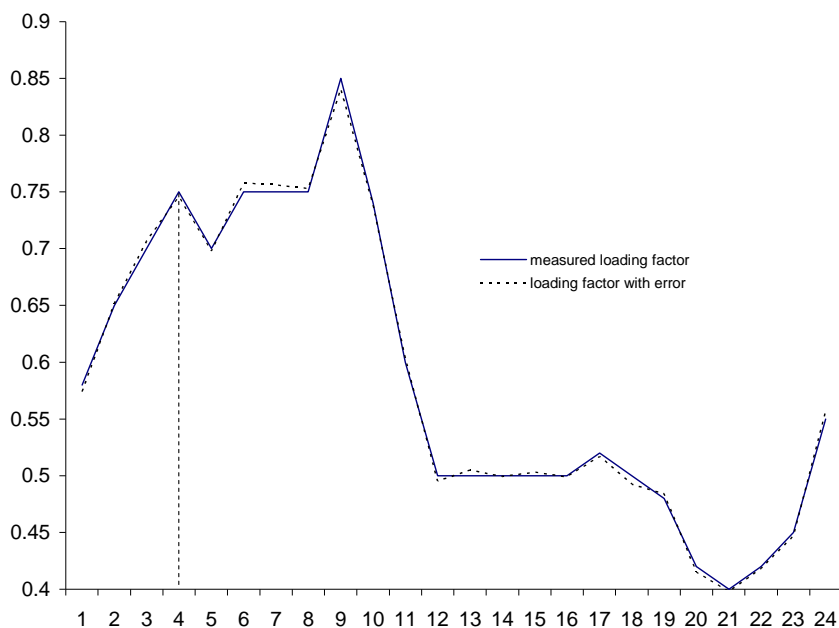


Fig. 17 - Fattori di carico della rete, valori misurati verso valori previsti

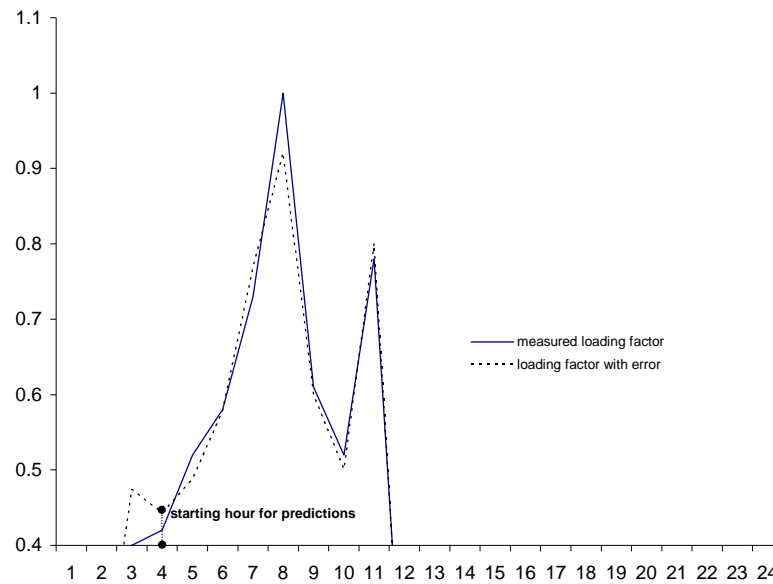


Fig. 18 - Fattori di irraggiamento in 24 ore, valori misurati verso valori previsti

III.4 Componenti principali

III.4.1 DMS (Distribution Management System)

Il DMS è il Network Manager, cioè il centro di controllo di una Smart-Grid (SG). Esso, oltre ad assicurare un'operatività sicura ed efficiente della rete, fornisce al gestore tutte le informazioni necessarie per la pianificazione e l'esercizio del sistema.

Il Network Manager permette all'operatore di monitorare la SG attraverso un'interfaccia grafica in cui sono implementati tutti i nodi del sistema.

Al fine di un controllo efficace e rapido della rete, il Network Manager deve garantire due possibili modalità operative:

- *adaptive mode*: funzionamento in condizioni di normale funzionamento. A intervalli prestabiliti il controllore di rete interroga alternativamente le varie unità periferiche, chiamate Remote Terminal Unit (RTU), le quali inviano i dati relativi alle misure effettuate. Il controllore valuta lo stato della rete e mantiene le condizioni operative ideali al fine di massimizzare la produzione istantanea della generazione distribuita, la qualità del servizio di alimentazione alle utenze, l'economicità del sistema, il rendimento di distribuzione dell'energia attraverso una minimizzazione delle perdite in rete ed i benefici ambientali;
- *restorative mode*: funzionamento in condizioni anomale. Le RTU segnalano immediatamente, al di fuori degli intervalli di interrogazione pre stabiliti, ogni

variazione anomala delle grandezze misurate da remoto. Il controllore di rete interroga le altre RTU, valuta l'eventuale cambiamento dello stato della rete e esegue le azioni di controllo ottimali per riportare la rete in condizioni ordinarie di funzionamento.

III.4.2 PLC (Programmable Logic Controller)

Nei nodi di sezionamento e nei nodi rilevanti ai fini diagnostici sono installati dispositivi PLC, per il comando in apertura e chiusura dei sezionatori. I PLC saranno dotati di porte per collegamento alla rete ethernet e di slot per inserimento di diversi moduli I/O per il comando di più componenti.

In Fig. 19 è rappresentato, a titolo di esempio, un PLC della ABB, modello AC500, in cui si notano le porte di rete ethernet, altre porte di comunicazione e i moduli di espansione per i moduli I/O [8].

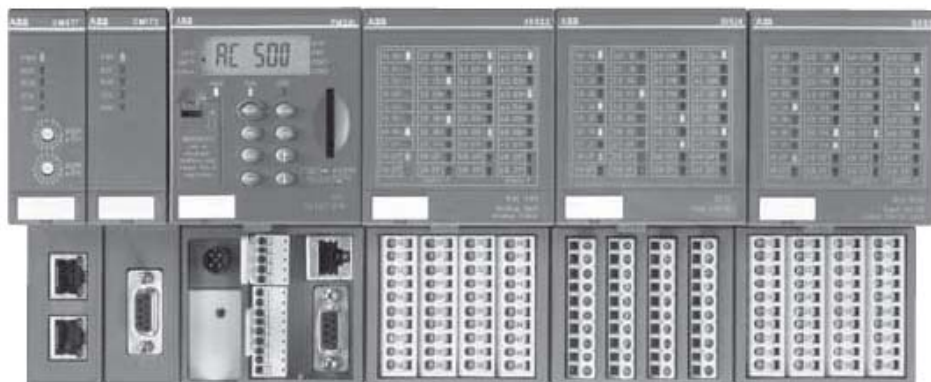


Fig. 19 - PLC (ABB, modello AC500)

III.4.3 RTU (Remote Terminal Unit)

Nei nodi di generazione sono installate unità RTU comunicanti con il Network Manager. Le RTU sono in grado di monitorare e controllare uno o più processi anche in modo totalmente autonomo, seguendo una programmazione reimpostata, senza l'intervento del Network Manager. Esse sono il "cervello" dei sistemi SCADA, e possono essere considerati dei PLC più evoluti in grado di monitorare e controllare un gran numero di grandezze (elettriche e non). Per questo motivo, oltre che per ragioni di velocità, sono più adatte dei PLC per operare nei nodi di generazione, dove sono numerose le variabili da tenere sotto controllo (tensione, corrente, potenza attiva e reattiva, temperatura, livello del carburante, etc.).

Le RTU possono essere utilizzate per l'automazione delle sottostazioni o per il controllo delle reti di distribuzione ed in genere supportano vari protocolli, tra cui il protocollo IEC 61850. Sono programmabili in accordo con la norma IEC 61131-3 e hanno un'interfaccia integrata (HMI) che rende facile il loro utilizzo e l'intervento dell'operatore sul programma implementato.

Le dimensioni delle RTU aumentano con la complessità dell'impianto. In Fig. 20 è rappresentato, a titolo di esempio, una RTU della ABB, modello RTU560D, facilmente installabile in un rack di dimensioni limitate [8].



Fig. 20 - RTU (ABB, modello RTU560D)

III.4.4 Apparatî di misura

I sistemi di misura vengono installati in tutti i nodi per la rilevazione delle potenze attive e reattive, delle tensioni e delle correnti. Esistono svariate possibilità per questo tipo di applicazione. Uno dei requisiti principali è che gli strumenti siano interfacciabili con un PLC o un computer per l'elaborazione dei dati.

Per le misure in bassa tensione e possono essere utilizzati anche analizzatori di rete o registratori modulari da quadro (un esempio è mostrato in Fig. 21).



Fig. 21 – Esempio di analizzatore modulare per reti BT

III.5 Sistemi di comunicazione

III.5.1 Analisi delle possibili soluzioni

La scelta del sistema di comunicazione da adottare influisce notevolmente sull'affidabilità e sulla sicurezza del sistema di telecontrollo. Nell'operare tale scelta, alcuni tra i principali aspetti da prendere in considerazione sono:

- la qualità del servizio;
- la copertura dell'area;
- la quantità di informazioni da trasmettere;
- i costi di gestione e di installazione;
- la frequenza della trasmissione;
- la licenza delle frequenze di trasmissione.

Dal punto di vista delle comunicazioni, le azioni da svolgere possono essere raggruppate in tre classi:

- Distribution Automation (DA);
- Active Demand control (AD);
- Advanced Meter Reading (AMR).

