



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 1 – Caratterizzazione delle reti attuali e analisi di possibili scenari di sviluppo

I. Bertini, V. Cosentino, S. Favuzza, G. Graditi, M.G. Ippolito, F. Massaro, 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 1 – CARATTERIZZAZIONE DELLE RETI ATTUALI E ANALISI DI POSSIBILI SCENARI DI
SVILUPPO

G. Graditi, I. Bertini (ENEA)

V. Cosentino, S. Favuzza, M.G. Ippolito, F. Massaro, 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 1 – Caratterizzazione delle reti attuali e analisi di possibili scenari di sviluppo

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 generale	pag. 4
<i>I. Descrizione generale delle aree di intervento</i>	
I.1 Area di intervento della "Rete A"	pag. 6
I.2 Area di intervento della "Rete B"	pag. 7
<i>II. Caratterizzazione dei sistemi elettrici (scenari di riferimento)</i>	
II.A Scenario di riferimento per la "Rete A" (Area "La Capanna").....	pag. 9
II.A.1 Caratterizzazione della rete	
II.A.2 Impianto solar cooling	
II.A.3 Analisi dei consumi di energia elettrica	
II.B Scenario di riferimento per la "Rete B" (Isola di Pantelleria).....	pag. 14
II.B.1 Caratterizzazione della rete	
II.B.1.1 Centrale di produzione	
II.B.1.2 Rete di distribuzione in media tensione	
II.B.2 Sistemi e logiche di automazione	
II.B.2.2 Il Sistema di controllo della centrale	
II.B.2.3 Il Sistema di telecontrollo delle cabine secondarie	
II.B.3 Analisi dei consumi di energia elettrica	
<i>III. Prospettive di intervento</i>	
III.A Prospettive di intervento per la "Rete A" (Area "La Capanna")....	pag. 43
III.A.1 Generazione di energia da fonte rinnovabile	
III.A.1.1 Generazione fotovoltaica	
III.A.1.2 Generazione eolica	
III.A.1.3 Cogenerazione con microturbine	
III.A.1.4 Massima potenza installabile e producibilità	
III.A.2 Interventi sulla rete	
III.B Prospettive di intervento per la "Rete B" (Isola di Pantelleria).....	pag. 49
III.B.1 Generazione di energia da fonte rinnovabile	
III.B.1.1 Generazione fotovoltaica	
III.B.1.2 Generazione eolica	
III.B.1.3 Generazione da fonte geotermica	
III.B.1.4 Generazione da biomasse	
III.B.1.5 Generazione da RSU	
III.B.1.6 Massima potenza installabile e producibilità	
III.B.2 Interventi sulla rete	
III.B.3 Interventi per il controllo della domanda	
III.B.3.1 Impianti solari termici	
III.B.3.2 Power Station e servizi di rete	
III.B.3.2.1 Aspetti generali	
III.B.3.2.1 Un sistema di mobilità sostenibile a Pantelleria	

IV. Sistema di controllo delle reti: le infrastrutture intelligenti

IV.1 Premessa	pag. 74
IV.2 I soggetti coinvolti nella gestione di una smart grid.....	pag. 76
IV.3 Obiettivi del sistema di controllo.....	pag. 76
IV.4 La struttura del sistema di controllo.....	pag. 77
IV.4.1 State Estimation	
IV.4.2 Optimal Control	
IV.4.3 Control Scheduling	
IV.4.4 Componenti del MGAP	
IV.5 Modalità operative.....	pag. 83
IV.6 L'architettura del sistema di controllo.....	pag. 84
IV.7 Sistemi di comunicazione	pag. 85
IV.8 Gestione ottimale della rete di distribuzione in cond. ordinarie	pag. 88
IV.8.1 Caduta o sopraelevazione di tensione	
IV.8.2 Perdite di potenza	
IV.8.3 Indice di Load Balancing	
IV.8.4 Regolarità della tensione	
IV.8.5 Costi operativi	
IV.8.6 Emissioni in atmosfera	
IV.8.7 Indice di sicurezza	
IV.8.8 Indice di affidabilità	
IV.9 Gestione ottimale della rete di distribuzione in cond. di guasto	pag. 91
IV.10 Punti di controllo e punti di misura della rete.....	pag. 91

V. Scenari di sviluppo per la transizione verso reti attive e identificazione costi/benefici

V.1 Premessa.....	pag. 95
V.2 Definizione degli scenari di sviluppo.....	pag. 95
V.2.A Scenari per la Rete A (Area "La Capanna")	
V.2.B Scenari per la Rete B (Isola di Pantelleria)	
V.3 Identificazione dei costi.....	pag. 99
V.4 Identificazione dei benefici	pag. 100
V.5 Quadro generale costi-benefici.....	pag. 103

Fonti e riferimenti	pag. 105
-----------------------------	----------

Premessa generale

Il presente rapporto tecnico riferisce sulle attività svolte da personale del DIEET dell'Università degli Studi di Palermo 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. I contenuti del rapporto, in particolare, riferiscono sulla prima fase di tale attività di ricerca, se condonquanto indicato nell'Allegato Tecnico all'Accordo di Collaborazione suddetto.

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. Si precisa, inoltre, che:

- in data 16 dicembre 2009, è stato effettuato un sopralluogo presso l'isola di Pantelleria, con la guida del personale tecnico di S.ME D.E. SpA; più in particolare sono stati oggetto del sopralluogo la centrale elettrica, una delle cabine MT/bt telecontrollate e alcune parti della rete di distribuzione;
- in data 22 aprile 2010, è stato effettuato un sopralluogo presso il Centro Ricerca ENEA di Casaccia, con la guida del personale tecnico di ENEA; più in particolare sono stati oggetto del sopralluogo la sala controllo della rete elettrica, la cabina 20, il quadro 15, l'impianto solar cooling dell'edificio F51 e altri componenti principali della rete di distribuzione a servizio dell'area "La Capanna";
- nel corso delle attività sono stati svolti diversi incontri di confronto e coordinamento con personale ENEA, con tecnici S.MED.E. e con rappresentanti di ABB, azienda che ha recentemente curato la realizzazione di alcuni interventi di automazione sul sistema elettrico di Pantelleria.

Il rapporto è articolato in cinque sezioni. Dopo una breve descrizione generale delle due aree di intervento (sez. I), in sez. II si riportano in sintesi le attuali caratteristiche dei due sistemi elettrici oggetto di studio, 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; nella sezione, pertanto, si identificano, per i due sistemi, gli scenari iniziali o di riferimento. Segue una dettagliata disamina (sez. III) sui 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 indicate 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 importanti livelli di generazione da fonte rinnovabile (in buona parte non dispacciabile), è necessario aumentare i livelli di automazione e controllo tradizionalmente presenti nelle reti, implementando idonee tecnologie ICT. In sez. IV, dopo un inquadramento generale di tali aspetti, vengono illustrate e identificate le principali specifiche delle infrastrutture di controllo che potrebbero essere implementate nei due sistemi oggetto di studio, per la realizzazione di dimostratori. Infine, in sez. V, componendo gli interventi indicati in sez. III, si individuano 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 si effettua una valutazione qualitativa dei costi degli interventi previsti e dei principali benefici attesi.

Il prosieguo delle attività prevede:

- l'analisi delle valutazioni di fattibilità condotte sugli scenari individuati;
- scelta conclusiva, concordata tra ENEA e DIEET, degli scenari di interesse per la realizzazione di dimostratori nelle Reti "A" e "B";
- progettazione preliminare dei due dimostratori, con l'individuazione delle specifiche relative alle logiche e ai principali componenti da utilizzare;
- eventuale validazione di alcune scelte progettuali mediante analisi in ambiente simulato condotte a mezzo di software specifici.

I. Descrizione generale delle aree di intervento

I.1 Area di intervento della “Rete A”

L’area “La Capanna”, ubicata nella zona F del centro ENEA di Casaccia, occupa una superficie lorda di 214.380 m² circa.

Al suo interno sono presenti diversi edifici destinati prevalentemente ad uffici, sale conferenza, laboratori. Gli edifici sono tutti identificati dalla sigla F (freddi) seguita da due cifre.

In Fig.1 è riportata la planimetria generale dell’area.

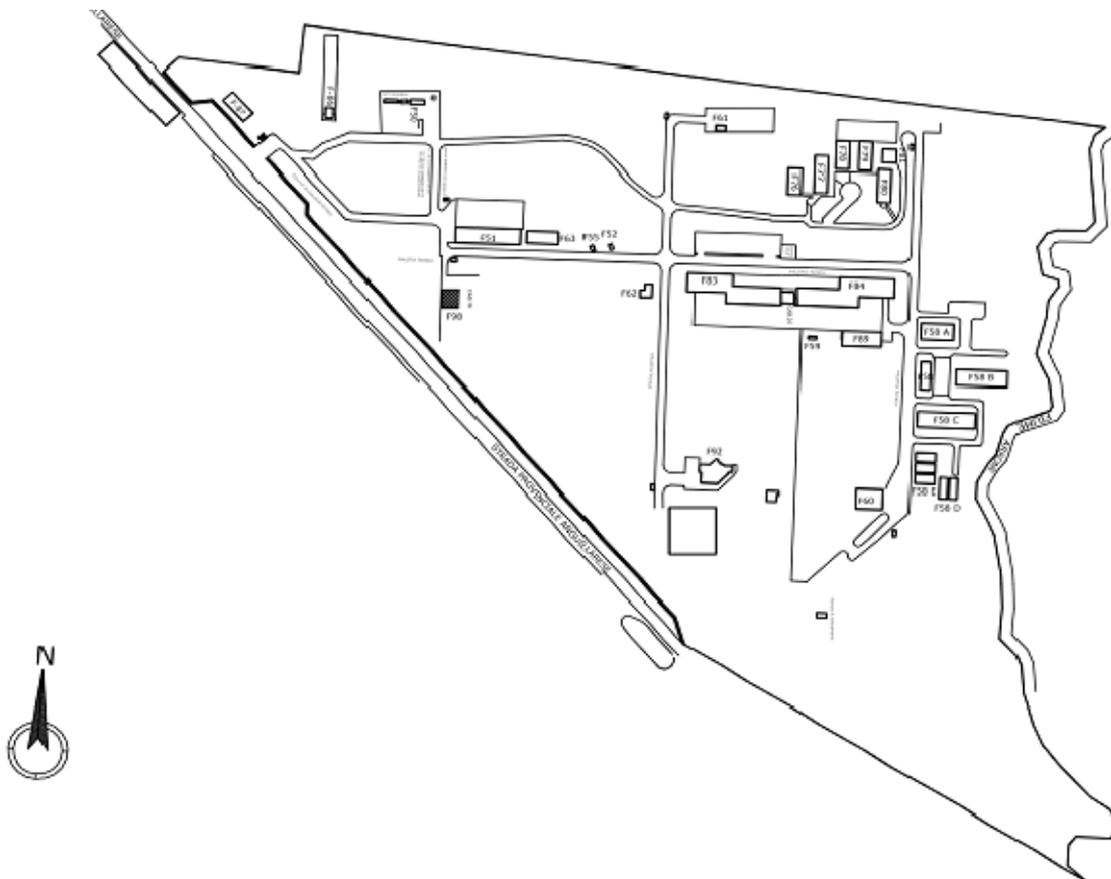


Fig.1 - Planimetria generale dell’area “La Capanna”

I.2 Area di intervento della “Rete B”

L'isola di Pantelleria (Fig. 2) appartiene al territorio di Trapani ed è la prima delle isole siciliane per estensione territoriale (la quinta delle isole italiane). I riferimenti geografici dell'isola sono i seguenti:

- Coordinate geografiche: 36° 48 '49 " Nord 11° 57 ' 58 " Est;
- Superficie: 83 km²;
- Lunghezza massima: 14 km;
- Larghezza massima: 8 km;
- Periplo 51 km;
- Altezza massima: 836 m s.l.m.

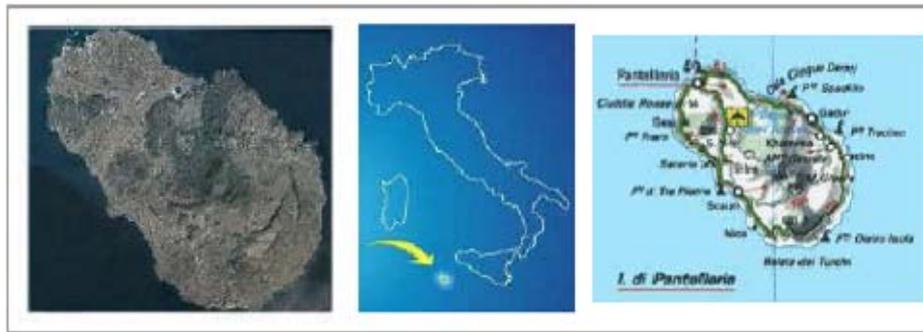


Fig. 2 - Inquadramento geografico dell'isola di Pantelleria

L'isola è di origine vulcanica, tale origine si manifesta in molteplici fenomeni geotermici e nella ricca presenza di ossidiana.

Il territorio è caratterizzato da una morfologia piuttosto accidentata e presenta risorse idriche naturali particolarmente limitate.

Per quanto attiene al clima, c'è da notare che gli elevati valori della radiazione solare incidente sono mitigati dall'intensa e frequente azione del vento.

In Fig. 3 sono riportate le temperature medie mensili dell'isola [1].

La popolazione residente sull'isola di Pantelleria è pari a poco più di 7000 unità [2]. Negli ultimi anni ha avuto luogo uno spopolamento delle zone rurali nella direzione di una concentrazione dei residenti nei pochi centri urbani, soprattutto nel Comune di Pantelleria.

Il turismo è particolarmente intenso nel periodo estivo: negli ultimi 10 anni nel mese di agosto l'afflusso turistico ha oscillato tra le 4500 e le 9500 unità, portando quindi

quasi ad un raddoppio dei residenti sull'isola in estate. Il numero delle grandi strutture ricettive è comunque esiguo, mentre abbondano le possibilità di affitto di piccole abitazioni, in particolare dammusi, sparsi per tutta l'isola, il che significa che il flusso turistico tende in buona parte a disperdersi su tutto il territorio isolano.

In Fig. 4 è riportato l'andamento demografico dell'isola dal 1930 al 2000.

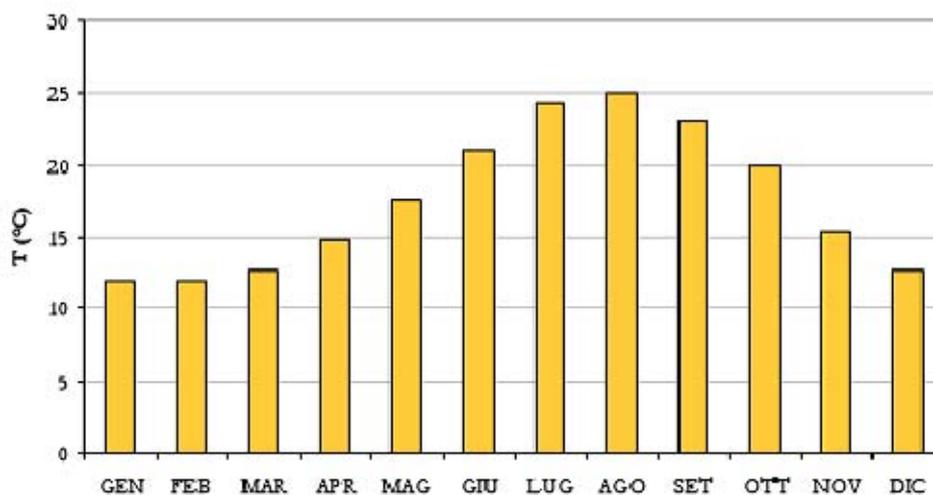


Fig. 3 - Temperature medie mensili nell'isola di Pantelleria

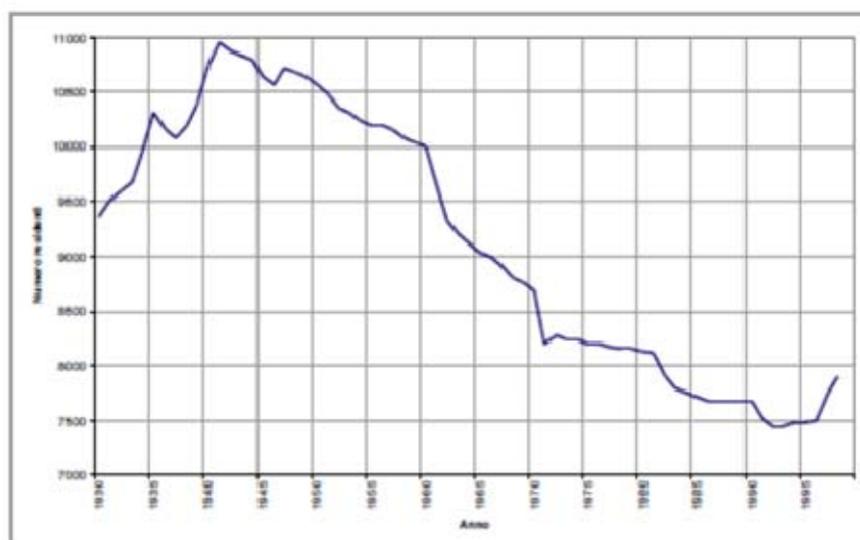


Fig. 4 - Andamento demografico (popolazione residente) sull'isola di Pantelleria

II. Caratterizzazione dei sistemi elettrici (scenari iniziali)

II.A Scenario di riferimento per la “Rete A” (Area “La Capanna”)

II.A.1 Caratterizzazione della rete

Il centro ENEA di Casaccia è dotato di una fornitura in alta tensione a 150 kV; in esso è presente una cabina di trasformazione AT/MT (150/8, 4 kV/kV) dalla quale si dipartono diverse dorsali in media tensione e per l'alimentazione delle cabine di distribuzione (8,4/0,380 kV/kV).

Il presente studio riguarda esclusivamente la porzione di sistema elettrico relativa all'area denominata “La Capanna”, avente un'estensione di circa 21 ettari e nella quale sono ubicati numerosi edifici adibiti ad uffici, laboratori, locali tecnologici etc.

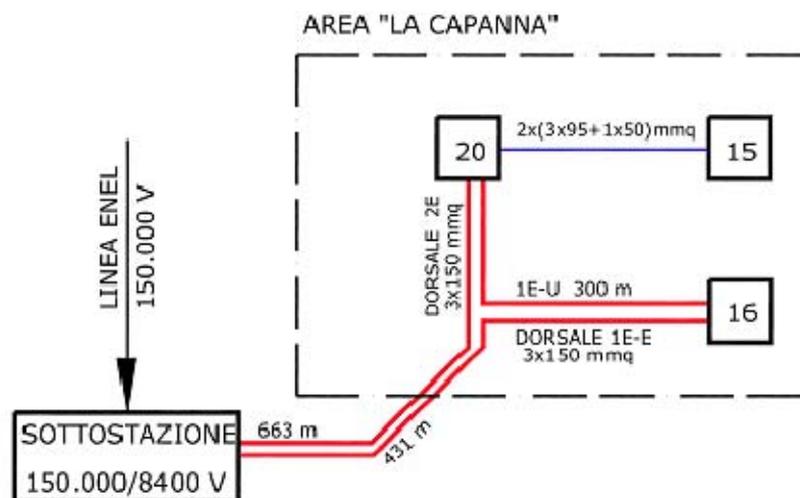


Fig. 5 - Schema a blocchi della rete dell'area “La Capanna” con indicazione delle dorsali principali MT e BT

In detta area sono presenti due cabine di distribuzione 8,4/0,380 kV/kV identificate con i numeri 16 e 20 (Fig. 5). La cabina 20 (ubicata all'interno dell'edificio F83-bis, adiacente agli edifici F83 e F84) è equipaggiata con due trasformatori MT/bt della potenza nominale di 630 kVA, ciascuno avente collegamento lato media tensione a triangolo e lato bassa tensione stella con neutro (gruppo 11); in esercizio normale i due trasformatori della cabina 20 lavorano alternativamente e, soltanto nei periodi di elevato assorbimento (periodo estivo), risultano entrambi collegati al sistema; è presente un congiuntore di sbarra che permette di suddividere il carico di bassa

tensione in due parti, nell’ottica di un funzionamento contemporaneo, ma separato, dei due trasformatori.

La cabina 16 è equipaggiata con un trasformatore MT/bt della potenza nominale di 1000 kVA avente le medesime tipologie di avvolgimento sopra citate ed è esclusivamente dedicata all’alimentazione, attraverso un unico feeder in bassa tensione, di un impianto solare termico sperimentale.

Le cabine 16 e 20 sono alimentate mediante due dorsali in media tensione, provenienti dalla cabina di trasformazione AT/MT, denominate 1E e 2E e servite normalmente in modo radiale.

Nella tabella I si riporta il dettaglio delle dorsali in media tensione sopra citate.

Tratto	Tipo	Sez. [mm ²]	r* [Ω/km]	x* [Ω/km]	L [km]
Cabina trasf. 150/8,4 kV/kV → Cabina 20 Dorsale 2E	Cavo	3x150	0,160	0,097	0,663
Cabina trasf. 150/8,4 kV/kV → Cabina 16 Dorsale 1E- E	Cavo	3x150	0,160	0,097	0,431
Cabina 16 → Cabina 20 Dorsale 1E- U	Cavo	3x150	0,160	0,097	0,300
				Tot.	1,394

* I valori di resistenza e reattanza per unità di lunghezza sono stati desunti dai cataloghi commerciali.

Tab. I – Dettaglio dorsali MT 1E e 2E dell’area “La Capanna”

Dal quadro di bassa tensione ubicato nella cabina 20 si dipartono le dorsali di alimentazione dei quadri disposti all’interno degli edifici presenti nell’area, nonché una dorsale di bassa tensione per l’alimentazione di una cabina di smistamento identificata con il numero 15, nella quale è installato un ulteriore quadro bt per l’alimentazione di differenti utenze. Ad esclusione degli edifici F60 e F92, che sono rispettivamente la hall tecnologica (per simulazioni sismiche e vibrazionali) e la casa intelligente (smarthouse), tutti gli altri di seguito elencati sono destinati ad uso ufficio o laboratorio. All’interno dell’edificio che ospita la cabina 20 sono presenti due quadri di rifasamento ciascuno con batterie di condensatori di potenza modulabile 5-10-20 kVAr.

Nella tabella II si riporta il dettaglio delle linee in bassa tensione che si dipartono dalla cabina 20.

TR	Edificio	Tipo	Sez. [mm ²]	r* [Ω/km]	x* [Ω/km]	L** [km]
I	Quadro Rifasamento	Cavo	(3 x 35) + 1 x 16	0,554	0,101	0,01
	F83 CDZ	Cavo	3 (1x150) + 1x 70	0,129	0,0928	0,01
	F87	Cavo	(3 x 120) + 1x 95	0,161	0,0740	0,530
	F83	Cavo	(3 x 240) + 1x 120	0,0801	0,0752	0,05
	F58 – F60	Cavo	(3x50) + 1x 25	0,386	0,0779	0,190 (F58) 0,325 (F60)
	F51 CDZ	Cavo	(3x150) + 1x 95	0,129	0,0745	0,400
	F55 (CAB. 15)	Cavo	2 x 3(1x95) + (1x 95)	0,103	0,04875	0,230
	F84 CDZ	Cavo	3 x10 x (1x185) + (5 x 185)	0,0106	0,00908	0,01
II	Quadro Rifasamento	Cavo	(3 x 35) + 1 x 16	0,554	0,101	0,01
	F89	Cavo	3x3,5x150	0,043	0,0309	0,075
	F76÷81	Cavo	3 x 185 + 1 x 95	0,106	0,0742	0,130 (F76) 0,220 (F81)
	F92 - Smarthouse	Cavo	3 x 95 + 1 x 50	0,206	0,0762	0,350
	F84	Cavo	2 x 3(1 x 240) + 1x240	0,040	0,045	0,01

* I valori di resistenza e reattanza per unità di lunghezza sono stati desunti dai cataloghi commerciali.

** I valori di lunghezza sono stati desunti dalla planimetria generale del sito fornita.

Tab. II – Dettaglio linee bt cabina 20

Dal quadro di bassa tensione ubicato nella cabina 15 si dipartono le dorsali di alimentazione dei quadri disposti all'interno degli edifici presenti nell'area.

Nella tabella III si riporta il dettaglio delle linee in bassa tensione che si dipartono dalla cabina 15.

Edificio	Tipo	Sez. [mm ²]	r* [Ω/km]	x* [Ω/km]	L** [km]
F51	Cavo	3 x 70 + 1x 35	0,272	0,0751	0,140
F52 (Pozzo E)	Cavo	3 x 70 + 1x 35	0,272	0,0751	0,015
F61	Cavo	4 x 25	0,780	0,0813	0,250
F86 (Centr.Gas)	Cavo	4 x 16	1,21	0,0817	0,380
F63	Cavo	4 x 25	0,780	0,0813	0,045
F98 - emergenza	Cavo	2 x (4x16)	0,605	0,0408	0,140
F50 (FOTOV.)	Cavo	3 x 50 + 1 x 25	0,386	0,0779	0,310

* I valori di resistenza e reattanza per unità di lunghezza sono stati desunti dai cataloghi commerciali.

** I valori di lunghezza sono stati desunti dalla planimetria generale del sito fornita.

Tab. III – Dettaglio linee bt cabina 15

II.A.2 Impianto solar cooling

L'apporto di solare termico nell'area in esame consiste in un impianto di solar cooling, recentemente installato sulla copertura dell'edificio F51, di potenza pari a 70 kW.

L'impianto è costituito da un campo solare a collettori piani a bassa temperatura che occupa circa i 2/3 della superficie in pianta della copertura dell'edificio, da una pompa di calore ad assorbimento e da una caldaia di integrazione poste all'esterno in prossimità dell'edificio F51.

La caldaia e la pompa di calore sono alimentate a metano e si trovano a servizio del solo edificio F51. Questo conta una superficie di circa 600 m² suddivisa tra un piano terra ed un piano primo entrambi destinati ad uffici.

II.A.3 Analisi dei consumi di energia elettrica

Il consumo complessivo di energia elettrica dell'area nell'anno 2009 è stato di circa 1,38 GWh, con un picco di 167 MWh nel mese di agosto ed un minimo di 73,5 MWh nel mese di dicembre. Tale valore appare in diminuzione rispetto a gli anni 2007 e 2008 nei quali si sono registrati consumi pari a 1,42 GWh.

L'energia reattiva complessivamente impegnata nel medesimo anno è variata tra un massimo mensile di 111 MVARh nel mese di luglio ed un minimo di 27 MVARh nel mese di dicembre. In Fig. 6 è riportato l'andamento dei consumi mensili di energia attiva e reattiva per l'anno 2009.

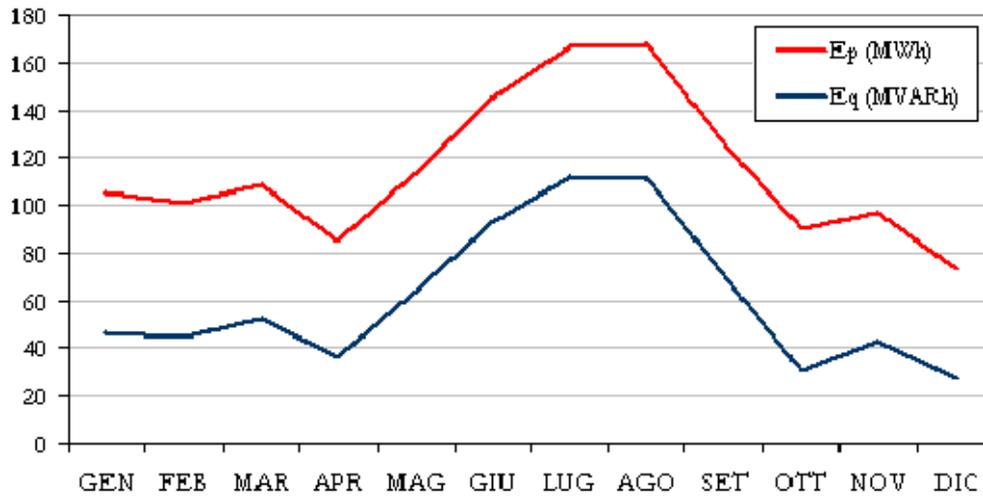


Fig. 6 - Consumi di energia attiva E_p e reattiva E_q dell'area "La Capanna" nell'anno 2009

Il fattore di potenza nel medesimo anno ha subito escursioni da un minimo di 0,83 nel mese di luglio ad un massimo di circa 0,95 nel mese di ottobre, con un valor medio annuo di 0,88.

La potenza attiva media mensile richiesta varia da un minimo di 211 kW nel mese di ottobre ad un massimo di 462 kW nel mese di luglio (Fig. 7). Nelle Fig. 8 e 9 sono riportati i diagrammi di carico delle potenze attive e reattive per un giorno lavorativo tipo invernale (terzo mercoledì del mese di febbraio) ed estivo (terzo mercoledì del mese di luglio) dell'anno 2009.

