



Ricerca di Sistema elettrico

Efficientamento energetico isole minori non connesse al sistema elettrico nazionale: stima del potenziale termico ai fini dello sviluppo di reti di teleriscaldamento e raffreddamento

M. Beccali, G. Leone, A. Piacentino, G. Ciulla, V. Lo Brano,
A. Galatioto, M. Bonomolo

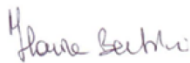
Collaborazione: GORA di Lo Piccolo Giacomo M. V. e C. s.a.s.

EFFICIENTAMENTO ENERGETICO ISOLE MINORI NON CONNESSE AL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE:
STIMA DEL POTENZIALE TERMICO AI FINI DELLO SVILUPPO DI RETI DI TELERISCALDAMENTO E
RAFFREDDAMENTO

M. Beccali, G. Leone, A. Piacentino, G. Ciulla, V. Lo Brano, A. Galatioto, M. Bonomolo (Università di Palermo)
Collaborazione: GORA di Lo Piccolo Giacomo M. V. e C. s.a.s.
(dr G. M. V. Lo Piccolo, dr G. La Bella, dr I. Marretta)

Settembre 2015

Report Ricerca di Sistema Elettrico
Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA
Piano Annuale di Realizzazione 2014
Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica
Progetto: Risparmio di energia elettrica nei settori: civile, industria e servizi
Obiettivo: Reti di poligenerazione
Responsabile del Progetto: Ilaria Bertini, ENEA



Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione tra ENEA e il Dipartimento di Energia, Ingegneria dell'informazione e Modelli matematici dell'Università degli Studi di Palermo

Responsabile scientifico ENEA: ing. Biagio Di Pietra



Responsabile scientifico Università degli Studi di Palermo: prof. ing. Marco Beccali



Si ringraziano per la collaborazione:

- arch. Angelo Catania del gruppo Gruppo SOFIP
- ing. Matteo Ernanides del Comune di Favignana
- dr. Barbagli Renzo della Società Impianti Elettrici S.I.E. Srl
- Impresa elettrica D'Anna e Bonaccorsi
- Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l.

Indice

SOMMARIO.....	7
1 INTRODUZIONE E METODOLOGIA APPLICATA.....	8
2 ANALISI DEL TERRITORIO E DELLE CARATTERISTICHE DEL PARCO EDILIZIO	10
2.1 FABBISOGNO TERMICO RESIDENZIALE: METODOLOGIA DI CALCOLO ED EDIFICIO TIPO.	10
2.2 FABBISOGNO TERMICO DELLE UTENZE NEL SETTORE TERZIARIO: STRUTTURE RICETTIVE E SCOLASTICHE.	17
2.2.1 <i>Le strutture alberghiere</i>	17
2.2.2 <i>Le strutture scolastiche</i>	21
2.3 ALTRE UTENZE DEL SETTORE TERZIARIO	22
2.3.1 <i>FAVIGNANA - Casa di reclusione</i>	22
2.3.2 <i>LAMPEDUSA E PANTELLERIA - Gli aeroporti</i>	23
3 STUDIO DI FATTIBILITÀ DEL SISTEMA DI TELERISCALDAMENTO E TELERAFFRESCAMENTO, METODO.....	27
3.1 ANALISI DELLA POSSIBILE CONFIGURAZIONE DI MASSIMA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO E/O DI TELERAFFRESCAMENTO ...	27
3.2 DEFINIZIONE DI ALCUNI PARAMETRI PROGETTUALI DI MASSIMA.....	32
3.3 ANALISI ECONOMICA DI MASSIMA.....	35
3.3.1 <i>Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo</i>	35
3.3.2 <i>Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo</i>	36
3.3.3 <i>Costo per l'acquisto ed installazione di frigoriferi ad assorbimento</i>	36
4 LAMPEDUSA.....	42
4.1 ANALISI DELLA POSSIBILE CONFIGURAZIONE DI MASSIMA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO E/O DI TELERAFFRESCAMENTO ...	44
4.1.1 <i>Scenario di contesto</i>	44
4.1.2 <i>Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco</i>	45
4.2 DEFINIZIONE DI ALCUNI PARAMETRI PROGETTUALI DI MASSIMA.....	51
4.2.1 <i>Definizione delle condizioni di esercizio della rete</i>	51
4.2.2 <i>3.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica</i>	52
4.2.3 <i>Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali</i> 53	
4.3 ANALISI ECONOMICA DI MASSIMA.....	55
4.3.1 <i>Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo</i>	55
4.3.2 <i>Stima dei proventi annui dalla vendita di calore</i>	59
4.3.3 <i>Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento</i>	59
5 LINOSA	62
5.1 ANALISI DELLA POSSIBILE CONFIGURAZIONE DI MASSIMA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO E/O DI TELERAFFRESCAMENTO ...	64
5.1.1 <i>Scenario di contesto</i>	64
5.1.2 <i>Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco</i>	66
5.2 DEFINIZIONE DI ALCUNI PARAMETRI PROGETTUALI DI MASSIMA.....	71
5.2.1 <i>Definizione delle condizioni di esercizio della rete</i>	71
5.2.2 <i>Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica</i>	72
5.2.3 <i>Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali</i> 74	
5.3 ANALISI ECONOMICA DI MASSIMA.....	75
5.3.1 <i>Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo</i>	75
5.3.2 <i>Stima dei proventi annui dalla vendita di calore</i>	77
5.3.3 <i>Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento</i>	78
6 FAVIGNANA.....	81
6.1 ANALISI DELLA POSSIBILE CONFIGURAZIONE DI MASSIMA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO E/O DI TELERAFFRESCAMENTO ...	84
6.1.1 <i>Scenario di contesto</i>	84
6.1.2 <i>Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco</i>	85
6.2 DEFINIZIONE DI ALCUNI PARAMETRI PROGETTUALI DI MASSIMA.....	91

6.2.1	<i>Definizione delle condizioni di esercizio della rete</i>	92
6.2.2	<i>Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica</i>	93
6.2.3	<i>Definizione dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali</i>	94
6.3	ANALISI ECONOMICA DI MASSIMA	96
6.3.1	<i>Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo</i>	96
6.3.2	<i>Stima dei proventi annui dalla vendita di calore</i>	99
6.3.3	<i>Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento</i>	99
7	LEVANZO	102
7.1	ANALISI DELLA POSSIBILE CONFIGURAZIONE DI MASSIMA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO E/O DI TELERAFFRESCAMENTO	104
7.1.1	<i>Scenario di contesto</i>	104
7.1.2	<i>Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco</i>	105
7.2	DEFINIZIONE DI ALCUNI PARAMETRI PROGETTUALI DI MASSIMA	109
7.2.1	<i>Definizione delle condizioni di esercizio della rete</i>	109
7.2.2	<i>Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica</i>	110
7.2.3	<i>Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali</i>	111
7.3	ANALISI ECONOMICA DI MASSIMA	112
7.3.1	<i>Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo</i>	112
7.3.2	<i>Stima dei proventi annui dalla vendita di calore</i>	114
7.3.3	<i>Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento</i>	115
8	MARETTIMO	118
8.1	ANALISI DELLA POSSIBILE CONFIGURAZIONE DI MASSIMA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO E/O DI TELERAFFRESCAMENTO	120
8.1.1	<i>Scenario di contesto</i>	120
8.2	DEFINIZIONE DI ALCUNI PARAMETRI PROGETTUALI DI MASSIMA	125
8.2.1	<i>Definizione delle condizioni di esercizio della rete</i>	125
8.2.2	<i>Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica</i>	126
8.2.3	<i>Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali</i>	127
8.3	ANALISI ECONOMICA DI MASSIMA	128
8.3.1	<i>Stima dei proventi annui dalla vendita di calore</i>	131
8.3.2	<i>Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento</i>	131
9	USTICA	134
9.1	ANALISI DELLA POSSIBILE CONFIGURAZIONE DI MASSIMA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO E/O DI TELERAFFRESCAMENTO	136
9.1.1	<i>Scenario di contesto</i>	136
9.1.2	<i>1.2. Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco</i>	138
9.2	DEFINIZIONE DI ALCUNI PARAMETRI PROGETTUALI DI MASSIMA	142
9.2.1	<i>Definizione delle condizioni di esercizio della rete</i>	143
9.2.2	<i>3.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica</i>	143
9.2.3	<i>3.3 Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali</i>	145
9.3	ANALISI ECONOMICA DI MASSIMA	145
9.3.1	<i>Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo</i>	146
9.3.2	<i>Stima dei proventi annui dalla vendita di calore</i>	148
9.3.3	<i>Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento</i>	149
10	PANTELLERIA	152
10.1	ANALISI DELLA POSSIBILE CONFIGURAZIONE DI MASSIMA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO E/O DI TELERAFFRESCAMENTO	154
10.1.1	<i>Scenario di contesto</i>	154
10.1.2	<i>Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco</i>	156
10.2	DEFINIZIONE DI ALCUNI PARAMETRI PROGETTUALI DI MASSIMA	161
10.2.1	<i>Definizione delle condizioni di esercizio della rete</i>	162
10.2.2	<i>Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica</i>	162