Le azioni di DA riguardano il controllo operativo della rete, consistente nel monitoraggio delle tensioni e delle correnti, nell'invio di comandi a sezionatori e trasformatori, nella ricerca dei guasti e nella riconfigurazione della rete.

Le azioni di AD riguardano il controllo e la programmazione della domanda energetica, dell'accumulo, della generazione distribuita e sono basate su segnali di quantità e prezzo. Per tali azioni sono accettabili tempi più lunghi che per le azioni di DA.

Le azioni di AMR consistono nella misura dei flussi energetici reali e nel calcolo delle informazioni più appropriate per la contabilizzazione di tali flussi. L'infrastruttura del sistema di AMR deve connettere un numero in genere molto elevato di contatori, localizzati anche in posti geograficamente molto distanti, al centro di contabilizzazione.

Si può concludere che, in relazione ai requisiti richiesti ai sistemi di telecomunicazioni per le SG, sono accettabili:

- bande di trasmissione moderate;
- tempi di trasmissione non eccessivamente brevi;
- latenze (tranne che per la protezione delle reti).

È tuttavia necessaria un'elevata affidabilità di tutto il sistema e l'adozione di sistemi per la rivelazione degli errori e la ritrasmissione automatica delle informazioni in caso di fallimento della trasmissione.

Date queste premesse, risulta evidente che sono numerosi i sistemi di comunicazione, sia del tipo wired che wireless, che possono essere utilizzati per le SG:

- reti in cavo per la trasmissione dati e fonia in rame o in fibra ottica;
- reti pubbliche per la telefonia cellulare;
- sistemi di comunicazioni satellitari;
- sistemi radio;
- Power o Distribution Line Communications (PLC o DLC).

Tra i sistemi di comunicazione su elenati, i sistemi wired hanno il difetto di non essere sempre disponibili in ogni punto del territorio. I cavi in fibra ottica, tuttavia, permettono di trasferire velocemente notevoli quantità di dati.

Le reti pubbliche per la telefonia cellulare non sono state espressamente pensate per applicazioni legate alla rete elettrica; il loro utilizzo, inoltre, implicherebbe onerosi rapporti commerciali (oltre che tecnici) tra il gestore della SG e gli operatori della telefonia mobile.

Anche i sistemi di comunicazione satellitare sono gestiti da operatori privati e la realizzazione di sistemi a banda larga implica costi elevati per le antenne.

I sistemi radio hanno una banda di trasmissione ridotta, dell'ordine di alcune decine di kb/s, ma raggio d'azione elevato (fino a 30 km). Possono essere utilizzate sia frequenze libere nella banda dei 900 MHz, sia frequenze dedicate VHF a 150 MHz o UHF a 400 MHz.

I sistemi PLC o DLC sono una realtà ben consolidata per le applicazioni in media e d alta tensione. La banda di trasmissione è molto elevata, fino a dieci Mb/s, ma il raggio di azione e l'affidabilità possono essere ancora migliorate.

La tab.10 sintetizza i vantaggi e gli svantaggi dei sistemi di comunicazione tra quelli precedentemente elencati [9].

TIPOLOGIA DI SISTEMA	VANTAGGI	SVANTAGGI
Reti in cavo per la trasmissione dati e fonia in rame o in fibra ottica	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizzo della rete telefonica esistente, laddove presente. - Velocità minima di trasmissione: 1200 bps. - Costi contenuti degli apparati. 	<ul style="list-style-type: none"> - Affidabilità della rete legata al provider del servizio. - Elevati costi di installazione delle infrastrutture di rete in zone isolate. - Frequenti interruzioni del servizio di telefonia in reti isolate. - Lunghezze ridotte per le reti in cavo twistato (max 90m). - Necessità di un maggior numero di apparati attivi per reti in cavo twistato.
Reti pubbliche per la telefonia cellulare	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di scelta del provider del servizio. - Velocità di trasmissione elevate. - Costi contenuti degli apparati. 	<ul style="list-style-type: none"> - Affidabilità della rete legata al provider del servizio. - Presenza di zone non coperte dal servizio. - Sensibilità alle interferenze elettromagnetiche. - Costi del servizio elevati. - Priorità alla trasmissione "voce" piuttosto che a quella "dati".
Sistemi di comunicazioni satellitari	<ul style="list-style-type: none"> - Servizio gratuito per alcune organizzazioni. - Copertura di Europa ed Africa. - Costi di gestione ridotti. 	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità che i tempi di trasmissione non siano sincronizzati con la finestra temporale di ricezione del satellite. - Costi di acquisto dei canali satellitari molto elevati. - Costi di trasmissione molto elevati. - Costi dei modem più elevati. - Rischio di interferenze con altri apparati.
Sistemi radio	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di ricevere e trasmettere un'elevata mole di dati. - Costi di trasmissione bassi. - Raggio di azione elevato. 	<ul style="list-style-type: none"> - Difficoltà ad ottenere il permesso di trasmissione. - Elevati costi di installazione dei ripetitori.
Power Distribution Line Communications (PLC o DLC)	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di utilizzare come canale la stessa rete elettrica esistente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Raggio di azione ridotto. - Affidabilità migliorabile.

Tab. 10 – Vantaggi e svantaggi dei principali sistemi di comunicazioni per applicazioni in SG

III.6 Rete A (Area “La Capanna”): soluzione progettuale proposta

III.6.1 Articolazione e principali componenti

Per la rete dell’area “La Capanna” di Casaccia si prevede l’installazione di:

- un controllore centrale (presso la cabina 20);
- numerosi apparati per la misura delle potenze attive e reattive e delle tensioni in modulo e fase installati in tutte le cabine dell’area e in tutti gli edifici (per le utenze di bassa tensione, possono essere utilizzati appositi registratori o analizzatori di rete modulari da quadro).
- un *source controller* (presso l’edificio F78, per il controllo dell’unico generatore dispacciabile, la microturbina);
- alcuni *load controller*, dedicati al controllo degli impianti di climatizzazione e dell’elettropompa (presso gli edifici F83, F84 e il quadro 15);
- un sistema di rilevazione dello stato e di telecontrollo dei sezionatori (installato presso cabina 16 ed utilizzato per la controalimentazione dalla stazione AT/MT);
- un certo numero di apparati di controllo di compensatori statici da installare presso i generatori non dispacciabili, presso alcuni edifici e in altri punti strategici della rete.

Si distinguono i seguenti nodi:

Nodi di misurazione

Le misure vengono fatte in bassa tensione ed in media tensione. Possono essere utilizzati appositi registratori o analizzatori di rete modulari da quadro per le utenze di bassa tensione.

Nodi di generazione

Si considerano soltanto i nodi ai quali sono collegati generatori dispacciabili. Nel caso specifico, l’unico nodo di generazione è quello contenente la microturbina a gas, presso l’edificio F78.

Nodi di sezionamento

Sono utilizzati per effettuare operazioni di riconfigurazione della rete. Il nodo di sezionamento è soltanto quello corrispondente alla cabina 16.

Nodi di controllo carichi

Contengono apparati dedicati al controllo degli impianti di climatizzazione ed all’elettropompa. I nodi di controllo carichi sono quindi: edificio F83, edificio F84, quadro 15.

Il controllore centrale può essere installato all'interno di un locale attiguo o alla cabina 20. In Fig. 22 sono indicate le posizioni dei diversi componenti.