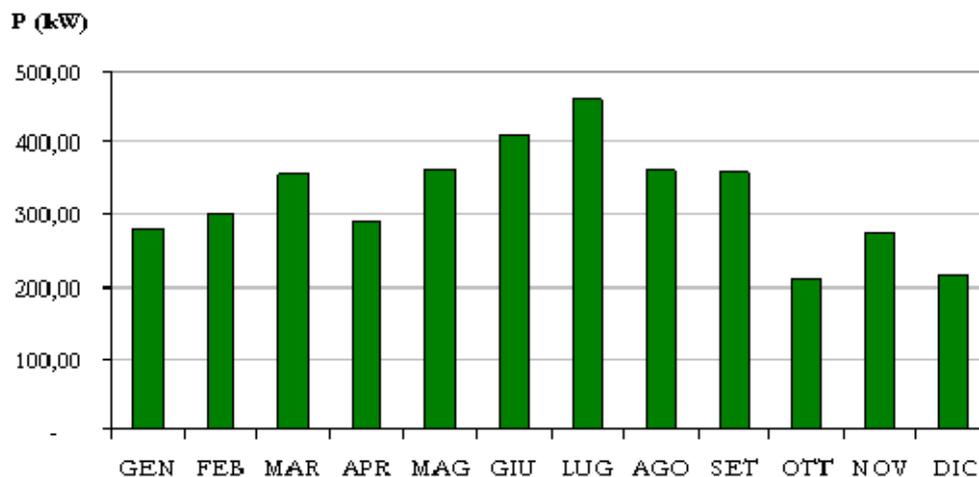


Fig. 7 - Potenze elettriche medie mensili richieste dall'area "La Capanna" nell'anno 2009

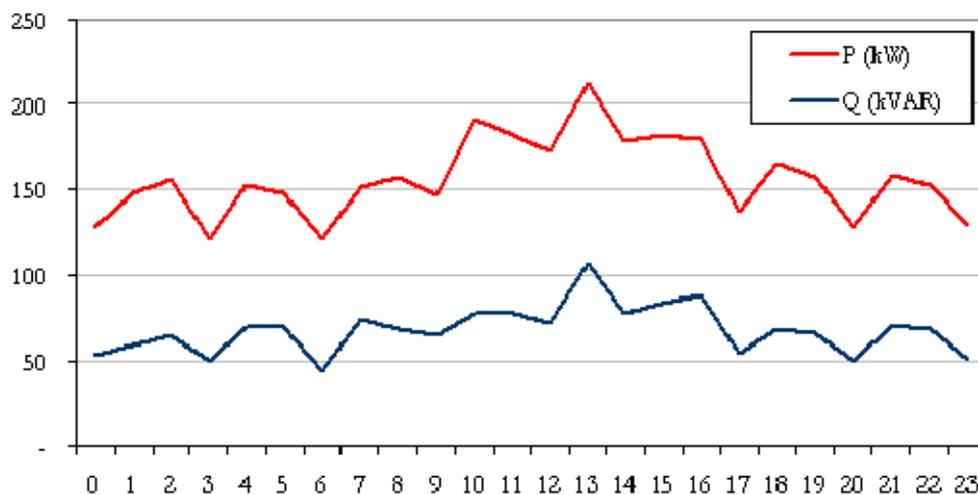


Fig.8 - Potenze elettriche medie orarie per il giorno lavorativo tipo invernale nell'anno 2009

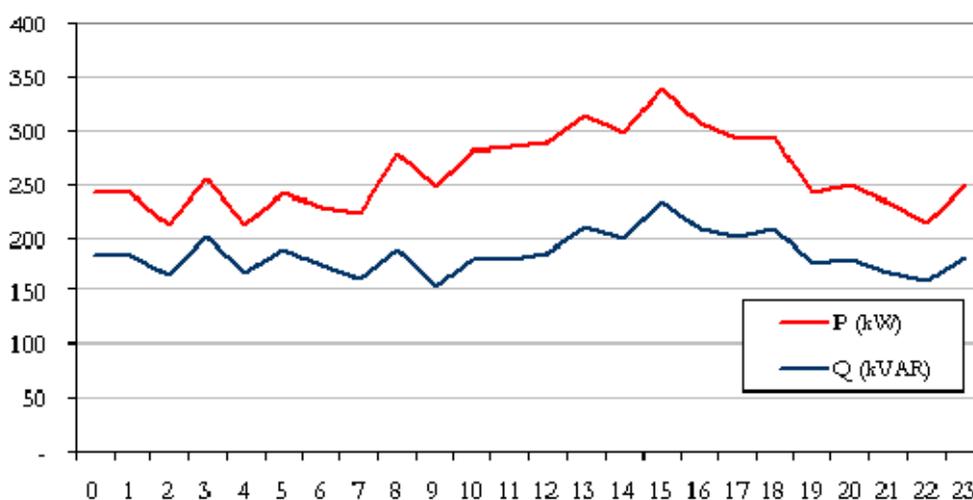


Fig. 9 - Potenze elettriche medie orarie per il giorno lavorativo tipo estivo nell'anno 2009

II.B Scenario di riferimento per la "Rete B" (Isola di Pantelleria)

II.B.1 Caratterizzazione della rete

Il sistema elettrico a servizio dell'isola di Pantelleria è un sistema isolato, non collegato cioè al sistema elettrico nazionale. Esso è caratterizzato da una centrale termoelettrica per la produzione di energia elettrica, da una rete di distribuzione in media tensione di tipo radiale con possibilità di controalimentazione in alcuni punti, avente n.150 nodi di carico ed è servita alla tensione nominale di 10,5 kV; più in dettaglio, oltre al nodo di generazione, è possibile identificare n. 133 cabine di trasformazione del distributore (di cui n.8 dismesse), n. 2 cabine di smistamento e n.

15 forniture in MT (cabine d'utente). Nella tabella IV seguente si riporta l'elenco delle cabine facenti parte del sistema elettrico in esame.

N.	Denominazione	Tipo cabina	TRASFORMATORI INSTALLATI
1	Borgo	Muratura	2 x 400 kVA
2	Miryam	Muratura	2 x 160 kVA
3	Via Salibi	Muratura	315 kVA
4	Via S. Giacomo	Muratura	2 x 400 kVA
5	Ospedale	Muratura	200 kVA + 400 kVA
6	Santa Chiara	Palo	160 kVA
7	Karuscia Zotta	Palo	100 kVA
8	Mordomo	Muratura	100 kVA
9	Karuscia Minardi	Palo	200 kVA
10	Kaddiuggia	Muratura	160 kVA
11	Kartibugal	Palo	100 kVA
12	Lago Brignone	Palo	25 kVA
13	Bugeber Dentro	Palo	160 kVA
14	Kamma Fuori	Palo	100 kVA
15	Kamma centro	Muratura	400 kVA
16	Tracino 1	Muratura	315 kVA
17	Cala Tramontana	Palo	250 kVA
18	Serra Barone	Muratura	160 kVA
19	Rekale	Muratura	160 kVA
20	Ziton di Nikà	Palo	100 kVA
21	Scauri 1	Muratura	250 kVA
22	Monastero	Palo	100 kVA
23	Scauri Basso porto	Palo	100 kVA
24	Scauri basso Penna	Palo	160 kVA
25	Scirafi Lentate	Palo	100 kVA
26	Sibà 1	Palo	100 kVA
27	Sibà Tikiriki ek agr. Ass.	Muratura	100 kVA
28	Bukkuram 1	Palo	160 kVA
29	San Vito	Palo	100 kVA
30	Grazia 1	Palo	100 kVA
31	Grazia Montesi	Palo	200 kVA
32	Cimillia Roncone Salerno	Muratura	100 kVA
33	Karuscia Bellotti	Palo	100 kVA
34	Punta Fram	Muratura	250 kVA + 160 kVA
35	Karebi	Palo	160 kVA
36	Cala dell'Alga	Muratura	63 kVA
37	Mursia	Prefabbricata	315 kVA
38	Dakalè	Palo	100 kVA
39			DISMESSA
40	Cantina Enopolio	Muratura	FORNITURA MT (100 kVA)
41	Kazzen 2	Palo	100 kVA
42	M.M. Villa Silvia	Palo	80 kVA
43	Maggiuluveddi Dissalatore	Muratura	400 kVA
44	Ziton Zubebi	Palo	100 kVA
45	Sant'Elmo	Palo	100 kVA
46	Ziton Servizio aeroporto	Palo	100 kVA
47	Aeroporto Civile	Muratura	FORNITURA MT (2 x 200 kVA)
48	Aeronautica Militare	Muratura	FORNITURA MT (315 + 200 kVA)

49	Gelkamar RAI	Muratura	50 kVA
50	Gelkamar Cava	Muratura	100 kVA
51	Gelkamar Marina Militare	Muratura	200 kVA
52	Multiproprietà	Muratura	CABINA PASSAGGIO
53	Edilnapa	Muratura	160 kVA
54	Kagiar Favarotta	Palo	100 kVA
55	Scirafi sezionamento	Muratura	63 kVA
56	Kania	Muratura	100 kVA
57	Bukkuram San Michele	Palo	100 kVA
58	Kamma Piazza Aloï	Palo	100 kVA
59	Cala 5 Denti	Palo	100 kVA
60	Kazen Kuddie Rosse	Palo	100 kVA
61	Rukia 1	Palo	160 kVA
62	Gadir	Palo	160 kVA
63	Scauri Sotto Cuddia	Palo	100 kVA
64	Campobello	Palo	100 kVA
65	Tracino 2 Mueggen	Palo	160 kVA
66	Randazzo	Palo	100 kVA
67	S. Leonardo CC.PP.	Muratura	200 kVA
68	Casa di riposo	Muratura	CABINA PASSAGGIO
69	Esercito	Muratura	200 kVA
70	Rekale 2	Palo	100 kVA
71	Kaffefi 1	Palo	100 kVA
72	Penna Monteleone	Palo	100 kVA
73	Cimillia Albanese	Palo	100 kVA
74	Scauri 2 ek posta	Palo	200 kVA
75	Kamma sopra Mueggen	Palo	100 kVA
76	Zighidi	Palo	100 kVA
77	Suvachi 2 Delli Paoli	Palo	25 kVA
78	Montagna grande	Muratura	500 kVA
79	Aeronautica Villaggio azzurro	Muratura	80 kVA
80	Bukkuram SIP	Muratura	100 kVA
81	Eliporto M.M.	Muratura	315 kVA
82			DISMESSA
83	Midichi Segnali ostacoli A.M.		DISMESSA
84	Rekale Miceli	Palo	160 kVA
85	Gadir Armani	Muratura	160 kVA
86	Bugeber Fornaro	Palo	5 kVA
87	Via Manzoni	Muratura	315 kVA
88	Sibà 2	Palo	100 kVA
89	Roncone Pigna		DISMESSA
90	Sibà 3	Palo	100 kVA
91	Lago Strippoli	Palo	25 kVA
92	Kufurà Grant	Palo	63 kVA
93	Sciuevchi Gori	Palo	50 kVA
94	M.M. Da Zara	Prefabbricata	250 kVA
95	Randazzo Farina	Palo	25 kVA
96	Pellegrino	Muratura	FORNITURA MT (400 kVA)
97	Bugeber Dentro	Palo	100 kVA
98	Dietro Isola Nicastro	Palo	50 kVA
99	Punta Croce	Prefabbricata	250 kVA
100	Aga	Prefabbricata	160 kVA
101	Bonsoulton	Palo	100 kVA

102	Dissalatore Sataria	Prefabbricata	FORNITURA MT + bt (2 x 1600 kVA)
103	Balata dei Turchi	Palo	100 kVA
104	Martingana Bassa	Prefabbricata	160 kVA
105	Martingana Alta	Palo	100 kVA
106	Dietro Isola Messina	Palo	80 kVA
107	Dietri Isola Di Malta Leda	Palo	50 kVA
108	Ferri	Prefabbricata	FORNITURA MT (50 kVA)
109	Bukkuram Liguori		DISMESSA
110	Salto La Vecchia Collice	Palo	50 kVA
111	Dietro Isola Balestra	Palo	50 kVA
112	Rukia 2 Parisi		DISMESSA
113	Farchicalà S. Anna	Palo	100 kVA
114	Rukia 3 Sechi		DISMESSA
115	Bugeber Siri	Palo	5 kVA
116	Ghirlanda maddalena	Palo	5 kVA
117	Nikà Visco	Prefabbricata	100 kVA
118	Dietro Isola Boscaino	Muratura	50 kVA
119	Dietro Isola Blue srl	Palo	5 kVA
120	Kaddiuggia 2 Ennio	Palo	100 kVA
121	Sciuevchi Rotacandiano	Palo	50 kVA
122	Il patio	Prefabbricata	250 kVA
123	Bukkuram Abrakas	Palo	25 kVA
124	Dietro isola Punta Li Marsi	Prefabbricata	63 kVA
125	Scauri 4 Canti	Prefabbricata	250 kVA
126	Kazzen Mattatoio	Prefabbricata	FORNITURA MT (100 kVA)
127	Sataria Club	Muratura	FORNITURA MT (160 kVA)
128	Villaggio Suvachi	Muratura	FORNITURA MT (630 kVA)
129	Ghirlanda 2 Sotto Camere	Prefabbricata	250 kVA
130	Mueggen Alta	Prefabbricata	160 kVA
131	Parcheggio Via Napoli	Prefabbricata	400 kVA
132	Via Verdi (Municipio)	Prefabbricata	400 kVA
133	Mediterranea Bue Marino	Prefabbricata	160 kVA
134	Tenuta di Donna Fugata	Prefabbricata	FORNITURA MT (400 kVA)
135	Villaggio Cala Tramontana	Prefabbricata	FORNITURA MT (400 kVA)
136	Cala Tramontana 2	Palo	200 KVA
137	Kamma Fuori donna Fugata	Prefabbricata	400 KVA
138	YACHT MARINA HOTEL	Prefabbricata	200KVA
139	Dietro Isola Impastato	Palo	10 KVA
140	Dietro Isola Impastato	Palo	50 KVA
141	Dietro Isola p.Formaggio Ferroni	Palo	5 KVA
142	ACQUEDOTTO KAFFEFI	Prefabbricata	Fornitura MT (160 KVA)
143	SOC. AGR. MUEGEN	Muratura	Fornitura MT (100 KVA)
144	Turistica Kuddie Rosse	Palo	15 KVA
145	Kania Talia	Palo	10 KVA
146	Mueggen Bonanno	Muratura	10 KVA
147	Mueggen Bassa	Prefabbricata	100 KVA
148	Aeroporto Civile 2	Muratura	250 KVA
149	Il Fico D'India	Prefabbricata	Fornitura MT (160 KVA)
150	Agriturismo Zinedi	Muratura	Fornitura MT (100 KVA)

Tab. IV – Elenco cabine del sistema di distribuzione dell'isola di Pantelleria

II.B.1.1 Centrale di produzione

La centrale termoelettrica di produzione è costituita da n.8 gruppi elettrogeni alimentati a gasolio aventi le caratteristiche riportate nella tabella V seguente.

GRUPPO	MOTORI	ALTERNATORI	POTENZA kW
1	MAN G8V 30/45ATL - Matr. 413645	SIEMENS - 500 g/1' - 400 V 1DK 4815-5 DE 06-Z Matr. D72 20040701	950
2	WARTSILA 12V32 - Matr. 21402	ABB - 750 g/1' - 11000 V AMG0900LR08 - Matr. 4568302	4000
3	WARTSILA NOHAB 16V25 - Matr. 3596	LEROY SOMER - 750 g/1' - 5000 V LSA 56 L8 - Matr. 157991.1.	2340
4	WARTSILA 16V25 - Matr. 4086	LEROY SOMER - 750 g/1' - 5000 V LSA 56 UL/8P - Matr. 165070	2340
5	NORDBERG FSH 1316 HSC - Matr. 1030-1252	MARELLI - 500 g/1' - 10.000 V SG 225112 D10 -Matr. 830903	2300
6	NORDBERG FSG 1316 HSC - Matr. 1030-1192	WESTINGHOUSE 428 g/1' - 3800V ES 8P - Matr. UP 25890	2065
7	DEUTZ POWER SYSTEM TCD 2020 V16 G3 matr. 2207495	LEROY SOMER - 1500 g/1' - 8400 V LSA53UL85 - Matr. 602497-1	1400
8	WARTSILA 12V32 - Matr. PAAE037762	ABB - 750 g/1' - 11000 V AMG0900LR08 DSE - Matr. 4586850	4400

Tab. V – Elenco gruppi centrale termoelettrica

Dalla centrale si dipartono n. 4 linee in media tensione che alimentano le sopra riportate cabine dislocate sul territorio dell'isola e contrassegnate da numeri progressivi (Linea 1 ÷ Linea 4). Ciascuna linea è equipaggiata in partenza con dispositivi di protezione di massima corrente e di guasto a terra.

II.B.1.2 Rete di distribuzione in media tensione

Il sistema di distribuzione in media tensione in uscita dal nodo di generazione è costituito, come detto, da n.4 linee principali esercite normalmente in modo radiale e con possibilità di controalimentazione al verificarsi di particolari condizioni.

Dalle suddette dorsali si diramano numerose derivazioni in antenna per una più capillare penetrazione e distribuzione dell'energia elettrica sul territorio. Nel seguito della presente si procederà ad una dettagliata descrizione delle quattro linee principali; al riguardo si precisa che i valori di resistenza e di reattanza per unità di lunghezza riportati sono stati rilevati da cataloghi commerciali.

Linea 1

Lo sviluppo della linea 1 in uscita dalla centrale è il seguente (in parentesi si riportano i numeri delle cabine e in grassetto quelle telecontrollate):

Centrale → (3) → **(4)** → Incrocio Margana → **(10)** → (54) → (137) → (134) → (58) → (15) → **(16)** → **(56)** → (145) → (141) → (98) → (111) → (107) → (119) → (110) → (106) [Sez. normalmente aperto]

Lungo la dorsale principale si dipartono n.18 derivazioni:

- **Derivazione 1:** (1)
- **Derivazione 2:** (41)
- **Derivazione 3:** (100)
- **Derivazione 4:** (45) → (79) → (94). Lungo tale derivazione è posta una diramazione per la controalimentazione della linea 2.
- **Derivazione 5:** incrocio Margana → (46) → (47) → (148)
- **Derivazione 6:** (44)
- **Derivazione 7:** (120)
- **Derivazione 8:** (11)
- **Derivazione 9** - Derivazione Bugeber: (12) → (91) → (86) → (115) → (13). Lungo tale derivazione è posta un'ulteriore diramazione per l'alimentazione della cabina (97).
- **Derivazione 10:** (59)
- **Derivazione 11** - Derivazione Gadir: (85) e (62)
- **Derivazione 12** - Derivazione Kamma Sopra: (75)
- **Derivazione 13**- Derivazione Cala Tramontana: **(16)** → (135) → (17) → (136)
- **Derivazione 14:** **(16)** → (65)
- **Derivazione 15** - Derivazione Ghirlanda: **(56)** → (116) → (18). Lungo tale derivazione è posta un'ulteriore diramazione per l'alimentazione delle cabine (129) e (149).
- **Derivazione 16** - Derivazione Martingala: (105) → (104)
- **Derivazione 17** - Derivazione Punta Limarsi: (103) → (124)
- **Derivazione 18:** (118)

Nelle tabelle seguenti si riportano le caratteristiche della dorsale principale (linea 1), di tutte le derivazioni e delle relative diramazioni.

Dorsale principale	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Centrale → derivazione per (1)	aereo nudo	3x95	0,183	0,332	0,460
derivazione per (1) → derivazione per (41)	aereo nudo	3x95	0,183	0,332	0,210
derivazione per (41) → (3) e derivazione per (100)	aereo nudo	3x95	0,183	0,332	0,270
(3) → (4)	aereo nudo	3x95	0,183	0,332	0,430
(4) → derivazione per cabine (45), (79), (94)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	1,220
derivazione per cabine (45), (79), (94) → Incrocio Margana	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,470
Incrocio Margana → derivazione per (44)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,300
derivazione per (44) → derivazione per (120)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,600
derivazione per (120) → (10)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,630
(10) → derivazione per (11)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,900
Derivazione per (11) → derivazione per (12), (91), (86), (115), (13), (97)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,390
derivazione per (12), (91), (86), (115), (13), (97) → derivazione per (59)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,600
derivazione per (59) → (54)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	1,900
(54) → derivazione per (62) e (85)	aereo nudo cavo interrato	3x50 3x95	0,366 0,249	0,353 0,206	0,230 0,270
derivazione per (62) e (85) → (137) e (134)	cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,930
(137) e (134) → (58)	cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,510
(58) → (15)	cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,690
(15) → (16)	cavo interrato	3x95	0,249	0,206	1,000
(16) → (56)	cavo interrato	3x95	0,249	0,206	1,000
(56) → (145)	aereo nudo	3x35	0,519	0,341	1,170
(145) → (141)	aereo nudo	3x35	0,519	0,341	0,280
(56) → sez. palo	aereo nudo	3x35	0,519	0,341	0,150
Sez. palo → (98)	aereo nudo	3x35	0,519	0,341	2,000
(98) → (111)	aereo nudo	3x35	0,519	0,341	0,250
(111) → (107)	aereo nudo	3x35	0,519	0,341	0,345
(107) → (119)	aereo nudo	3x35	0,519	0,341	0,200
(119) → derivazione per (105) e (104)	aereo nudo	3x35	0,519	0,341	0,300

derivazione per (105) e (104) → derivazione per (103) e (124)	aereo nudo	3x35	0,519	0,341	0,430
Derivazione per (103) e (124) → derivazione per (118)	aereo nudo	3x35	0,519	0,341	0,270
	Cavo interrato	3x35	0,675	0,237	0,840
Derivazione per (118) → (110)	cavo interrato	3x35	0,675	0,237	1,650
	Aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,750
(110) → (106)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,520
				Totale	22,165
(106) → (70) sez N.A. prima della cabina (70) - tratta normalmente non alimentata *	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,560

* Prima della cabina (70) è posto un sezionatore da palo normalmente aperto che, in caso di chiusura, consente di controalimentare la linea 2 dalla linea 1 in oggetto e viceversa.

Dalla dorsale principale della linea 1 si dipartono n.18 derivazioni per alimentare diverse cabine.

Derivazione 1	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (1)	aereo nudo	3x95	0,183	0,332	0,225

Derivazione 2	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (41)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,435

Derivazione 3	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (100)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,510

Derivazione 4	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (45)	aereo nudo	3x35	0,519	0,341	0,350
(45) → derivazione per controalimentare la linea 2	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,300
Derivazione per controalimentare la linea 2 → (79)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,300
(79) → (94)	Cavo interrato	3x35	0,675	0,237	0,120
				Tot.	1,070

Derivazione 5	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Incrocio Margana → (46)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,350
(46) → (47) e (148)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,330
				Tot.	0,680

Derivazione 6	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (44)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,060

Derivazione 7	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (120)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,030

Derivazione 8	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (11)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,040

Derivazione 9 - Bugeber	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Iniz. Deriv. → (12)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,250
(12) → (91)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,090
(91) → (86)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,180
(86) → (115)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,330
(115) → diramazione per (97)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,250
diramazione per (97) → (13)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,075
				Tot.	1,175

Lungo la derivazione 9 è posta una diramazione per alimentare la cabina (97).

Diramazione	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio diramazione per cabina (97) → (97)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,450

Derivazione 10	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (59)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,100

Derivazione 11 - Gadir	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(137) → punto diramazione	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	1,000
	aereo nudo	3x25	0,719	0,375	0,200
punto diramazione → (62)	aereo nudo	3x25	0,719	0,375	0,350
				Tot.	1,550
punto diramazione → (85)	aereo nudo	3x25	0,719	0,375	0,210
	cavo interrato	3x25	0,936	0,247	0,360
				Tot.	0,570

Derivazione 12	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (75)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,680
	Aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,300
				Tot.	0,980

Derivazione 13 - Calatramontana	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(16) → (135)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,660
(135) → (17)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,130
(17) → (136)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,090
				Tot.	0,880

Derivazione 14	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(16) → (65)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,560

Derivazione 15 - Ghirlanda	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(56) → (116)	Cavo interrato	3x35	0,675	0,237	1,600
	Aereo nudo	3x35	0,519	0,361	0,150
(116) → diramazione per (129) e (149)	aereo nudo	3x35	0,519	0,361	0,150
diramazione per (129) e (149) → (18)	aereo nudo	3x35	0,519	0,361	1,370
				Tot.	3,270

Lungo la derivazione 15 è posta una diramazione per alimentare le cabine (129) e (149).

Diramazione	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio diramazione per cabine (129) e (149) → Diramazione per (149)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,390
Diramazione per (149) → (129)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,420
				Tot.	0,810

Lungo tale diramazione è posta un'ulteriore diramazione per alimentare la cabina (149).

Diramazione	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
diramazione per (149) → (149)	cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,510

Derivazione 16 - Martingana	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (105)	aereo nudo	3x50	0,366	0,330	0,100
(105) → (104)	cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,700
				Tot	0,800

Derivazione 17 - Punta Limarsi	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (103)	cavo interrato	3x35	0,675	0,237	0,650

(103) → (124)	cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,900
				Tot	1,550

Derivazione 18	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (118)	Cavo interrato	3x35	0,675	0,237	0,100

Linea 2

Lo sviluppo della linea 2 in uscita dalla centrale è il seguente (in parentesi si riportano i numeri delle cabine e in grassetto quelle telecontrollate):

Centrale → (69) → (40) → (60) → (144) → (151) → (31) → **(55)**

Lungo tale dorsale principale si dipartono n. 10 derivazioni:

- **Derivazione 1:** (126)
- **Derivazione 2:** (38)
- **Derivazione 3:** (60) → (96)
- **Derivazione 4:** (37)
- **Derivazione 5:** (36)
- **Derivazione 6:** (73). Lungo tale derivazione è posta un'ulteriore diramazione per l'alimentazione della cabina (122).
- **Derivazione 7:** (151) → (128) → (34)
- **Derivazione 8:** (32)
- **Derivazione 9:** (77)
- **Derivazione 10:** (30)

Nelle tabelle seguenti si riporta no le caratteristiche di tale parte di dorsale principale (linea 2), di tutte le derivazioni sopra evidenziate e delle relative diramazioni.

Dorsale principale	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Centrale → (69)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,230
(69) → derivazione per (126)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,230
derivazione per (126) → (40)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,150
(40) → derivazione per (38)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,270
derivazione per (38) → (60)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,285
(60) → (144)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,300

(144) → derivazione per (37)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,080
derivazione per (37) → derivazione per (36)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,765
derivazione per (36) → derivazione per (73) e (122)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,980
derivazione per (73) e (122) → (151)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,050
(151) → derivazione per (32)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,630
derivazione per (32) → derivazione per (77)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,350
derivazione per (77) → (31)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,470
(31) → derivazione per (30)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,390
(31) → (55)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,560
				Tot.	5,740

Derivazione 1	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (126)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,150

Derivazione 2	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (38)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,780

Derivazione 3	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(60) → (96)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,130

Derivazione 4	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (37)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,230
	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,060
				Tot.	0,290

Derivazione 5	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (36)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,750

Derivazione 6	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → punto di diramazione per (122)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,150
Punto di diramazione → (73)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,320
				Tot.	0,470

Lungo la derivazione 6 è posta una diramazione per alimentare la cabina (122).