10.2.3	<i>Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali</i>	164
10.3	ANALISI ECONOMICA DI MASSIMA.....	165
10.3.1	<i>Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo.....</i>	165
10.3.2	<i>Stima dei proventi annui dalla vendita di calore</i>	169
10.3.3	<i>Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento.....</i>	169
11	LIPARI	172
11.1	ANALISI DELLA POSSIBILE CONFIGURAZIONE DI MASSIMA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO E/O DI TELERAFFRESCAMENTO .	174
11.1.1	<i>Scenario di contesto.....</i>	174
11.1.2	<i>Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco</i>	176
11.2	DEFINIZIONE DI ALCUNI PARAMETRI PROGETTUALI DI MASSIMA.....	182
11.2.1	<i>Definizione delle condizioni di esercizio della rete.....</i>	182
11.2.2	<i>Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica</i>	184
11.2.3	<i>Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali</i>	184
11.3	ANALISI ECONOMICA DI MASSIMA.....	186
11.3.1	<i>Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo.....</i>	186
11.3.2	<i>Stima dei proventi annui dalla vendita di calore</i>	189
11.3.3	<i>Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento.....</i>	189
12	ISOLE TREMITI – SAN DOMINO	192
12.1	ANALISI DELLA POSSIBILE CONFIGURAZIONE DI MASSIMA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO E/O DI TELERAFFRESCAMENTO .	193
12.1.1	<i>Scenario di contesto.....</i>	193
12.1.2	<i>Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco</i>	195
12.2	DEFINIZIONE DI ALCUNI PARAMETRI PROGETTUALI DI MASSIMA.....	198
12.2.1	<i>Definizione delle condizioni di esercizio della rete.....</i>	198
12.2.2	<i>Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica</i>	199
12.2.3	<i>Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali</i>	199
12.3	ANALISI ECONOMICA DI MASSIMA.....	200
12.3.1	<i>Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo.....</i>	200
12.3.2	<i>Stima dei proventi annui dalla vendita di calore</i>	203
12.3.3	<i>Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento.....</i>	204
13	ISOLA DEL GIGLIO.....	206
13.1	ANALISI DELLA POSSIBILE CONFIGURAZIONE DI MASSIMA DI UNA RETE DI TELERISCALDAMENTO E/O DI TELERAFFRESCAMENTO .	208
13.1.1	<i>Scenario di contesto.....</i>	208
13.1.2	<i>Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco</i>	210
13.2	DEFINIZIONE DI ALCUNI PARAMETRI PROGETTUALI DI MASSIMA.....	215
13.2.1	<i>Definizione delle condizioni di esercizio della rete.....</i>	216
13.2.2	<i>Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica</i>	216
13.3	ANALISI ECONOMICA DI MASSIMA.....	219
13.3.1	<i>Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo.....</i>	219
13.3.2	<i>Stima dei proventi annui dalla vendita di calore</i>	221
13.3.3	<i>Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento.....</i>	222
14	PONZA.....	225
15	ISOLA DI CAPRI	227
16	METODOLOGIA ADOTTATA PER LA CREAZIONE DEL SIT (SISTEMA INFORMATIVO TERRITORIALE)	228
17	CONCLUSIONI.....	230
18	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	232
19	APPENDICE 1: CURRICULUM DEL RESPONSABILE SCIENTIFICO.	234

20	ALLEGATI	234
	238
20.1	239
	245

Sommario

Il presente studio si focalizza sull'analisi di fattibilità per la realizzazione di reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento nelle isole minori italiane non collegate alla rete elettrica nazionale. Si tratta in particolare delle isole di: Lampedusa, Linosa, Favignana, Levanzo, Marettimo, Pantelleria, Ustica, Lipari, Ponza, Giglio, Capri e Isole Tremiti (San Domino). L'idea di base è di verificare se è possibile sfruttare il calore di "scarto" delle centrali elettriche presenti in ciascuna isola per poter servire le utenze presenti nel territorio e prefigurare maggiori economie nel processo di generazione elettrica, oggi realizzato in condizioni sfavorite e necessitante quindi di incentivazione statale (UC4). Si è quindi analizzata la consistenza e la distribuzione spaziale e temporale dei fabbisogni termici mensile di ciascuna isola distinguendo le utenze residenziali dalle utenze puntuali come alberghi o scuole e mettendo inoltre in evidenza caso per caso richieste termiche provenienti da utenze singolari come aeroporti (Pantelleria e Lampedusa) o la struttura penitenziaria presente nell'Isola di Favignana. A seconda della loro distribuzione all'interno del territorio e della loro posizione rispetto alla centrale (di cui si sono rilevate le caratteristiche tecniche e le potenzialità di upgrade), nonché all'analisi del tessuto urbano e dell'orografia dei luoghi svolto secondo un approccio metodologico di tipo GIS, in ciascuna isola sono stati identificati potenziali bacini di utenza costituiti da singole grandi utenze a carattere puntuale e/o da cluster di utenze significative.

Noti quindi per ciascuna isola, i fabbisogni termici e frigoriferi mensili delle diverse tipologie di utenze, le caratteristiche di produzione delle centrali termoelettriche, la distribuzione delle utenze in relazione alla posizione delle stesse centrali e l'andamento altimetrico dei rami principali della rete, si è avviato lo studio di fattibilità di soluzioni impiantistiche per il recupero dei cascami termici dalle centrali elettriche e la distribuzione di tale calore alle utenze tramite reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento.

La valutazione economica è stata condotta sulla base dell'assunzione di una vita utile attesa delle *facilities* pari a 30 anni. Ipotizzando la copertura dei costi interamente a carico del soggetto proprietario/gestore della rete, il Valore Attuale Netto dell'investimento risulta in genere negativo (tranne che per alcune isole quali Lampedusa ed, in parte, Ustica), il che conferma le previste difficoltà nel conseguimento di condizioni di fattibilità economica. Tuttavia, considerando che la realizzazione delle opere civili e la posa delle tubazioni rappresenta una frazione molto elevata dell'investimento complessivo, più ampi margini di fattibilità possono essere ottenuti nell'ipotesi in cui si riuscisse a coprire parte dei costi associati a tali attività tramite finanziamenti di natura pubblica nell'ambito di programmi finalizzati all'efficientamento energetico. Ulteriori margini di fattibilità potrebbero emergere dall'inclusione, tra i ricavi di esercizio, di eventuali proventi dalla vendita di Titoli di Efficienza Energetica o di CV-TLR (Certificati Verdi per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento) che, al momento, non risultano computati nello studio di fattibilità.