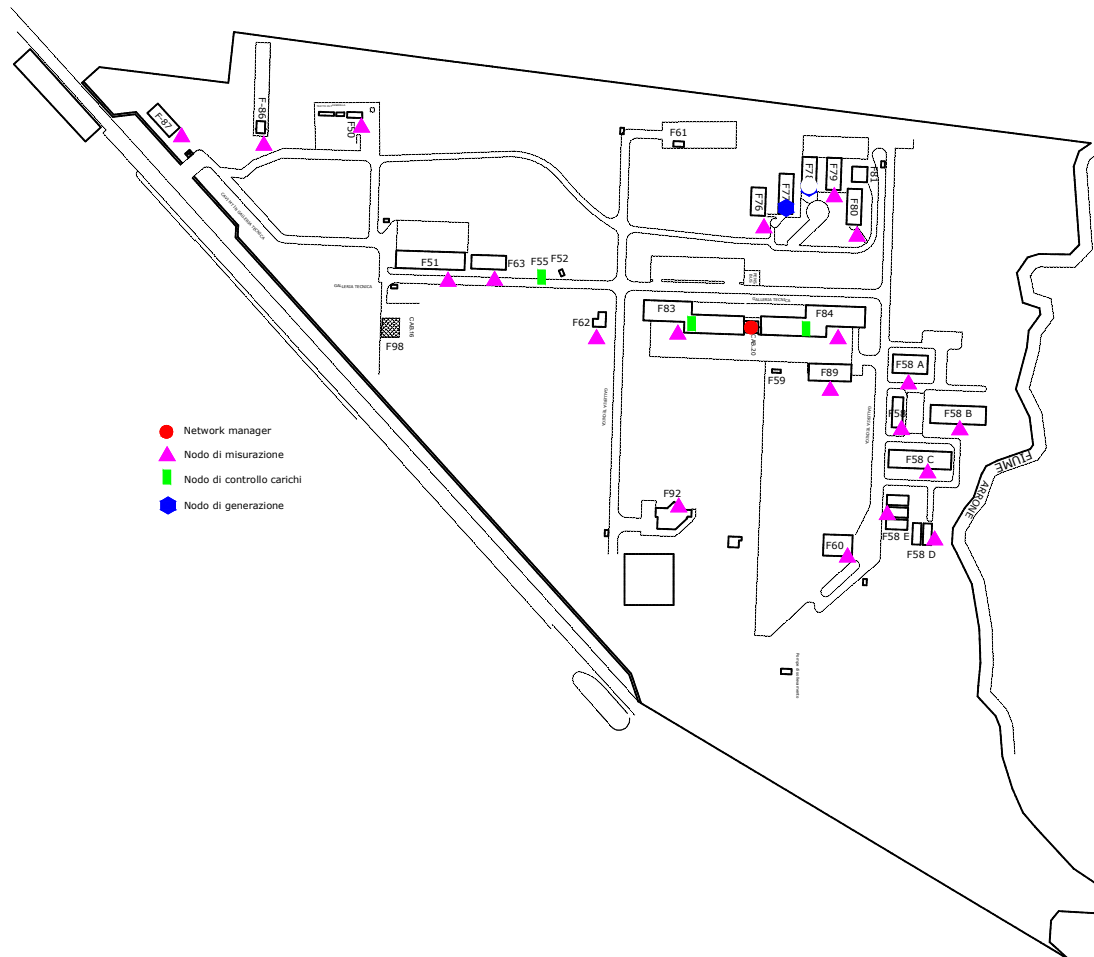


Fig. 22 - Planimetria generale dell'area "La Capanna": collocazione dei principali componenti

III.6.2 Sistema di comunicazione

Volendo dotare un sistema di comunicazione di tipo wireless, per la scelta della tecnologia più adatta, si è tenuto conto dei risultati di un recente studio ABB che mette in relazione i diversi sistemi di comunicazione wireless con le funzioni che uno SG dovrà implementare, evidenziando per ciascuna funzione il sistema di comunicazione più adatto [9]. I risultati dello studio sono sintetizzati in tab. 11.

SISTEMI DI COMUNICAZIONE WIRELESS				
Tecnologia	Standard	Operatore/Proprietario	Banda di Frequenza	Applicazioni
Sistemi radio	Proprietario, PMR	Utility	150 MHz/400 MHz	Voce, DA, SCADA
Wireless a 2.4GHz	WLAN, ZigBee	Utente, Utility	2.4 GHz	AMR, Home Automation, applicazioni a corto raggio
PTMP	Proprietario, WIMAX	Utility o Provider	5-60 GHz	DA, SCADA, applicazioni ad elevata velocità
Reti pubbliche per la telefonia cellulare	GSM, GPRS, UMTS, CDMA	Provider	900/1800 MHz (EU)	Dati, Voce, DA, AMR
Sistemi di comunicazioni satellitari	Proprietario	Provider	6 GHz, 12 GHz	AMR

Tab. 11 - Quadro dei sistemi wireless e relative applicazioni

Dato il ridotto numero di nodi da interconnettere e data l'esigua estensione dell'area, il sistema di comunicazione previsto è un sistema misto: un canale principale che utilizza una rete Wi-Fi ed un canale secondario (di back-up) che utilizza la rete GSM.

Il sistema Wi-Fi utilizza il protocollo Hiperlan o il protocollo IEEE 802.11 a 2,4 GHz e fa uso di antenne settoriali e omnidirezionali installate sui tetti degli edifici. Utilizzando dei collegamenti in cavo per gli edifici più vicini, è possibile limitare il numero di antenne da installare. Il protocollo più utilizzato è l'IEEE 802.11. Esso permette di trasmettere fino a 11Mbps e utilizza il *Carrier Sense Multiple Access con Collision Avoidance* (CSMA/CA) come metodo di trasmissione delle informazioni.

Ogni antenna Wi-Fi sarà collegata ad un access-point wireless oppure alla rete LAN preesistente dell'edificio.

La connessione tra gli edifici sarà del tipo punto-punto "bridge" in quanto gli edifici sono reciprocamente in vista ottica (Fig. 23).

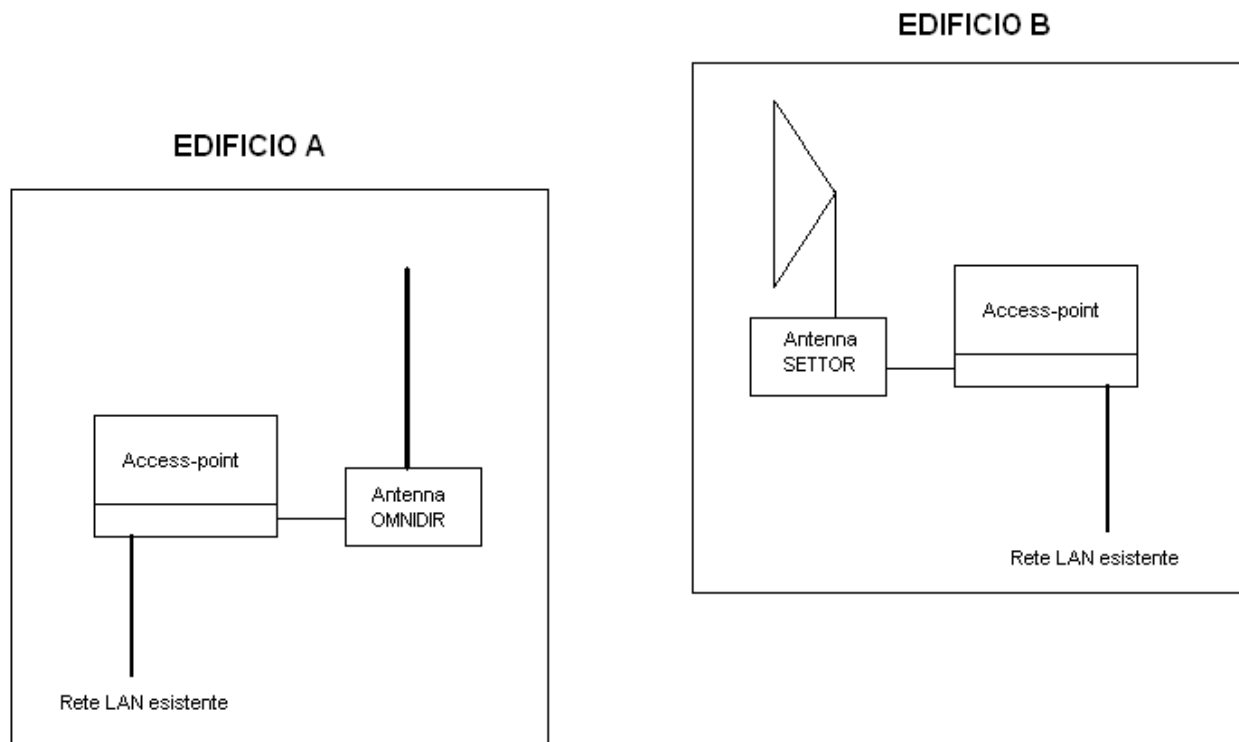


Fig. 23 - Connessione tipo punto-punto “bridge”

Con un access-point ed un'antenna omnidirezionale è possibile coprire un'area compresa tra i 100 ed i 300 m, in dipendenza dalla presenza di ostacoli di varia natura. Con un'antenna settoriale parabolica è possibile raggiungere distanze prossime al chilometro.

Per quanto riguarda la tecnologia GSM si rimanda al paragrafo successivo.

III.7 Rete B (Isola di Pantelleria): soluzione progettuale proposta

III.7.1 Articolazione e principali componenti

Per la rete di Pantelleria sono necessari:

- un controllore centrale (DMS) da installare all'interno della centrale di produzione diesel (nodo CT);
- numerosi (circa 140) apparati per la misura delle potenze attive e reattive e delle tensioni in modulo e fase installati in tutte le cabine di trasformazione MT/BT e smistamento della rete;
- alcuni *source controller* installati presso la centrale diesel (nodo CT), la centrale geotermica (nodo 129) ed il generatore RSU (nodo 125);

- alcuni sistemi di rilevazione dello stato e di telecontrollo dei sezionatori (nodi 4, 10 e 127);

oltre ad un certo numero di apparati diagnostici (dotati di RGDAT e PLC), in comunicazione con il centro di controllo del sistema. I nodi rilevanti ai fini diagnostici sono: nodo 55 (Scirafi), nodo 16 (Tracino), nodo 56 (Kania), nodo 19 (Rekale), nodo 127 (Sataria) e il nodo 10 (Kaddiuggia).

Si distinguono i seguenti nodi:

Nodi di misurazione

Tutte le misure vengono fatte in media tensione a 10 kV. Per le misure di potenza è possibile utilizzare i dati degli stessi concentratori di cabina secondaria (CBT). I CBT scambiano informazioni con i contatti elettronici, utilizzando un sistema a onde convogliate sulla rete in bassa tensione ed un protocollo DLC con velocità di trasmissione di 2400 bps. Trasmettono le informazioni al centro di controllo utilizzando la rete pubblica GSM a livello fisico e il TCP/IP a livello logico con velocità di trasmissione di 9600 bps. Per le misure di tensione possono essere utilizzati appositi apparati.

Nodi di generazione

Si considerano soltanto i nodi ai quali sono collegati generatori dispacciabili. Sono esclusi tutti i nodi MT che alimentano il centro urbano dell'isola. Sono quindi nodi di generazione:

- nodo CT, corrispondente alla centrale diesel;
- nodo 125, a cui è collegato l'impianto di produzione da RSU;
- nodo 129, a cui è collegato l'impianto geotermoelettrico.