Diramazione	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio diramazione → (122)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,150
	Cavo interrato	3x25	0,936	0,247	0,360
				Tot.	0,510

Derivazione 7	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(151) → (128)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,380
(128) → (34)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,150
				Tot.	0,530

Derivazione 8	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (32)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,075

Derivazione 9	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (77)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,040

Derivazione 10	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (30)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,500

Dalla cabina **(55)** si dipartono tre dorsali:

- **Dorsale a:** **(55)** → (123) → (101) → (50) → (113). Lungo tale dorsale sono poste le seguenti ulteriori derivazioni:
 - *Derivazione a-1:* (51)
 - *Derivazione a-2:* (49)
 - *Derivazione a-3:* (48)
 - *Derivazione a-4:* (83)
- **Dorsale b:** **(55)** → (109) → (25) → (93) → (121) → (74) → (21) → (125) → (20) → (84) → **(19)** → (70). Lungo tale dorsale sono poste le seguenti ulteriori derivazioni:
 - *Derivazione b-1:* (24)
 - *Derivazione b-2:* (72)
 - *Derivazione b-3:* (23)
 - *Derivazione b-4:* (76)
 - *Derivazione b-5:* (63)
 - *Derivazione b-6:* (125) → (35)
 - *Derivazione b-7:* (117)

– **Dorsale c: (55)** → bivio San Vito. Lungo tale dorsale sono poste le seguenti ulteriori derivazioni:

- *Derivazione c-1: (57)*
- *Derivazione c-2: (28) → (80)*

Dal bivio San Vito si dipartono due dorsali:

– **dorsale SV1:** Bivio San Vito → (92) → (29) → (114) → (112) → (61) → (150). Lungo tale dorsale si diparte la seguente ulteriore derivazione:

- *Derivazione SV1-1: (61)*

– **dorsale SV2:** Bivio San Vito → (71) → bivio Sibà. Dalla cabina (71) si diparte la seguente ulteriore derivazione:

- *Derivazione SV2-1: (142)*

Dal bivio Sibà si dipartono ulteriori tre dorsali:

– **dorsale SB1:** bivio Sibà → (27) → (95) → (66) → (130) → (147). Lungo tale dorsale si diparte la seguente ulteriore derivazione:

- *Derivazione SB1-1: (143) e (146)*

– **dorsale SB2:** bivio Sibà → (90) → (78)

– **dorsale SB3:** bivio Sibà → (26) → (88) → (22) → (108)

Dorsale a	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(55) → (123)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,375
(123) → (101)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,600
(101) → derivazione per (51)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,375
derivazione per (51) → (50)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,330
(50) → derivazione per (49)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,060
derivazione per (49) → derivazione per (48)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,225
derivazione per (48) → derivazione per (83)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,600
derivazione per (83) → derivazione per controalimentare la linea 1	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,120
derivazione per controalimentare la linea 1 → (113)	aereo nudo Cavo interrato	3x25 3x25	0,719 0,936	0,372 0,247	0,150 0,480

				Tot.	3,315
derivazione per controalimentare la linea 1 → linea 1 - tratta normalmente non alimentata	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,650

Derivazione a-1	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (51)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,300

Derivazione a-2	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (49)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,210

Derivazione a-3	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (48)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,135

Derivazione a-4	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (83)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,150

Dorsale b	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(55) → (109)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,630
(109) → (25)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,255
(25) → derivazione per (24)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,570
derivazione per (24) → (93)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,150
(93) → derivazione per (72)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,855
derivazione per (72) → derivazione per (23)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,360
derivazione per (23) → (121)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,135
(121) → derivazione per (76)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,450
derivazione per (76) → (74)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,150
(74) → (21)	Cavo interrato	3x120	0,196	0,160	0,630
(21) → derivazione per (63)	Cavo interrato	3x120	0,196	0,160	0,375
derivazione per (63) → (125)	Cavo interrato	3x120	0,196	0,160	0,555
(125) → (20)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,675
(20) → (84)	Cavo interrato	3x150	0,159	0,160	0,570
(84) → (19)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,570
(19) → derivazione per (117)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,410
derivazione per (117) → (70)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,410
				Tot.	7,750

Derivazione b-1	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (24)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,290

Derivazione b-2	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (72)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,270

Derivazione b-3	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (23)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,540

Derivazione b-4	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (76)	aereo nudo	3x35	0,519	0,364	0,270

Derivazione b-5	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (63)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,375

Derivazione b-6	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(125) → (35)	Cavo interrato	3x35	0,675	0,237	0,225

Derivazione b-7	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (35)	Cavo interrato	3x25	0,936	0,247	1,230

Dorsale c	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(55) → derivazione per (57)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,525
derivazione per (57) → derivazione per (28) e (80)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,315
derivazione per (28) e (80) → bivio San Vito	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,475
				Tot.	1,315

Derivazione c-1	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (57)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,330

Derivazione c-2	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (28)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,225
(28) → (80)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,240
				Tot.	0,665

Dorsale SV1	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Bivio San Vito → (92)	aereo nudo	3x35	0,519	0,361	0,165
(92) → (29)	aereo nudo	3x35	0,519	0,361	0,480
(29) → (114)	aereo nudo	3x25	0,719	0,375	0,500
(114) → (112)	Cavo interrato	3x35	0,675	0,237	0,390
(112) → (61)	Cavo interrato	3x35	0,675	0,237	0,320
(61) → (150)	Cavo interrato	3x35	0,675	0,237	1,000
				Tot.	2,855

Derivazione SV1-1	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (81)	cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,180

Dorsale SV2	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Bivio San Vito → (71)	aereo nudo	3x50	0,366	0,35	0,900
(71) → bivio Sibà	aereo nudo	3x50	0,366	0,35	0,750
				Tot.	1,650

Derivazione SV2-1	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(71) → (142)	cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,195

Dorsale SB1	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Bivio Sibà → (27)	aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,450
(27) → (95)	aereo nudo	3x50	0,366	0,42	2,350
(95) → (66)	aereo nudo	3x50	0,366	0,42	0,400
(66) → derivazione per (143) e (146)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	1,280
derivazione per (143) e (146) → (130)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,450
(130) → (147)	Cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,950
				Tot.	5,880

Derivazione SB1-1	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione → (143) e (146)	cavo interrato	3x50	0,499	0,223	0,180

Dorsale SB2	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Bivio Sibà → (90)	Aereo nudo	3x25	0,719	0,372	0,150
	aereo nudo	3x50	0,366	0,350	0,570
(90) → (78)	aereo nudo	3x50	0,366	0,350	2,625
				Tot.	3,345

Dorsale SB3	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Bivio Sibà → (26)	aereo nudo	3x50	0,366	0,35	0,090
(26) → (88)	aereo nudo	3x50	0,366	0,35	0,810
(88) → derivazione per controalimentazione altra diramazione della linea 2	Cavo interrato	3x35	0,675	0,237	1,095
derivazione per controalimentazione altra diramazione della linea 2 → (22)	aereo nudo	3x25	0,719	0,352	0,510
(22) → (108)	Cavo int	3x35	0,675	0,237	1,200
				Tot.	3,705

La derivazione per la controalimentazione e di un'altra diramazione della linea 2 è realizzata in linea aerea di rame nudo da 35 mm² ed è lunga circa 375 m.

Linea 3

Lo sviluppo della linea 3 in uscita dalla centrale è il seguente (in parentesi si riportano i numeri delle cabine e in grassetto quelle telecontrollate):

Centrale → (99) → (1) → (131) → (2) → **(4)**

Dalla cabina **(4)** si diramano quattro dorsali principali:

- **dorsale a** (via Verdi e via Manzoni): **(4)** → (68) → (87) → (132)
- **dorsale b** (dissalatore Maggiuluedi): **(4)** → (43)
- **dorsale c** (ospedale): **(4)** → (67) → (5). Lungo tale dorsale si trovano inoltre due derivazioni per alimentare, rispettivamente, la cabina (42) e la cabina (6).
- **dorsale d** (Campobello): **(4)** → (7) → (33) → (9) → (64) → **(10)** Sez. normalmente aperto. Lungo tale dorsale si trovano inoltre tre derivazioni per alimentare, rispettivamente, le cabine (53), (133), (8).

Le linee in oggetto sono di tipo misto aereo-cavo realizzate, nella parte aerea in corda di rame nudo con sezioni variabili da un minimo di 35 mm² ad un massimo di 50 mm² e nella parte in cavo interrato con sezioni variabili da un minimo di 25 mm² ad un massimo di 95 mm².

Nelle tabelle seguenti si riportano le caratteristiche della dorsale principale (linea 3), di tutte le derivazioni e delle relative diramazioni.

Dorsale principale	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Centrale → (99)	Cavo int	3x95	0,249	0,206	0,240
(99) → (1)	Cavo int	3x95	0,249	0,206	0,750
(1) → (131)	Cavo int	3x95	0,249	0,206	0,215
(131) → (2)	Cavo int	3x95	0,249	0,206	0,100
(2) → (4)	Cavo int	3x95	0,249	0,206	0,435
				Tot.	1,735

Dalla cabina (1) parte una derivazione per alimentare la cabina (138).

Derivazione	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(1) → (138)	Cavo int	3x95	0,249	0,206	0,225

Dorsale a (via Verdi e via Manzoni)	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(4) → (68)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,135
(68) → (87)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,180
(87) → (132)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,100
				Tot.	0,415

Dorsale b (dissalatore Maggiuluedi)	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(4) → (43)	Cavo interrato	3x35	0,675	0,140	0,340

Dorsale c (ospedale)	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(4) → derivazione per cabina (42)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,100
	aerea nuda	3x50	0,366	0,353	0,450
derivazione per cabina (42) → derivazione per cabina (6)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,155
derivazione per cabina (6) → (67)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,360
(67) → (5)	Cavo interrato	3x35	0,675	0,237	0,345
				Tot.	1,410

Lungo la dorsale c sono poste due derivazioni per alimentare le cabine (42) e (6).

Derivazione 1	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione per cabina (42) → (42)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,075

Derivazione 2	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione per cabina (6) → (6)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,150

Dorsale d (Campobello)	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
(4) → derivazione per cabina (53)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,100
	aerea nuda	3x50	0,366	0,353	0,180
derivazione per cabina (53) → derivazione per cabina (133)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,705
derivazione per cabina (133) → (7) e derivazione per cabina (8)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,225
derivazione per cabina (8) → (33)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,645
(33) → (9)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,525
(9) → (64)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,855
				Tot.	3,235
(64) → (10) sez N.A. tratta normalmente non alimentata *	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,450

* Nella cabina telecontrollata **(10)** è posto un sezionatore normalmente aperto che, in caso di chiusura, consente di alimentare la cabina (10), appartenente alla linea 1, dalla linea 3 in oggetto.

Lungo la dorsale d sono poste tre derivazioni per alimentare le cabine (53), (133) e (7), (8).

Derivazione 1	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione per cabina (53) → (53)	aereo nudo	3x50	0,366	0,353	0,165

Derivazione 2	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione per cabina (133) → (133)	Cavo interrato	3x25	0,936	0,247	0,345

Derivazione 3	Tipo	Sez. [mm²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Inizio derivazione per cabina (8) → inizio linea aerea	Cavo interrato	3x95	0,249	0,206	0,270
Inizio linea aerea → (8)	Aereo nudo	3x35	0,519	0,361	0,135
				Tot.	0,405

Linea 4

Lo sviluppo della linea 4 in uscita dalla centrale è il seguente (in parentesi si riportano i numeri delle cabine e in grassetto quelle telecontrollate):

Centrale → (102) → **(127)**

La linea in oggetto è realizzata in cavo interrato avente sezione pari a 95 mm².

Nelle tabelle seguenti si riportano le caratteristiche della dorsale principale (linea 4), di tutte le derivazioni e delle relative diramazioni.

Dorsale principale	Tipo	Sez. [mm ²]	r [Ω/km]	x [Ω/km]	L [km]
Centrale → (102)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,18	7,000
(102) → (127)	Cavo interrato	3x95	0,249	0,18	0,315
				Tot.	7,315
(127) → (23) tratta normalmente non alimentata *	Cavo interrato	3x95	0,249	0,18	1,650

* Nella cabina telecontrollata (127) è posto un sezionatore normalmente aperto che, in caso di chiusura, consente di alimentare la cabina (23) derivata ed alimentata dalla linea 2.

Il sistema elettrico di distribuzione in oggetto, come già anticipato, è normalmente esercito in modo radiale. Esso presenta, inoltre, diversi punti in cui è possibile procedere alla controalimentazione delle linee o all'esercizio del sistema in forma magliata, sia all'interno di alcune cabine oggi telecontrollate, sia in opportuni punti dell'infrastruttura elettrica come meglio precisato nel seguito.

In Fig. 10 si riporta lo schema unifilare semplificato del sistema di distribuzione di media tensione con evidenziate le quattro linee di alimentazione principale e le cabine recentemente oggetto di implementazione di logiche di telecontrollo e di rilevazione tronco guasto. Dal suddetto schema è possibile evincere che:

1. nella cabina telecontrollata (4), ove confluiscono le linee 1 e 3, è posto un sezionatore normalmente aperto che consente la chiusura in anello di dette linee;
2. all'esterno della cabina telecontrollata (10), appartenente alla linea 1, è posto un sezionatore normalmente aperto che consente la chiusura in anello della linea 1 e della linea 3;
3. lungo le dorsali principali poste in Contrada Dietro Isola, è posto un sezionatore normalmente aperto che consente la chiusura in anello delle linee 1 e 2;
4. nella cabina telecontrollata (127), appartenente alla linea 4, è posto un sezionatore normalmente aperto che consente la chiusura in anello della linea 4 con la linea 2.

Inoltre, l'attuale struttura del sistema elettrico di distribuzione presenta ulteriori punti di possibile chiusura ad anello e/o controalimentazione; in particolare:

- a. collegamento mediante linea aerea in rame nudo da 95 m² tra la linea 1, nel tratto compreso tra la centrale elettrica e la cabina (3) e la linea 3 in corrispondenza della cabina (1);
- b. collegamento mediante linea aerea in rame nudo da 50 m² tra la linea 1, nel tratto compreso tra le cabine (45) e (79) e la linea 2 in corrispondenza del tratto compreso tra le cabine (113) e (83);
- c. collegamento mediante linea aerea in rame nudo da 35 mm² tra una diramazione della linea 2, nel tratto compreso tra le cabine (88) e (22) ed un'altra diramazione della linea 2 in corrispondenza del tratto compreso tra le cabine (76) e (74);
- d. la parte di linea 1 posta a valle della cabina telecontrollata **(56)** può essere alimentata in condizioni normali anche dalla linea 2, chiudendo il sezionatore da palo posto in Contrada Dietro Isola; in tal caso le linee 1 e 2 possono essere chiuse ad anello nella cabina **(56)**.

L'intero sistema è attualmente gestito dalla società S.MED.E. Pantelleria S.p.A. con sede legale in Viale Strasburgo n.189 – Palermo.

II.B.2 Sistemi e logiche di automazione

II.B.2.2 Il Sistema di controllo della centrale

Il Distributed Control System, DCS, della centrale di produzione dell'energia elettrica sull'isola di Pantelleria è basato su tecnologia ABB. Una LAN ethernet connette le postazioni della sala controllo con il server della centrale. La rete di sensori e attuatori afferisce al server della centrale attraverso una linea dedicata. Il sistema di regolazione è di tipo tradizionale ed è basato su regolatori di frequenza di tipo statico e regolatori di tensione che agiscono sulla eccitazione delle macchine. La sala controllo quindi è semplicemente un sistema che esegue il monitoraggio di alcune grandezze sensibili, come il livello del carico attivo e reattivo.

II.B.2.3 Il Sistema di telecontrollo delle cabine secondarie

La rete MT di S.MED.E. S.p.A. è dotata di un sistema di telecontrollo di alcune cabine secondarie essenzialmente orientato a scopi diagnostici realizzato da ABB Technologies S.p.A. Il sistema è contraddistinto da un'architettura gestita con

controllori programmabili ed è provvisto di un sistema di telecomunicazione ridondato basato su due distinte tecnologie:

- Radio;
- GSM.

Il sistema di telecontrollo è totalmente integrato al DCS della centrale, per mezzo del protocollo OPC¹, ovvero attraverso l'interfaccia ethernet del PLC ridondato.

Il PLC ridondato ha a disposizione due gateway OPC che sono presenti sulle due macchine Server e che hanno due funzionalità principali:

- comunicazione verso il DCS;
- comunicazione verso le interfacce OPC del sistema.

Il sistema può leggere e scrivere segnali analogici e digitali da ogni periferica. L'architettura di centrale prevede che il PLC (profibus AC500) cui afferiscono i server OPC del DCS abbia a disposizione due interfacce seriali per la gestione delle linee di comunicazione con le periferiche via Radio e via GSM (Fig. 11).

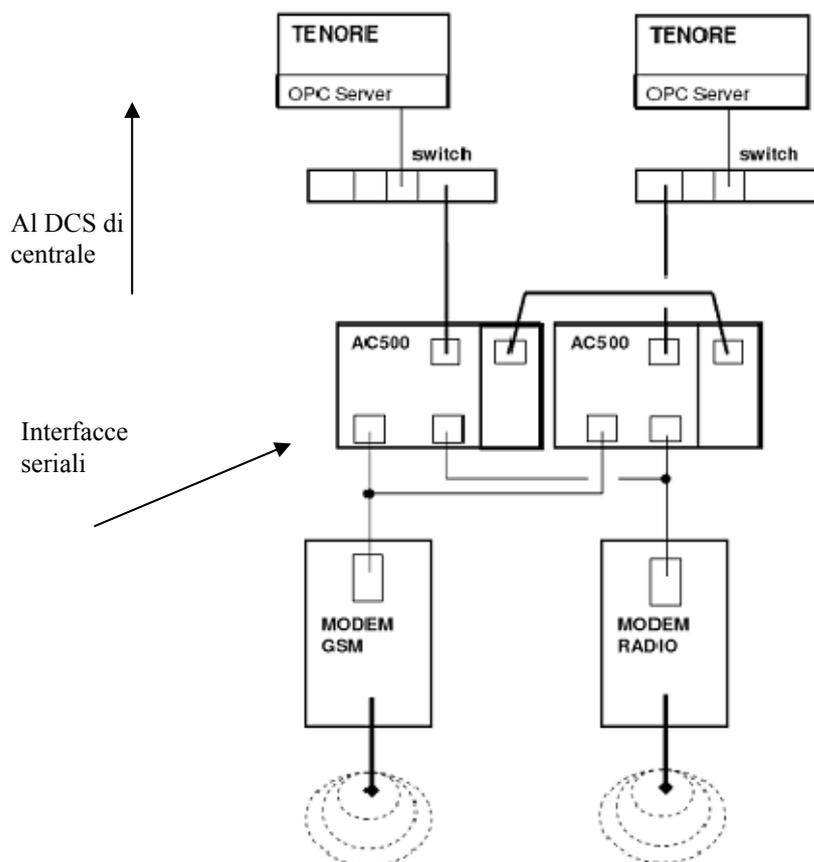


Fig. 11 - Architettura del sistema di telecontrollo in centrale

¹ OLE for Process Control (OPC) è una tecnologia utilizzata per semplificare il trasferimento dei dati tra i sistemi di controllo industriali, le interfacce operatore, i sistemi di supervisione e sistemi software aziendali come i database. Fu sviluppato con l'intenzione di fornire una tecnologia standard che consentisse a sistemi di controllo differenti di interagire tra loro. Prima dell'avvento di OPC, gli sviluppatori di applicazioni software erano costretti a sviluppare un driver di comunicazione per ciascun sistema di controllo con cui intendevano scambiare dei dati; OPC, invece, ha messo a disposizione un'interfaccia comune per interagire con differenti prodotti di controllo industriale, indipendentemente dall'hardware e dal software utilizzati nel processo.

Lo stesso vale per l'architettura di ciascuna stazione periferica (Fig. 12).

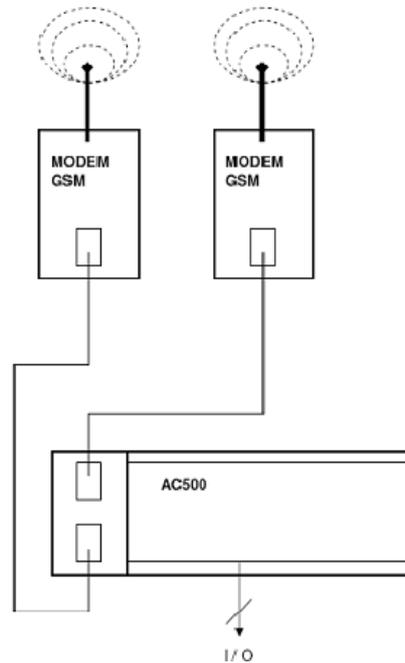


Fig. 12 - Architettura di periferia del sistema di telecontrollo

La figura 13 mostra la architettura complessiva del sistema di controllo. Nella figura, i box in grigio rappresentano le unità periferiche di controllo.

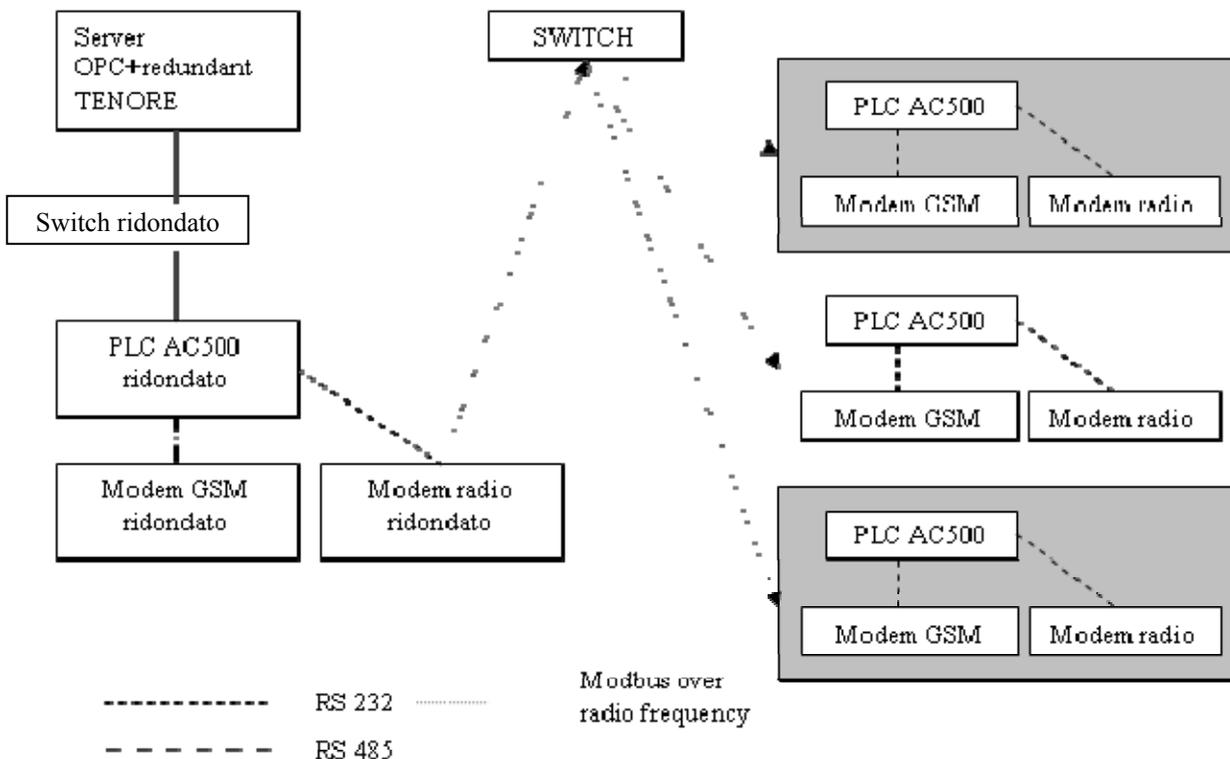


Fig. 13 - Architettura del sistema di telecontrollo

Sul sito di Montagna Grande è installato un ripetitore radio UHF (lo switch nella Fig. 13) dotato di antenne a omnidirezionale, la cui funzione è di ri-trasmettere il segnale originato dalla centrale per le cabine periferiche e viceversa.

L'interfaccia seriale via radio sfrutta il protocollo seriale di comunicazione modbus rtu standard dove il controllore centrale è il Master e i dispositivi periferici sono slave.

Gli slave vengono interrogati ciclicamente secondo due diverse modalità:

- *richiesta dati ciclica*, ovvero a ogni ciclo di polling viene richiesta tutta la mappatura di input/output, con un tempo totale di polling:

$$T(\text{tot}) = [T(\text{ciclo task}) + (T1 \cdot N1)] \cdot N2$$

- *richiesta dati aciclica*, ovvero viene richiesta in polling solo in presenza di flag di eccezione, se questa è attiva su un nodo, l'interfaccia master richiede tutta la mappatura delle periferiche, con un tempo totale di polling:

$$T(\text{tot}) = [T(\text{ciclo task}) + T_f] \cdot N2 + [N(\text{num_periferici_con_flag_attiva}) \cdot T1 \cdot N1]$$

dove:

- $T(\text{ciclo task}) = 250 \text{ ms}$;
- $T1$ (trasmissione 8 digitali) = 10 ms;
- $N1$ è il numero di pacchetti da 8 digitali;
- $N2$ è il numero di periferiche;
- T_f è il tempo di trasmissione flag = 5 ms.

La scrittura invece avviene su eccezione dal master (event-driven) allo slave (unità periferica). In questo caso la procedura di polling viene bloccata per il tempo necessario per effettuare la scrittura.

L'interfaccia seriale GSM invece viene 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 dalla 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.

II.B.3 Analisi dei consumi di energia elettrica

L'isola di Pantelleria, in atto, è energeticamente dipendente in toto dall'esterno, ad esclusione di qualche impianto fotovoltaico di piccola taglia già installato.

L'attuale approvvigionamento energetico è costituito principalmente da gasolio, ma anche da benzina e gas di petrolio liquefatto (GPL).

Sull'isola è presente una centrale per la produzione di energia elettrica (gestita dalla S.MED.E.) alimentata a gasolio. Il restante consumo di gasolio è imputabile per la gran parte al settore dei trasporti e in misura minore al settore industriale. Nel settore trasporti è consumata la quasi totalità della benzina. Nel complesso al settore trasporti sono da imputare la maggior parte dei consumi energetici dell'isola (oltre il 50% del consumo complessivo).² Il consumo di GPL, stoccato nelle consuete bombole, è invece dovuto quasi interamente al settore residenziale ed in misura minima al settore terziario [3].

La centrale elettrica è costituita da otto gruppi elettrogeni più due turbine, per una potenza installata complessiva di circa 20 MW, con un fattore di carico di 0,18, dovuto all'alternanza dell'impiego effettivo delle diverse sezioni della centrale. Il fabbisogno energetico è dell'ordine dei 44 GWh annui.

L'andamento dei consumi mensili di energia elettrica è riportato in Fig. 14.

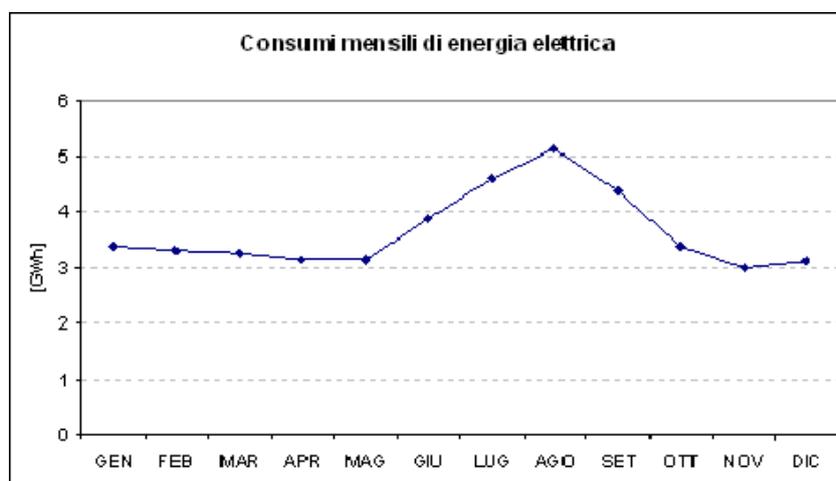


Fig. 14 - Consumi mensili di energia elettrica [GWh]

² Da notare che i mezzi di trasporto aerei e navali non si riforniscono di combustibile sull'isola.

La metà del consumo annuo dei combustibili liquidi, sia quelli destinati ai trasporti sia quelli destinati alla centrale di produzione elettrica, avviene nel periodo giugno - settembre. Nell'anno 2000 il fabbisogno di combustibili liquidi è stato pari a 10,2 MTEP (7,7 MTEP per la centrale elettrica) di cui 4,8 MTEP consumati nel solo periodo estivo (3,4 MTEP dalla centrale elettrica). L'analisi dei diagrammi di carico mostra che i picchi di assorbimento si registrano in agosto nelle ore serali (intorno alle ore 21) e variano tra 7 MW e circa 10 MW circa. Il minimo si registra in inverno (gennaio) verso le ore 3 ed è pari a circa 3,1 MW. La potenza media è di circa 6,2 MW nel periodo estivo e di circa 4,6 MW del periodo invernale. In Fig. 15 sono riportate le curve giornaliere medie di carico elettrico estiva ed invernale.

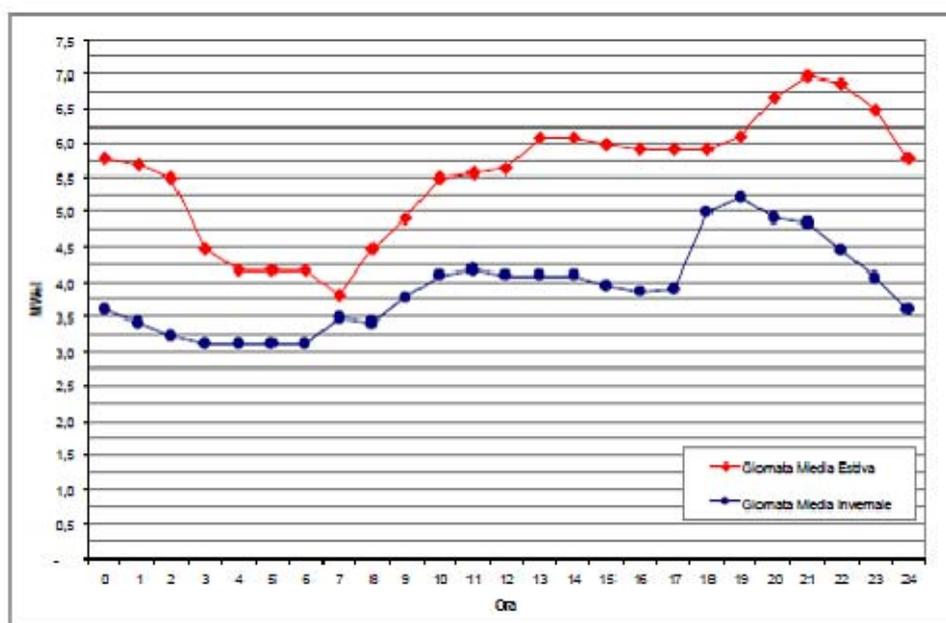


Fig. 15 - Potenze elettriche medie orarie per il giorno lavorativo tipo estivo nell'anno 2009

Gli andamenti in Fig. 15 sono caratteristici di sistemi a limitate attività industriali ed a prevalente domanda nel settore domestico-residenziale, soprattutto nel periodo turistico estivo. Le tipologie di utenza sono, infatti, così suddivise:

- 50,6% domestica;
- 41,8% utenze diverse;
- 5,6% impianti di dissalazione;
- 2% illuminazione pubblica.