1 Introduzione e metodologia applicata

Il presente studio si focalizza sull'analisi di fattibilità per la realizzazione di reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento nelle isole minori italiane non collegate alla rete elettrica nazionale, **Tabella 1**. L'idea di base è di verificare se è possibile sfruttare il calore di "scarto" delle centrali elettriche presenti in ciascuna isola per poter servire le utenze presenti nel territorio e prefigurare maggiori economie nel processo di generazione elettrica, oggi realizzato in condizioni sfavorevoli e necessitante quindi di incentivazione statale (UC4). Noti quindi per ciascuna isola, i fabbisogni termici e frigoriferi mensili delle diverse tipologie di utenze, le caratteristiche di produzione delle centrali termoelettriche, la distribuzione delle utenze in relazione alla posizione delle stesse centrali e l'andamento altimetrico dei rami principali della rete, si è avviato lo studio di fattibilità di soluzioni impiantistiche per il recupero dei cascami termici dalle centrali elettriche e la distribuzione di tale calore alle utenze tramite reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento.

Tabella 1 Isole minori

	Territorio	Centrale termoelettrica
1	Isola di Lampedusa	S.EL.I.S. Lampedusa s.p.a.
2	Isola di Linosa	S.EL.I.S. Linosa s.p.a.
3	Isola di Favignana	S.E.A. Società Elettrica di Favignana s.p.a.
4	Isola di Levanzo	Impresa Campo Elettricità I.C.EL. s.r.l.
5	Isola di Marettimo	Marettimo, S.EL.I.S. Marettimo s.p.a.
6	Isola di Ustica	Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c
7	Isola di Pantelleria	S.MED.E. Pantelleria s.p.a.
8	Isola di Lipari	Società Elettrica Liparese s.r.l.
9	Isole Tremiti (San Domino)	Germano Industrie Elettriche s.r.l.
10	Isola del Giglio	Società Impianti Elettrici S.I.E. Srl
11	Isola di Ponza	Società elettrica Ponzese s.p.a.
12	Isola di Capri	SIPPIC

E' stato quindi necessario in prima istanza individuare opportuni bacini di utenze, costituiti da agglomerati di utenze residenziali e/o utenze puntuali del settore terziario, tenendo in considerazione le caratteristiche climatiche di ciascuna isola, **Figura 1**.

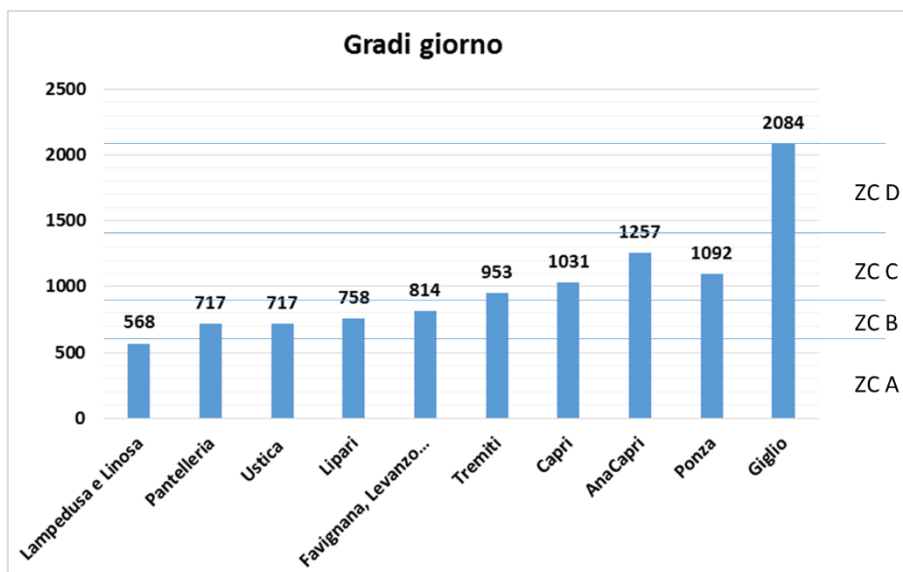


Figura 1 Classificazione climatica delle Isole oggetto di studio

Al fine dell'identificazione del potenziale bacino di utenze (puntuali e cluster) e dello studio dell'orografia dell'area oggetto di studio si è proceduto, attraverso metodologia GIS, all'elaborazione e alla restituzione su mappa dei siti d'interesse. In particolare, mediante estrapolazione dei "tematismi" dai dati di base (Carta Tecnica Regionale - CTR, Limiti Amministrativi ISTAT, Modello Digitale di Elevazione - DEM, etc.), creazione di un database geografico (omogeneizzazione e georeferenziazione dei dati di base provenienti da fonti diverse), analisi ed elaborazioni spaziali, si è potuto implementare un sistema di gestione dedicato SIT (Sistema Informativo Territoriale) definito da strati informativi tematici.

Il fabbisogno termico (climatizzazione e ACS) delle isole è stato in prima istanza valutato a partire da una caratterizzazione delle utenze basata sui metri quadri di edificato per le residenze e sul numero dei posti letto per le strutture ricettive, ai quali rapportare dei valori di richiesta termica specifica. Per quanto riguarda la prima tipologia di utenze, quelle residenziali, si è quindi identificato isola per isola un appartamento-tipo basandosi sui dati del "Censimento della Popolazione e delle Abitazione-2001" [1]. Le caratteristiche dell'involucro edilizio sono state infine dedotte dal Report del Comitato Termotecnico Italiano "Prestazioni energetiche degli edifici: climatizzazione invernale e preparazione acqua calda sanitaria per usi igienico-sanitari" [2]. A livello generale, è significativo e utile ai fini dello studio che la maggior parte delle abitazioni ricade all'interno dei centri, nella vicinanza dei quali spesso si trovano anche le centrali elettriche. Fanno eccezione le isole di Ustica, Pantelleria e Lampedusa dove si riscontra una certa percentuale di "case sparse" ossia di costruzioni disseminate nel territorio comunale a distanza tale tra loro da non poter costituire un nucleo abitato. Inoltre dall'analisi dei dati ISTAT si evince che la totalità delle abitazioni occupate è fornita di acqua calda sanitaria mentre gli impianti di riscaldamento propriamente intesi sono meno frequenti e là dove presenti sono autonomi e solo in pochi casi dotati di apparecchi fissi. In particolare possono distinguersi le isole Siciliane (tutte in zona climatica A o B) in cui solo il 25% delle abitazioni è dotato di un impianto di riscaldamento dalle altre Isole (zona climatica C-D) in cui tale percentuale sale al 79%.

Per ogni isola, sono state quindi eseguite delle simulazioni numeriche con il software Energy+ su degli edificio tipo che, così come rilevato dal censimento ISTAT, possono svilupparsi su uno, due e tre elevazioni fuori terra. Sommando di conseguenza i fabbisogni mensili per ciascuno appartamento sono stati valutati i fabbisogni termici per gli edifici a diverse elevazioni. Utilizzando i rilievi cartografici, questi ultimi valori successivamente sono stati mediati considerando il peso che gli edifici di diverse elevazioni hanno all'interno del tessuto urbano in ciascuna isola. Si sono così ottenuti i valori di consumo al metro quadro caratteristici dell'edificato delle varie isole attraverso i quali, nota la superficie residenziale, è stato possibile risalire al fabbisogno per ciascun bacino di utenze in ciascuna isola.

Per quanto riguarda le strutture puntuali, queste sono state identificate e localizzate a partire dagli elenchi ufficiali reperibili presso i siti istituzionali (camera di commercio, assessorati regionali al turismo, ecc.). Al fine di determinare il fabbisogno termico di queste utenze sono stati individuati nella letteratura scientifica dei valori specifici stagionali rappresentativi per le località in esame (in base al numero di posti letto per gli alberghi, in base alla volumetria per le scuole e in base al numero di utenti per la struttura penitenziaria). I dati relativi al fabbisogno degli aeroporti sono stati invece tratti dai risultati del rapporto POIN commissionato dall'ENAC. Per potere, infine, identificare un andamento mensile dei fabbisogni termici, si è fatto riferimento ai dati ufficiali sull'afflusso turistico al 2012 nelle regioni di pertinenza, pubblicati nel Report dell'Agenzia Regionale al Turismo della Puglia.