Nodi di sezionamento

Sono utilizzati per effettuare operazioni di riconfigurazione della rete. I principali nodi di sezionamento sono:

- nodo 4 (via S. Giacomo);
- nodo 10 (Kaddiuggia);
- nodo 127(Sataria).

Nodi rilevanti ai fini diagnostici

Sono dotati di RGDAT e PLC in comunicazione con il centro di controllo del sistema. I nodi rilevanti ai fini diagnostici sono:

nodo 55 (Scirafi);

nodo 16 (Tracino);
nodo 56 (Kania);
nodo 19 (Rekale);
nodo 127 (Sataria);
nodo 10 (Kaddiuggia).

III.7.2 Sistema di comunicazione

Alla base delle scelte progettuali sul sistema di comunicazione da realizzare a servizio della rete B si è tenuto conto di tutti i fattori precedentemente elencati, nonché della presenza nella rete attuale di un sistema di telecontrollo realizzato da ABB.

La difficoltà di coniare i ridotti raggi d'azione dei sistemi PLC/DLC con l'estensione della rete di Pantelleria e gli elevati costi di realizzazione di una rete wired a fibra ottica (costi per scavi, rientri, posa in opera tubazioni e cavi in FO, ripristino manto stradale, etc.), portano ad escludere, per il caso in esame, i sistemi di comunicazione PLC/DLC e i sistemi wired.

Le tecnologie più adatte ad azioni di tipo DA o SCADA sembrano essere: quella ad onde radio VHF/UHF e quella Point-to-Multipoint (PTMP) con standard proprietario o WIMAX, con sistemi di proprietà del gestore della rete elettrica.

Un'infrastruttura Point-to-Multipoint è costituita da uno o più dispositivi di telecomunicazione di utente (Customer Premise Equipment, CPE) facenti capo ad una o più Base Station. Normalmente la tecnologia PTMP è utilizzata per celle di distribuzione per connettività internet, celle di raccolta di telecamere IP, reti di telecontrollo, interconnessione tra più edifici.

Per le applicazioni in oggetto, sembra pertanto opportuna l'adozione di un sistema misto (onde radio e GSM) provvisto di due canali di comunicazione: un canale principale ad onde radio ed un canale secondario (di back-up) che utilizza la rete GSM. Si tratta di un sistema già adottato (da qualche anno) sull'isola per il telecontrollo di alcune cabine secondarie, basato su tecnologia ABB.

Il sistema ad onde radio utilizza un ripetitore radio UHF dotato di antenna omnidirezionale installato sul sito di Montagna Grande, insieme a tutti gli altri ripetitori presenti sull'isola, la cui funzione è di ri-trasmettere il segnale originato dalla centrale per le cabine periferiche e viceversa. Un unico ripetitore è in grado di coprire un'area avente un raggio di 30 km.

Sia il Network Manager che i PLC e le RTU hanno a disposizione due interfacce seriali per la gestione della linee di comunicazione via radio e via GSM. Per l'utilizzo dei due canali sono installati presso ogni nodo del sistema telecontrolato, un modem radio (Fig. 24) ed un modem GSM (Fig. 25).



Fig. 24 - Modem Radio (ABB, modello AR400)



Fig. 25 - Modem GSM con interfaccia seriale (DIGICOM 8D0114 GSM Pocket)

L'interfaccia seriale via radio sfrutta il protocollo seriale di comunicazione modbus rtu standard dove il controllore centrale e' il master e i dispositivi periferici sono slave. Ha un'interfaccia ethernet con velocità fino a 100 Mbps e sincronizzazione temporale tramite antenna GPS. In tab. 12 sono riportati i principali dati tecnici [8].

Frequency bands	AR160	135-180MHz
	AR300	290-350 MHz
	AR400	350-470 MHz
Speed in radio channel	10.84 kbps in 12.5 kHz	
	21.68 kbps in 25 kHz	
Data rate at input port	150 b/sec to 115 kb/sec	
Rx-Tx switching time	< 1.5 ms	
Receiver sensitivity (as derived by PER) in the 12,5 kHz channel	> -110 dB @BER 10 ⁻⁶	
Output power software adjustable	0.1-5 W (25 W)	
Optional modules	5 slots	
Antenna connector	N-female	
Power supply	13.8 V (10.8-15.6 V) DC	
Idle consumption (Rx)	380 mA (eth +40 mA, I/O +50 mA, GPS +15 mA)	
Consumption during transmission (Tx)	1.6 A / 1 W; 2.0 A / 5 W	
Consumption in SLEEP mode	2.5 mA	
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (ETSI 300 113: -25 °C to +55 °C)	
Case dimensions	208 x 108 x 63 mm	
Installation	DIN rail or 4 x M4 screws	
Weight	1.2 kg	
Compliant with standard for		
✓ Radio parameters	ETSI EN 300 113-2 V 1.4.1, FCC part 90, RSS119	
✓ EMC (electromagnetic compatibility)	ETSI EN 301 489-5 V 1.3.1	
✓ Electrical safety	CENELEC EN 60 950:2001	

Tab. 12 – Dati tecnici dell'interfaccia radio

L'interfaccia seriale GSM viene, invece, utilizzata come backup della linea radio. La scrittura dati viene gestita dal controllore centrale su eccezione (event-driven).

Allo stesso modo viene gestita la lettura, facendo inviare il pacchetto all'unità periferica al controllore centrale quando si verifica un evento significativo.

La gestione delle unità periferiche può avvenire:

- in modalità manuale, per cui ogni periferica può essere gestita in maniera indipendente sia su radio che su GSM;
- in modalità automatica, per cui il controllore centrale esamina lo stato della linea radio e, se questa risulta di cattiva qualità per una determinata periferica, commuta sulla linea GSM.

La figura 26 mostra la architettura complessiva del sistema di controllo, che è coerente con l'architettura generale dell'attuale sistema di telecontrollo realizzato da ABB. Nella figura, i box in grigio rappresentano le unità periferiche di controllo.

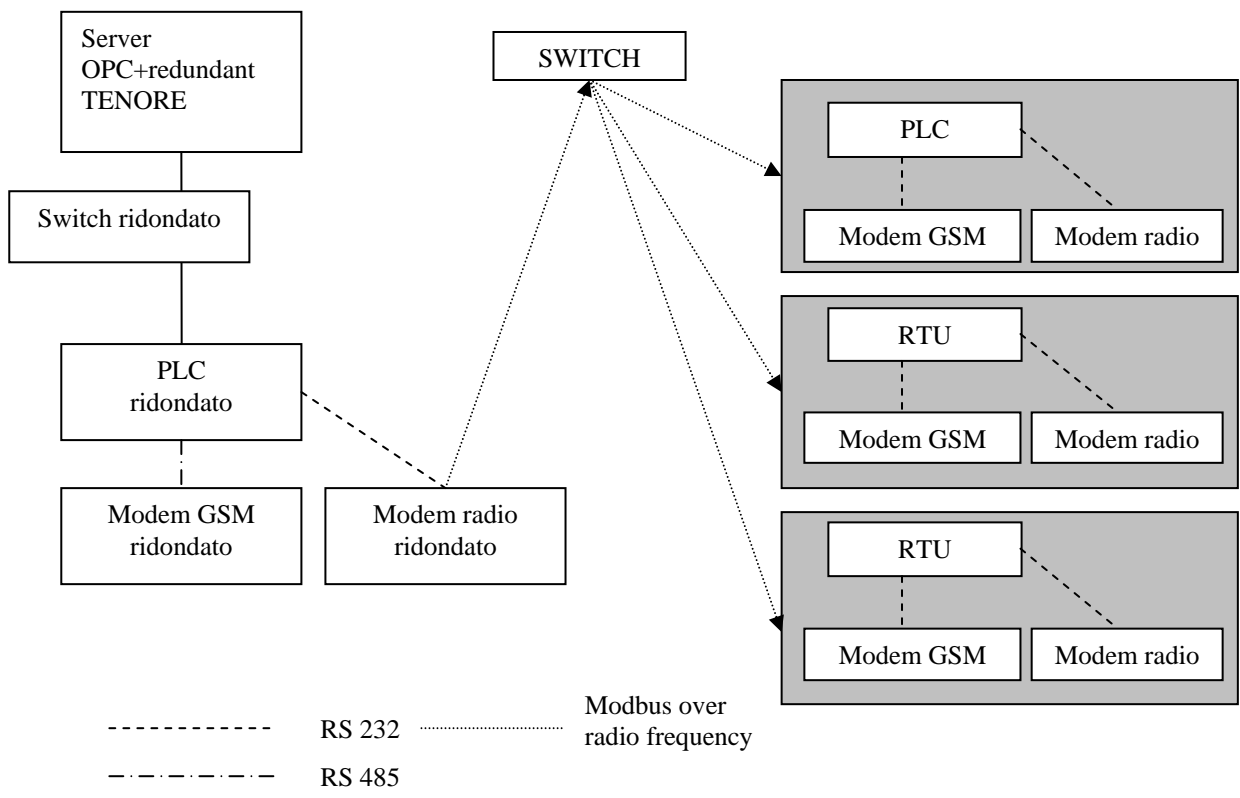


Fig. 26 - Architettura del sistema di controllo (in coerenza con l'attuale sistema ABB)

IV. ANALISI COSTI – BENEFICI

In quest'ultima parte del presente Rapporto, si presenta un'analisi economica dei costi e dei benefici connessi con la realizzazione degli interventi previsti, per i due scenari di interesse: lo scenario II per la Rete A (area "La Capanna") e lo scenario 50.1 per la Rete B (isola di Pantelleria). In entrambi i casi, si è scelto di effettuare una "analisi di progetto", considerando cioè costi e benefici nel loro insieme, indipendentemente dal soggetto che si ritiene debba sostenere i costi e/o godere dei relativi benefici.