Il consumo di energia elettrica nell'anno 2008 è stato pari a 43,7 GWh, di cui 21,1 GWh nel periodo estivo (il 56%).

Il ciclo dell'acqua influisce sensibilmente sul sistema elettrico dell'isola. Sono presenti due dissalatori, nelle località di Sataria e Maggiuluedi: la media giornaliera totale di

produzione è di 2.000 m³ in inverno e 3.200 m³ in estate. In effetti, il fabbisogno elettrico è sensibilmente aumentato dal 1993, anno dell'entrata in funzione dell'impianto di dissalazione di Salaria, che consuma circa 12 GWh l'anno (l'impianto di Maggiuluedi è più vecchio e di dimensioni limitate).

Un terzo dei consumi elettrici è dovuto alle utenze residenziali, mentre un po' più di un quarto è imputabile complessivamente alla fornitura di servizi turistici, all'attività agricola ed a quella industriale [2].

Il consumo elettrico procapite del paese è oltre il 30% più elevato rispetto alla media nazionale (1.500 kWh contro 1.200 kWh) [4] ed il fabbisogno elettrico domestico appare in continua ascesa, sull'isola più rapidamente che sul continente.

III. Prospettive di intervento

La presente sezione tratta i principali aspetti di fattibilità di interventi finalizzati all'integrazione di impianti di generazione da fonte rinnovabile [5] e al controllo della domanda. Le ipotesi di intervento indicate 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.

III.A Prospettive di intervento per la "Rete A" (Area "La Capanna")

III.A.1 Generazione di energia da fonte rinnovabile

III.A.1.1 Generazione fotovoltaica

L'area "La Capanna" è investita da una radiazione solare di 1,60 MWh/m²/anno con un minimo di 1,5 kWh/m²/g in dicembre ed un massimo di 7,52 kWh/m²/g in luglio (Fig. 16) [1].

La superficie complessiva lorda è di 214.380 m² e raccoglie in media in un giorno energia solare pari a circa 4,41 kWh/m², per un totale di 945,4 MWh/giorno e 345,7 GWh/anno.

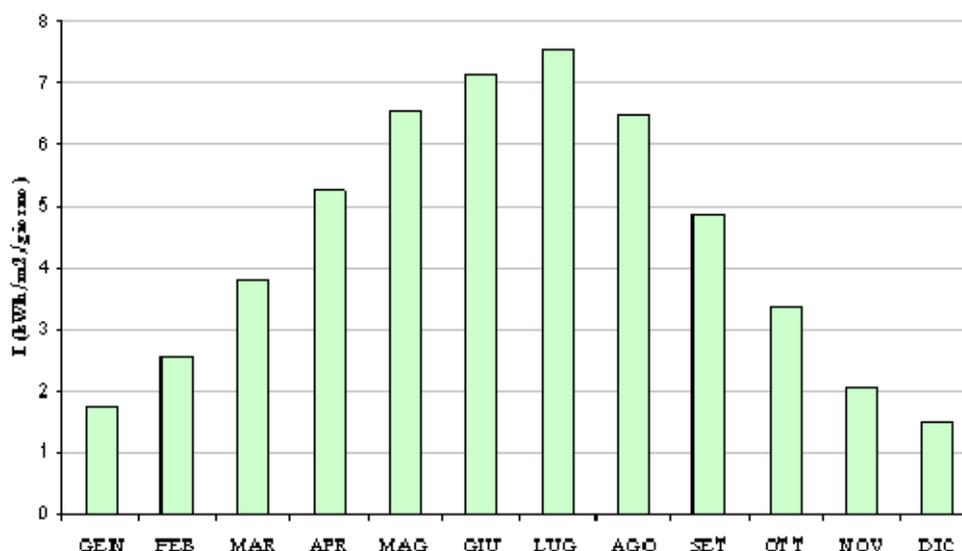


Fig. 16 - Radiazione solare giornaliera media su superficie orizzontale nell'area "La Capanna"

Attualmente non vi sono impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica dell'area "La Capanna".

La soluzione progettuale proposta prevede l'installazione di impianti fotovoltaici soltanto sulle coperture degli edifici, in prossimità dei carichi elettrici dell'area ,

laddove si ha consumo di energia. Non si prevede la realizzazione di impianti fotovoltaici su terreno.

L'analisi degli edifici dell'area "La Capanna" ha permesso di identificare quali tra questi si prestano all'installazione di impianti fotovoltaici sulla copertura. Gli elementi di cui si è tenuto conto sono:

- l'esposizione;
- le dimensioni degli edifici;
- la disponibilità di superfici utili sulle coperture degli edifici;
- lo stato di conservazione dell'edificio e della copertura;
- la destinazione d'uso attuale degli edifici;
- la futura destinazione d'uso di alcuni degli edifici.

Gli edifici che sono idonei ad ospitare impianti fotovoltaici (FV) in copertura sono quelli identificati con le sigle F51, F83, F84, F89.

Gli edifici identificati con F58, F58A, F58B, F58C, F58D, F58E, F76, F77, F78, F79, F80 e F81 sono stati ritenuti non idonei perché di dimensioni esigue, oppure in cattivo stato di conservazione ed alcuni attualmente in fase di dismissione (Fig. 17).

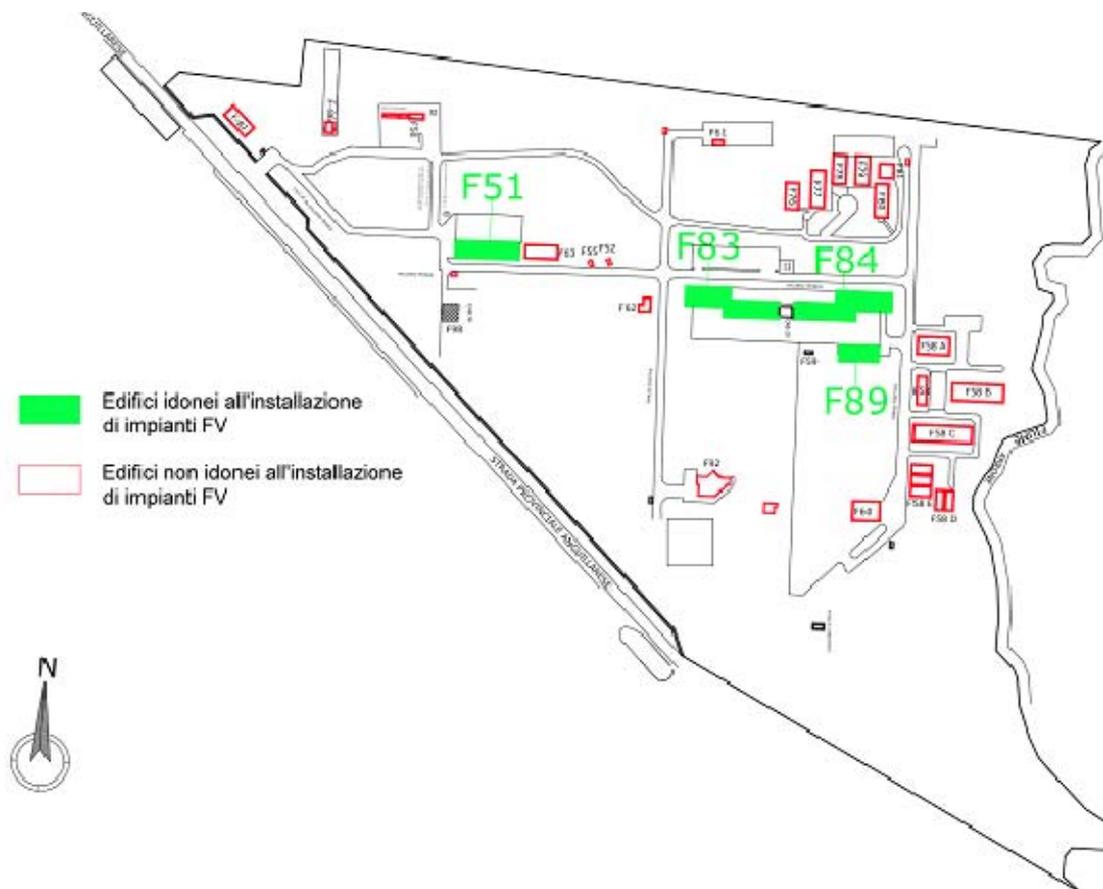


Fig. 17 - Planimetria generale dell'area "La Capanna" con possibile ubicazione degli impianti FV

Le superfici delle coperture degli edifici idonei, desunte dalla planimetria dell'area Capanna fornita da ENEA, e le superfici utili sono riportate in tabella VI.

Le superfici utili all'installazione degli impianti FV vengono calcolate tenendo conto:

- dell'orientamento delle falde;
- dell'occupazione parziale delle coperture da parte di altri impianti (solare termico, unità di trattamento aria, gruppi frigoriferi, etc.);
- dei fenomeni di ombreggiamento dovuti a muretti d'attico e parapetti (fattore di riduzione pari a 0,6);
- dei fenomeni di ombreggiamento dovuti ad altri oggetti quali antenne, serbatoi, etc. (fattore di riduzione pari a 0,8).

In particolare:

- la superficie utile dell'edificio F51 è stata calcolata tenendo conto che la copertura dell'edificio è occupata per quasi 2/3 dai collettori solari di un impianto di solar-cooling;
- le superfici utili degli edifici F83 e F84 sono state calcolate tenendo conto della non regolarità delle coperture dei due edifici;
- la superficie utile dell'edificio F89 è stata calcolata considerando che non tutta la copertura ha un'esposizione utile all'installazione di un impianto FV.

La potenza fotovoltaica installabile per ogni edificio, riportata in tabella VII, è calcolata per ogni edificio considerando di utilizzare moduli in silicio policristallino (oggi la tipologia più diffusa), i quali necessitano di una superficie compresa tra i 18 ed i 20 m² (valori cautelativi) per kWp.

L'energia elettrica potenzialmente generabile in un anno da ognuno degli impianti FV di tabella VII, calcolata tenendo conto di un numero di ore equivalenti di funzionamento per il sito di Casaccia pari a 1796 ore/anno, è riportata in tabella VIII.

<i>Edificio</i>	<i>Superficie della copertura (m²)</i>	<i>Superficie utile (m²)</i>
F51	610	97
F83	1025	372
F84	1112	400
F89	376	90

Tab. VI - Superfici delle coperture e superfici utili degli edifici idonei all'installazione di impianti fotovoltaici

<i>Edificio</i>	<i>Potenza FV installabile (kWp)</i>
F51	5
F83	20
F84	20
F89	5
Complessiva	50

Tab. VII - Potenze fotovoltaiche installabili

<i>Edificio</i>	<i>Potenza FV installabile (kWp)</i>	<i>Produzione energetica annuale (kWh)</i>
F51	5	6735
F83	20	26940
F84	20	26940
F89	5	6735
Totale	50	67350

Tab. VIII - Produzione energetica totale da impianti fotovoltaici

III.A.1.2 Generazione eolica

Presso il confine nord dell'area "La Capanna" sono presenti alcuni microgeneratori eolici in cattivo stato di conservazione.

Si prevede di dismettere i generatori esistenti e di installare due nuovi generatori nelle medesime posizioni o in vicinanza.

Si opta per due microgeneratori eolici di taglia M (compresa tra 6 e 60 kW) della potenza complessiva pari a 75 kW.

Al fine di dotare il sistema di generatori con comportamento e prestazioni diverse, si prevede di installare:

- un microgeneratore eolico ad asse verticale da 20 kW con generatore a magneti permanenti e rotore di tipo H-DARREIUS, asse 8,5 m circa e palo 12m circa (Fig. 18);
- un microgeneratore eolico ad asse orizzontale da 55 kW con generatore asincrono a 4 poli e rotore sopravento, diametro rotore 18 m circa e palo da 30 m circa (Fig. 18).



Fig. 18 - Generatore eolico da 20 kW ad asse verticale e da 55 kW ad asse orizzontale

La produzione di energia elettrica del complesso dei due generatori può essere valutata sulla base dei dati forniti dall'Atlante Eolico (Tavole di Producibilità Specifica a 25 m s.l.t.) [6] per la zona considerata.

La producibilità annua E_w specifica indicata nell'Atlante è pari a $H=500$ MWh/MW installato, pertanto la producibilità annuale del complesso degli aerogeneratori di potenza nominale $P_w=75$ kW è pari a:

$$E_w = H \cdot P_w = 500 \cdot 75 \cdot 10^{-3} = 37,5 \text{ MWh/anno}$$

III.A.1.3 Cogenerazione con microturbine

All'interno degli edifici F77 e F78, per i quali è previsto un imminente cambio di destinazione d'uso (o dismissione), potrebbero essere installate due microturbine a gas per la produzione combinata di energia elettrica e termica (Fig. 19).

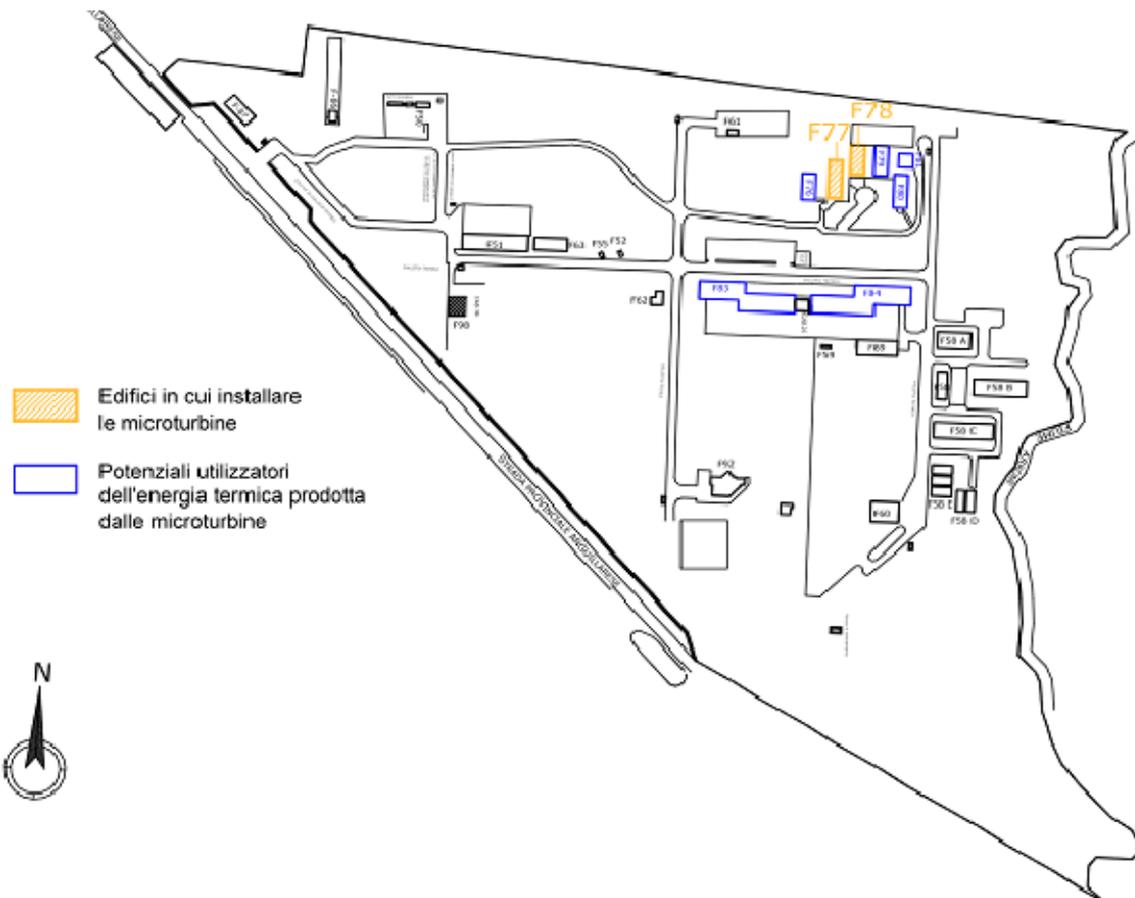


Fig. 19 - Planimetria generale dell'area "La Capanna" con ubicazione delle microturbine

In questo caso i due edifici possono essere ricoverati in centrali di produzione ciascuno in grado di fornire una potenza elettrica di 30 kW ed una potenza termica di 60 kW.

La potenza termica generata dalle due microturbine può essere utilizzata per la produzione dell'acqua calda sanitaria e per il riscaldamento degli edifici vicini.

Assumendo un funzionamento a piena potenza per 8000 ore anno, le due microturbine sono in grado di fornire una quantità di energia elettrica E_{ME} pari a:

$$E_{ME} = 8000 \cdot P_{ME} = 8000 \cdot 2 \cdot 30 \cdot 10^{-3} = 480 \text{ MWh/anno}$$

ed una quantità di energia termica E_{MT} pari a:

$$E_{MT} = 8000 \cdot P_{MT} = 8000 \cdot 2 \cdot 60 \cdot 10^{-3} = 960 \text{ MWh/anno}$$

II.A.1.4 Massima potenza installabile e producibilità

L'analisi condotta sulle potenzialità energetiche dell'area "La Capanna" consente di sviluppare alcune considerazioni sulle possibilità di installazione di impianti di produzione basati su fonti rinnovabili.

In tabella IX sono riportate la potenza massima installabile e la produzione annua di energia elettrica conseguente all'installazione, per ciascuno degli impianti di produzione da fonte rinnovabile esaminato.

<i>Impianto</i>	<i>Potenza installabile [kW]</i>	<i>Produzione annua di energia elettrica [MWh]</i>
Fotovoltaico	50	67,35
Minieolico	75	37,5
Cogenerazione	60	480
Totale	185	584,85

Tab. IX - Massima potenza installabile e relativa energia producibile degli impianti di generazione da fonti rinnovabili

L'energia che gli impianti a fonte rinnovabile sono in grado di fornire è pari a circa il 41% della totale potenza richiesta dai carichi.

Inoltre l'utilizzo del calore prodotto dalle due microturbine è in grado di ridurre i consumi elettrici per riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria degli edifici serviti.

II.A.2 Interventi sulla rete

I principali interventi prevedibili sulla rete elettrica saranno finalizzati:

- alla connessione dei nuovi impianti di generazione;
- all'automazione della rete stessa, secondo quanto indicato nella sez. IV del presente rapporto.

Ulteriori interventi sulla rete (per il potenziamento di alcuni collegamenti, per la compensazione dei flussi reattivi, ecc.), che potrebbero risultare necessari al fine di garantire un corretto e sicuro esercizio del sistema, potranno essere individuati solo in fase di progettazione, in relazione ai risultati di analisi di load-flow che dovranno essere condotte solo per gli scenari che, nel proseguo delle attività, si riterrà di selezionare.

III.B Prospettive di intervento per la "Rete B" (Isola di Pantelleria)

III.B.1 Generazione di energia da fonte rinnovabile

III.B.1.1 Generazione fotovoltaica

L'isola di Pantelleria è investita da una radiazione solare di 1,86 MWh/m²/anno con un minimo di 2,05 kWh/m²/g in dicembre ed un massimo di 8,01 kWh/m²/g in luglio (Fig. 20) [1].

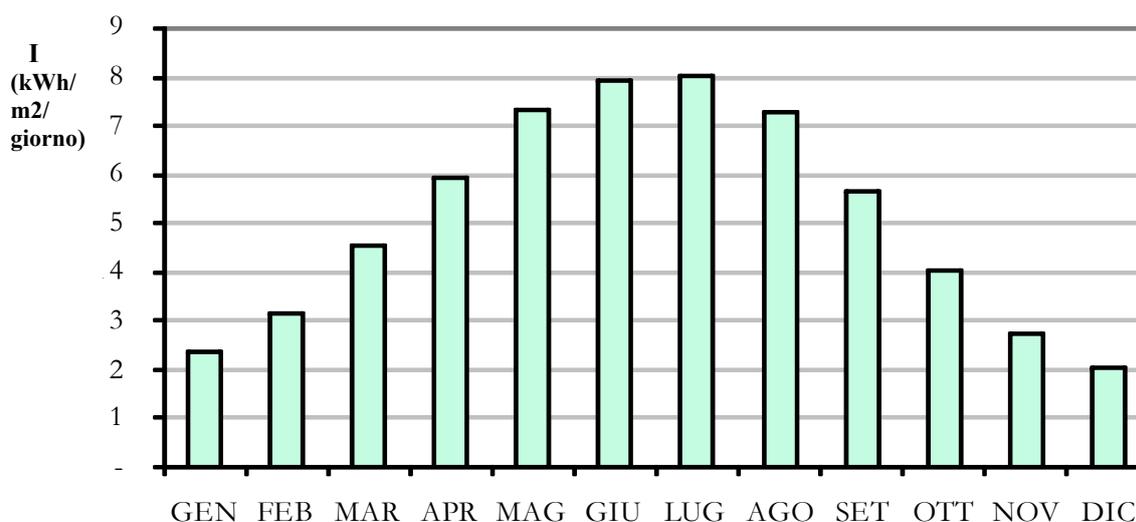


Fig. 20 - Radiazione solare giornaliera media su superficie orizzontale sull'isola di Pantelleria

Date le peculiari caratteristiche paesaggistiche ed architettoniche dell'isola, è ipotizzabile installare impianti fotovoltaici e collettori solari soltanto in alcune zone:

- nel principale raggruppamento urbano dell'isola di Pantelleria, nella parte settentrionale dell'isola;
- nella zona industriale dell'isola;
- nel nuovo aeroporto.

Attualmente sono connessi alla rete elettrica soltanto due impianti fotovoltaici con potenze di picco di 1 kW e di 20 kW.

Centro urbano

Il principale centro urbano di Pantelleria ha un'estensione di circa 1,66 km² ed è caratterizzato da numerosi edifici con tetti piani, adatti all'installazione di impianti fotovoltaici non integrati o parzialmente integrati e di collettori solari (Fig. 21).

La superficie complessiva lorda del centro urbano raccoglie in media in un giorno energia solare pari a circa 5,50 kWh/m², per un totale di 9.130 MWh/giorno.

La superficie totale dei tetti piani potenzialmente idonei all'installazione di impianti solari fotovoltaici e termici è pari a circa 246.325 m² (Fig. 22). L'energia solare raccolta da tale superficie è pari a 1.355 MWh/giorno.

Il valore di superficie stimato non tiene conto dei fenomeni di ombreggiamento dovuti ai muretti d'attico, ai parapetti, alle antenne televisive, ai serbatoi e ad altri oggetti presenti sulle coperture degli edifici.

Per tenere conto di tali fenomeni che non permettono di sfruttare l'intera superficie a disposizione, si introducono dei coefficienti correttivi.

Un primo coefficiente tiene conto della riduzione dell'area disponibile in seguito al necessario distanziamento dell'impianto solare dai muretti d'attico e dai parapetti. Il coefficiente viene stimato limitando la superficie utile all'installazione dell'impianto a quella che si ottiene distanziandosi di un metro dai muretti e dai parapetti orientati verso sud e verso nord e di due metri dai muretti e dai parapetti orientati verso est e verso ovest.

Per edifici aventi superfici in pianta di dimensioni medie (100-200 m²), la riduzione dovuta al distanziamento dai muretti d'attico e dai parapetti è pari a circa il 40-45%.

Il primo coefficiente di riduzione è quindi stimato pari a 0,6.

Per tenere conto della presenza di altri oggetti sulle coperture degli edifici si introduce un secondo coefficiente di riduzione che può essere stimato pari a 0,75, date le esigue dimensioni di tali oggetti in confronto alle dimensioni dell'edificio.



Fig. 21 - Superficie complessiva dell'agglomerato urbano



Fig. 22 - Superficie totale dei tetti piani idonei all'installazione di un impianto solare

Infine, per tenere conto della disponibilità degli abitanti del centro urbano all'installazione di impianti solari sulle coperture delle proprie abitazioni, si introduce un coefficiente correttivo pari a 0,25.

In conclusione la superficie utile all'installazione di impianti solari termici e fotovoltaici è pari a:

$$S_{\text{utile}} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 0,75 \cdot 246.325 \text{ m}^2 = 27.710 \text{ m}^2$$

Si assume di destinare metà della superficie calcolata all'installazione di impianti fotovoltaici, l'altra metà all'installazione di solare termico.

Considerato che, per l'installazione di un impianto fotovoltaico con moduli in silicio policristallino (oggi la tipologia più diffusa), è necessaria una superficie compresa tra i 18 ed i 20 m² per kWp, tenuto conto dei fenomeni di autombreggiamento tra i moduli FV, alla superficie utile calcolata corrisponde una potenza fotovoltaica installabile pari a:

$$PFV_{\text{installabile}} = S_{\text{utile}} / 2 / 20 = 27.710 / 2 / 20 = 694 \text{ kWp}$$

Tale potenza aumenta se si utilizzano moduli in silicio monocristallino (1 kWp di picco necessita di 14-16 m²):

$$PFV_{\text{installabile}} = S_{\text{utile}} / 2 / 16 = 27.710 / 16 = 867 \text{ kWp}$$

e diminuisce se si utilizzano moduli in silicio amorfo (1 kWp di picco necessita di 30-32 m²):

$$PFV_{\text{installabile}} = S_{\text{utile}} / 2 / 32 = 27.710 / 32 = 433 \text{ kWp}$$

Si assume che possano essere utilizzate con temporaneamente le tre tecnologie suddette, ciascuna con una diffusione pari a quella nel mercato italiano [7]:

- silicio policristallino 48,25%;
- silicio monocristallino 44,25%;
- silicio amorfo 7,5%.

Pertanto, la potenza fotovoltaica installabile risulta essere pari a:

$$PFV_{\text{installabile}} = 694 \cdot 48,25\% + 867 \cdot 44,25\% + 433 \cdot 7,5\% = 750 \text{ kWp}$$

L'energia elettrica generata annualmente da il complesso di impianti FV installabile, considerato che il numero di ore equivalenti di funzionamento alla potenza di picco per impianti fotovoltaici nell'isola di Pantelleria è pari a $h_{eq,anno}=2007$ ore/anno è:

$$E_{FV} = \eta_{FV} \cdot P_{FV,installabile} \cdot h_{eq,anno} = 0,78 \cdot 0,750 \cdot 2007 = 1,17 \text{ GWh / anno}$$

dove η_{FV} è il rendimento medio convenzionale di un impianto FV grid-on, assunto, in misura cautelativa, pari a circa 0,78 in accordo alla Guida CEI 82-25 [8].

L'energia prodotta dagli impianti solari FV verrà immessa nella rete BT e, attraverso le cabine secondarie del centro urbano, nella rete MT. Le cabine del centro urbano sono elencate in tabella X.

N. cabina	Denominazione	Tipologia	Potenza installata
2	Miryam	Muratura	2 x 160 kVA
3	Via Salibi	Muratura	315 kVA
5	Ospedale	Muratura	200 kVA + 400 kVA
6	Santa Chiara	Palo	160 kVA
7	Karuscia Zotta	Palo	100 kVA
42	M.M. Villa Silvia	Palo	80 kVA
43	Maggiuluvedi Dissalatore	Muratura	400 kVA
67	S. Leonardo CC.PP.	Muratura	200 kVA
69	Esercito	Muratura	200 kVA
87	Via Manzoni	Muratura	315 kVA
99	Punta Croce	Prefabbricata	250 kVA
126	Kazzen Mattatoio	Prefabbricata	Fornitura MT (100 kVA)
130	Mueggen Alta	Prefabbricata	160 kVA
131	Parcheggio Via Napoli	Prefabbricata	400 kVA
132	Via Verdi (Municipio)	Prefabbricata	400 kVA
138	YACHT MARINA HOTEL		Fornitura MT + bt

Tab. X - Cabine secondarie del centro urbano principale di Pantelleria

Zona industriale (Fig. 23)

I capannoni della zona industriale sono utilizzabili per l'installazione di impianti FV del tipo integro o parzialmente integrato. Accanto agli impianti sulle coperture è possibile pensare di installare delle tettoie FV nei posteggi delle aree industriali.

Nel complesso si può prevedere nella zona industriale una totale potenza installata di circa 300 kWp. Assumendo che:

- si utilizzino moduli in silicio policristallino;
- metà di tale potenza possa essere ricavata da tettoie fotovoltaiche (superficie necessaria pari a 10 m² per kWp);

- metà di tale potenza possa essere installata sulle coperture dei capannoni esistenti (superficie necessaria pari a 20 m² per kWp);
- la superficie totale necessaria all'installazione degli impianti FV in zona industriale è pari a circa 4500 m².