Sulla base di considerazioni tecniche, si sono quindi suddivise le superfici di interesse (identificate in virtù della loro maggiore densità abitativa o della presenza di utenze puntuali significative) in un conveniente numero di Aree, e si è pervenuti all'identificazione di una morfologia di massima della rete di distribuzione del calore che consentisse di servire ciascuna di esse. Sulla base dei fabbisogni associati a ciascuna area si sono quindi calcolati, per ogni ramo della dorsale principale della rete di distribuzione, i picchi di potenza termica in transito ed il conseguente diametro ottimale della condotta, nonché una stima dell'energia termica in transito su base annua.

Adottando quindi alcuni strumenti analitici basati sulla densità lineare di carico (per metro di rete) ed in genere utilizzati, in sede di studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento urbano, per la definizione dei limiti periferici delle reti stesse, è stato possibile identificare per ciascuna isola una morfologia di massima

delle dorsali principali della rete e delle eventuali ramificazioni più capillari. È risultato evidentemente poco conveniente servire singole utenze a grande distanza dalla centrale e da altri utilizzatori, e ci si è orientati a configurare una rete che servisse solo le aree in cui la densità di fabbisogno termico o frigorifero si presenta più elevata (in genere in prossimità del centro abitato). Si è quindi proceduto, per ciascuna isola, ad una stima di massima dei fabbisogni e alla progettazione di massima delle reti, basate sul calcolo dei diametri di ogni ramo o dorsale in relazione al carico di punta dell'area servita. Si è altresì identificata la capacità di recupero termico da installare, definendo un dimensionamento di massima per gli scambiatori a fascio tubiero ed a piastre necessari al recupero termico dai motori.

L'ipotesi progettuale di massima risultante è stata quindi valutata, per ciascuna isola, dal punto di vista economico. Sulla base di *cost figures* di ragionevole validità per quanto concerne i costi delle tubazioni di distribuzione e degli elementi speciali di cui una rete di distribuzione necessita, nonché dei costi presumibili per l'acquisto e l'installazione dei componenti per il recupero termico, si è stimato un costo complessivo della componentistica. Effettuando altresì una stima dei costi relativi alla realizzazione delle opere civili ed alla posa delle tubazioni, è stato possibile pervenire ad un'indicazione di massima sul possibile costo di investimento. Per quanto concerne i ricavi connessi all'esercizio della rete, si sono assunti prezzi del kWh termico ceduto differenziati sulla base dell'utilizzazione del calore (riscaldamento o acqua calda sanitaria) e della tipologia di utenza (residenziale o commerciale), ed in linea con i valori mediamente adottati dagli operatori del settore sul territorio nazionale. È stato così possibile calcolare alcuni indicatori sintetici quali il Valore Attuale Netto dell'investimento, il relativo tempo di ritorno e l'indice di profitto.

2 Analisi del territorio e delle caratteristiche del parco edilizio

Prima fase dello studio ha riguardato l'analisi del territorio e delle potenziali utenze presenti al suo interno in riferimento alla localizzazione delle centrali termoelettriche, distinguendo le utenze in base alla loro destinazione d'uso in utenze residenziali, utenze puntuali comuni a tutte le Isole (scuole e alberghi) e utenze puntuali particolari presenti solo in alcune isole (aeroporti e struttura penitenziaria). Si è quindi proceduto isola per isola alla suddivisione del territorio in bacini di utenze all'interno dei quali sono state geo referenziate le utenze puntuali e calcolato la superficie edificata residenziale (S_{res}). La logica di suddivisione è quella di identificare delle utenze potenziali che (singolarmente o in cluster) possano considerarsi come nodi principali della rete sulla quale innestare i rami secondari servendo al contempo le residenze nelle prossimità.

2.1 Fabbisogno termico residenziale: metodologia di calcolo ed edificio tipo.

L'idea di base è quella di ottenere un valore di fabbisogno termico al metro quadro medio pesato con riferimento alla percentuale di edifici caratterizzati da un determinato numero di elevazioni presenti nel territorio, nell'ipotesi di una distribuzione uniforme degli stessi all'interno del bacino di utenze. Punto saliente della presente analisi è quindi il calcolo dei fabbisogni termici che è stato eseguito con il software Energy+ su un edificio tipo. Le caratteristiche termofisiche e geometriche, nonché le modalità di utilizzazione di quest'ultimo sono state individuate incrociando i dati statistici del "Censimento della Popolazione e delle Abitazione-2001"[1], i cui risultati sono gli unici allo stato attuale ad essere aggregati su base comunale, i dati caratteristici sull'involucro per epoca di costruzione e regione (Report del Comitato termotecnico Italiano [2]) e i dati derivanti dall'analisi urbanistica specifica delle isole.

È utile premettere che i dati ISTAT sono forniti su base comunale che non sempre nei casi studio corrisponde alla dimensione comunale, nello specifico:

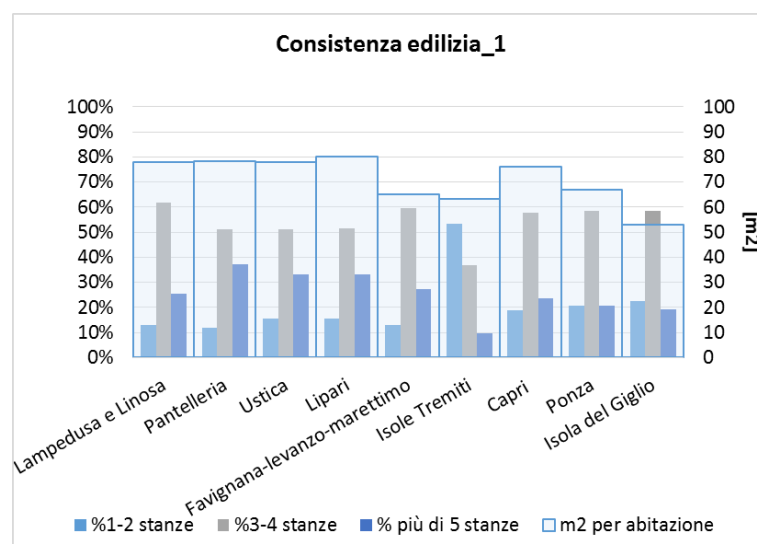
- a. le isole di Lampedusa e Linosa e le isole di Favignana, Levanzo e Marettimo sono raggruppate rispettivamente in un unico Comune ma ciascuna isola ha una propria centrale;
- b. il Comune delle Isole Tremiti si estende al territorio delle isole San Nicola (sede comunale), San Domino, Capraia, Pianosa, Cretaccio e La Vecchia (queste ultime disabitate) ma la centrale si trova nell'isola di San Domino, la più grande e la più abitata dove si trovano le principali strutture turistiche; allo stesso modo il Comune di Lipari comprende sei delle sette Isole Eolie (Lipari,

Vulcano, Panarea, Stromboli, Filicudi e Alicudi) mentre la centrale elettrica in analisi si trova nell'Isola di Lipari.

In particolare, al fine di identificare le principali caratteristiche geometriche-costruttive e occupazionali degli edifici nelle varie isole si sono considerate le seguenti variabili ISTAT relativi alle abitazioni¹ e agli edifici²:

1. numero di abitazioni
2. numero di edifici
3. numero di abitazioni per epoca di costruzione
4. numero di abitazioni occupate da persone residenti
5. numero di abitazioni occupate da persone non residenti
6. numero di abitazioni vuote
7. abitazioni per tipo di località abitate
8. superficie delle abitazioni occupate dai residenti
9. abitazioni occupate da persone residenti per numero di stanze
10. superficie media delle abitazioni
11. tipologia costruttiva e anno di costruzione
12. numero di elevazioni
13. abitazioni fornite di impianto di riscaldamento, di ACS e di acqua potabile.

Da **Figura 2** è possibile identificare una superficie media per tutte le isole pari a 70m² con una deviazione standard pari circa al 10% del valore medio; al fine quindi di mantenere una uniformità di calcolo per le isole si è assunto tale valore come base dell'edificio in tutte le isole con un numero di piani variabile a seconda della caratterizzazione in **Figura 3**. Si nota come i dati in **Figura 2** e in **Figura 3** sono compatibili fra di loro e con la superficie media ipotizzata. Ad una elevata percentuale di abitazioni costituite da 3-4 stanze, riscontrabile in tutte le isole, corrisponde infatti una distribuzione degli edifici su 1 o 2 elevazioni mentre il numero di abitazioni per edificio aumenta all'aumentare della presenza di abitazioni su più livelli. Ne deriva un'ulteriore ipotesi di base per cui ciascun piano corrisponde ad una singola abitazione.