IV.1 Classificazione dei costi e dei benefici

I costi connessi con gli interventi previsti si possono classificare in:

- C.1 investimenti per l'installazione degli impianti;
- C.2 investimenti per le infrastrutture necessarie alla connessione degli stessi alla rete elettrica esistente e per la distribuzione dell'acqua calda prodotta dalle microturbine (ove previste);
- C.3 investimenti per la realizzazione del sistema di supervisione e controllo;
- C.4 oneri accessori;
- C.5 costi annui connessi alla produzione, gestione e manutenzione degli impianti.

Analogamente, per i benefici attesi, si assume la seguente classificazione:

- B.1 riduzione della quantità di energia elettrica attualmente acquistata per l'area "La Capanna", ovvero dell'energia prodotta tramite le attuali fonti per l'isola di Pantelleria;
- B.2 incentivi per la produzione di energia da fonti rinnovabili;
- B.3 benefici ambientali legati alla riduzione delle emissioni di CO₂, altri gas serra (SO₂, NO_x, CO, etc.) ed energia (in termini di rumore, radiazioni, calore);
- B.4 riduzione dei costi di trasporto e smaltimento dei rifiuti (per l'isola di Pantelleria, ove è previsto l'utilizzo dei rifiuti per la produzione di energia elettrica);
- B.5 riduzione delle perdite e delle cadute di tensione nella rete;
- B.6 benefici derivanti dall'implementazione di logiche di controllo avanzato, con conseguente riduzione dei tempi di interruzione in caso di guasto e miglioramento della qualità del servizio;

B.7 benefici derivanti dalla contro-alimentazione di nodi importanti della rete; Tra i suddetti benefici, gli ultimi tre sono di natura prevalentemente tecnica ed attengono all'impatto degli interventi previsti, specialmente del sistema di controllo, sul funzionamento della rete elettrica. Nella presente analisi tali benefici non sono stati monetizzati (ipotesi peggiorativa sul risultato finale).

IV.2 Orizzonte temporale e tasso di sconto

La scelta dell'orizzonte temporale è funzionale alla previsione sull'andamento futuro del progetto, che in generale dovrebbe essere formulata in riferimento alla vita utile di quanto realizzato o, comunque, per un arco di tempo sufficientemente lungo da poter apprezzare il probabile impatto del progetto nel medio o lungo periodo. Nel caso di investimenti a ciclo piuttosto lungo (quali certamente quelli in questione) occorrerebbe altresì precisare accuratamente le diverse fasi degli stessi, attinenti alla realizzazione degli interventi, all'utilizzo degli impianti ed alla loro dismissione. In tal senso, in letteratura, l'orizzonte temporale tipicamente utilizzato nel caso di progetti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica è pari a 30-35 anni, in funzione della tipologia di intervento [10].

Nel caso in esame si pone però la questione di analizzare un insieme di diversi interventi aventi cicli di vita non omogenei (basti pensare alle evidenti differenze tra la realizzazione di una centrale geotermica e l'installazione di un impianto fotovoltaico o solare termico di tipo domestico). Inoltre, trattandosi di fonti rinnovabili, anche il periodo di fruizione degli incentivi statali per l'impiego di tali fonti è un parametro da tenere in considerazione per la scelta dell'orizzonte temporale. Anche in questo caso, l'arco temporale durante il quale è possibile fruire di tali incentivi è diverso da caso a caso.

Alla luce delle precedenti considerazioni si è ritenuto opportuno considerare un orizzonte temporale pari a 20 anni, che corrisponde al periodo di incentivazione più lungo previsto dalla vigente normativa (per gli impianti fotovoltaici) e che può comunque considerarsi un arco temporale sufficiente per valutare l'impatto degli interventi previsti (pur essendo inferiore al tipico valore utilizzato in letteratura).

Rispetto a tale orizzonte temporale, nell'analisi economica occorrerebbe tenere conto del valore residuale degli investimenti relativi agli impianti che si ritiene abbiano una vita utile maggiore (voce di ricavo, da includere tra i benefici). Per semplicità e per gli obiettivi della presente analisi, tale voce è stata trascurata (ipotesi peggiorativa sul risultato finale). Inoltre, l'analisi è stata effettuata assumendo che all'inizio del primo

anno tutti gli interventi previsti siano realizzati (trascurando quindi le fasi di realizzazione degli stessi) e considerando che i relativi costi siano sostenuti per intero all'anno zero. Ovviamente tale ipotesi è abbastanza semplificativa, in quanto non tiene conto dei diversi tempi di realizzazione dei vari impianti e della gradualità con cui i vari interventi potranno essere realizzati nel tempo. Tuttavia, si tratta di una scelta che ben si adatta alla presente analisi economica, che è finalizzata in modo specifico a valutare il massimo impatto derivante dalla realizzazione degli interventi previsti.

Infine, la scelta del tasso di sconto è stata effettuata tenendo conto sia degli aspetti finanziari che di quelli economici (costi e/o benefici sociali) connessi con l'analisi di progetto in questione. Nel primo caso, l'analisi (finanziaria) andrebbe condotta dal punto di vista del singolo investitore che vorrebbe realizzare gli interventi in esame, scegliendo il tasso di sconto in funzione del costo opportunità del capitale. Nel secondo caso, si considera il contributo del progetto al benessere economico di una data area o regione, dal punto di vista non del singolo investitore ma di tutta la società (in tal senso, nella presente analisi si considerano i benefici ambientali degli interventi previsti). In questo caso occorrerebbe utilizzare un tasso di sconto sociale (tradizionalmente tra il 3% e il 10%), che può differire da quello finanziario (i cui valori sono comunque non molto dissimili da i precedenti) [10]. Alla luce di tali considerazioni, ai fini della presente analisi si è scelto un tasso di sconto del 5,50%, che si è ritenuto essere un buon compromesso tra il tasso di sconto finanziario e il tasso di sconto sociale.

IV.3 Valutazione dei costi e dei benefici

IV.3.1 Investimenti e oneri accessori (C.1 – C.4)

Tra i costi precedentemente identificati, le prime tre voci costituiscono gli investimenti necessari alla realizzazione degli interventi. L'entità di tali investimenti è stata valutata sulla base delle caratteristiche tecniche degli impianti e da un'indagine di mercato sugli attuali costi delle tipologie di impianti previsti [11]-[12], delle infrastrutture necessarie e del sistema di controllo. Gli oneri accessori (C.4) sono stati considerati, in modo forfetario, pari al 20% dei costi di investimento, eccezion fatta per alcuni casi specifici (quali ad esempio gli impianti fotovoltaici) per i quali tali costi sono ritenuti già inclusi nella voce C.1.

I costi di cui sopra sono riportati nelle tabelle 13 e 14, rispettivamente per l'area "La Capanna" e per l'isola di Pantelleria.

<i>COSTI [€]</i>	<i>Fotovoltaico</i>	<i>Eolico</i>	<i>Cogenerazione</i>	<i>Sistema di controllo</i>	<i>TOTALE</i>
C.1	200.000	100.000	140.000		440.000
C.2	0 (*)	0 (*)	7.000		7.000
C.3				120.000	120.000
C.4	0 (*)	0 (*)	25.000	24.000	49.000
TOTALE COSTI DI INVESTIMENTO [€]					616.000

(*) per il fotovoltaico e l'eolico i costi per le infrastrutture e gli oneri accessori sono inclusi nel costo impianto C.1

Tab. 13 - Area “La Capanna”. Investimenti per la realizzazione degli interventi previsti

<i>COSTI [€]</i>	<i>Fotovoltaico</i>	<i>Geotermico</i>	<i>RSU</i>	<i>Solare termico</i>	<i>Sistema di controllo</i>	<i>TOTALE</i>
C.1	1.320.000	8.750.000	1.825.000	2.625.000		14.520.000
C.2	0 (*)	345.000	105.000	0 (*)		450.000
C.3					350.000	350.000
C.4	0 (*)	1.819.000	386.000	0 (*)	70.000	2.275.000
TOTALE COSTI DI INVESTIMENTO [€]						17.595.000

(*) per il solare termico e il fotovoltaico i costi per le infrastrutture e gli oneri accessori sono inclusi nel costo impianto C.1

Tab. 14 - Isola di Pantelleria. Investimenti per la realizzazione degli interventi previsti

IV.3.2 Costi annui di produzione, gestione e manutenzione (C.5)

I costi annui di produzione, gestione e manutenzione degli impianti sono stati stimati sulla base delle caratteristiche tecniche degli impianti previsti [11]÷[13] e sono stati valutati, per ciascuna fonte, moltiplicando il relativo costo unitario per la producibilità energetica. Il costo unitario stimato tiene conto anche dei costi di manutenzione straordinaria (derivati dalla riparazione o sostituzione di componenti). I costi così ottenuti sono riportati nelle tabelle 15 e 16, rispettivamente per l'area “La Capanna” e per l'isola di Pantelleria.