Fig. 23 - Zona industriale di Pantelleria

Considerato che le coperture degli edifici della zona industriale di Pantelleria hanno un'esposizione che non è perfettamente a SUD, l'energia elettrica generata annualmente dal complesso di impianti FV installabile di potenza pari a 300 kWp può essere stimata come:

$$E_{FV} = k_o \cdot \eta_{FV} \cdot P_{FV,installabile} \cdot h_{eq,anno} = 0,96 \cdot 0,78 \cdot 0,300 \cdot 2007 = 0,45 \text{ GWh/ anno}$$

dove il coefficiente $k_o=0,96$ è stato introdotto per tenere conto dello scostamento dal SUD dei moduli FV.

Aeroporto (Fig. 24)

Seguendo l'idea dell'aeroporto "ecologico" di Pantelleria, proposta qualche anno fa in vista dell'inizio dei lavori di realizzazione della nuova aerostazione dell'isola, si è presa in considerazione l'idea di installare degli impianti FV nell'area dell'aeroporto.



Fig. 24 - Aeroporto di Pantelleria

Sia l'edificio principale che il parcheggio (quest'ultimo in seguito alla realizzazione di apposite tettoie) appaiono adatti ad ospitare i campi FV in silicio amorfo, tecnologia ideale per ridurre i fenomeni di abbagliamento.

La taglia più idonea al sito d'installazione è di circa 50 kWp.

L'energia elettrica generata annualmente da tale impianto può essere stimata come:

$$E_{FV} = k_o \cdot \eta_{FV} \cdot P_{FV,installabile} \cdot h_{eq,anno} = 0,96 \cdot 0,78 \cdot 0,050 \cdot 2007 = 0,08 \text{ GWh / anno}$$

In conclusione, sommando il contributo degli impianti FV nel centro urbano, nella zona industriale e nell'aeroporto, si ottiene una totale potenza installabile pari a 1,1 MWp, a cui corrisponde una produzione annua di energia elettrica pari a 1,7GWh.

III.B.1.2 Generazione eolica

L'isola di Pantelleria offre caratteristiche di intensità e frequenza del vento tali da rendere sicuramente conveniente, dal punto di vista energetico, la produzione di energia elettrica mediante aerogeneratori. In Fig. 25 è riportato l'andamento delle velocità medie mensili del vento spirante sull'isola.

L'andamento annuale delle velocità del vento è opposto a quello della radiazione solare e del carico elettrico: la risorsa eolica è massima nei periodi invernali. Questo fattore deve ovviamente essere tenuto ben in considerazione e nel dimensionamento degli impianti: per ragioni di stabilità della rete la potenza eolica installabile deve essere correlata al carico elettrico minimo invernale; in presenza di improvvisi cali di vento occorrerebbe una risposta molto rapida da parte delle centrali convenzionali, ed in presenza di venti sostenuti e carico minimo occorrerebbe tener fermi alcuni impianti, il che renderebbe l'investimento per la loro installazione scarsamente remunerativo.

La taglia indicativa degli impianti eolici che potrebbero essere installati è stimata pari a 1.200 kW. Potrebbero essere installati due aerogeneratori da 600 kW cadauno nella zona industriale di Pantelleria. Il sito d'installazione è stato valutato tenendo conto di considerazioni riguardanti l'impatto paesaggistico e ambientale delle torri eoliche e della vicinanza di grossi centri di consumo di energia elettrica.

La Fig. 26 è una foto simulazione realistica dell'inserimento di un generatore eolico da 600 kW nell'area industriale.

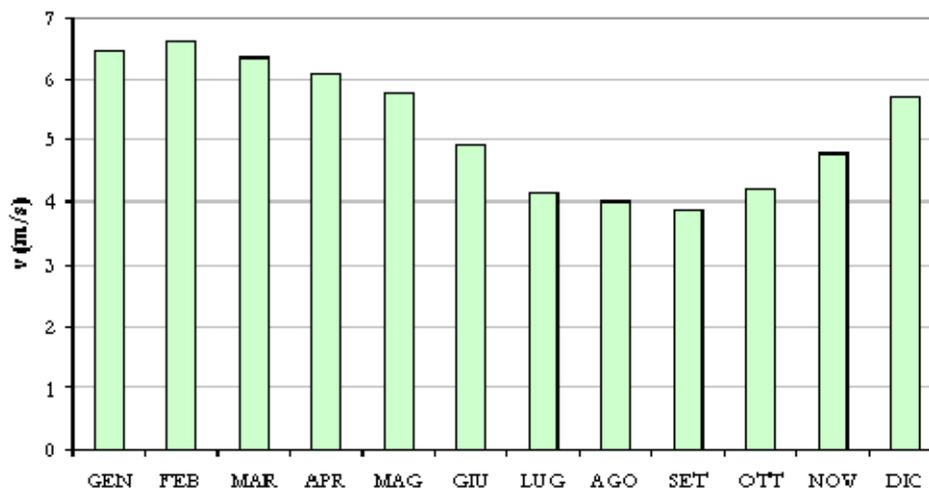


Fig. 25 - Velocità media mensile del vento a Pantelleria (periodo misurazione 1959-1983)



Fig. 26 - Simulazione dell'inserimento della macchina eolica nella zona industriale

La produttività del generatore eolico è stata valutata sulla base dei dati forniti dall'Atlante Eolico (Tavole di Produttività Specifica a 50 m s.l.t.) [6] per la zona considerata.

La produttività annuale E_w specificata nell'Atlante è pari a 3.000 MWh/MW installato, pertanto la produttività annuale dei due aerogeneratori a ventagli nominali $P_w=1.200$ kW è pari a:

$$E_w = 3.000 \cdot P_w = 3.000 \cdot 1.200 \cdot 10^{-3} = 3.600 \text{ MWh/anno}$$

III.B.1.3 Generazione da fonte geotermica

Le prime esplorazioni geotermiche nell'isola di Pantelleria, promosse negli anni '60 dall'Istituto internazionale per la ricerca delle risorse geotermiche (IIRG-CNR), hanno portato all'esecuzione di quattro perforazioni allo scopo di accertare l'esistenza di acque ad alta temperatura da utilizzare per l'eventuale funzionamento di un impianto di dissalazione.

Le perforazioni vennero effettuate in prossimità delle principali zone termali dell'isola, ossia in località Bagno dell'Acqua (Lago di Venere), Gadir, Kazén e Nikà, rilevando le rispettive temperature di 62°C, 62°C, 42°C e 95°C (Fig. 27).



Fig. 27 - Ubicazione delle perforazioni effettuate negli anni '60

Di particolare interesse, per il pozzo di Bagno dell'Acqua, la prova di erogazione di lunga durata (una settimana) con una portata di $360 \text{ m}^3/\text{h}$ durante la quale non si ebbe alcuna variazione di temperatura.

Nel 1990 un nuovo intenso programma di ricerche e perizie multidisciplinari è stato avviato per porre le basi alla possibile realizzazione di una centrale geotermoelettrica. La ricerca, parte integrante del programma VALOREN per l'individuazione delle potenzialità geotermiche dell'isola, è stata finanziata per il 70% dalla CEE e per il 30% dall'Ente Minerario Siciliano (EMS). Lo studio sul campo, iniziato nel settembre '90, è stato condotto dalla CESEN per conto dell'EMS nell'arco di tre anni, con una articolazione in due fasi.

Nella prima fase, "Studi e Indagini", è stata svolta una notevole mole di indagini a carattere multidisciplinare, prospezioni di campo, analisi e studi di laboratorio. Dai risultati di tali attività si è potuto costruire un modello geotermico di base e di guida che ha permesso di delimitare le aree ritenute di particolare interesse in relazione a

possibili ubicazioni dei pozzi esplorativi. Nella seconda fase, "Prospezione Mineraria", articolata in quattro distinti lotti, sono stati perforati, tra le altre attività, due pozzi esplorativi profondi. I due pozzi sono ubicati, uno a nord-ovest e l'altro a sud, come indicati in Fig. 28.

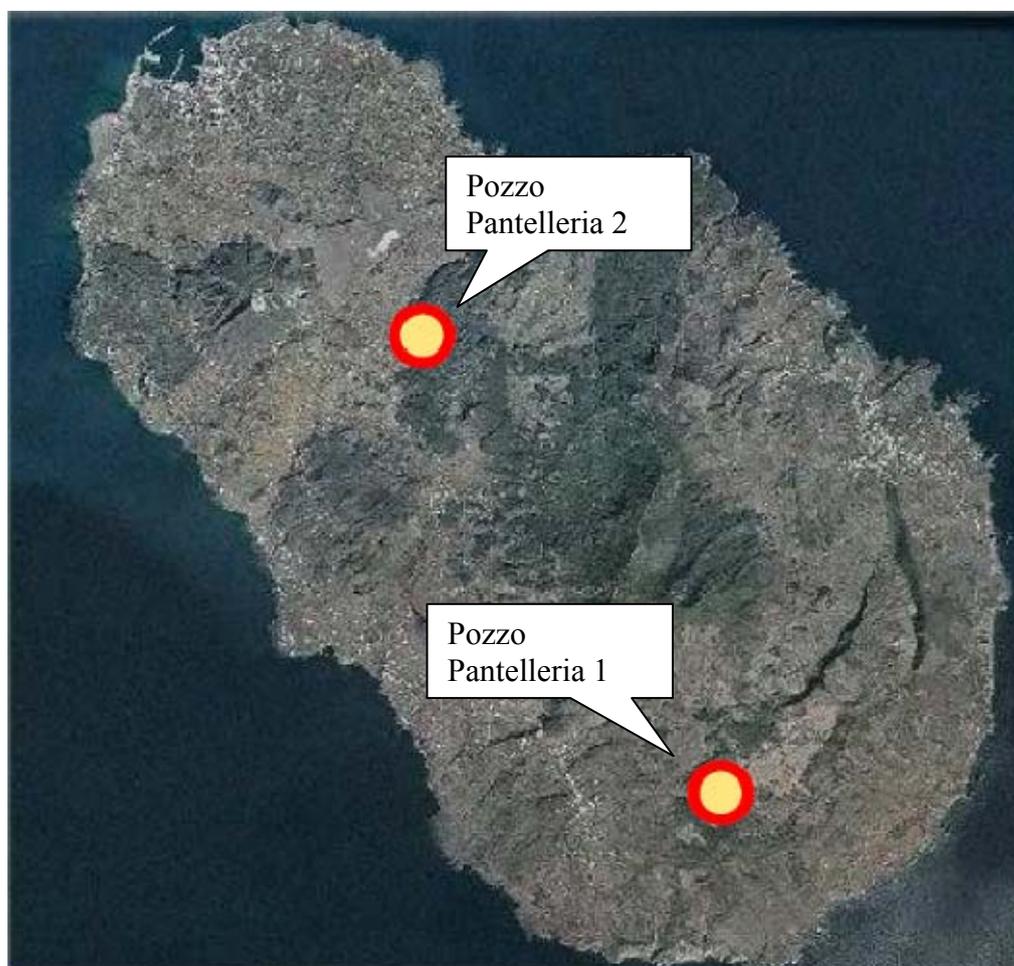


Fig. 28 - Ubicazione dei pozzi esplorativi

Al termine delle attività dei lotti, che avevano l'obiettivo di accertare la presenza dei fluidi termali, si è evidenziato lo scarso interesse della parte settentrionale, dove si è riscontrato un modesto grado di termalità profonda e una bassa permeabilità in profondità, legata anche ad estesi fenomeni di rideposizione e cementazione.

Dallo studio è emerso che la perforazione del Pozzo Pantelleria 1 ha portato all'individuazione di un livello produttivo a circa 620 m di profondità che ha iniziato ad erogare vapore soprassaturato con una pressione iniziale massima di 13,5 bar. La copertura del campo geotermico è assicurata da rocce impermeabilizzate. L'analisi chimica del vapore condensato ed il contenuto dei gas erogati dal pozzo hanno messo in evidenza che il sistema geotermico attraversato è ad "acqua dominante" e l'acqua

trascinata è una salamoia con contenuto salino maggiore od uguale a 40 g/l, di origine prevalentemente marina.

Le valutazioni termodinamiche delle prove di misura e di durata del pozzo, in particolare, indicano la potenzialità termica disponibile e la potenza elettrica ottenibile dal pozzo per la portata di vapore ottimale in funzione del turboalternatore scelto (Cesen, 1994) - Tab. XI.

Portata	q	4 t/h
Pressione	p	1,15 bar
Temperatura	T	103°C
Entalpia	I	640,2 kcal/kg
Potenza	P	2.560.800 kcal/h = 3 MW

Tab. XI - Proprietà termodinamiche del fluido e potenza ottenibile

Al fine di individuare il punto di lavoro ottimale del pozzo, si è ipotizzato l'impiego di un turboalternatore a condensazione alimentato direttamente dal fluido geotermico, con pressione allo scarico fissata a 0,1 bar che è la pressione adatta alle temperature del sito. La scelta di un turboalternatore a condensazione, che sfrutta meglio le caratteristiche di un sistema ad acqua dominante, in alternativa ad un gruppo a pressione atmosferica, che genera minore potenza a parità di portata di vapore endogeno, è giustificata dal basso contenuto di gas condensabile nel vapore endogeno (1,5% in peso) che consente bassi consumi per mantenere il grado di vuoto nel condensatore.

In base ai risultati delle ricerche condotte, l'ipotesi che appare più verosimile, per lo sfruttamento dell'energia geotermica, consiste nell'installazione di una centrale da 2,5 MW, sufficiente a coprire più di metà del carico di base dell'isola.

Esisterebbe tuttora la possibilità di prevedere la realizzazione di un impianto geotermico da 5 MW, sufficiente a coprire l'intero fabbisogno dell'isola, che, da un punto di vista economico, risulterebbe più efficiente di quello da 2,5 MW); la progettazione di un impianto di tale taglia richiederebbe però, un'ulteriore mole di indagini e prospezioni sul territorio che potrebbero comunque non essere sufficienti per valutarne l'effettiva fattibilità.

Appare pertanto ragionevole, in una logica di scenari, ipotizzare un impianto geotermico da 2,5 MW, che peraltro lascerebbe la possibilità di integrare altre risorse rinnovabili garantendo un certo grado di diversificazione energetica.

Il sito selezionato per l'ubicazione della centrale è nell'entroterra, in contrada Serraglio, lontano parecchi km dal centro abitato. L'area necessaria per la realizzazione dell'impianto da 2,5 MW è pari a circa 2000 m². L'impianto, con l'esclusione dell'aeroterma, potrà essere installato all'interno di un edificio di circa 270 m², alto circa 4 m.

L'energia producibile, considerando un funzionamento del generatore pari a 8.000 ore annue, è pari a circa 20.000 MWh/anno (circa il 46% del consumo complessivo dell'isola).



Fig. 29 – Potenziale sito della centrale geotermica

L'analisi di fattibilità di un impianto di generazione da fonte geotermica non può prescindere dalla considerazione dei principali aspetti di impatto ambientale:

- l'area di interesse, per l'eventuale sfruttamento della fonte geotermica, si colloca all'interno della zona A e B del parco naturale dove quindi sono previste restrizioni normative. In Fig. 30 è riportata la zona protetta. Per la realizzazione dell'impianto, pertanto, dovrebbero essere approvate ed applicate da parte delle Autorità competenti specifiche deroghe sui vincoli attuali;
- per limitare l'impatto sul paesaggio, dovrebbero essere studiate in fase di progettazione idonee soluzioni, quali ad esempio l'adozione di un sistema di raffreddamento del condensatore ad aeroterma (che presenta uno sviluppo verticale inferiore rispetto alle tradizionali torri di raffreddamento), la possibilità di realizzare

l'impianto ad un livello più basso in modo da celarne il più possibile la vista dall'esterno, ecc.;

- in relazione ai livelli di inquinamento acustico, le macchine più rumorose (turbine e compressori) dovranno essere poste in locali adeguatamente isolati, in grado di rispettare il "criterio del limite differenziale" di 5 dB (A) di giorno, ridotto a 3 dB (A) di notte, e non generare contenzioso per il rumore;

- nell'esecuzione dei lavori per la realizzazione dell'impianto dovranno essere adottati tutti gli accorgimenti necessari per la protezione dell'ecosistema;

- uno degli aspetti più critici riguarda la componente dei gas incondensabili emessi, per lo più, a livello delle torri di raffreddamento. I gas in questione sono costituiti per la maggior parte da anidride carbonica (oltre il 90%), metano, idrogeno solforato e radon. Tali emissioni sono comunque nettamente inferiori (circa 1/3) a quelle delle centrali termoelettriche a petrolio (a pari potenza). L'assenza di ossidi di azoto è un altro punto a favore delle centrali geotermoelettriche. Un punto debole, invece, è la presenza, tra i componenti rilasciati in aria, di acido solfidrico (H_2S), un gas maleodorante che costituisce un problema per tutte le installazioni geotermiche, specie se in prossimità di centri abitati. Nel caso di specie, tuttavia, la costante intensità del vento ridurrebbe al minimo tale inconveniente.



Fig. 30 - Delimitazione della zona protetta

III.B.1.4 Generazione da biomasse

Nonostante l'intensa attività agricola dell'isola (per la produzione di vino, cappe ri, olio), non sembrano esservi le condizioni per l'utilizzo di biomassa residuale per la produzione di energia, né appaiono praticabili le colture energetiche. Data la relativa scarsità della risorsa, risulta dunque assai remota e decontestualizzata la realizzazione di centrali termoelettriche a biomassa.

Anche la diffusione di caldaie a pellets sembra poco praticabile. Del resto la necessità di calore ad alta temperatura non sembra la prima delle priorità in un sistema con limitate attività industriali e temperature medie invernali non inferiori ai 12 °C.

III.B.1.5 Generazione da RSU

Da stime effettuate dall'Osservatorio Provinciale dei Rifiuti, a Pantelleria nel 2003 sono state prodotte 3.953,39 t/anno di rifiuti. Considerando una popolazione pari a 7.707 abitanti, si ottiene una produzione pro-capite di 1.405 kg/giorno/abitante.

Dai dati ISTAT [4] del mese di giugno 2009, risulta che la popolazione di Pantelleria è rimasta pressoché invariata rispetto al 2003 (7.736 abitanti, Fig. 31). Di conseguenza si può ritenere che anche i dati sui rifiuti non abbiano subito significative variazioni.

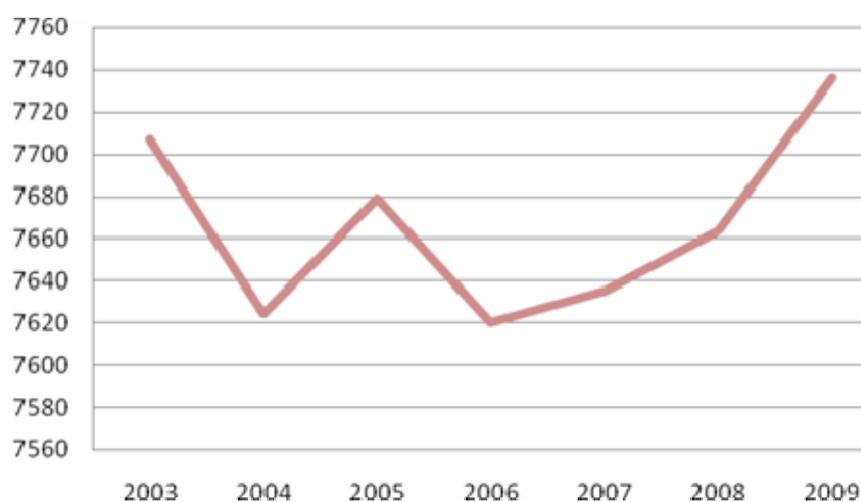


Fig. 31 - Andamento demografico della popolazione residente di Pantelleria (dati ISTAT)

I rifiuti, come è noto, vengono distinti in tre categorie (Fig. 32):

- indifferenziati: rifiuti non raggruppati per frazioni merceologiche e costituiti da quantità di materiale non recuperabile;
- ingombranti: rifiuti che per dimensioni non sono conferibili tramite campane e/o cassonetti e che richiedono uno specifico sistema di raccolta;
- raccolta differenziata: raccolta idonea a raggruppare i rifiuti in frazioni merceologiche omogenee.

A loro volta, i rifiuti derivanti dalla raccolta differenziata sono suddivisi in due frazioni: rifiuti riciclabili e non riciclabili.

Nei rifiuti riciclabili sono comprese le seguenti frazioni:

- frazione umida (destinata al compostaggio);

- carta e cartone;
- plastica (limitata ai contenitori per liquidi);
- metalli (riunisce le singole frazioni con esclusione dell'alluminio);
- alluminio;
- vetro;
- legno e stracci.

Quelli non riciclabili comprendono:

- batterie e pile;
- farmaci scaduti;
- contenitori T e F;
- altri rifiuti urbani pericolosi.

Nella tabella XI I sono indicate le differenti quantità delle tipologie di rifiuti sopra elencate, per l'isola di Pantelleria.

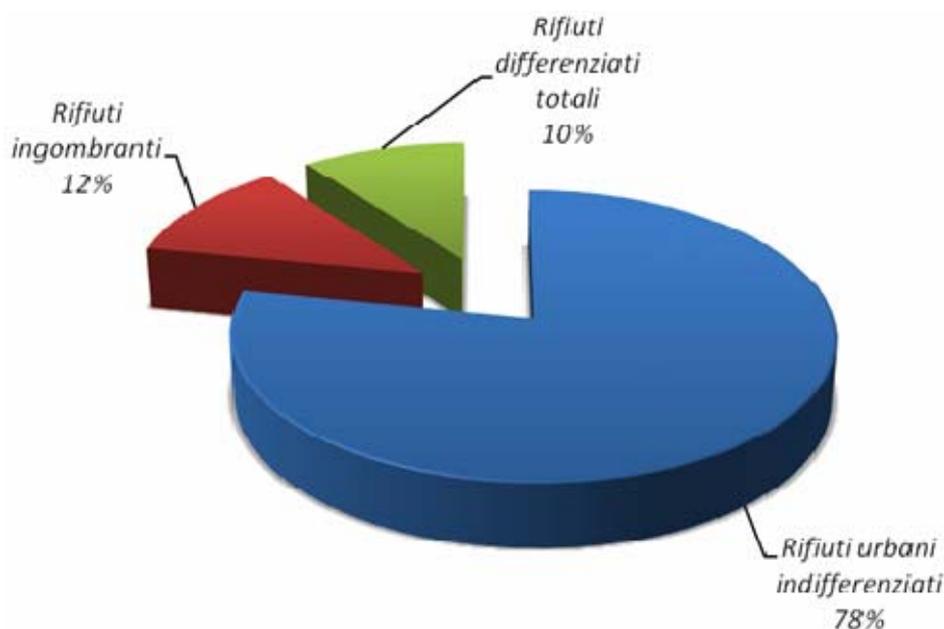


Fig. 32 - Tipologie di rifiuti nell'isola di Pantelleria

Rifiuti urbani indifferenziati	t/anno	3.086,40	%	78,07
Rifiuti ingombranti	t/anno	460,58	%	11,65
Raccolte differenziate totali	t/anno	406,41	%	10,28
TOTALE rifiuti urbani	t/anno	3.953,39	%	100

Tab. XII - Suddivisione delle differenti tipologie di rifiuti

La produzione di rifiuti nell'isola è fortemente influenzata dai flussi turistici, che, come mostra anche la tabella XIII, si concentrano nel periodo estivo; in fatti, rispetto alle 127.000 unità, che rappresentano le presenze relative al 1998, l'85% è concentrato

nei mesi di giugno, luglio, agosto e settembre, con una punta di 42.000 unità (circa il 35% del totale) nel mese di agosto [9].

La distribuzione mensile, indicata nella tabella XII, si può considerare valida anche per l'attuale produzione complessiva di rifiuti, stimata intorno a 4.300 t/anno.

Considerando una percentuale di rifiuti provenienti da raccolta indifferenziata pari al 78% circa (come indicato in Fig. 32), è possibile stimare la produzione media giornaliera dei rifiuti indifferenziati per ciascuno dei mesi dell'anno. Tale produzione è riportata nel grafico di Fig. 33 [10].

Mese	Residenti fissi *	Flusso turistico (alberghi, residence, villaggi) *	Presenze turistiche giornaliere **	Produzione rifiuti [t] *
Gennaio	7.900	1.100	100	272
Febbraio	7.900	1.200	100	262
Marzo	7.900	1.700	100	275
Aprile	7.900	2.200	130	270
Maggio	7.900	2.800	130	272
Giugno	7.900	21.000	3.130	326
Luglio	7.900	25.000	4.200	549
Agosto	7.900	42.000	12.120	682
Settembre	7.900	21.600	3.730	392
Ottobre	7.900	4.200	160	289
Novembre	7.900	1.500	100	267
Dicembre	7.900	2.700	100	250
Totale		127.000		4.106

* dati forniti dall'Amministrazione comunale

** elaborazione ENEA su dati stimati calcolando il flusso turistico e il turismo sommerso (case in affitto)

Tab. XIII - Prospetto presenze turistiche e produzione rifiuti (dati relativi al 1998)

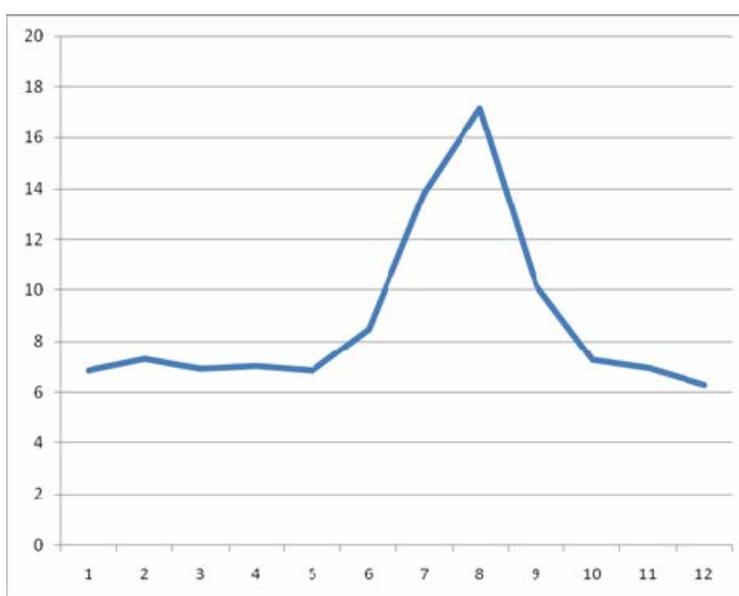


Fig. 33 – Distribuzione mensile della produzione media giornaliera di rifiuti indifferenziati

Sulla base di tali dati, si è formulata l'ipotesi di installare un generatore di energia elettrica e termica in prossimità della discarica per rifiuti urbani situata presso la Valle della Ghirlanda, a sud-est dell'isola, allestita ad integrazione di un costone di una collina completamente recintata.

Il processo analizzato è indicato come Pyromex; esso converte il rifiuto in syngas, avente la composizione chimica indicata in tabella XIV. Il syngas può essere successivamente utilizzato per alimentare un motore a gas al fine di produrre energia elettrica e calore.

Elemento	Abbreviazione	Vol.% approssimato
Idrogeno	H ₂	40-50
Monossido di carbonio	CO	30-45
Diossido di carbonio	CO ₂	2-4
Metano	CH ₄	10-50
Etano	C ₂ H ₆	2
Etilene	C ₂ H ₄	8-10
Azoto	N ₂	5-10

Tab. XIV - Caratteristiche del Syngas in uscita dal processo Pyromex

La taglia del generatore è stata individuata, sulla base della produzione media giornaliera di rifiuti e delle indicazioni fornite dal costruttore, pari a 365 kWe.

Per la stima della producibilità, assumendo un potere calorifico dei rifiuti pari a 4.000 kcal/kg, per ogni tonnellata di rifiuto si ha un potenziale energetico di circa 4.600 kWh.

L'energia chimica effettivamente disponibile è pari a circa il 90% di quella potenziale e quindi circa pari a 4.000 kWh/t.

Nell'ipotesi che l'efficienza del motore a gas sia circa il 35%, l'energia elettrica producibile è pari a 1.400 kWh/t, di cui 330 kWh (24%) autoconsumati.

L'energia cedibile in rete è dunque pari a 1.070 kWh/t ogni ora. Nel caso in esame si è considerato di alimentare il generatore con 5 t al giorno di rifiuti, pari a circa 0,21 t/h.

Di conseguenza l'energia effettivamente producibile è pari a circa 225 kWh, che nell'arco di una giornata corrispondono ad una produzione netta di energia elettrica pari a 5.400 kWh.

Supponendo un funzionamento di 300 giorni all'anno (considerando fermi per manutenzione, guasti, ecc...) si ottengono 1.620 MWh/anno [11].

III.B.1.6 Massima potenza installabile e producibilità

In tabella XV sono riportate la potenza massima installabile e la produzione annua di energia elettrica conseguente all'installazione, per ciascuno degli impianti di produzione da fonte rinnovabile esaminato.

Impianto	Potenza installabile [MW]	Produzione annua di energia elettrica [GWh]
Fotovoltaico	1,1	1,7
Eolico	1,2	3,6
Geotermico	2,5	20
Rifiuti	0,365	1,6
Totale	5,165	26,9

Tab. XV - Massima potenza installabile e relativa energia producibile dagli impianti di generazione da fonti rinnovabili

III.B.2 Interventi sulla rete

I principali interventi prevedibili sulla rete elettrica saranno finalizzati:

- alla connessione dei nuovi impianti di generazione;
- all'automazione della rete stessa;
- ad altri obiettivi (compensazione reattiva, potenziamento collegamenti, ...).