¹ per Edificio a uso residenziale si intende una costruzione di concezione ed esecuzione unitaria con una propria struttura indipendente delimitata da pareti continue, esterne o divisorie, e da coperture, spazi utilizzabili stabilmente da persone per usi destinati all'abitazione e con almeno un accesso dall'esterno.

² per Abitazione si intende un alloggio costituito da uno o più locali caratterizzato da un accesso indipendente che non comporti il passaggio attraverso altre abitazioni, inserito all'interno di un edificio e costruito con quei requisiti che lo rendono adatto ad essere dimora stabile di una o più persone, anche nel caso in cui una parte sia adibita ad ufficio.

Figura 2

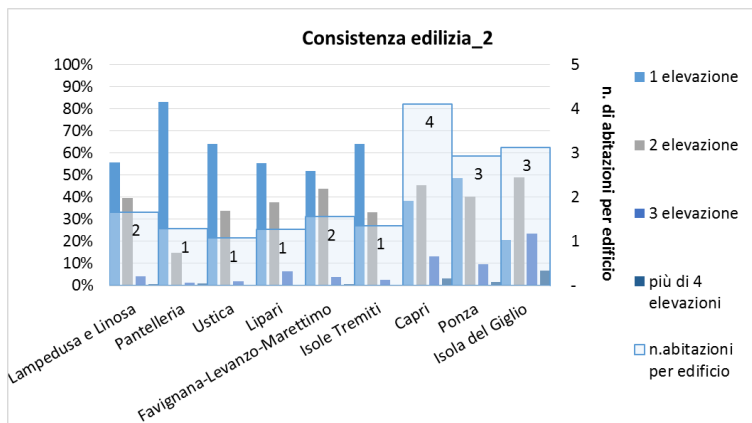


Figura 3 Caratterizzazione del parco edilizio in ciascuna isola

Altro dato significativo è il fatto che la maggior parte delle abitazioni ricade all’interno dei centri³ e dei nuclei abitati⁴, nella vicinanza dei quali spesso si trovano anche le centrali elettriche, confermando che i dati presi in esame ben descrivono le utenze residenziali delle isole (Figura 4). Fanno eccezione l’Isola di Ustica, Pantelleria e Lampedusa dove si riscontra una certa percentuale di “case sparse”, ossia di costruzioni disseminate nel territorio comunale a distanza tale tra loro da non poter costituire nemmeno un nucleo abitato.

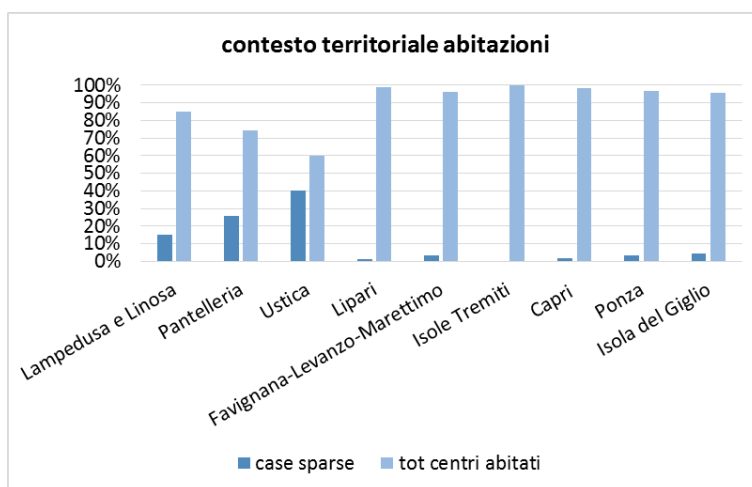


Figura 4 Localizzazione delle abitazioni all’interno delle isole

³ Centri abitati: Il centro abitato è costituito da un aggregato di case contigue o vicine con interposte strade, piazze e simili, o comunque brevi soluzioni di continuità per la cui determinazione si assume un valore variabile intorno ai 70 metri, caratterizzato dall’esistenza di servizi od esercizi costituenti la condizione di una forma autonoma di vita sociale, e generalmente determinanti un luogo di raccolta ove sono soliti concorrere anche gli abitanti dei luoghi vicini per ragioni di culto, istruzione, affari, approvvigionamento e simili, in modo da manifestare l’esistenza di una forma di vita sociale coordinata dal centro stesso. I luoghi di convegno turistico, i gruppi di villini, alberghi e simili destinati alla villeggiatura, abitati stagionalmente, sono considerati centri abitati temporanei, purché nel periodo dell’attività stagionale presentino i requisiti del centro, *definizione ISTAT*.

⁴ Nuclei Abitati: Il nucleo abitato è località abitata, priva del luogo di raccolta che caratterizza il centro abitato, costituita da un gruppo di case contigue e vicine, con almeno cinque famiglie, con interposte strade, sentieri, piazze, aie, piccoli orti, piccoli incolti e simili, purché l’intervallo tra casa e casa non superi trenta metri e sia in ogni modo inferiore a quello intercorrente tra il nucleo stesso e la più vicina delle case manifestamente sparse, *definizione ISTAT*.

Ultima connotazione riguarda il sistema impiantistico, il sistema costruttivo e le tipologie di pacchetti murari che caratterizzano gli edifici. In particolare dall'analisi dei dati ISTAT si evince che la totalità delle abitazioni occupate è fornita di acqua calda sanitaria mentre gli impianti di riscaldamento propriamente intesi sono meno frequenti e là dove presenti sono autonomi e solo in pochi casi dotati di apparecchi fissi. In particolare possono distinguersi le isole Siciliane (tutte in zona climatica A o B) in cui solo il 25% delle abitazioni è dotato di un impianto di riscaldamento dalle altre Isole (zona climatica C-D) in cui tale percentuale sale al 79%.

Infine, si possono differenziare i territori comunali con maggiore vocazione abitativa (elevato numero di abitazioni occupate da residenti⁵) da quelle a vocazione turistica/stagionale (elevato numero di abitazioni vuote o occupate da non residenti):

1. Comune di Pantelleria Comune di Lipari e Comune di Favignana, le cui percentuali fra abitazioni occupate e abitazioni vuote si equivalgono;
2. Isola di Ustica, Comune delle Isole Tremiti e Isola di Capri con una prevalenza di abitazioni occupate;
3. L'Isola del Giglio e le Isole di Lampedusa e Linosa con una prevalenza di abitazioni vuote.

Tali percentuali sono state tenute in considerazione al fine di caratterizzare il fabbisogno termico estivo e invernale, ipotizzando una richiesta di energia termica legata al reale stato di occupazione delle abitazioni.

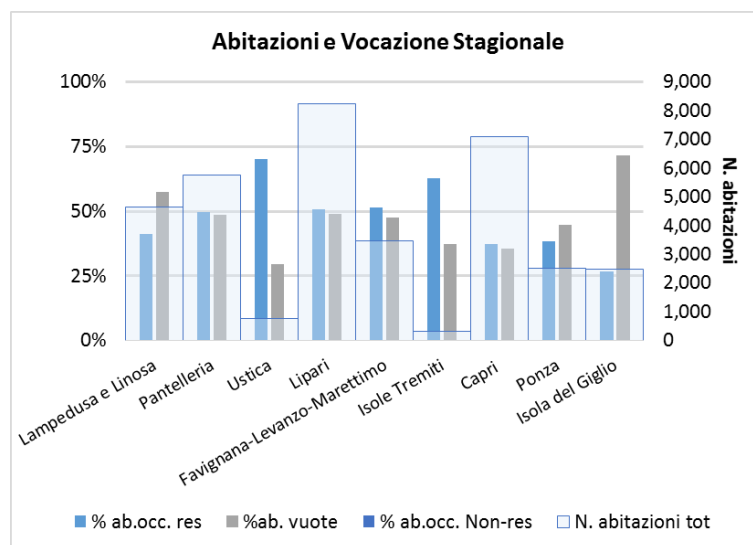


Figura 5 Stagionalità e occupazione delle abitazioni

Dal raffronto fra i dati analizzati è stato quindi possibile delineare un modello generale di simulazione, introducendo alcune ipotesi derivanti dalla normativa edilizia vigente:

1. h_{min} interna per i locali abitabili, 3m con un conseguente interpiano di 3.2m
2. superficie vetrata pari a 1/8 della superficie utile, per le quali si è considerata un'altezza media degli infissi di 1.5 m e ipotizzato una distribuzione uniforme sui fronti liberi delle abitazioni,

⁵ Le variabili ISTAT differenziano le abitazioni occupate da residenti e non residenti da quelle che risultano vuote alla data del censimento (21 ottobre 2001); nel caso specifico delle Isole vista la loro vocazione turistica si è assunto che tali abitazioni siano occupate stagionalmente, così come confermato dai dati relativi ai flussi turistici nel territorio italiano.