<i>COSTI C.5</i>	<i>Fotovoltaico</i>	<i>Eolico</i>	<i>Cogeneraz.</i>	<i>Sistema di controllo</i>	<i>TOTALE [€]</i>
Prod. energetica [MWh/anno]	60,6	10	400		
Costo unit. [€/MWh]	60	30	65		31.750
Costo totale per fonte [€/anno]	3.650	300	26.000	1.800 (*)	

(*) per il sistema di controllo i costi C.5 sono stati considerati pari all'1,5% annuo del costo impianto

Tab. 15 - Area “La Capanna”. Costi annui di produzione, gestione e manutenzione impianti

<i>COSTI C.5</i>	<i>Fotovoltaico</i>	<i>Geotermico</i>	<i>RSU</i>	<i>Solare termico</i>	<i>Sistema di controllo</i>	<i>TOTALE [€]</i>
Costo unit. [€/MWh]	80	80	100			
Prod. energetica [MWh/anno]	510	20.000	1.600			1.871.700
Costo totale per fonte [€/anno]	40.800	1.600.000	160.000	65.650 (*)	5.250 (*)	

(*) per il solare termico ed il sistema di controllo i costi C.5 sono stati considerati rispettivamente pari al 2,5% e all'1,5% annuo del costo impianto

Tab. 16 - Isola di Pantelleria. Costi annui di produzione, gestione e manutenzione impianti

IV.3.3 Riduzione dell'energia acquistata/prodotta (B.1)

I benefici di cui al punto B.1 riguardano la riduzione della quantità di energia attualmente acquistata o prodotta, sia per l'area "La Capanna" che per l'isola di Pantelleria.

Per l'area "La Capanna", il beneficio connesso con la riduzione dell'energia elettrica acquistata è stato valutato in base al costo del kWh relativo all'attuale fornitura di energia elettrica in alta tensione [14] e alla producibilità energetica per ciascuna fonte. Per quanto riguarda l'aliquota di energia termica prodotta per cogenerazione, il beneficio B.1 è stato valutato come costo non sostenuto per l'equivalente produzione di energia tramite la centrale termica attuale.

Per l'isola di Pantelleria, si è invece considerato il costo medio del combustibile utilizzato per produrre 1 kWh di energia tramite la centrale attualmente in funzione. Il calcolo di tale costo [€/MWh] è stato effettuato tramite l'espressione $c = 860 (K/\eta)$, ove K è il costo unitario del combustibile (stimato pari a 15 cent €/Mcal) e η è il rendimento della centrale (valore medio di 0,5). Dal costo così ottenuto è stata decurtata l'aliquota di integrazione tariffaria spettante alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel S.p.A per la produzione di energia. Per l'analisi è stato considerato il valore medio di tali aliquote corrisposte a S. MED.E. negli anni 1999-2008 [15]÷[17], pari a circa 20 cent €/kWh.

I benefici B.1 stimati sono riportati nelle tabelle 17 e 18, rispettivamente per l'area "La Capanna" e per l'isola di Pantelleria.

<i>BENEFICI B.1</i>	<i>Fotovoltaico</i>	<i>Eolico</i>	<i>Cogenerazione (en. elettrica)</i>	<i>Cogenerazione (en. termica)</i>	<i>TOTALE [€/anno]</i>
Prod. energetica [MWh/anno]	60,6	10	400	800	
Costo energia [€/MWh]	56,18	56,18	56,18	46,68	63.782
Beneficio [€/anno]	3.405	562	22.472	37.343	

Tab. 17 - Area “La Capanna”. Benefici annui relativi alla riduzione della quantità di energia elettrica acquistata e dell’energia termica prodotta

<i>BENEFICI B.1</i>	<i>Fotovoltaico</i>	<i>Geotermico</i>	<i>RSU</i>	<i>Solare termico</i>	<i>TOTALE [€/anno]</i>
Prod. energetica [MWh/anno]	510	20.000	1.600	1.065	
Costo del combustibile [€/MWh]	40	40	40	40	927.000
Costo totale per fonte [€/anno]	20.400	800.000	64.000	42.600	

Tab. 18 - Isola di Pantelleria. Benefici annui relativi alla riduzione della quantità di energia elettrica prodotta dalla centrale esistente

IV.3.4 Incentivi per la produzione da fonti rinnovabili (B.2)

I benefici di cui al punto B.2 riguardano la possibilità di usufruire di incentivazioni per l’impiego di fonti rinnovabili. La tipologia delle diverse forme di incentivazione allo sviluppo di tali fonti ed il relativo quadro normativo sono piuttosto variegati e di continua evoluzione [11][18]. Con specifico riferimento agli scenari energetici in esame, di seguito si riportano le forme di incentivazione considerate ai fini della presente analisi.

- o Solare – fotovoltaico: il meccanismo di incentivazione preso in considerazione è il cosiddetto “conto energia” di cui al D M 19 febbraio 2007; le tariffe incentivanti riconosciute sono cumulabili con gli ulteriori benefici legati all’adesione al servizio di scambio sul posto (solo per impianti di potenza non superiore a 200 kW), o in alternativa, al servizio di cessione in rete dell’energia (borsa dell’energia elettrica o ritiro dedicato); nell’analisi in oggetto si fa l’ipotesi che gli impianti fotovoltaici da installare siano del tipo “parzialmente integrato”, ciascuno di potenza non superiore a 3 kW e dimensionati in modo che l’energia prodotta sia autoconsumata. Alla luce di tali ipotesi la tariffa incentivante prevista, per un periodo di vent’anni dal succitato D M 19 aprile 2007, è pari a 0,422 €/kWh,

valore costante in moneta corrente per l'intero periodo di incentivazione, che potrà subire variazioni in relazione a ulteriori modifiche del quadro legislativo, come è già avvenuto con il recentissimo DM 6 agosto 2010, per gli impianti che entreranno in esercizio in data successiva la 31/12/2010.

- Geotermia: per potenze superiori a 1 MW la produzione di energia elettrica è incentivata mediante il rilascio di certificati verdi per un periodo di quindici anni, così come previsto dalla Legge 24 dicembre 2007, n.244 (Legge finanziaria 2008) e dal DM 18 dicembre 2008; ulteriori benefici sono legati alla vendita di detta energia sul mercato. Ai fini della presente analisi costi-benefici si è considerato un valore del certificato verde pari a 85 €/MWh ed un prezzo cessione in rete dell'energia prodotta pari a 66 €/MWh.
- RSU: per potenze inferiori a 1 MW, in alternativa ai certificati verdi, la produzione di energia elettrica immessa nel sistema elettrico è incentivata, su richiesta del produttore, con una tariffa fissa onnicomprensiva per un periodo di quindici anni, pari a 0,22 €/kWh, così come previsto dalla Legge 24 dicembre 2007, n.244 (Legge finanziaria 2008) e dal DM 18 dicembre 2008.
- Solare – termico: per quale tipologia di impianto è attualmente prevista la possibilità di recuperare il 55% del costo di installazione in 3-6 anni. Per la presente analisi si è considerato di effettuare un recupero in 5 anni (11% all'anno).
- Eolico: per potenze inferiori a 200 kW, in alternativa ai certificati verdi, la produzione di energia elettrica immessa nel sistema elettrico è incentivata, su richiesta del produttore, con una tariffa fissa onnicomprensiva per un periodo di quindici anni pari a 0,30 €/kWh, così come previsto dalla Legge 24 dicembre 2007, n.244 (Legge finanziaria 2008) e dal DM 18 dicembre 2008.

I valori stimati di tali benefici sono riportati nelle tabelle 19 e 20, rispettivamente per l'area "La Capanna" e per l'isola di Pantelleria.

<i>BENEFICI B.2</i>	<i>Fotovoltaico</i>	<i>Eolico</i>
Prod. energetica [MWh/anno]	60,6	10
Incentivi [€/MWh]	422	300
Beneficio per fonte [€/anno]	25.580	3.000
Periodo di incentivazione [anni]	20	15

Tab. 19 - Area "La Capanna". Benefici annui relativi agli incentivi per l'impiego di fonti rinnovabili

<i>BENEFICI B.2</i>	<i>Fotovoltaico</i>	<i>Geotermico</i>	<i>RSU</i>	<i>Solare termico</i>
Prod. energetica [MWh/anno]	510	20.000	1.600	
Incentivi [€/MWh]	422	151	220	
Beneficio per fonte [€/anno]	215.220	3.020.000	352.000	288.750
Periodo di incentivazione [anni]	20	15	15	5

Tab. 20 - Isola di Pantelleria. Benefici annui relativi agli incentivi per l'impiego di fonti rinnovabili

IV.3.5 Benefici ambientali (B.3)

I benefici ambientali di cui al punto B.3 sono legati alla quantità di energia prodotta dalle fonti rinnovabili anziché dalle attuali fonti (il mix energetico nazionale e la centrale termica per l'area "La Capanna" e la centrale elettrica attualmente in funzione per l'isola di Pantelleria) ed alla conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ e di altri gas serra (SO₂, NO_x, CO, etc.).

In letteratura sono disponibili alcuni studi che consentono di quantificare le emissioni di CO₂ per ciascuna fonte energetica [19][20]. Seguendo tale approccio è possibile definire dei coefficienti di emissione medi per gli impianti previsti e per gli impianti esistenti, nonché per il mix energetico nazionale (tale parametro è utilizzato per quantificare le emissioni relative alla produzione dell'energia elettrica attualmente acquistata per l'area "La Capanna"). Tali coefficienti sono riportati nella tabella 21.