Più in particolare, al fine di consentire la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili individuati nella presente relazione, gli interventi di maggiore rilievo riguardano:

- *La connessione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte geotermica (2,5 MW), ubicato in località Contrada Serraglio, da realizzare in media tensione sino alla cabina (125) appartenente alla dorsale b che si diparte dalla cabina (55) della linea 2.*

- *La connessione dell'impianto di produzione di energia elettrica da rifiuti solidi urbani (365 kW), ubicato in località Piano Ghirlanda, da realizzare in media tensione, sino alla cabina (129) appartenente ad una diramazione della derivazione n. 15 della linea 1.*

Per quanto riguarda gli interventi finalizzati all'automazione delle reti, si rimanda a quanto indicato nella sez. IV del presente rapporto.

Ulteriori interventi sulla rete (per il potenziamento di alcuni collegamenti, per la compensazione dei flussi reattivi, ecc.), che potrebbero risultare necessari al fine di garantire un corretto e sicuro esercizio dell'intero sistema elettrico, potranno essere individuati solo in fase di progettazione, in relazione ai risultati di analisi di load-flow

che dovranno essere condotte solo per gli scenari che, nel proseguo delle attività, si riterrà di selezionare.

III.B.3 Interventi per il controllo della domanda

Il principale intervento per il controllo della domanda riguarda l'installazione di impianti solari termici (sez. III.B.3.1).

Un ulteriore, auspicabile, intervento attiene all'implementazione di un sistema di mobilità sostenibile basato sull'utilizzazione di veicoli elettrici (sez. III.B.3.2).

III.B.3.1 Impianti solari termici

Sistemi solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) potrebbero essere installati sia all'interno del principale centro urbano di Pantelleria, sulle coperture degli edifici, sia all'esterno, su terreno, a servizio di abitazioni isolate.

Dato che l'andamento delle curve di potenza mostra un picco serale, la realizzazione di impianti solari termici dovrebbe essere prioritaria rispetto a quella di sistemi fotovoltaici connessi in rete, sia perché questi ultimi fornirebbero elettricità non in condizioni di carico massimo su base oraria (sebbene la diffusione del condizionamento possa in breve portare a rovesciare questa situazione), sia perché la considerevole frazione del carico elettrico serale, ascrivibile al riscaldamento di acqua calda sanitaria mediante boiler elettrici, potrebbe essere tagliata producendo la medesima quantità d'acqua grazie a sistemi solari termici.

Un programma di diffusione del solare termico destinato ad edifici non vincolati (centri urbani, alberghi moderni, case sparse) costituisce dunque una valida iniziativa da intraprendere.

Il fabbisogno di ACS procapite può essere calcolato in accordo alla Norma Europea EN 50440 [12] o alla procedura di calcolo della Norma UNI/TS 11300-2 [13].

L'applicazione delle due metodologie porta alla determinazione di un consumo di energia elettrica per produzione di ACS pari a 1380 kWh/anno per famiglia.

Assumendo che circa il 75% delle famiglie dell'isola (2200 famiglie) possa utilizzare impianti solari termici per la produzione di ACS, e che mediante con tali impianti sia possibile sopperire al 75% di tale fabbisogno, il carico elettrico dell'isola potrebbe essere ridotto di una quantità pari a:

$$E_{ST} = 75\% \cdot 1380 \cdot 2100 = 2,13 \text{ GWh}$$

Dato che il numero di ore/anno equivalenti di funzionamento dei collettori solari è pari a 2007, alla quantità di energia E_{ST} risparmiata annualmente in seguito all'utilizzo di collettori solari corrisponde una potenza media P_{ST} pari a:

$$P_{ST} = E_{ST} / h_{eq} = 2,13 / 2007 = 1,06 \text{ MW}$$

III.B.3.2 Power Station e servizi di rete

III.B.3.2.1 Aspetti generali

Nel panorama energetico-ambientale attuale e nell'ottica di uno sviluppo economico sostenibile, il modello di energia distribuita si coniuga perfettamente con l'esigenza di ricorrere sia all'impiego di sistemi energetici intelligenti, sia a misure di efficienza energetica nel settore della produzione e del consumo dell'energia elettrica.

Una particolare fonte di energia distribuita è rappresentata dai veicoli elettrici plug-in: infatti questi possono essere collegati alla rete elettrica non soltanto per garantire la ricarica delle batterie, ma anche per fornire servizi aggiuntivi al sistema elettrico (servizi ancillari).

Tre sono le tecnologie di veicoli elettrici che più si adattano a tale scopo: veicoli elettrici a batteria, veicoli ibridi e a fuel-cell. Ciascuna di queste tecnologie è dotata di convertitori elettronici di potenza che possono facilmente essere modificati per funzionare con flussi di energia bidirezionali. È evidente che la possibilità di un autoveicolo elettrico di riversare, in determinati intervalli di tempo, parte dell'energia precedentemente accumulata per contribuire ai servizi ancillari del sistema elettrico si concretizza nel momento in cui un elevato numero di autovetture viene connesso alla rete attraverso un unico intermediario (aggregatore). In tal caso infatti, le potenze in gioco potrebbero fornire un utile contributo alla regolazione delle grandezze di rete.

L'aggregatore si configura quindi come un nuovo operatore del mercato elettrico liberalizzato, che ha la funzione di gestire una sorgente che si interfaccia alla rete in corrispondenza di un unico punto di connessione, che può funzionare sia da carico che da generatore, fornendo servizi di regolazione al sistema elettrico.

La possibilità, da parte del singolo autoveicolo, di partecipare al mercato elettrico non come singola micro-unità di carico/generazione ma all'interno di un sistema di dimensioni molto maggiori costituisce un beneficio aggiuntivo per l'automobilista, che può così beneficiare di:

- tariffe più vantaggiose per l'acquisto/vendita dell'energia elettrica;

- costi per l'utilizzo della rete di distribuzione notevolmente ridotti;

Per di più l'aggregatore potrebbe stipulare contratti vantaggiosi con i fornitori di batterie allo scopo di garantire un servizio di manutenzione e sostituzione a costi competitivi.

Con riferimento alla possibilità di supportare il sistema elettrico, un sistema aggregato di autoveicoli elettrici può:

- contribuire al livellamento del diagramma di potenza, assorbendo energia per la ricarica delle batterie nei periodi di basso carico, quando il costo dell' kWh è minimo (ad esempio durante le ore notturne) e riversandola in rete nei periodi di alto carico;
- contribuire al mercato dei servizi ancillari nel sistema elettrico.

Con riferimento a quest'ultimo punto è stato dimostrato che i veicoli a batteria sono particolarmente indicati per:

- fornire parte della riserva rotante necessaria al corretto funzionamento del sistema elettrico;
- fornire servizi di regolazione adattando, in tempo reale, la generazione al carico.

Com'è noto, il termine "riserva rotante" si riferisce alla presenza di unità di generazione rotanti e sincronizzate con la frequenza di rete, pronte a riversare la quantità richiesta di energia nel sistema elettrico in presenza di un dissevvizio su uno o più generatori. Tali unità di generazione vengono ricompensate non soltanto per l'energia elettrica che immettono in rete in condizioni di emergenza ma anche per la potenza che rendono disponibile ai nodi del sistema elettrico. Da questo punto di vista un parco di autoveicoli elettrici si comporta in modo ottimale. Considerando, infatti, il comportamento di un automobilista durante le giornate lavorative (ipotesi che verrà sempre assunta nel prosieguo) è possibile individuare due principali periodi di connessione alla rete: nel garage di casa, durante le ore notturne (quando la batteria viene ricaricata) e nel posto di lavoro, durante le normali ore lavorative. Per tanto l'automobile resta inutilizzata nell'area di parcheggio per la maggior parte del tempo (oltre 22 ore ogni giorno). La possibilità di mantenere l'autovettura connessa alla rete elettrica durante le ore d'attività, pronta ad intervenire in caso di necessità riversando in rete la quantità di energia richiesta rappresenta, senza dubbio, un'enorme riserva energetica facilmente sfruttabile. Inoltre, la caratteristica dei veicoli a batteria di poter variare istantaneamente (nell'ordine dei milli secondi) la potenza prodotta su richiesta dell'utente rende tali veicoli particolarmente indicati per lo scopo.

I servizi di regolazione nascono invece dall'esigenza di adattare la generazione al carico per prevenire eccessive variazioni di frequenza nel sistema elettrico. Tali servizi vengono normalmente garantiti da unità di generazione che, funzionando a carico ridotto, sono in grado di variare rapidamente ed in tempo reale l'energia prodotta. Nel caso di aumento dell'energia prodotta oltre il valore della potenza nominale si parla di sovraregolazione (*regulation up*), nel caso di diminuzione di sottoregolazione (*regulation down*). Tale servizio di regolazione viene anche chiamato controllo automatico della generazione (*automatic generation control - AGC*).

I veicoli elettrici sono particolarmente indicati per tale tipo di regolazione. Infatti, una delle grandezze che può condizionare maggiormente la capacità di fornire servizi di regolazione alla rete è lo stato di carica (*state of charge - s.o.c.*) della batteria, definito come il rapporto tra l'energia immagazzinata in un determinato istante e la capacità della batteria. Lo stato di carica diminuisce quando l'energia viene prelevata dalla batteria (durante la marcia dell'autovettura o la fornitura di energia alla rete elettrica), mentre aumenta quando l'energia viene immagazzinata (durante la ricarica). Generalmente, la capacità di rilasciare energia è massima quando lo stato di carica della batteria è superiore al 60%. Per s.o.c. inferiori al 60%, il migliore utilizzo della batteria è per l'assorbimento (ricarica). Pertanto, la capacità di una batteria di fornire servizi di *regulation down* o *regulation up* è funzione del suo stato di carica. Poiché, nel corso di una giornata, le richieste di sovra o sottoregolazione sono di breve durata e si alternano in modo pressoché casuale, è immediato concludere che le batterie sono in grado di fornire tali servizi senza particolari problemi di decadimento delle prestazioni (il bilancio energetico complessivo è nullo e le variazioni dello stato di carica della batteria sono di entità limitata, così da evitare il raggiungimento di valori che potrebbero comportarne il deterioramento). Per quanto detto, inoltre, lo stato di carica della batteria non oltrepassa mai il limite inferiore o superiore di sicurezza (se ciò dovesse avvenire il sistema di controllo ne impedirebbe l'ulteriore escursione) garantendo tra l'altro all'automobilista un valore di carica residua tale da permettergli un'autonomia di diverse decine di chilometri.

III.B.3.2.1 Un sistema di mobilità sostenibile a Pantelleria

Alla luce di quanto detto, risulta di primaria importanza l'adattamento dei concetti generali sopra esposti alla situazione peculiare dell'isola di Pantelleria.

Nello specifico, l'isola potrebbe essere dotata di un servizio di car-sharing con automobili elettriche.

Poiché la realizzazione di varie *power station* sparse sul territorio potrebbe essere critica, per evidenti vincoli di natura ambientale e paesaggistica, appare più perseguibile una soluzione che prevedrebbe la realizzazione di due stazioni di ricarica, una ubicata nell'area industriale, in prossimità del paese, l'altra nell'area aeroportuale. Nelle ore notturne gli auto veicoli, parcheggiati all'interno delle due power station, sarebbero collegati alla rete elettrica con possibilità di funzionare sia da carico (per la ricarica delle batterie) sia da generatore (per fornire servizi di regolazione al sistema elettrico).

L'utilizzo giornaliero dei veicoli elettrici differirebbe in relazione al periodo dell'anno preso in esame:

- durante la stagione invernale, in cui la presenza di turisti sull'isola è molto scarsa, le autovetture verrebbero utilizzate prevalentemente dai cittadini pantschi;
- durante la stagione estiva le autovetture sarebbero invece utilizzate prevalentemente dai turisti.

Nelle ore serali e notturne le autovetture resterebbero prevalentemente collegate alla rete elettrica dell'isola, per consentire la ricarica ma anche per contribuire, quando necessario, ai servizi di regolazione del sistema elettrico.

In considerazione dello scopo dimostrativo di un eventuale progetto di mobilità sostenibile, sembra ragionevole ipotizzare un parco di auto veicoli costituito da un totale di 200 veicoli elettrici (100 per ogni power station), suddivisi tra automobili, scooter e autobus per il trasporto urbano. La potenza media di ciascun veicolo risulta compresa tra i 2 kW ed i 100 kW. La potenza disponibile al connettore elettrico per la ricarica delle batterie è invece compresa tra i 0,5 e di 20 kW. Evidentemente i valori più bassi si riferiscono agli scooter, quelli più alti agli autobus di linea. Ipotizzando una potenza media per autoveicolo pari a 5 kW, la capacità di ciascuna power station sarebbe pari a 500 kW, tale cioè da fornire un contributo significativo ai servizi di regolazione del sistema elettrico.

Per l'eventuale implementazione del sistema, appare di primaria importanza:

- lo studio e l'individuazione di un idoneo sistema di comunicazione, supervisione e controllo che permetta la gestione e il controllo di ogni singola unità di generazione da remoto e lo scambio di informazioni con i diversi soggetti coinvolti;

- la definizione di un programma d'incrementazione per assicurare l'effettiva partecipazione degli utenti (cittadini e turisti) all'interno degli aggregatori.

In una fase successiva, il sistema potrebbe essere ampliato prevedendo la realizzazione di eventuali altre stazioni di ricarica (a basso impatto) sparse sul territorio (ad esempio in prossimità delle principali stazioni balneari dell'isola) e dando la possibilità al singolo utente di ricaricare l'autovettura nel garage di casa, durante le ore notturne.

IV. Sistema di controllo delle reti: le infrastrutture intelligenti

IV.1 Premessa

La gestione delle reti di distribuzione tradizionali aveva come obiettivi principali la copertura del diagramma di carico con una qualità elevata ed il contenimento dei costi. L'ingresso nel mercato di piccoli produttori di energia e la presenza di profili di carico modulabili, in ragione del prezzo dell'energia, hanno aperto nuovi scenari caratterizzati necessariamente da un elevato livello di automazione e di controllo. Altri aspetti che caratterizzano la moderna distribuzione dell'energia sono, inoltre, la presenza di impianti di produzione dell'energia da fonte rinnovabile e non dispacciabile. Il sistema di controllo della rete, originariamente ad intelligenza centralizzata e con una rete di sensori (rete di campo) per la raccolta delle misure ridotta al minimo, oggi diventa un sistema ad intelligenza distribuita caratterizzata da flussi di dati e comandi bidirezionali e capace di fornire all'utenza le informazioni necessarie ad impostare una contrattazione nel mercato libero dell'energia.

La installazione da parte dei grossi distributori dei contatori elettronici va senz'altro in questa direzione, anche se la soluzione tecnica prospettata non è al momento sempre integrabile con altre tecnologie. Tale provvedimento ha senz'altro segnato il primo passo verso la nascita delle 'smart grid' (reti di distribuzione che implementano tecnologie ICT per aumentare l'efficienza energetica e decentralizzare la produzione di energia elettrica). Le 'smart grid' includono in larga misura generatori basati su fonti rinnovabili e anche per tale motivo le problematiche di gestione per garantire alcuni minimi standard di qualità nel servizio di fornitura diventano più complesse.

Prima di fornire alcuni elementi necessari ad affrontare uno studio di fattibilità per la trasformazione di reti di distribuzione esistenti in 'smart grid', occorre preliminarmente distinguere due casi fra loro profondamente differenti:

- rete connessa alla rete nazionale (Rete A);
- rete isolata dalla rete nazionale (Rete B).

In ogni caso, le infrastrutture necessarie a garantire la completa automazione di un sistema di distribuzione per renderlo una rete di energia intelligente sono le seguenti:

- una rete di campo per la raccolta delle misure di grandezze elettriche;
- un sistema di trasmissione dei dati;
- più sistemi di elaborazione delle informazioni.

I problemi di gestione che occorre affrontare possono essere suddivisi in due categorie:

- problemi di gestione ordinaria;
- problemi di gestione su guasto.

Le interazioni fra i vari attori del mercato dell'energia avvengono attraverso un mezzo fisico che è una rete informatica, ma sulla base di segnali che provengono dalla infrastruttura energetica.

È per tale motivo che è opportuno ritenere che le transazioni commerciali e l'invio di dati e comandi a scopo tecnico avvengano su canali distinti ma intercomunicanti. Si osservi in proposito la rappresentazione di figura 34.

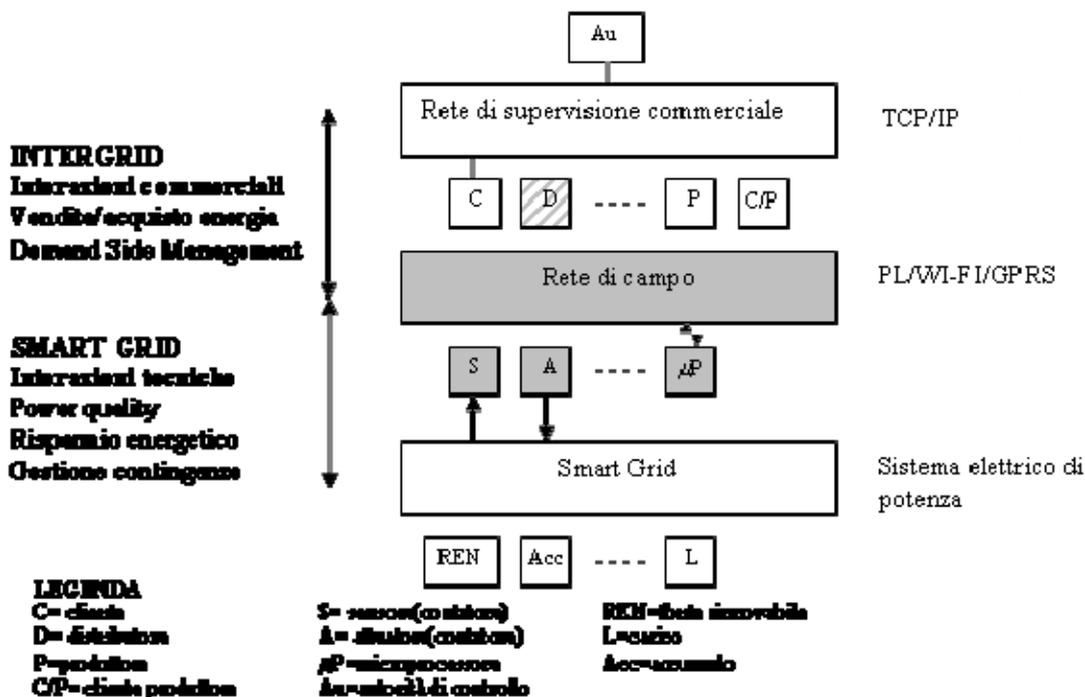


Fig. 34 - Intergrid e smart-grid nel caso di una rete di distribuzione in media tensione

Nella figura, con il nome di 'intergrid' si indica la rete delle reti di energia intelligenti. In tale ambiente, si incontrano produttori e consumatori che interagiscono economicamente ma che si trovano a distanze anche fisicamente considerevoli. Con il nome di 'smart grid', invece, si indica la rete intelligente di distribuzione dell'energia costituita da un sistema di distribuzione dell'energia corredato di una rete di sensori e attuatori con lo scopo precipuo di mantenere in esercizio il sistema stesso sulla base di precisi vincoli tecnici economici e di qualità. Normalmente su questa rete comunicano ed intervengono i distributori.

IV.2 I soggetti coinvolti nella gestione di una smart grid

Al fine di identificare le funzioni di controllo che devono essere svolte in una smart grid e quindi di caratterizzare ad eguatamente le scelte tecniche, occorre preliminarmente individuare i soggetti coinvolti nella gestione di una smart grid. Come illustrato nella figura 34, molto schematicamente, intervengono:

- il cliente/produttore;
- il distributore;
- l’Autorità di controllo.

Ciascuno ha interessi differenti. Il cliente/ produttore ha l’interesse di minimizzare le spese per l’energia e massimizzare le entrate. Il distributore, in quanto responsabile dell’esercizio della rete in sicurezza e della disponibilità della fornitura, ha l’interesse di mantenere efficiente l’esercizio della rete minimizzando i costi di esercizio e rispettando i vincoli imposti dall’autorità di controllo. L’autorità di controllo, in fine, è responsabile della regolarità delle procedure messe in atto.

Il sistema di controllo della smart grid quindi è un sistema gestito dal distributore, sulla base di dati in ingresso che provengono da altri attori dell’esercizio che sono i clienti/produttori e l’autorità di controllo. Sulla base delle indicazioni che vengono dal mercato, dalla disponibilità di fornire servizi ed energia dai clienti/produttori e dai vincoli imposti dall’autorità, il distributore dovrà mettere in atto procedure di controllo adeguate a gestire il normale esercizio e le situazioni di guasto.

In quello che segue verranno illustrati i diversi aspetti che riguardano il controllo nelle smart grid:

- gli obiettivi che esso deve raggiungere;
- l’architettura che deve possedere;
- le modalità operative;
- il sistema di telecomunicazioni da esso utilizzato;
- le grandezze elettriche da monitorare;
- i componenti di rete da controllare.

IV.3 Obiettivi del sistema di controllo

Quali obiettivi debba perseguire la logica di funzionamento del sistema di controllo di una rete di distribuzione, e se debba essere simile a quella delle reti di trasmissione, è una questione ancora fondamentalmente aperta [14]. Tra i possibili obiettivi

perseguibili, la comunità scientifica internazionale ha indicato i seguenti come principali:

- più efficace integrazione e migliore utilizzazione dei generatori basati su fonti di energia rinnovabile;
- benefici ambientali;
- incremento dell'efficienza della rete e miglior sfruttamento dei componenti;
- creazione di nuove opzioni di gestione dei consumi energetici e dei costi per i consumatori;
- riduzione dei costi di esercizio e dei costi dovuti a congestione della rete;
- dimensionamento più economico dei componenti di rete e riduzione dei costi di installazione;
- peak-shaving;
- miglioramento della power quality, dell'affidabilità e della continuità del servizio;
- riduzione della probabilità di guasto, interruzione o blackout;
- riduzione dei tempi di ripristino del servizio elettrico;
- maggiore sicurezza della rete;
- miglioramento mantenimento delle condizioni di sicurezza per le persone.

IV.4 La struttura del sistema di controllo

Data la molteplicità di obiettivi perseguibili e di funzioni implementabili, il sistema di controllo di una rete di distribuzione deve certamente includere [15]:

- un sistema di telecomunicazioni che permetta di coprire tutta la rete;
- metodi di controllo avanzati;
- componenti di rete innovativi ed in grado di scambiare dati;
- supporto decisionale ed interfaccia umana;
- sensing, misure e metering dell'energia immessa o prelevata dalla rete da ciascun operatore.

Alcuni dei principali problemi connessi alla realizzazione ed alla gestione di un sistema di controllo per una "rete intelligente" sono legati al fatto che le reti di distribuzione in media e bassa tensione anche di medie dimensioni sono costituite da migliaia o anche decine di migliaia di nodi e rami. Ciò implica che:

- la matrice di incidenza del sistema consta di decine di milioni di elementi;
- il controllo in tempo reale della rete necessita di risorse computazionali considerevoli;

- per la gestione del sistema è necessario disporre di sistemi di memorizzazione dati di capacità notevole;
- è necessaria un'attenta selezione dei parametri misurati da sottoporre all'attenzione dell'operatore per il monitoraggio del sistema.

La struttura ideale del sistema di controllo che meglio permette di far fronte ai problemi su elencati presenta una struttura con tre livelli di controllo (Fig. 35):

- un primo livello, indicato in figura come "smartGrid", che gestisce la parte di sistema elettrico inclusa tra la stazione AT/MT o la centrale connessa in MT e le cabine MT/BT;
- un secondo livello, denominato "smartMicroGrid", che gestisce la parte di sistema BT inclusa tra le cabine MT/BT ed i punti di prelievo degli utilizzatori;
- un terzo livello, denominato "smartHome", per la gestione dei carichi e dei generatori connessi alla rete BT, localizzato nel punto di consegna dell'energia elettrica.

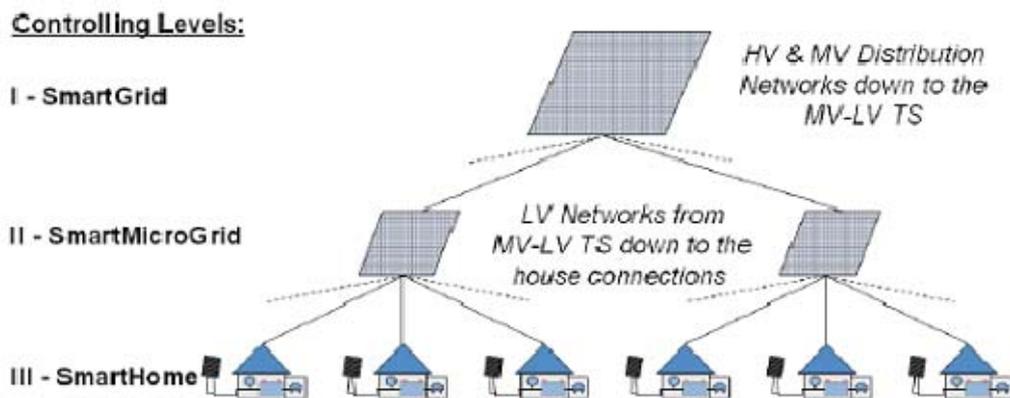


Fig. 35 - Livelli del sistema di controllo di una rete di distribuzione

Affinché un tale sistema svolga efficacemente la sua funzione, è necessario attribuire ad ognuno dei tre livelli:

- le funzioni che esso deve svolgere;
- i componenti del sistema elettrico da monitorare e da controllare;
- le grandezze elettriche da tenere sotto controllo.

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 [16]:

- *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 un o specifico linguaggio.

La Fig. 36 mostra i diversi componenti software e 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 di solito utilizzando protocolli standardizzati ed 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.

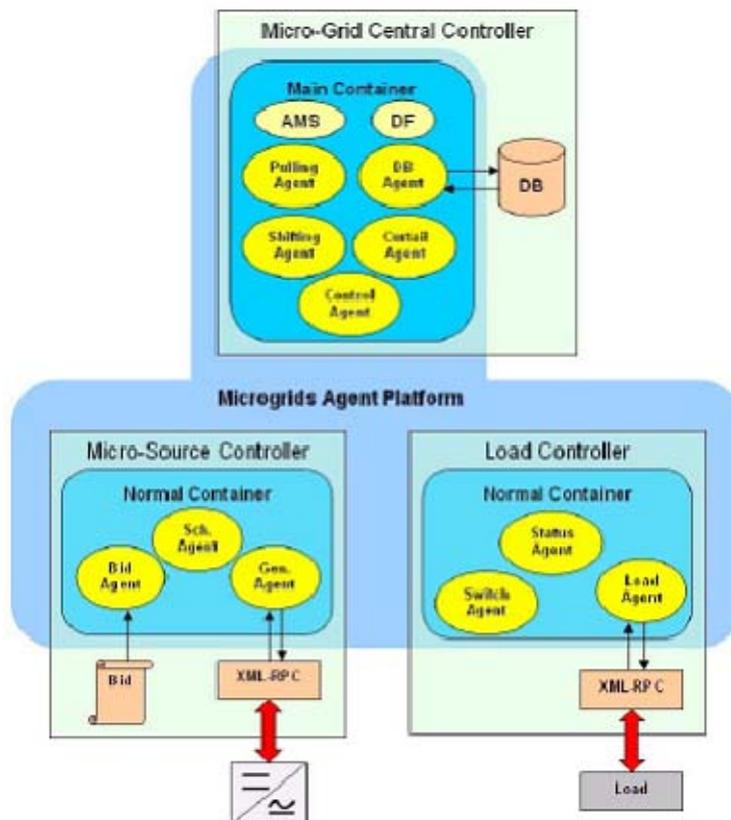


Fig. 36 - Struttura del sistema di controllo

In un tale 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) [17]÷[18] ed è costituito concettualmente da tre blocchi fondamentali, come mostrato in Fig. 37:

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

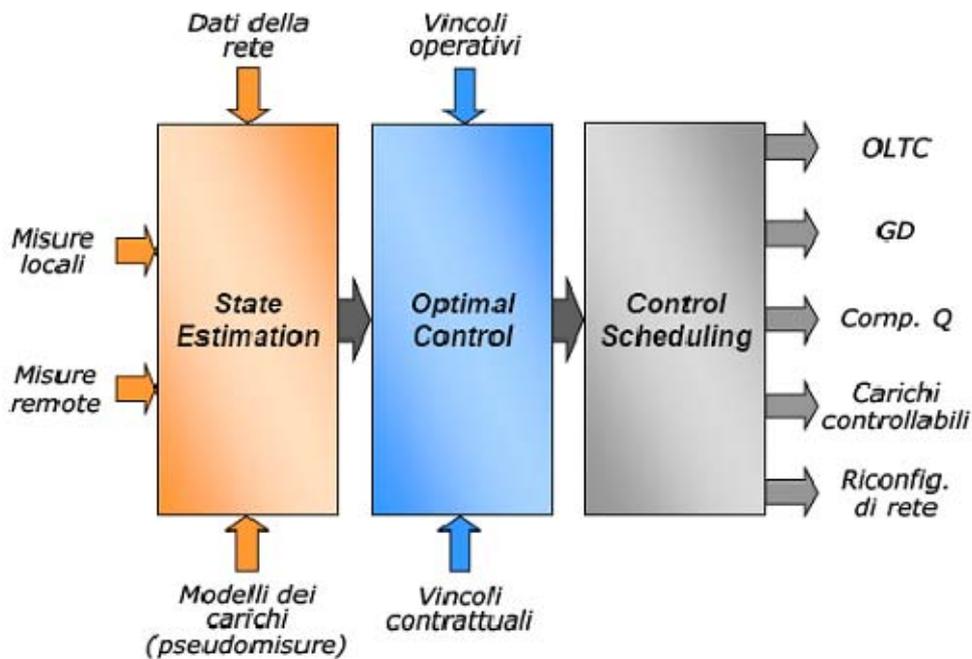


Fig. 37 - Struttura funzionale di un sistema di controllo DMS

IV.4.1 State Estimation

Il blocco di State Estimation ha il compito di fornire, ad intervalli prestabiliti, una stima sufficientemente accurata dello stato di funzionamento della rete, definito dai valori complessi delle tensioni ai nodi, dai quali sono desumibili i parametri corrente/potenza abbinati a tutti i nodi della rete e a tutti i componenti del sistema di distribuzione.