3. un appartamento a base quadrata per piano con una superficie lorda corrispondente a quella determinata nel censimento.

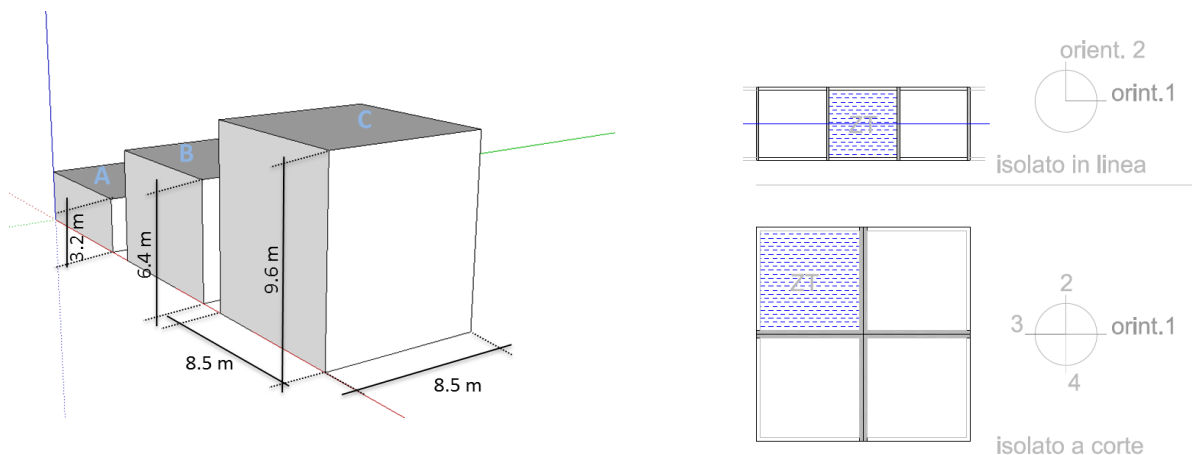


Figura 6 Edificio tipo con diverse elevazioni e schema aggregativo

Infine dall’analisi del tessuto urbano si sono identificati due tipologie di aggregazione a livello di isolato che possono essere considerate caratteristiche per ciascuna isola in esame: schema in linea e schema a corte (Figura 6 e Tabella 2). Questo ha permesso di identificare le condizioni a contorno delle simulazioni nei vari casi oltre ad identificare un orientamento prevalente utile ai fini dei calcoli.

Tabella 2 Caratteristiche geometriche dell’edificio tipo per le diverse elevazioni

	modello	sup. vetrata [m ²]	S/V
A	Edificio a 1 elevazioni	9	0.78
B	Edificio a 2 elevazioni	18	0.63
C	Edificio a 3 elevazioni	27	0.58

Per quanto riguarda gli aspetti prettamente costruttivi, è possibile incrociare i dati del censimento con quelli derivati dal Report 2003 redatto dal CTI riguardante la prestazioni energetica degli edifici in cui i principali pacchetti murari per macro-area territoriale e per epoca di costruzione sono stati identificati [2]. A questo proposito i dati del censimento riportano la tipologia costruttiva distinguendo muratura portante, struttura in c.a. e altro. A partire da questa classificazione si è quindi ipotizzato:

- per i solai una struttura latero-cementizia a prescindere dall’epoca costruttiva
- per i pacchetti murari si è invece fatto riferimento a seconda della tipologia e dell’epoca di costruzione dell’edificio all’abaco proposto dal CTI considerando i dati della Campania come rappresentativi della sud Italia e quelli della Toscana come rappresentativi per il centro Italia [2].

E’ bene precisare che i dati Istat sulle epoche di costruzione sono stati rielaborati in modo da poter facilmente raffrontarli alle indicazioni del CTI, Tabella 3.

Tabella 3 Confronto fra epoche costruttive dati ISTAT e dati CTI

CTI	prima del 1900	1900-1950	dopo 1950				
ISTAT	prima del 1919	1919-1945	1946-1961	1962-1971	1972-1981	1982-1991	dopo 1991

I risultati per tutte le isole in esame sono riportati Figura 7 e Figura 8 dove si evince che gli edifici realizzati prima del 1900 sono in generale poco diffusi, mentre la tipologia costruttiva che trova maggiore diffusione è quella in muratura portante.

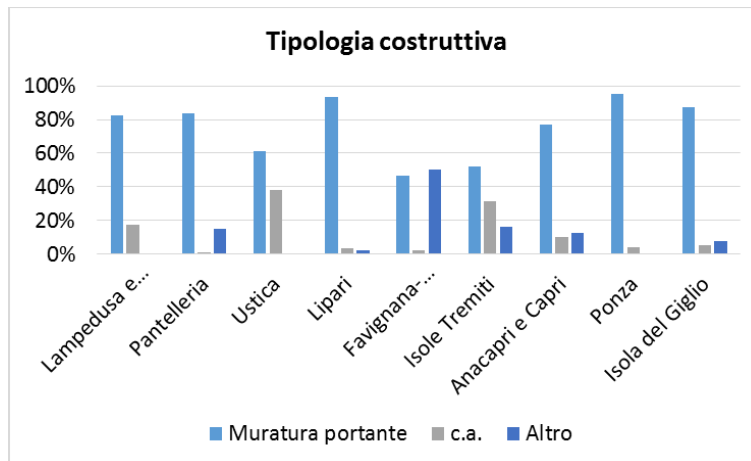


Figura 7 Percentuale di edifici in funzione della tipologia costruttiva

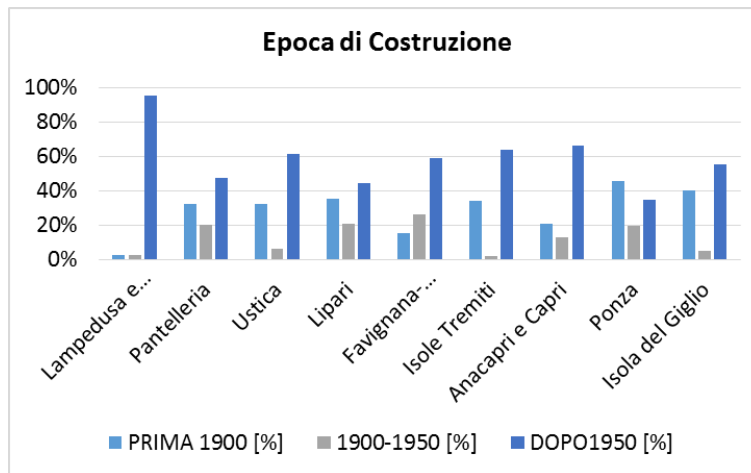


Figura 8 Percentuale di edifici costruiti nelle diverse epoche

Noto quindi il sistema costruttivo più diffuso e l'epoca di costruzione è stato considerato per ciascuna isola la stratigrafia muraria più diffusa secondo quanto riportato in [Tabella 4](#) e in [Tabella 5](#).