Sulla base di tali parametri, è possibile quantificare la riduzione delle emissioni di CO₂, moltiplicando l'energia elettrica prodotta da ciascuna fonte per la differenza tra il coefficiente di emissione dell'attuale fonte di produzione (o mix energetico) e il coefficiente energetico della fonte rinnovabile in esame.

<i>Fonte</i>	<i>Coefficienti di emissioni di CO2 [kg/MWh]</i>
Fotovoltaico	53,3
Eolico	6,4
Geotermico	24
Rifiuti	50
Solare Termico	53,3
Gas	362
Gasolio (centrale elettrica)	935
Gasolio (centrale termica)	260
Mix Energetico Nazionale	465

Tab. 21 - Coefficienti di emissioni di CO₂ medi per tipologia di fonte energetica

Le riduzioni delle emissioni di CO₂ ottenute sono riportate nelle tabelle 22 e 23, rispettivamente per l'area "La Capanna" e per l'isola di Pantelleria.

<i>Riduzione emissioni CO₂</i>	<i>da fotovoltaico</i>	<i>da eolico</i>	<i>da cogenerazione (energia elettrica)</i>	<i>da cogenerazione (energia termica)</i>	<i>RIDUZ. TOTALE [10³ kg/anno]</i>
Prod. energetica [MWh/anno]	60,6	10	400	800	
Coeff. di riduzione CO ₂ [kg/MWh]	411,7	458,6	103	260	279
Riduzione emissioni CO ₂ [10 ³ kg/anno]	25	5	41	208	

Tab. 22 - Area "La Capanna". Riduzione delle emissioni di CO₂ derivanti dall'utilizzo di fonti rinnovabili

<i>Riduzione emissioni CO₂</i>	<i>da fotovoltaico</i>	<i>da geotermico</i>	<i>da rifiuti</i>	<i>da solare termico</i>	<i>RIDUZ. TOTALE [10³ kg/anno]</i>
Prod. energetica [MWh/anno]	510	20.000	1.600	1.065	
Coeff. di riduzione CO ₂ [kg/MWh]	882	911	885	882	20.990
Riduzione emissioni CO ₂ [10 ³ kg/anno]	450	18.200	1.400	940	

Tab. 23 - Isola di Pantelleria. Riduzione delle emissioni di CO₂ derivanti dall'utilizzo di fonti rinnovabili

Tali benefici si configurano in parte come esternalità [20][21] ed in parte come benefici finanziari (*emission trading*, borsa della CO₂) [22].

Per quanto riguarda il primo aspetto, il riferimento più completo in materia è costituito dal Progetto "*ExternE, Externalities of Energy*" della Commissione Europea, il cui scopo è quello di fornire una metodologia per quantificare in termini monetari l'impatto della produzione di energia sull'ambiente.

In base a tale metodologia, i benefici ambientali legati alla produzione di energia da fonti rinnovabili riguardano il minore impatto sia sul riscaldamento globale (direttamente legato alla riduzione delle emissioni di CO₂) che sull'ambiente (a livello locale) per via delle minori emissioni di altre sostanze (polveri sottili, SO₂, NO_x, CO, etc) e di energia (rumore, radiazioni, calore) in acqua, suolo e aria.

Per quanto riguarda le emissioni di CO₂, l'approccio seguito è quello del costo evitato (*avoidance costs approach*) che porta ad una stima di tale costo ad un valore centrale di 19 €/t CO₂. Lo stesso studio, tuttavia riporta un'ampia discussione sull'incertezza di tale valore e sulla sua possibile variabilità in funzione del metodo di monetizzazione, degli obiettivi che si vogliono raggiungere (ad es. quello del protocollo di Kyoto) e della non perfetta conoscenza dei meccanismi che legano le emissioni CO₂ ai cambiamenti climatici. Ad esempio, lo stesso studio fornisce un valore minimo e massimo di costo rispettivamente pari a 9 €/t CO₂ e 50 €/t CO₂ (ma il valore può anche arrivare a 95 €/t CO₂ se, ad esempio, si considera l'obiettivo dell'EU di limitare il riscaldamento globale a 2 °C rispetto ai valori preindustriali).

Per quanto riguarda l'impatto ambientale locale, la metodologia *ExternE* è basata su un approccio di tipo " *impact pathway/willingness to pay*"; in sintesi si ipotizza di poter seguire il percorso di ciascun inquinante dal punto di emissione fino al recettore finale (l'uomo, l'ecosistema, ecc.) e si cerca poi di quantificare l'impatto in base alla "disponibilità a pagare" per il beneficio ambientale connesso con la riduzione e dell'emissione di quel dato inquinante. Tale aspetto è abbastanza rilevante nel caso in cui si debbano studiare i benefici connessi con una riduzione della produzione energetica, mentre risulta essere meno significativo nel caso (come quello in esame) in cui, di fatto, si introduce solo una modifica del mix energetico (a parte l'aliquota di energia elettrica non prodotta grazie al solare termico, alla riduzione delle perdite ed all'energia termica prodotta per cogenerazione). Inoltre, la quantificazione dell'impatto ambientale di tale modifica, nonché della diversa disposizione degli impianti di produzione, risulta essere piuttosto complessa e desula dalle finalità del presente studio. Di tali effetti si è comunque tenuto conto, incrementando opportunamente (a partire dalle indicazioni in [19] [20]) il valore delle emissioni di CO₂ di cui si è detto prima.

Per quanto riguarda i meccanismi del mercato della CO₂, la Comunità Europea ha istituito, a partire dal 1° gennaio 2005, un sistema che regola lo scambio di quote di emissioni tra le imprese situate nei Paesi membri (Emissions Trading, ET).

Il valore delle quote dipende dal valore di mercato al momento dell'acquisto che è fortemente variabile. Infatti, il prezzo delle quote è stabilito in base alla domanda e all'offerta come in qualsiasi libero mercato e, trattandosi di un mercato pan-europeo, è influenzato da molti fattori (sviluppo economico generale in Europa, condizioni climatiche, prezzo dei carburanti decisioni politiche, ecc.). Orientativamente il prezzo delle quote oscilla intorno ai 10-20 €/tonnellata di CO₂.

Tenuto conto dei due fattori analizzati (esternalità e valore di mercato delle emissioni), ai fini della monetizzazione dei benefici ambientali, si è considerato un valore pari a 25 €/t CO₂, per tener conto dell’impatto delle emissioni in termini di riscaldamento globale, di effetti ambientali locali, di aspetti politici quali i costi per il raggiungimento di obiettivi specifici (quali quelli del Protocollo di Kyoto) e di aspetti finanziari legati ai meccanismi dell’*emission trading*.

Su tali basi, i benefici ambientali B.3 stimati sono riportati nelle tabelle 24 e 25, rispettivamente per l’area “La Capanna” e per l’isola di Pantelleria.

<i>BENEFICI B.3</i>	<i>Fotovoltaico</i>	<i>Eolico</i>	<i>Cogenerazione</i>	<i>TOTALE</i> [€/anno]
Riduzione emissioni CO ₂ [10 ³ kg/anno]	25	5	249	
Costo unitario emissioni CO ₂ [€/10 ³ kg]	25	25	25	6.950
Beneficio per fonte [€/anno]	625	125	6.225	

Tab. 24 - Area “La Capanna”. Benefici ambientali

<i>BENEFICI B.3</i>	<i>Fotovoltaico</i>	<i>Geotermico</i>	<i>RSU</i>	<i>Solare termico</i>	<i>TOTALE</i> [€/anno]
Riduzione emissioni CO ₂ [10 ³ kg/anno]	450	18.200	1.400	650	
Costo unitario emissioni CO ₂ [€/10 ³ kg]	25	25	25	25	524.750
Beneficio per fonte [€/anno]	11.250	455.000	35.000	23.500	

Tab. 25 - Isola di Pantelleria. Benefici ambientali

IV.3.6 Benefici connessi con la gestione dei rifiuti (B.4)

I benefici di cui al punto B.4, da considerarsi per l’isola di Pantelleria, ove si ipotizza la realizzazione della centrale RSU, sono legati alla diversa gestione dei rifiuti solidi urbani. Essi, infatti, invece di essere trasportati e conferiti in discarica, verrebbero utilizzati per la produzione di energia. Assumendo un valore unitario pari a 150 €/tonnellata, corrispondente al costo stimato per il trasporto e smaltimento dei rifiuti, e considerando una quantità di RSU da utilizzare per la produzione energetica pari a circa 1.500 tonnellate/anno, si ottiene un beneficio economico pari a 225.000 €/anno.

IV.4 Risultati e indicatori di performance del progetto

Sulla base dei costi e dei benefici precedentemente identificati e quantificati, di seguito si riportano i flussi di cassa relativi agli interventi previsti per l'area "La Capanna" e per l'isola di Pantelleria (Figg. 27 e 28).

Gli indicatori di performance utilizzati per l'analisi e valutati per i due casi (tabelle 26 e 27) sono:

- il valore attuale netto (Net Present Value, NPV);
- il tasso interno di rendimento (Internal Rate of Return, IRR);
- il periodo di recupero del capitale (Pay-Back Period, PBP).