Nella stima dello stato:

- l'incertezza delle tensioni stimate è legata alla precisione degli strumenti di misura;
- l'incertezza delle tensioni stimate è influenzata dall'incertezza con cui sono noti i carichi;

- L'incertezza delle misure di tensione è influenzata dall'incertezza con cui sono note le potenze generate dalle unità GD in modo dipendente dal livello di penetrazione di GD nella rete;
- L'incertezza delle tensioni stimate è influenzata significativamente dal numero e dal posizionamento dei punti di misura remota.

Le reti di distribuzione, attualmente, non prevedono sistemi di misura capillare e ridondante simili a quelli presenti a livello della rete di trasmissione, per questo risulta necessario procedere ad una stima delle tensioni ai nodi della rete basandosi sia su informazioni esatte che su dati o misure approssimate.

L'elaborazione dello stato di funzionamento della rete si basa su un limitato numero di misure in tempo reale (tensioni, potenze) unitamente alle informazioni riguardanti la topologia della rete, le caratteristiche elettriche dei componenti e i modelli dei carichi (pseudo-misure). In aggiunta è previsto un algoritmo per l'identificazione degli errori di misura o errori nella trasmissione dei dati (Bad Data Detection), anche se questa operazione risulta difficoltosa nelle reti di distribuzione, caratterizzate da un esiguo numero di misure disponibili per la verifica.

IV.4.2 Optimal Control

Il blocco di Optimal Control (Ottimizzazione del controllo) riceve in ingresso dal blocco State Estimator i valori delle tensioni stimate ai nodi, valuta se la rete sta operando in regime stabile con i parametri di controllo entro i rispettivi limiti di funzionamento ed implementa una procedura di ottimizzazione delle azioni di controllo disponibili in funzione del numero e della tipologia dei soggetti coinvolti nella regolazione, nel rispetto dei corrispondenti limiti operativi, dei limiti di tensione imposti, della portata delle linee e dei vincoli contrattuali con utenze o produttori. L'azione di controllo può essere fatta continuamente o a intervalli discreti.

IV.4.3 Control Scheduling

Il blocco di Control Scheduling (e sequenziazione del controllo) converte la soluzione dell'algoritmo di controllo in comandi per i dispositivi che partecipano alla regolazione della rete.

Le azioni di controllo proposte nella letteratura scientifica coinvolgono:

- i trasformatori AT/ MT nelle cabine primarie: variazione del riferimento di tensione del regolatore abbinate al Variatore Sotto Carico (VSC) del trasformatore;

- i dispositivi di compensazione della potenza reattiva: variazione del riferimento di STATCOM, FACTS, banchi di condensatori a regolazione discreta, etc;
- gli interruttori: riconfigurazione della rete;
- le unità di GD: controllo parziale tramite la richiesta di valori controllati di potenza attiva o reattiva;
- i carichi elettrici: gestione dell'assorbimento ed eventuale distacco dei carichi controllabili.

IV.4.4 Componenti del MGAP

I componenti del MGAP sono:

1. *Micro Grid Central Controller*: è il principale responsabile per le operazioni di ottimizzazione della rete e svolge le funzioni di coordinamento tra i vari agenti software ed i controllori locali [19]. Include i seguenti agenti:
 - Pulling Agent: acquisisce le misure di potenza attiva e reattiva, frequenza e tensione ed invia periodicamente i dati acquisiti al RDBS;
 - Database Agent: interfaccia il database relazionale e i restanti agenti per le misure, i rapporti, la programmazione della generazione, il demand side management, e la ricerca, l'immagazzinamento e l'aggiornamento dei dati;
 - Control Agent: permette la regolazione secondaria modificando opportunamente la programmazione della potenza delle unità di generazione programmabili;
 - Shifting Agent: gestisce la funzione di load-shifting dei carichi;
 - Curtailment Agent: assicura le azioni di distacco del carico.
2. *Micro Source Controller*: include i seguenti agenti:
 - Generator Agent: usato da altri agenti per inviare segnali di set point di potenza e recuperare dati;
 - Schedule Agent: svolge la funzione di inseguimento della potenza attiva per applicare il programma di produzione;
 - Bid Agent: invia segnali di offerta di vendita di potenza attiva;
3. *Load Controller*: include i seguenti agenti:
 - Load Agent: registra i carichi sui quali è possibile effettuare operazioni di gestione del carico (load shedding e demand side management);
 - Status Agent: controlla lo stato di accensione/spegnimento del carico;
 - Switch Agent: riceve ed effettua operazioni di gestione del carico.

IV.5 Modalità operative

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

- *adaptive mode*: funzionamento in condizioni normali. A intervalli prestabiliti il controllore di rete interroga automaticamente 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 GD, 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 prestabiliti, ogni variazione anomala delle grandezze misurate remotamente. Il controllore di rete interroga le altre RTU, valuta l'eventuale cambiamento dello stato della rete ed esegue le azioni di controllo ottimali per riportare la rete in condizioni ordinarie di funzionamento.

Tra le funzioni che il DMS deve svolgere rivestono particolare importanza le seguenti:

- misura di grandezze elettriche nei punti della rete;
- previsione a breve e a medio termine dei carichi non controllabili;
- previsione a breve e a medio termine della potenza prodotta da generatori eolici e fotovoltaici;
- calcolo periodico del load-flow per la determinazione delle mutue influenze tra generatori, carichi e nodi di rete;
- gestione degli accumuli;
- regolazione secondaria per la stabilizzazione di tensione e frequenza nella rete durante il funzionamento in isola intenzionale;
- load-shifting e riduzione del carico in accordo a particolari strategie di ottimizzazione;
- invio di set-point ad alcuni generatori per funzioni di inseguimento del carico o di peak-shaving ed eventualmente di regolazione di tensione verso la rete MT durante il funzionamento in rete interconnessa.

IV.6 L'architettura del sistema di controllo

L'architettura del sistema di controllo di una smart grid può essere tanto di tipo 'master slave' quanto di tipo 'multi-master'. Nel primo caso, si immagina che vi sia un unico sistema che possa avere accesso al mezzo e che questo effettui delle interrogazioni ed invii comandi agli slave che agiscono solo dietro un comando del master. Nel secondo caso, l'accesso al mezzo trasmissivo è offerto a tutti i master che lo condividono per intervalli di tempo equivalenti, o a turno (token passing). Nei due casi, le azioni di regolazione possono esplicarsi in tempi diversi (nel primo caso occorre un sistema di comunicazione sicuro ed efficiente, nel secondo caso questo è meno necessario perché ciascun master può curare la regolazione). Inoltre, nel caso di architettura master/slave gli slave sono elementi passivi molto semplici, mentre nel caso multi-master, ciascun master è equipaggiato con un software di maggiore complessità.

Le azioni di regolazione inoltre si distinguono sulla base dei tempi nei quali occorre che vengano esplicitate. Si intende per regolazione primaria di una grandezza un'azione regolante che interviene quasi in tempo reale.

I problemi principali che si incontrano nell'esercizio di una rete sono:

- 1) il mantenimento del sincronismo durante il funzionamento in isola;
- 2) la regolazione della tensione e della frequenza entro un piccolo range dei valori nominali;
- 3) la regolazione delle potenze attive e reattive per scopi tecnico-economici.

I tre problemi sono elencati in ordine di priorità. L'aspetto cruciale del mantenimento del sincronismo può essere affrontato in modo centralizzato o decentralizzato. In ogni caso qualora si verifici un distacco dalla rete principale o un disservizio della centrale rotante, occorre verificare preliminarmente se la generazione residua può soddisfare il carico e, nel caso in cui questo non fosse vero, provvedere ad effettuare in tempi rapidi un distacco di alcuni carichi non essenziali (ad esempio i sistemi di condizionamento negli alberghi).

Le due architetture richiedono: la prima, un sistema di trasmissione dati sicuro ed efficiente per trasferire un unico riferimento sinusoidale a tutti gli inverter allacciati alla rete, la seconda, un sistema di regolazione complesso a livello locale.

Nel caso della rete B, che è fisicamente una rete isolata dalla rete principale, ma che possiede un gruppo rotante di notevole potenza, si può ancora una volta ritenere che il problema in esercizio normale non si ponga.

Per stabilire la architettura più adeguata, occorre preliminarmente identificare i nodi che possono effettivamente sviluppare un'azione regolante ed identificare anche il tipo di azione regolante. In tal modo, si potrà decidere se ci si trova in un sistema nel quale ci sono più unità che possono assumere il ruolo di master o se ce ne è solo una. E' possibile sviluppare un'azione regolante primaria presso gruppi fotovoltaici o eolici con accumulo oppure macchine rotanti. Le azioni regolanti che attengono invece alla regolazione delle potenze attive e reattive presso SC e LC a scopi tecnico-economici possono essere sviluppate presso il Micro Grid Central Controller (MGCC) che viene normalmente installato presso il nodo o che presenta la massima capacità di produzione.

Nel caso della rete A, si può quindi continuare ad immaginare una architettura di tipo multi-master, per garantire la funzionalità del sistema se questo dovesse trovarsi isolato dalla rete principale.

Nella figura 38, è riportato uno schema di controllo locale [20] che garantisce di mantenere il sincronismo anche in condizioni di islanding.

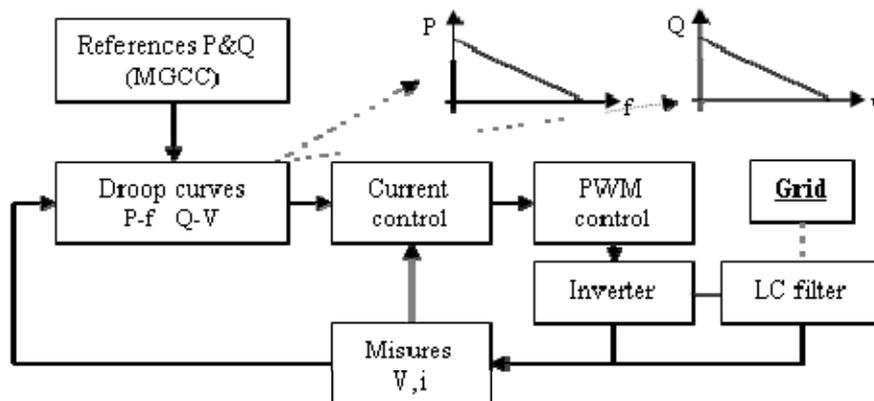


Fig. 38 - Struttura funzionale di un sistema di controllo che consente l'islanding

Come si può osservare, il riferimento di potenza attiva e reattiva proviene dall'MGCC, mentre la regolazione primaria attorno ai valori nominali di tensione e frequenza è garantita dal controllore locale.

IV.7 Sistemi di comunicazione

Il sistema di controllo richiede l'adozione di canali di telecomunicazione per il transito dei dati tra i vari impianti remoti. Il controllore centrale richiede la trasmissione sia di misurazioni in ingresso (tensione, potenza attiva e reattiva, ecc.) che di segnali di

comando e regolazione (set point ai dispositivi controllati o segnali di prezzo elaborati).

Le prestazioni richieste ai sistemi di comunicazione dovranno essere relazionate al valore dei segnali trasmessi. I canali riservati alla trasmissione di segnalazioni di allarme o di manovre in condizioni di emergenza saranno diretti, ad accesso immediato o costantemente attivi, sicuri e ridondanti; i canali utilizzati per la gestione di fenomeni "lenti" avranno invece una discreta affidabilità della trasmissione ed una modesta latenza.

Attualmente la Rete B è dotata di due canali di comunicazione in ridondanza uno basato su tecnologia radio, l'altro su tecnologia GSM.

Se, in condizioni ordinarie, la sicurezza del funzionamento in termini di regolazione della tensione e della frequenza viene garantita dalla regolazione primaria effettuata da alcuni gruppi di generazione, le regolazioni che si attuano alla efficienza dell'esercizio possono essere affidate ad un sistema di telecomunicazioni che garantisce la trasmissione di dati e comandi entro qualche minuto. Anche dal punto di vista dell'architettura del sistema di telecomunicazioni si potrà quindi pensare ad un sistema a stella che può evolvere in un sistema cluster-tree, consentendo così anche la ridondanza della funzione centralizzata del sistema MGCC. In figura 39 è riportata una architettura cluster-tree.

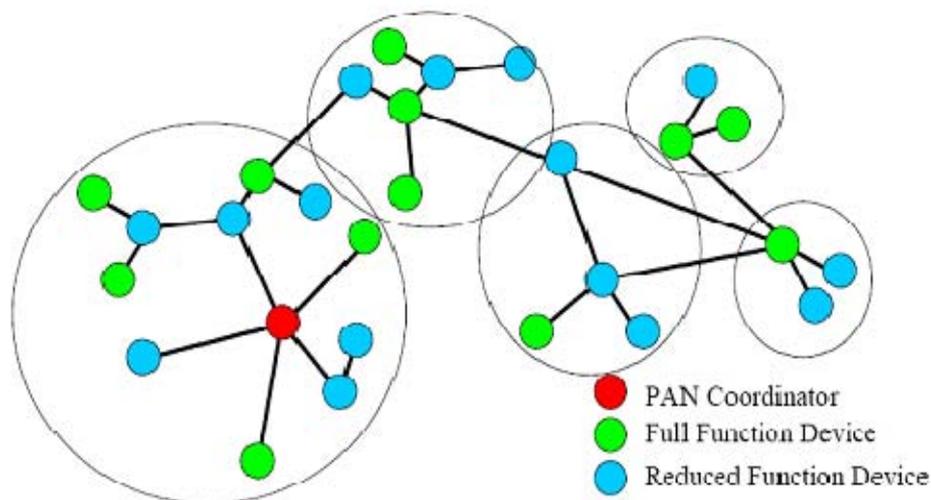


Fig. 39 - Architettura di una rete Cluster-tree

La figura mostra un global network coordinator, che è un nodo a massima priorità che scambia informazioni *peer to peer* con alcuni nodi router/coordinator. Gli end node sono nodi ad interfaccia semplificata che hanno un ruolo totalmente passivo. Il global

network coordinator, oltre ad avviare l'intera rete di trasmissione di dati e comandi, gestisce le comunicazioni di tutti i nodi della rete, riattivando anche i dispositivi dormienti. Esso inoltre, dal punto di vista funzionale, nell'ambito della rete di controllo del sistema elettrico, ha una complessità maggiore degli altri nodi, e implementa fisicamente il MicroGrid Central Controller. Il Router rappresenta un dispositivo attivo nella comunicazione all'interno della rete, fa da router delle comunicazioni e può iniziare una comunicazione verso il global network coordinator, esso può anche svolgere le funzioni del global network coordinator se gli viene richiesto. Infine, gli End node rappresentano dispositivi passivi; essi dal punto di vista funzionale sono sensori o attuatori: dispositivi di controllo del carico, di sezionamento della rete o di acquisizione di misure.

Sebbene la struttura di cui si è parlato è indipendente dalla infrastruttura fisica, è opportuno aggiungere qualche considerazione sulle tecnologie trasmissive più adeguate nei casi studiati delle Reti A e B. L'attuale infrastruttura radio presente sulla Rete B si presta perfettamente a sviluppare una prima fase della implementazione delle tecnologie che verranno proposte con una semplice configurazione a stella espandibile.

Le tecnologie disponibili per la trasmissione dei dati possono essere basate sulla Power Line Communication o ancora su tecnologie wireless. La prima però presenta ancora costi elevati per applicazioni in Media Tensione. Le tecnologie wireless sono certamente di minor impatto per quanto riguarda le infrastrutture necessarie, sebbene presentano un notevole problema di sicurezza dei dati. La tecnologia Iperlan, attualmente disponibile sul mercato funziona in bande libere attorno a 5 GHz con velocità attorno ai 10 Mbit/s.

Un'altra tecnologia interessante per le applicazioni che riguardano la Rete B, che presenta il problema della copertura di elevate distanze e del contenimento dell'impatto ambientale è la tecnologia Wi-max. Essa è ancora in fase di start-up, ma certamente per capacità di copertura del territorio potrebbe consentire una efficiente trasmissione dei dati per gli scopi descritti.

La Rete A, per le ridotte dimensioni e per la dislocazione sul territorio, non presenta le suddette problematiche. Per essa potrà quindi essere fatta una scelta più libera, basata su costi ed efficienza.

IV.8 Gestione ottimale della rete di distribuzione in condizioni ordinarie

Il problema di controllo ottimale della rete si configura come un problema di dispacciamento economico ed eventualmente di riconfigurazione della rete le cui incognite sono i punti di funzionamento dei generatori e gli stati dei sezionatori della rete.

I punti di funzionamento dei generatori possono essere specificati sia in termini di potenza attiva immessa in rete e tensione al nodo di connessione (modalità di regolazione PV), sia in termini di potenza attiva e reattiva immessa in rete (modalità di regolazione PQ).

Un simile problema multiobiettivo deve considerare vincoli che sono sostanzialmente costituiti:

- dalle portate al limite termico dei cavi e dei conduttori delle linee aeree;
- dai limiti inferiori e superiori di potenza attiva e reattiva erogabile dalle unità di generazione;
- dai limiti sulle tensioni massima e minima di tutti i nodi della rete;
- dai tempi minimi di accensione e spegnimento dei generatori;
- dal numero massimo di avviamenti dei generatori;
- dai limiti sul trasferimento di potenza attiva e reattiva tra la rete di distribuzione e la rete a livello di tensione superiore.

Tali vincoli possono essere espressi come condizioni di uguaglianza o di disuguaglianza.

Altri vincoli possono derivare dall'applicazione dell'algoritmo di ottimizzazione all'analisi del sistema su istanti di funzionamento con sequenziali. In questo caso devono essere tenuti in considerazione i vincoli inter-temporali e l'eventuale presenza di dispositivi di accumulo.

Le funzioni obiettivo possono essere diverse in dipendenza della logica di controllo che si vuole implementare. Una rassegna di funzioni obiettivo classicamente prese in considerazione nei problemi di ottimizzazione multiobiettivo è riportata di seguito.

IV.8.1 Caduta o sopraelevazione di tensione

Le cadute o le sopraelevazioni di tensione sono scostamenti, rispettivamente, in difetto e in eccesso della tensione di un punto della rete rispetto al valore nominale,

dovute al transito delle correnti sulle resistenze e sulle reattanze longitudinali dei rami della rete.

IV.8.2 Perdite di potenza

Le perdite di potenza sono associate agli elementi resistivi delle linee e dei trasformatori. Le perdite causate dalle correnti trasversali di dispersione attraverso gli isolamenti delle linee in cavo sono invece trascurabili. Le perdite per isteresi e correnti parassite nei nuclei dei trasformatori non vengono prese in considerazione in quanto dipendenti dalla tensione e dalla frequenza di rete, poco variabili rispetto alle correnti e quindi praticamente costanti in tutte le diverse condizioni di funzionamento della rete.

IV.8.3 Indice di Load Balancing

La condizione di funzionamento ottimale dei trasformatori che alimentano una rete elettrica di distribuzione si ha quando il carico elettrico complessivo della rete viene ripartito tra tutti i trasformatori in modo proporzionale alla loro potenza nominale. Questa condizione, detta di Load Balancing (bilanciamento del carico), può essere esplicitata da diversi indici espressi attraverso differenti formulazioni. Uno degli indici maggiormente utilizzati è quello proposto da Roytelman et al. [21]. Esso esprime la differenza tra il carico reale di ciascun trasformatore, espresso in termini relativi rispetto alla potenza nominale, e l'indice di caricabilità dell'intera area. Quest'ultimo termine è dato dal rapporto tra la totale potenza apparente richiesta alla rete e la somma delle potenze nominali di tutti i trasformatori.

IV.8.4 Regolarità della tensione

Lo scarto massimo tra la tensione nella rete ed il suo valore nominale non consente di giudicare in modo completo il livello di regolarità della tensione. È opportuno tenere in considerazione non solo le condizioni di funzionamento più gravose per gli utenti ma anche tutte le condizioni intermedie.

Un parametro semplice che permette di caratterizzare nel complesso l'irregolarità della tensione e che presenta un contenuto previsionale è lo scarto percentuale del valore efficace della tensione dalla sua tensione nominale.

IV.8.5 Costi operativi

In presenza di generatori che utilizzano fonti energetiche differenti (microturbine, generatori fotovoltaici, torri eoliche, etc.), diventa di grande importanza il problema di soddisfare le richieste di potenza ed energia dei carichi della rete sfruttando al meglio la molteplicità di generatori installati in modo da minimizzare i costi operativi.

IV.8.6 Emissioni in atmosfera

La presenza contemporanea di generatori che utilizzano fonti energetiche tradizionali e rinnovabili pone il problema della gestione ottimale dei generatori al fine di ridurre, in ogni intervallo di tempo di riferimento, le emissioni in atmosfera di gas clima alteranti.

IV.8.7 Indice di sicurezza

In seguito ad operazioni di riconfigurazione in una rete MT alimentata da più generatori, possono verificarsi situazioni eccezionali di pericolo dovute alla variazione della corrente di guasto monofase a terra in MT o del tempo di eliminazione del guasto rispetto ai valori assunti per il progetto del dispersore di una cabina secondaria [22]. Le espressioni che riguardano l'esercizio in sicurezza dei sistemi di distribuzione possono essere ricavate dal Documento CENELEC HD 637-S1 [23], recepito in Italia dalla Norma CEI 11-1 [24].

IV.8.8 Indice di affidabilità

La massimizzazione della affidabilità di un sistema elettrico di distribuzione dipende da un parametro sintetico, indisponibilità dell'alimentazione al nodo [25], che consente una caratterizzazione probabilistica della continuità dell'alimentazione di un nodo.

Quest'ultimo può infatti essere definito come la probabilità in regime permanente che un dato nodo possa o non possa essere alimentato per effetto di guasti che possono aver luogo in ciascun componente della porzione di sistema che lo alimenta.

L'applicazione del metodo basata su processi di Markov stazionari [26] ha consentito la formulazione analitica della indisponibilità al nodo, espressa in termini di caratteristiche elettriche, dimensionali e di affidabilità. Più in dettaglio, lo studio riguarda sistemi in configurazione radiale composti da:

- un feeder principale in cui l'alimentazione può essere ripristinata dopo aver localizzato ed identificato il guasto;
- diversi feeder laterali nei quali l'alimentazione non può essere ripristinata.

Le ipotesi considerate valide sono: nessun componente si guasta contemporaneamente ad un altro sulla stessa linea e la probabilità di transizione da uno stato all'altro è indipendente dagli stati precedenti.

IV.9 Gestione ottimale della rete di distribuzione in condizioni di guasto

L'infrastruttura di telecomunicazione della smart grid può essere utilizzata anche per la identificazione e localizzazione precisa dei guasti. In tal modo, sarebbe possibile intervenire in modo più preciso per la eliminazione dei guasti e la riconfigurazione della rete al fine di rendere minimo l'impatto del disservizio. La rete B è già dotata di un sistema per la localizzazione dei guasti attraverso la installazione di RGD AT (Rilevatori di Guasto e di Assenza di Tensione) presso alcune cabine secondarie. Il sistema esistente tuttavia non consente la localizzazione precisa del guasto e copre una porzione limitata della rete.

Estendendo il sistema di misura per scopi di esercizio sarebbe possibile invece sfruttare l'acquisizione delle grandezze per identificare e localizzare il guasto.

Il processo diagnostico comunque può richiedere la misura di diverse grandezze elettriche (tensioni di fase o concatenate, potenze attive e fattori di potenza, potenze attive e reattive, impedenza, etc.) a seconda dell'algoritmo diagnostico utilizzato e delle finalità del processo diagnostico (individuazione del tronco di linea guasto oppure del punto di guasto all'interno del tronco guasto).

Una volta localizzato il guasto, è possibile procedere alle operazioni di ripristino del servizio. Tali operazioni richiedono un processo di riconfigurazione della rete con l'obiettivo prioritario di rialimentare il maggior numero di clienti in modo efficiente e sicuro.

La gestione del processo diagnostico e l'identificazione della strategia di ripristino del servizio vengono normalmente sviluppate a livello centralizzato, ossia presso l'MGCC.

IV.10 Punti di controllo e punti di misura della rete

Con riferimento al primo livello di controllo delle reti, al fine di consentire le azioni di controllo e di ottimizzazione descritte nei paragrafi precedenti, è necessario individuare gli elementi da controllare, le grandezze elettriche da trasmettere come

riferimento per la regolazione locale, le grandezze elettriche da misurare ed i punti della rete nei quali effettuare tali misure.

Gli elementi su cui può essere esplicata una azione di controllo sono:

- gli interruttori telecontrollati per il sezionamento di linee MT;
- le cabine telecontrollate;
- gli utenti.

I segnali da inviare in tutti questi casi sono segnali di apertura/chiusura o accensione/spegnimento.

Le grandezze elettriche da trasmettere come riferimento per la regolazione locale dei SC invece sono normalmente valori di potenza attiva e reattiva.

Le grandezze elettriche da misurare invece variano in funzione del punto di misura.

Presso le utenze si faranno letture di potenza attiva e reattiva, presso alcune cabine potranno farsi letture di corrente di linea sulle tre fasi e letture di tensioni concatenate.

Per individuare la producibilità attesa delle fonti rinnovabili successive occorre invece rilevare temperatura ed irraggiamento presso le installazioni fotovoltaiche.

All'aumentare del numero di nodi e rami della rete nasce il problema pratico di misurare e gestire enormi quantità di dati.

E' quindi necessario individuare i nodi di maggiore importanza presso cui effettuare le misure, stimando le restanti grandezze elettriche con i metodi di stima dello stato presenti in letteratura. Una struttura ottimale di un sistema di supervisione e controllo necessita dell'installazione dei seguenti apparati:

- un controllore centrale che svolga le funzioni di State Estimator, Optimal Control e Control Scheduling;
- sistemi di acquisizione della potenza 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.

In particolare, per la Rete A (area "La Capanna") sono necessari:

- n. 1 controllore centrale da installare all'interno di un locale attiguo alla cabina 20;

- n. 20 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;
- n. 2 source controller installati presso le microturbine negli edifici F77 e F78;
- n. 3 load controller dedicati agli impianti di climatizzazione degli edifici F83 e F84 e all'elettropompa alimentata dal quadro 15;
- n. 1 sistema di rilevazione dello stato e di telecomando dei due dispositivi di interruzione installati nella cabina 16, che consentono la controllo alimentazione dalla stazione AT/MT;
- un numero non ben definito di apparati di controllo di compensatori statici da installare presso i generatori non dispacciabili, presso alcuni edifici ed in altri punti strategici della rete.

La Rete A, per le sue ridotte dimensioni e per motivi funzionali (assenza di un nodo di potenza rilevante oltre il nodo di connessione alla rete principale), non necessita di una architettura cluster-tree. La figura 40 riporta la rappresentazione schematica della rete di telecomunicazioni con topologia a stella.