Tabella 4 Stratigrafie dei pacchetti murari

	stratigrafia A	densità [kg/m ³]	coeff. di conducibilità [W/m ² K]	s [m]	χ [kJ/m²K]
	intonaco interno	1400	0.70	0.03	149
	muro in mattoni pieni	1800	0.72	0.35	
	intonaco esterno	1800	0.90	0.03	
	stratigrafia B	densità [kg/m ³]	coeff. di conducibilità [W/m ² K]	s [m]	χ [kJ/m²K]
	intonaco interno	1400	0.70	0.03	109
	blocchi in laterizio	1200	0.43	0.35	
	intonaco esterno	1800	0.90	0.03	
	stratigrafia C	densità [kg/m ³]	coeff. di cond. [W/m ² K]	s [m]	χ [kJ/m²K]
	intonaco interno	1400	0.70	0.03	82

	mattoni forati	800	0.30	0.18
	intercapedine d'aria	-		0.06
	mattoni forati	800	0.30	0.12
	intonaco esterno	1800	0.9	0.03

Tabella 5 Correlazione fra diffusione regionale e stratigrafie

RIF. TOSCANA	Isola di Ponza e Isola del Giglio		
	PRIMA DEL 1900	1900-1950	DOPO 1950
muratura	-	stratigrafia A	
Calcestruzzo armato	-		

RIF. CAMPANIA	Capri, Isole Tremiti, Favignana-Levanzo-Marettimo, Lipari, Ustica, Pantelleria, Lampedusa-Linosa		
	PRIMA DEL 1900	1900-1950	DOPO 1950
muratura	stratigrafia A	-	stratigrafia B
cls.a	-		stratigrafia C

La casistica residenziale, così elaborata, è stata simulata considerando ciascun appartamento come un'unica zona termica, le cui condizioni al contorno variano in riferimento alla reale distribuzione e configurazione urbanistica. Le superfici verticali sono state quindi considerate aventi scambi con l'esterno o con altri appartamenti (Figura 6). Le simulazioni sono state effettuate per configurazioni a uno, due e tre piani. Sommando di conseguenza i consumi per ciascuno appartamento in ciascuna configurazione si sono ottenuti i valori di consumo totali dell'edificio. Per la modellizzazione geometrica dell'edificio è stato implementato volta per volta il pacchetto murario corrispondente e relativo valore di trasmittanza U (W/m²K), così come per l'involucro trasparente per il quale è stato considerato un vetro doppio chiaro di spessore 6mm, con intercapedine d'aria di spessore 12mm, montato su telaio in alluminio privo di taglio termico. I carichi termici gratuiti considerati fanno riferimento ad un nucleo familiare di 4 persone con profili di occupazione relativi perlopiù alla presenza notturna e ore pasti. Lo stesso ragionamento è stato fatto per il carico termico ed elettrico relativo all'illuminazione, all'accensione dei fuochi per la preparazione di cibi e utilizzo di piccoli elettrodomestici.

Il modello dinamico sviluppato in DesignBuilder e simulato con Energy+, ha permesso di valutare le prestazioni termiche dell'immobile e di determinarne il fabbisogno energetico in relazione alla climatizzazione. Nel dettaglio sono stati valutati i dati relativi all'analisi delle prestazioni termiche dell'involucro edilizio, alla determinazione dei fabbisogni energetici mensili distinti per il periodo di condizionamento. Per ogni isola sono state effettuate 15 simulazioni dinamiche utilizzando il file climatico corrispondente alla località per un totale di 135 simulazioni. Si è così innanzitutto valutato il fabbisogno termico stagionale al fine di caratterizzare il parco edilizio isola per isola in base agli indici di prestazione dell'involucro:

$$E_{pi,inv} = \frac{\sum E_{pi,inv_n} \cdot P_n}{\sum P_n}$$

$$E_{pe,inv} = \frac{\sum E_{pe,inv_n} \cdot P_n}{\sum P_n}$$

dove per $E_{pi,inv}$ e $E_{pe,inv}$ sono gli indici di prestazione dell'involucro edilizio rispettivamente invernale ed estiva, n il numero di elevazioni e P_n le percentuali relative a ciascun edificio con n numero di elevazioni.

Calcolati poi i valori di fabbisogno termico su base mensile per la climatizzazione ($E_{risc-raff.res}$ [kWh/m²a]) e per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS, $E_{ACS.res}$ [kWh/m²a]) e nota l'estensione della superficie

residenziale in ciascun bacino di utenze (e di conseguenza il numero medio di isolati), è stato possibile ricavare la domanda di energia termica su base mensile per ciascun bacino di utenze (**Figura 9**):

$$E_{risc-raff.res} = \frac{\sum Q_{risc.res,n} \cdot P_n}{\sum P_n} \cdot \frac{A_{res}}{S_{isolato}} \cdot Occ$$

$$E_{ACS-res} = \frac{\sum Q_{ACSres,n} \cdot P_n \cdot \alpha_i}{\sum P_n} \cdot \frac{A_{res}}{S_{isolato}} \cdot Occ$$

dove A_{res} è la superficie residenziale edificata all'interno dell'area e $S_{isolato}$ è la superficie media del singolo isolato composto così come da schema aggregativo in **Figura 6**, mentre Occ è un coefficiente che tiene conto della vocazione stagionale delle isole. Si è infatti ipotizzato durante i mesi estivi da giugno a settembre un'occupazione delle abitazioni al 100% e nei restanti mesi la sola percentuale dovuta alla popolazione residente, secondo **Figura 5**.

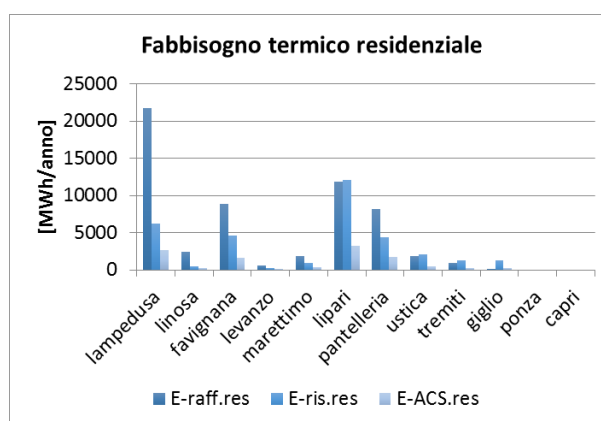


Figura 9 Fabbisogno termico stagionale e per la produzione di ACS delle utenze residenziali

2.2 Fabbisogno termico delle utenze nel settore terziario: strutture ricettive e scolastiche.

Le utenze puntuali sono state identificate e localizzate a partire dagli elenchi ufficiali reperibili presso i siti istituzionali. Al fine di determinare il fabbisogno termico di queste utenze sono stati individuati nella letteratura scientifica dei valori specifici rappresentativi per le località in esame (in base al numero di posti letto per gli alberghi e in base alla volumetria per le scuole). Laddove tali dati non fossero direttamente disponibili si è assunta una proporzione lineare fra i consumi noti e i gradi giorno delle località in esame [232]. Allo stesso tempo, si sono individuati dei profili di utilizzazione delle strutture in esame che meglio rappresentassero l'andamento mensile dei carichi termici.

2.2.1 Le strutture alberghiere

Per quanto riguarda le strutture ricettive, il presente studio si focalizza sulle strutture alberghiere vere e proprie tralasciando altre forme di attività ricettive che per loro natura possono essere assimilate in termini di consumi energetici alle costruzioni residenziali. Ci si è avvalsi quindi di tre principali fonti per la loro identificazione e caratterizzazione:

1. il registro imprese della Camera di Commercio [5];
2. i dati ISTAT del Censimento Generale dell'Industria e dei servizi, 2011 [4];
3. i dati ufficiali forniti dagli Assessorati al turismo delle diverse regioni e/o dai singoli Comuni ([6 - 10]).