Il valore attuale netto (NPV) è definito come la differenza tra i valori attuali degli afflussi e dei deflussi futuri. Pertanto, i movimenti di cassa annuali vengono attualizzati alla data di inizio del progetto al tasso di sconto stabilito. Il valore attuale netto è quindi esprimibile come:

$$NPV(S) = \sum_{t=0}^n a_t S_t = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + L + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

dove S_t è il bilancio del flusso di cassa all'anno t , a_t è il relativo fattore di sconto e i è il tasso di interesse (nel caso in esame $i = 5,50\%$).

Il tasso interno di rendimento (IRR) è il tasso di sconto al quale un flusso di costi e di benefici ha un valore attuale netto pari a zero. Nell'espressione precedente, l'IRR è il valore di i che annulla il valore di NPV(S).

Il periodo di recupero del capitale (PBP) è il tempo necessario perché il progetto di investimento sia in grado di produrre un reddito netto pari al capitale inizialmente investito.

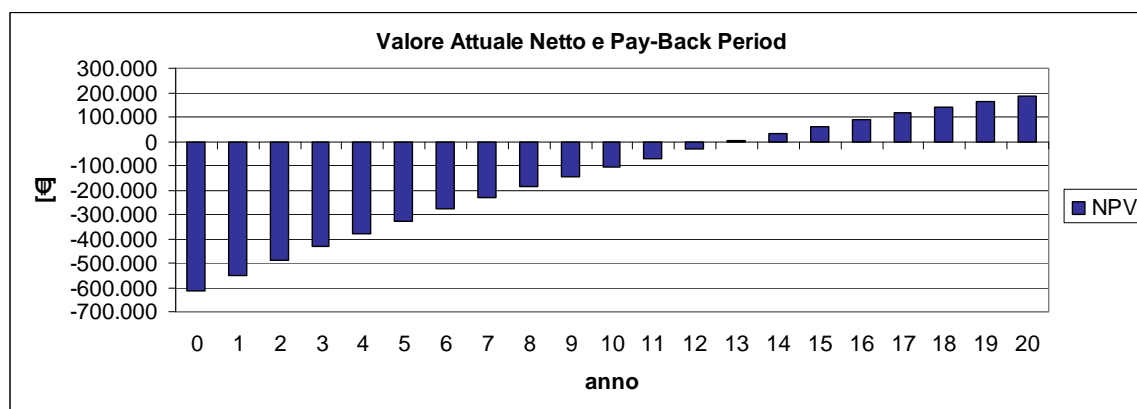


Fig. 27 - Area "La Capanna". Flussi di cassa

<i>Valore Attuale Netto</i> (<i>Net Present Value, NPV</i>) [€]	186.100
Tasso Interno d Rendimento (Internal Rate of Return, IRR) [%]	8,95
Periodo di Recupero del Capitale (Pay-Back Period, PBP) [anni]	13

Tab. 26 - Area “La Capanna”. Indicatori di performance del progetto

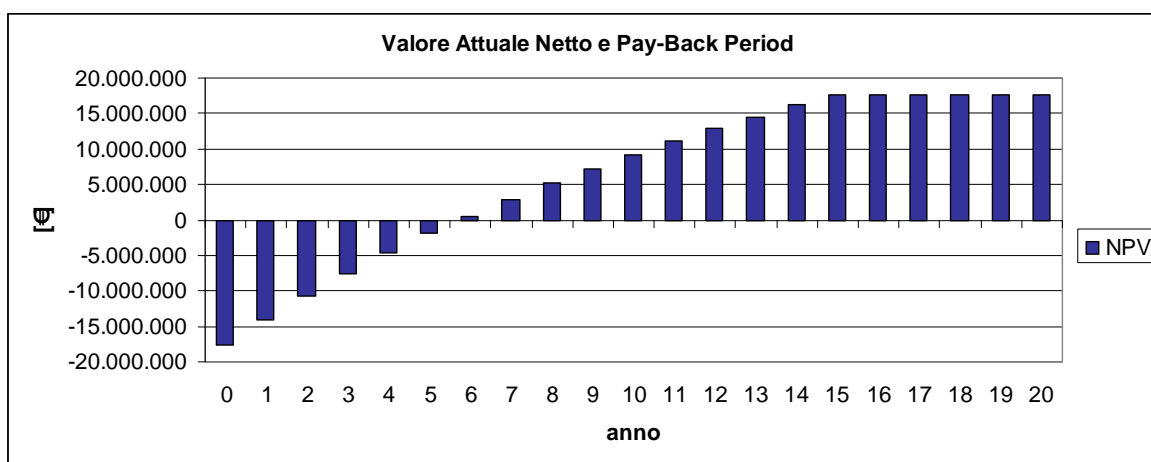


Fig. 28 - Isola di Pantelleria. Flussi di cassa

<i>Valore Attuale Netto</i> (<i>Net Present Value, NPV</i>) [€]	17.727.300
Tasso Interno d Rendimento (Internal Rate of Return, IRR) [%]	18,77
Periodo di Recupero del Capitale (Pay-Back Period, PBP) [anni]	5,5

Tab. 27 - Isola di Pantelleria. Indicatori di performance del progetto

FONTI E RIFERIMENTI

- [1] I. Bertini, V. Cosentino, S. Favuzza, G. Graditi, M. G. Ippolito, F. Massaro, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo (2010). Studio di fattibilità e progettazione preliminare di dimostratori di reti elettriche di distribuzione per la transizione verso reti attive – Report 1: Caratterizzazione delle reti attuali e analisi di possibili scenari di sviluppo. Accordo di Programma MSE-ENEA. www.enea.it.
- [2] J. Oyarzabal, J. Jimeno, J. Ruela, A. Engler, C. Hardt (2005). Agent based Micro Grid Management System. International Conference on Future Power Systems 2005. Amsterdam, 18 Novembre 2005.
- [3] G. Strbac (2006). Technical and Commercial Integration of Distributed Generation: Review of Recent Developments in the UK. IEEE Power Engineering Society General Meeting 2006. Montreal, 18-22 Giugno 2006.
- [4] G. Strbac (2007). Electric Power Systems Research on Dispersed Generation. EPSR - Electric Power Systems Research. Vol. 77, n. 9, pp. 1143-1147.
- [5] K. De Brabandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconinck (2007). Control of Microgrids - IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007. 24-28 June 2007, pp. 1-7.
- [6] M.L. Di Silvestre, G. Fileccia Scime mi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo (2010). A double-shell design approach for multiobjective optimal design of microgrids. Intelligent Spatial Decision Analysis 2010. Inner Harbor, Baltimore, USA.
- [7] T. W.S. Chow, C.T. Leung (1996). Neural Network based Short-Term Load Forecasting Using Weather Compensation - IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 11, n. 4, pp. 1736-1742.€
- [8] <http://www.abb.com/cawp/db0003db002698/145abc3534b16460c12575b300520d8b.aspx>
- [9] Dacfe Dzong, Thomas Von Hoff, James Stoups, Mathias Kranich (2010). Connected: The nervous system of the smart grid – ABB Review. N. 1/10, pp. 33-37.
- [10] "Guide to cost-benefit analysis of investment projects", European Commission, http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide02_en.pdf
- [11] G. Botta, F. Cernuschi, "Potenzialità delle fonti rinnovabili: il contesto italiano", AEIT, vol. 95, n. 6, giugno 2008, pp. 10-19.
- [12] L. Bano, A. Lorenzoni, "Sostenere con efficienza le rinnovabili", AEIT, vol. 95, n. 6, giugno 2008, pp. 20-27.
- [13] International Energy Agency, "Projected Costs of generating Electricity", 2005.
- [14] Enel, Tariffa per usi diversi ALTA, <http://www.enel.it>
- [15] AEEG, Delibera ARG/elt 73/09, "Determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria relative agli anni dal 1999 al 2006 per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel S.p.A.: S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A., S.MED.E. Pantelleria S.p.A. - Modificazioni della deliberazione 10 febbraio 2009 ARG/elt 15/09"
- [16] AEEG, Delibera ARG/elt 169/09, "Determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria per l'anno 2007 per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel S.p.A.: S.EL.I.S. La Mpedusa S.p.A., S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A., S.MED.E. Pantelleria S.p.A."
- [17] AEEG, Delibera ARG/elt 84/10, "Determinazione delle aliquote definitive di integrazione tariffaria relativa all'anno 2008 per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel S.p.A.: Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l., SEA Società

Elettrica di Favignana S.p.A., S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A., S.EL.I.S. Linosa S.p.A., S.EL.I.S. Marettimo S.p.A., SIE Società Impianti Elettrici S.r.l., S.MED.E. Pantelleria S.p.A.

- [18] D. Valenzano, "Regimi di incentivazione degli impianti a fonti rinnovabili", AEIT, vol. 95, n. 6, giugno 2008, pp. 32-35.
- [19] G. Ala, V. Cosentino, A. Di Stefano, G. Fiscelli, F. Genduso, C. Diaconia, M. G. Ippolito, D. La Cascia, F. Massaro, R. Miceli, P. Romano, C. Spataro, F. Viola, G. Zizzo: "Energy Management via Connected Household Appliances" – Ed. McGraw-Hill, ottobre 2008.
- [20] "ExternE, Externalities of Energy, Methodology 2005 Update", European Commission, European Communities, Luxembourg, 2005.
<http://www.externe.info/>
- [21] "ExternE, Externalities of Energy, Vol XX : National Implementation". European Commission, Directorate-General XI I, Science, Research and Development, <http://www.externe.info/>
- [22] ISPRA – Emission Trading, <http://www.greta.sinanet.apat.it/>