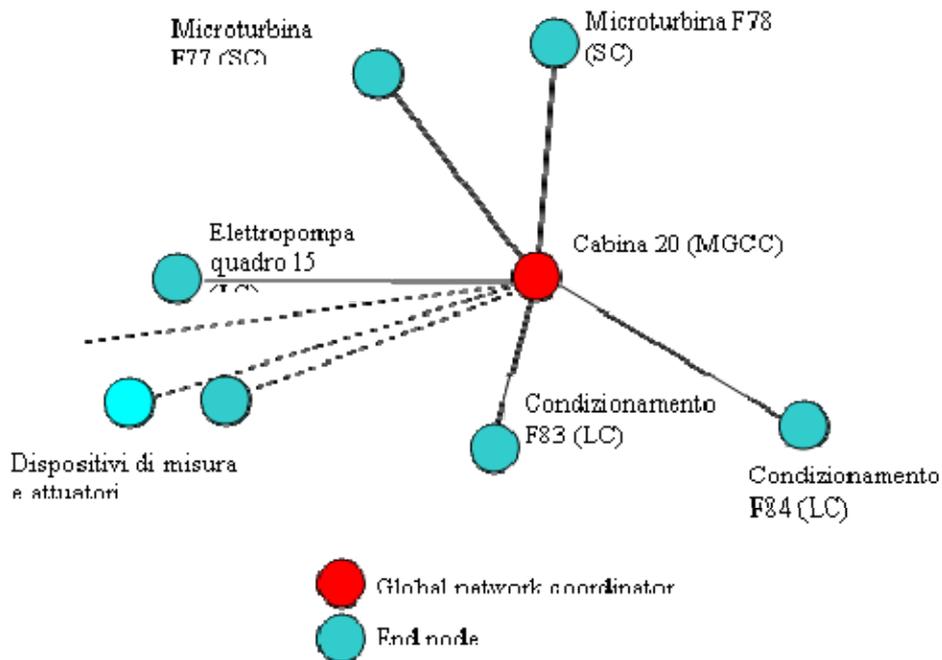


Fig. 40 - Architettura della rete a stella per la Rete A

Per la Rete B (isola di Pantelleria), invece, si prevede la presenza di:

- n. 1 controllore centrale da installare all'interno della centrale di produzione diesel della S.MED.E.;

- n. 143 apparati per la misura delle potenze attive e reattive e delle tensioni in modulo e fase installati in tutte le cabine di trasformazione M T/BT e smistamento della rete;
- n. 3 source controller installati presso la centrale diesel, la centrale geotermica ed il generatore a RSU;
- n. 3 load controller installati presso le due power station per il servizio V2G e la cabina elettrica del Dissalatore Salaria;
- n. 6 sistemi di rilevazione dello stato e di telecontrollo dei sezionatori;
- un numero non ben definito di apparati di controllo di compensatori statici da installare presso i generatori non dispacciabili, presso alcune cabine di utenti ed in altri punti strategici della rete.

La figura 41 riporta schematicamente l'architettura di telecomunicazioni che dovrebbe ospitare le funzionalità sopraelencate.

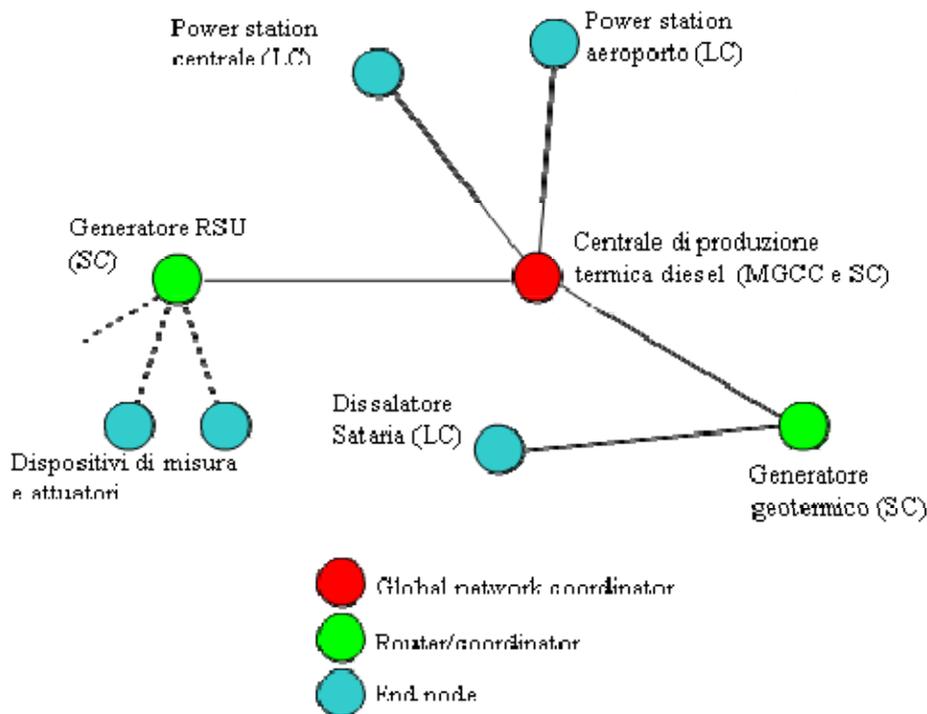


Fig. 41 - Architettura della rete Cluster-tree per la Rete B

V. Scenari di sviluppo per la transizione verso reti attive e identificazione costi/benefici

V.1 Premessa

In riferimento alle potenzialità energetiche ed alla tipologia di fonti rinnovabili da utilizzare per la produzione di energia elettrica e/o termica individuate nei paragrafi precedenti, in questa sede si delineano alcuni scenari di sviluppo energetico relativi all'impiego delle suddette fonti nell'area "La Capanna" e nell'isola di Pantelleria.

Per ognuno degli scenari ipotizzati si effettua una valutazione qualitativa dei costi degli interventi previsti e dei benefici ad essi connessi. Infine si fornisce una prima stima dei costi di investimento per la realizzazione dei suddetti interventi.

V.2 Definizione degli scenari di sviluppo

V.2.A Scenari per la Rete A (Area "La Capanna")

Sulla base del fabbisogno elettrico medio dell'area "La Capanna", pari a circa 1,4 GWh/anno, si sono ipotizzati due scenari che prevedono la copertura di parte di tale fabbisogno con fonti rinnovabili:

SCENARIO I:

Lo scenario I prevede la copertura di circa il 40% del fabbisogno elettrico annuo dell'area tramite fonti rinnovabili, attraverso la realizzazione di tutti gli interventi relativi alle prospettive di sviluppo energetico identificate in precedenza, ovvero:

- l'installazione degli impianti fotovoltaici su tutti gli edifici idonei, per una potenza complessiva di 50 kWp;
- l'installazione di due microgeneratori eolici (uno da 20 kW ed uno da 55 kW) per una potenza complessiva di 75 kW;
- l'installazione di due micro turbine per la produzione combinata di energia elettrica e termica, ciascuna in grado di fornire una potenza elettrica di 30 kW ed una potenza termica di 60 kW (da utilizzarsi per la produzione di acqua calda sanitaria e per riscaldamento).

SCENARIO II:

Lo scenario II prevede la copertura di circa il 34% del fabbisogno elettro-energetico annuo dell'area tramite fonti rinnovabili, attraverso:

- l'installazione di impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 45 kWp;
- l'installazione di un solo microgeneratore eolico da 20 kW;
- l'installazione di una sola microturbina 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).

Nelle tabelle XVI e XVII si sintetizza, per ciascuno scenario, la tipologia di fonte rinnovabile utilizzabile, la potenza degli impianti da realizzare e la corrispondente produzione energetica annua.

<i>SCENARIO I</i>					
<i>FONTE</i>	<i>POTENZA ELETTRICA [kW]</i>	<i>PRODUZIONE ENERGETICA [MWh/anno]</i>			
		<i>Energia Elettrica</i>	<i>Energia Termica</i>	<i>Energia Elettrica Equivalente (*)</i>	<i>Energia Elettrica Totale (per fonte)</i>
<i>Fotovoltaica</i>	50	67,35	--	--	67,35
<i>Eolica</i>	75	37,50	--	--	37,50
<i>Gas metano (cogenerazione)</i>	60	480,00	960,00	320,00	800,00
<i>TOTALE PROD. ENERGETICA</i>		584,85			904,85

(*) L'energia elettrica equivalente è pari ad un terzo dell'energia termica prodotta da cogenerazione

Tab. XVI - Area "La Capanna": SCENARIO I

<i>SCENARIO II</i>					
<i>FONTE</i>	<i>POTENZA ELETTRICA [kW]</i>	<i>PRODUZIONE ENERGETICA [MWh/anno]</i>			
		<i>Energia Elettrica</i>	<i>Energia Termica</i>	<i>Energia Elettrica Equivalente (*)</i>	<i>Energia Elettrica Totale (per fonte)</i>
<i>Fotovoltaica</i>	45	60,615	--	--	60,615
<i>Eolica</i>	20	10,000	--	--	10,00
<i>Gas metano (cogenerazione)</i>	50	400,00	800,00	266,67	666,67
<i>TOTALE PROD. ENERGETICA</i>		470,615			737,285

(*) L'energia elettrica equivalente è pari ad un terzo dell'energia termica prodotta da cogenerazione

Tab. XVII - Area "La Capanna": SCENARIO II

IV.2.B Scenari per la Rete B (isola di Pantelleria)

Sulla base del fabbisogno elettrico medio dell'isola di Pantelleria, assunto pari a circa 44 GWh/anno, si sono ipotizzati cinque scenari che prevedono la copertura di parte di tale fabbisogno con fonti rinnovabili.

Nei paragrafi precedenti è stata condotta un'analisi sulle potenzialità energetiche dell'isola in termini di impiego di fonti rinnovabili, dalla quale è stato possibile identificare, per ciascuna tipologia di fonte rinnovabile, la potenza massima installabile e la produzione annua di energia elettrica conseguente all'installazione.

Tali potenzialità energetiche sono sintetizzate nella tabella XVIII.

<i>FONTE</i>	<i>MASSIMA POTENZA INSTALLABILE [MW]</i>	<i>MASSIMA PRODUZIONE ENERGETICA [GWh/anno]</i>
<i>Fotovoltaica</i>	1,1	1,7
<i>Eolica</i>	1,2	3,6
<i>Geotermica</i>	2,5	20
<i>Rifiuti solidi urbani (RSU)</i>	0,365	1,6
<i>TOTALE</i>	5,165	26,9
<i>Solare termica</i>	1,06	2,13 (*)

(*) Tale valore indica l'energia elettrica non consumata per la produzione di acqua calda mediante sistemi tradizionali (boiler elettrici).

Tab. XVIII - Isola di Pantelleria. Massima potenza installabile e relativa energia producibile dagli impianti basati su fonti rinnovabili

Come mostrato in precedenza, l'energia che gli impianti a fonte rinnovabile sono in grado di fornire è pari a circa il 61% del totale fabbisogno energetico. Tuttavia l'installazione di impianti solari termici è in grado di ridurre i consumi energetici del settore domestico di circa 2,1 GWh/anno, portando a circa il 64% tale percentuale.

A partire da ciò, gli scenari di sviluppo energetico ipotizzati per l'isola sono stati definiti in termini di percentuale di realizzazione delle potenzialità energetiche massime di tabella XVIII per ciascuna tipologia di fonte rinnovabile, come indicato in tabella XIX, ove:

- o gli scenari 10.1 e 10.2 prevedono la copertura di circa il 10% del fabbisogno elettrico annuo dell'isola tramite fonti rinnovabili, secondo due diverse ipotesi di mix energetico;

- o lo scenario 20 prevede la copertura di circa il 20% del fabbisogno elettrico annuo dell'isola tramite fonti rinnovabili;
- o gli scenari 50.1 e 50.2 prevedono la copertura di circa il 50% del fabbisogno elettrico annuo dell'isola tramite fonti rinnovabili, ancora una volta secondo due diverse ipotesi di mix energetico.

SCENARIO	FONTE	PERCENTUALE [%] rispetto alla potenza massima	POTENZA ELETTRICA [MW]	PRODUZIONE ENERGETICA PER FONTE [GWh/anno]	PRODUZIONE ENERGETICA TOTALE [GWh/anno]
10.1	<i>Fotovoltaica</i>	60	0,66	1,02	4,524
	<i>Eolica</i>	50	0,6	1,80	
	<i>Geotermica</i>	0	0	0	
	RSU	0	0	0	
	<i>Solare termica</i>	80	0,848	1,704	
10.2	<i>Fotovoltaica</i>	60	0,66	1,02	4,324
	<i>Eolica</i>	0	0	0	
	<i>Geotermica</i>	0	0	0	
	RSU	100	0,365	1,6	
	<i>Solare termica</i>	80	0,848	1,704	
20	<i>Fotovoltaica</i>	100	1,1	1,7	9,03
	<i>Eolica</i>	100	1,2	3,6	
	<i>Geotermica</i>	0	0	0	
	RSU	100	0,365	1,6	
	<i>Solare termica</i>	100	1,06	2,13	
50.1	<i>Fotovoltaica</i>	30	0,33	0,51	23,175
	<i>Eolica</i>	0	0	0	
	<i>Geotermica</i>	100	2,5	20	
	RSU	100	0,365	1,6	
	<i>Solare termica</i>	50	0,53	1,065	
50.2	<i>Fotovoltaica</i>	60	0,66	1,02	22,724
	<i>Eolica</i>	0	0	0	
	<i>Geotermica</i>	100	2,5	20	
	RSU	0	0	0	
	<i>Solare termica</i>	80	0,848	1,704	

Tab. XIX - Isola di Pantelleria. SCENARI di sviluppo

V.3 Identificazione dei costi

Per tutti gli scenari ipotizzati, sia per la Rete A che per la Rete B, i costi di investimento dovuti agli interventi previsti si possono riassumere come segue:

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

Le prime quattro voci costituiscono i costi di investimento, la cui entità è stata stimata sulla base delle caratteristiche tecniche degli impianti previsti [27] e da un'indagine di mercato sugli attuali costi associati a tali tipologie di impianti.

I risultati della suddetta valutazione sono sintetizzati nelle tabelle XX e XXI, rispettivamente per la Rete A (area "La Capanna") e per la Rete B (isola di Pantelleria).

<i>SCENARIO</i>	<i>TOTALE COSTI DI INVESTIMENTO</i> [€]
I	960.000
II	700.000

Tab. XX - Rete A. Costi di investimento per la realizzazione degli Scenari I e II

<i>SCENARIO</i>	<i>TOTALE COSTI DI INVESTIMENTO</i> [€]
10.1	9.000.000
10.2	10.000.000
20	16.000.000
50.1	18.000.000
50.2	19.000.000

Tab. XXI - Rete B. Costi di investimento per la realizzazione degli Scenari 10.1, 10.2, 20, 50.1, 50.2

La valutazione quantitativa dei rimanenti costi sarà effettuata successivamente, una volta concordati con ENEA gli scenari di interesse tra quelli in questa fase indicati.

V.4 Identificazione dei benefici

Per quanto riguarda i benefici attesi, essi sono di seguito elencati:

- B.1 riduzione della quantità di energia elettrica attualmente acquistata per l'area "La Capanna", ovvero dell'energia prodotta tramite le fonti attualmente utilizzate (gasolio) per l'isola di Pantelleria;
- B.2 possibilità di usufruire di incentivazioni per la produzione di energia da fonti rinnovabili;
- B.3 benefici ambientali legati alla riduzione delle emissioni di CO₂, gas serra (SO₂, NO_x, CO, etc.) ed energia (in termini di rumore, radiazioni, calore), grazie alla generazione di energia da fonti rinnovabili anziché da fonti tradizionali [28][29];
- B.4 riduzione delle perdite e delle cadute di tensione nella rete;
- B.5 possibilità di implementazione di logiche di controllo avanzato, con conseguente riduzione dei tempi di interruzione in caso di guasto e miglioramento della qualità del servizio;
- B.6 possibilità di controalimentazione di nodi importanti della rete B (per l'isola di Pantelleria);
- B.7 riduzione dei costi di trasporto e smaltimento dei rifiuti (per l'isola di Pantelleria, limitatamente agli scenari ove è previsto l'utilizzo dei rifiuti per la produzione di energia elettrica).

I benefici di cui ai punti B.1 sono legati alla quantità di energia che può essere prodotta con i nuovi impianti (*cf.* tabelle XVI e XVII per la Rete A e tabella XIX per la Rete B).

All'energia autoprodotta sono altresì legati i benefici di cui al punto B.2, inerenti alla possibilità di usufruire di incentivi per l'impiego di fonti rinnovabili.

Infatti, come è noto, ai fini del raggiungimento degli obiettivi definiti, in primis, dal Protocollo di Kyoto e, successivamente, dagli accordi raggiunti in ambito europeo (20-20-20), anche in Italia si è sviluppata una politica di sostegno alla promozione ed allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. La tipologia delle diverse forme di incentivazione ed il relativo quadro normativo sono piuttosto variegati ed in continua evoluzione.

Con specifico riferimento agli scenari ipotizzati ed alle tipologie di fonti energetiche rinnovabili individuate per i casi studio in esame, di seguito si riportano, per ciascuna di dette fonti, le forme di incentivazione oggi previste:

- solare – fotovoltaico: il meccanismo di incentivazione previsto è il cosiddetto “conto energia” di cui al DM 19 febbraio 2007 ed al DM 6 agosto 2010 per gli impianti che entreranno in esercizio in data successiva la 31/12/2010; 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);
- eolico: per potenze superiori a 200 kW la produzione di energia elettrica è incentivata mediante il rilascio di certificati verdi per un periodo di quindici anni; ulteriori benefici sono legati alla vendita di detta energia sul mercato; 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;
- 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; ulteriori benefici sono legati alla vendita di detta energia sul mercato;
- rifiuti solidi urbani: 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.

Alla quantità di energia prodotta dalle fonti rinnovabili si associano inoltre i benefici ambientali di cui al punto B.3, per i quali, in via preliminare, in questa fase si fornisce un’indicazione sulla riduzione delle emissioni di CO₂ e di altri gas serra (SO₂, NO_x, CO, etc.) connessa all’utilizzo dei nuovi impianti.

Infatti, l’energia che potrebbe essere prodotta dai nuovi impianti è attualmente prodotta da impianti di produzione (esistenti) di tipo tradizionale. In letteratura sono disponibili alcuni studi che consentono di quantificare le emissioni di CO₂ per ciascuna fonte energetica [28][29]. Seguendo tale approccio è possibile definire coefficienti di emissione medi per gli impianti previsti e per gli impianti esistenti, nonché per il mix energetico nazionale (tale parametro è stato utilizzato per quantificare le emissioni

relative alla produzione dell'energia elettrica attualmente acquistata per l'Area "La Capanna").

Sulla base di tali parametri, è possibile quantificare la riduzione delle emissioni di CO₂, moltiplicando l'energia 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 risultati ottenuti sono sintetizzati nelle tabelle XXII e XXII I, rispettivamente per l'area "La Capanna" e per l'isola di Pantelleria.

<i>SCENARIO</i>	<i>Riduzione emissioni CO₂ [10³ kg/ anno]</i>			
	<i>da fotovoltaico</i>	<i>da eolico</i>	<i>da cogenerazione</i>	<i>TOTALE</i>
I	28	17	82	127
II	25,5	4,5	68,5	98,5

Tab. XXII - Rete A. Riduzione delle emissioni di CO₂ derivanti dall'utilizzo di fonti rinnovabili

<i>SCENARIO</i>	<i>Riduzione emissioni CO₂ [10³ kg/ anno]</i>					<i>TOTALE</i>
	<i>da fotovoltaico</i>	<i>da eolico</i>	<i>da geotermico</i>	<i>da rifiuti</i>	<i>da solare termico</i>	
10.1	900	1.650	0	0	1.000	3.550
10.2	900	0	0	1.400	1.000	3.300
20	1.500	3.350	0	1.400	1.250	7.500
50.1	450	0	18.200	1.400	650	20.700
50.2	900	0	18.200	0	1.000	20.100

Tab. XXIII - Rete B. Riduzione delle emissioni di CO₂ derivanti dall'utilizzo di fonti rinnovabili

A partire dalla riduzione di CO₂ è possibile monetizzare i benefici a ciò connessi relativi al riscaldamento globale (esternalità) secondo la metodologia riportata in [28][29].

In modo simile è possibile valutare anche gli altri benefici ambientali di cui si è detto, seguendo un approccio di tipo "impact pathway" – "willingness to pay" [28]. In particolare tali benefici sono legati all'aliquota di produzione di energia elettrica che può essere risparmiata attraverso la produzione di acqua calda sanitaria e per riscaldamento con fonti termiche [29] (e energia termica da cogenerazione per l'area "La Capanna" e solare termico per l'isola di Pantelleria).

Per quanto riguarda infine la valutazione degli altri benefici, attinenti alla possibilità di riduzione delle perdite e delle cadute di tensione in rete, implementazione di logiche di controllo avanzato, possibilità di controalimentazione di nodi importanti della rete e

riduzione dei costi di trasporto e smaltimento dei rifiuti (per gli scenari ove è previsto l'utilizzo dei rifiuti per la produzione di energia elettrica), essa sarà effettuata successivamente, una volta concordati con ENEA gli scenari di interesse tra quelli in questa fase proposti.

V.5 Quadro generale costi-benefici

Nelle tabelle XXIV e XXV si sintetizzano i risultati delle valutazioni precedenti, relative ai costi ed ai benefici connessi alla realizzazione degli scenari indicati rispettivamente per la Rete A (area "La Capanna") e per la Rete B (isola di Pantelleria).

Per i diversi scenari, nelle tabelle sono riportati anche i costi di investimento precedentemente stimati (*cf.* tabelle XX e XXI), nonché la produzione energetica da fonti rinnovabili ottenibile (*cf.* tabelle XVI, XVI I e XVIII) e la relativa riduzione delle emissioni di CO₂ connessa all'utilizzo dei nuovi impianti (*cf.* tabelle XXII e XXIII).

SCENARIO	COSTI		BENEFICI		
	costi di investimento	altri costi	da energia prodotta	ambientali	altri benefici
I	C.1 costi per l'installazione degli impianti C.2 costi per le infrastrutture C.3 costi del sistema di controllo C.4 oneri accessori	C.5 costi di produzione, gestione e manutenzione (annui)	B.1 riduzione della quantità di energia acquistata (energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili) B.2 incentivi per produzione di energia da fonti rinnovabili	B.3 benefici ambientali (esternalità) legati alla riduzione delle emissioni di CO ₂ e di altri gas climalteranti TOTALE RIDUZIONE EMISSIONI DI CO ₂ : 127 tonn./anno	B.4 riduzione delle perdite e delle cadute di tensione nella rete B.5 possibilità di implementazione di logiche di controllo avanzato, con riduzione dei tempi di interruzione e miglioramento della qualità del servizio
	Totale costi di investimento: 960.000 €		Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili: 584,85 MWh/anno Energia termica prodotta da fonti rinnovabili: 960 MWh/anno		
II	C.1 ÷ C.4 Totale costi di investimento: 700.000 €		B.1 ÷ B.2 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili: 470,615 MWh/anno Energia termica prodotta da fonti rinnovabili: 737,285 MWh/anno	B.3 TOTALE RIDUZIONE EMISSIONI DI CO ₂ : 98,5 tonn./anno	

Tab. XXIV - Rete A. Quadro costi-benefici connessi alla realizzazione degli scenari ipotizzati

SCENARIO	COSTI		BENEFICI				
	costi di investimento	altri costi	da energia prodotta	ambientali	altri benefici		
10.1	C.1 costi per l'installazione degli impianti C.2 costi per le infrastrutture C.3 costi del sistema di controllo C.4 oneri accessori Totale costi di investimento: 9.000.000 €	C.5 costi di produzione, gestione e manutenzione (annui)	B.1 riduzione della quantità di energia prodotta da fonti non rinnovabili B.2 incentivi per produzione di energia da fonti rinnovabili Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili: 4,524 GWh/anno	B.3 benefici ambientali (esternalità) legati alla riduzione delle emissioni di CO ₂ e di altri gas climalteranti TOTALE RIDUZIONE EMISSIONI DI CO ₂ : 3.550 tonn./anno	B.4 riduzione delle perdite e delle cadute di tensione nella rete		
10.2	C.1 ÷ C.4 Totale costi di investimento: 10.000.000 €		Energia da solare termico: 1,704 GWh/anno	B.1 ÷ B.2 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili: 4,324 GWh/anno		B.3 TOTALE RIDUZIONE EMISSIONI DI CO ₂ : 3.300 tonn./anno	B.5 possibilità di implementazione di logiche di controllo avanzato, con riduzione dei tempi di interruzione e miglioramento della qualità del servizio
20	C.1 ÷ C.4 Totale costi di investimento: 16.000.000 €		Energia da solare termico: 1,704 GWh/anno	B.1 ÷ B.2 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili: 9,03 GWh/anno	B.3 TOTALE RIDUZIONE EMISSIONI DI CO ₂ : 7.500 tonn./anno	B.6 possibilità di controalimentazione di nodi importanti della rete	
50.1	C.1 ÷ C.4 Totale costi di investimento: 18.000.000 €		Energia da solare termico: 2,13 GWh/anno	B.1 ÷ B.2 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili: 23,175 GWh/anno	B.3 TOTALE RIDUZIONE EMISSIONI DI CO ₂ : 20.700 tonn./anno		
50.2	C.1 ÷ C.4 Totale costi di investimento: 19.000.000 €		Energia da solare termico: 1,704 GWh/anno	B.1 ÷ B.2 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili: 22,724 GWh/anno	B.3 TOTALE RIDUZIONE EMISSIONI DI CO ₂ : 20.100 tonn./anno		

Tab. XXV - Rete B. Quadro costi-benefici connessi alla realizzazione degli scenari ipotizzati

Nell'identificazione dei diversi scenari e nelle relative valutazioni costi-benefici per la Rete B, non si è ritenuto in questa fase di comprendere l'ipotesi di implementazione di un sistema di mobilità sostenibile basato sulla realizzazione di due power station e sull'impiego di veicoli (auto, moto, bus) a propulsione elettrica (cfr. III.B.3.2). Tale prospettiva, qualora ritenuta di concreto interesse, richiede analisi e valutazioni specifiche che esulano dagli obiettivi dell'attuale attività di ricerca.

FONTI E RIFERIMENTI

- [1] Norma UNI 10349, Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- [2] www.pantelleria.it
- [3] L. Benedetti, V. Naso – “Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nelle isole minori italiane” – Tesi di dottorato, Università degli Studi di Roma, 2003.
- [4] www.istat.it
- [5] LE FONTI RINNOVABILI 2010. Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon. ENEA, 2010. www.enea.it
- [6] CESI, Atlante Eolico dell'Italia, Novembre 2002.
- [7] AA.VV. – “Fotovoltaico negli edifici”, Edizioni Ambiente, 2009.
- [8] Guida CEI 82-25 “Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione”, Ed. II, 2009.
- [9] G. D'Antonio, M.G. Loredana – “Gestione dei Rifiuti Urbani dei Comuni della Provincia di Trapani” – Provincia Regionale di Trapani, Osservatorio Provinciale dei Rifiuti, 2003.
- [10] F. Attura, S. Cassani – “Le Isole Minori – Sistemi di Gestione dei Rifiuti Urbani” – ENEA, 2008.
- [11] Documentazione tecnica Pyromex. www.pyromex.com
- [12] EN 50440 Standard “Efficiency of domestic electrical storage water-heaters”, 2005.
- [13] Norma UNI/TS 11300-2 “Prestazioni energetiche degli edifici - Parte 2: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria”, 2008.
- [14] G. Suter, T. G. Werner (2009). The Distribution Control Centre in a Smartgrid. CIRED 2009 - 20th International Conference on Electricity Distribution. Praga, 8-11 Giugno 2009.
- [15] J. R. Roncero (2008). Integration is Key to Smart Grid Management. CIRED Seminar 2008: Smartgrid for Distribution. Frankfurt, 23-24 Giugno 2008.
- [16] 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.
- [17] 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.

- [18] G. Strbac (2007). Electric Power Systems Research on Dispersed Generation. EPSR - Electric Power Systems Research. Vol. 77, n. 9, pp. 1143-1147.
- [19] A. L. Dimeas, N. D. Hatziargyriou (2005). Operation of a Multiagent System for Microgrid Control. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 20, n. 3, pp. 1447-1455.
- [20] Bertani A. et al. (2006) Management of low voltage grids with high penetration of distributed generation: concepts, implementations and experiments, CIGRE 2006
- [21] I. Roytelman, V. Melnik, S. S. H. Lee, R. L. Lugtu (1990). Multiobjective Feeder Reconfiguration by Distribution Management System. IEEE Transactions on Power systems. Vol. 5, n. 3, pp. 805-812.
- [22] A. Campocchia, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo (2009). Considering safety issues in minimum losses reconfiguration for MV distribution networks. ETEP – European Transactions on Electric Power. Vol. 19, n. 5, pp. 642-654.
- [23] CENELEC HD-637 S1 (1999). Power Installations Exceeding 1kV a.c.
- [24] Norma CEI 11-1 (1999). Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in corrente alternate. Edizione IX.
- [25] A. Augugliaro, L. Dusonchet, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino (2004) A new formulation of the optimal compensation and reconfiguration problem including minimum load shedding availability for automated distribution networks, Compel, pp104-118
- [26] A. Campocchia, M. Ippolito, G. Morana (1996). La valutazione dell'affidabilità nella pianificazione di configurazioni innovative del sistema elettrico di distribuzione. Rendiconti 96a Riunione Annuale AEI. Vol. 5, pp.115-124. Roma, Ottobre 1996.
- [27] G. Botta, F. Cernuschi, "Potenzialità delle fonti rinnovabili: il contesto italiano", AEIT, vol. 95, n. 6, giugno 2008, pp. 10-19.
- [28] "ExternE, Externalities of Energy, Methodology 2005 Update", European Commission, European Communities, Luxembourg, 2005. <http://www.externe.info/>.
- [29] G. Ala, V. Cosentino, A. Di Stefano, G. Fiscelli, F. Genduso, C. Giaconia, 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.