Incrociando i dati, è stato possibile risalire nel dettaglio all'elenco delle strutture attualmente attive nel territorio, alla loro localizzazione e caratterizzazione in base alla categoria (numero di stelle) e al numero di posti letto, utile ai fini dei calcoli. I dati ISTAT hanno permesso di avere una panoramica di insieme sulle

strutture alberghiere nelle varie isole in funzione della loro categoria e del relativo numero di posti letto, **Figura 10**. Tali dati sono stati utilizzati esclusivamente laddove non sono stati reperiti i dati specifici di ciascuna utenza (Isola di Ponza, Capri e Isole Tremiti).

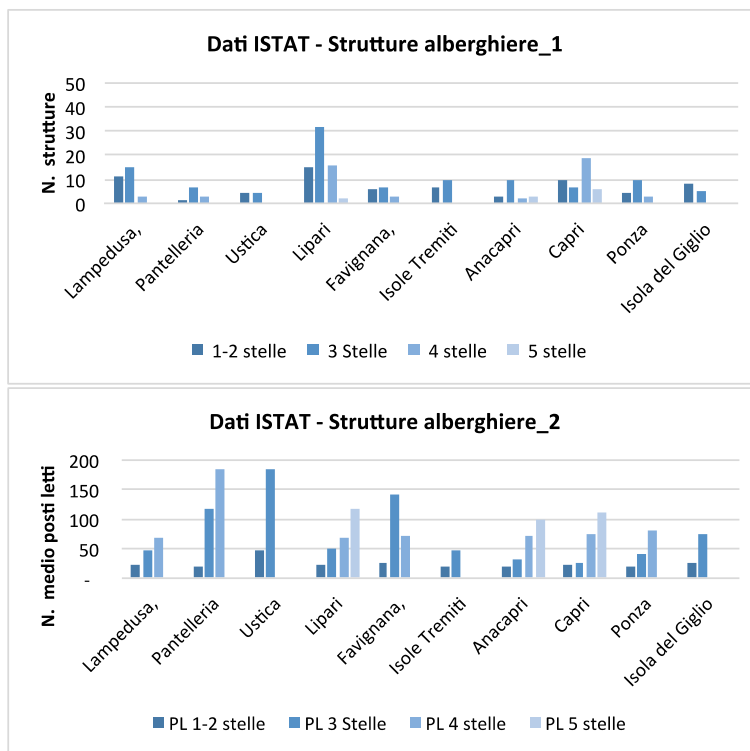


Figura 10

Si è, quindi, preso in esame il lavoro condotto da Beccali et al. [11] che analizza i consumi energetici delle strutture alberghiere nella regione Sicilia, quella in cui ricadono la maggior parte delle isole. In questo studio, tre differenti cluster di alberghi sono stati distinti in base alla categoria: I gruppo, alberghi a 1-2 stelle; II gruppo, alberghi a 3 stelle e III gruppo alberghi a 4-5 stelle. Lo studio definisce quindi in base ad un audit sui consumi di energia (termica ed elettrica) la domanda di energia di hotel-tipo per ciascun gruppo e in ciascuna delle province siciliane, con riferimento al numero complessivo di posti letto degli alberghi isolani. Si ottiene così un dato specifico medio basato sul numero di posti letto, e periodo di pernottamento degli ospiti per ciascun gruppo in termini di consumi elettrici e termici, espressi in energia primaria, entrambi distinti in base all'utilizzo finale (E-risc.alb e E-raff.alb, kWh/PL). Il presente studio riconducendo i consumi di energia primaria in fabbisogno termico, prende quindi in esame i consumi specifici dell'impianto HVAC ai fini del raffrescamento (EER=3.5) e ai consumi per l'impianto di riscaldamento ($\eta=0.9$), **Tabella 6**.

Tabella 6 Consumi specifici di energia del settore alberghiero in Sicilia

SICILIA	gruppo I (1-2 stelle)	gruppo II (3 stelle)	gruppo III (4-5 stelle)	
raffrescamento	288,40	834,75	1620,50	kWh/PL
riscaldamento	388,89	923,61	777,78	kWh/PL

Per quanto riguarda le restanti isole, si sono quindi ottenuti valori specifici in proporzione rispetto ai gradi giorno dell'isola considerata.

Tenendo in considerazione che i dati forniti da Beccali et al. fanno riferimento ad un consumo medio degli alberghi nelle diverse province (corrispondenti a gradi giorno differenti) in funzione dei posti letto disponibili per provincia, si è quindi determinato un valore di gradi giorno di riferimento come media pesata dei gradi giorno delle province siciliane rispetto al numero di posti letto presenti in ciascuna provincia (dato ISTAT 2011):

$$GG_{\text{Sicilia}} = \frac{\sum GG_p PL_p}{\sum PL_p}$$

dove p indica la provincia, GG i gradi giorno e PL i posti letto.

Noto il valore di riferimento e i gradi giorno di ciascuna località, è stato possibile in proporzione valutare per le isole Tremiti, Capri, Ponza e Giglio i valori di fabbisogno termico (da [Tabella 7](#) a [Tabella 10](#)):

$$E_{\text{alb},i} = E_{\text{alb},\text{sicilia}} \cdot \frac{GG_i}{GG_{\text{Sicilia}}}$$

dove E_{alb} indica il generico consumo stagionale (per riscaldamento o raffrescamento) e il pedice i la specifica isola.

Tabella 7 Consumi specifici di energia del settore alberghiero – Isole Tremiti

ISOLE TREMITI	gruppo I (1-2 stelle)	gruppo II (3 stelle)	gruppo III (4-5 stelle)	
raffrescamento	306	886	1720	kWh/PL
riscaldamento	413	980	825	kWh/PL

Tabella 8 Consumi specifici di energia del settore alberghiero – Isola di Capri

CAPRI	gruppo I (1-2 stelle)	gruppo II (3 stelle)	gruppo III (4-5 stelle)	
raffrescamento	331	958	1860	kWh/PL
riscaldamento	413	980	825	kWh/PL

Tabella 9 Consumi specifici di energia del settore alberghiero – Isola di Ponza

PONZA	gruppo I (1-2 stelle)	gruppo II (3 stelle)	gruppo III (4-5 stelle)	
raffrescamento	351	1015	1971	kWh/PL
riscaldamento	473	1123	946	kWh/PL

Tabella 10 Consumi specifici di energia del settore alberghiero – Isola del Giglio

GIGLIO	gruppo I (1-2 stelle)	gruppo II (3 stelle)	gruppo III (4-5 stelle)	
raffrescamento	669	1937	3761	kWh/PL
riscaldamento	902	2143	1805	kWh/PL

Per la valutazione del fabbisogno termico per l'acqua calda sanitaria, si è invece adottata la UNI 11300 parte 2 [12]:

$$Q_{h,w} = \sum \rho \cdot c \cdot V_w \cdot (\theta_{er} - \theta_o) G$$

dove ρ è la massa volumica di acqua [kg/m^3], c è il calore specifico ($1,162$ [$\text{Wh}/\text{kg } ^\circ\text{C}$]), V_w è il volume d'acqua richiesta durante il periodo di calcolo (nello specifico un mese) [m^3/G], G il numero dei giorni del periodo di calcolo, θ_{er} e θ_o rispettivamente la temperatura dell'acqua erogata (40 $^\circ\text{C}$) e quella dell'acqua fredda sanitaria (15 $^\circ\text{C}$). Nello specifico il volume d'acqua richiesto è stato valutato secondo i dati riportati in [Tabella 11](#) attraverso:

$$V_w = a \cdot N_u$$

Tabella 11 Valori dei coefficienti per destinazioni d'uso diverse dalle abitazioni, ($\theta_o=40^\circ\text{C}$ e $\Delta T=25\text{K}$)

hotel con lavanderia	a [$\text{l}/\text{Gn}_{\text{PL}}$]	N_u
1 stella	50	numero posti letto (n_{LP}) e
2 stelle	60	numero giorni/mese

3 stelle	70
4 stelle	80

Per potere infine identificare un andamento mensile dei fabbisogni termici, si è fatto riferimento ai dati ufficiali sull'afflusso turistico al 2012 nelle regioni di pertinenza, pubblicati nel Report dell'Agenzia Regionale al Turismo della Puglia [13] e riportati in **Figura 11**.

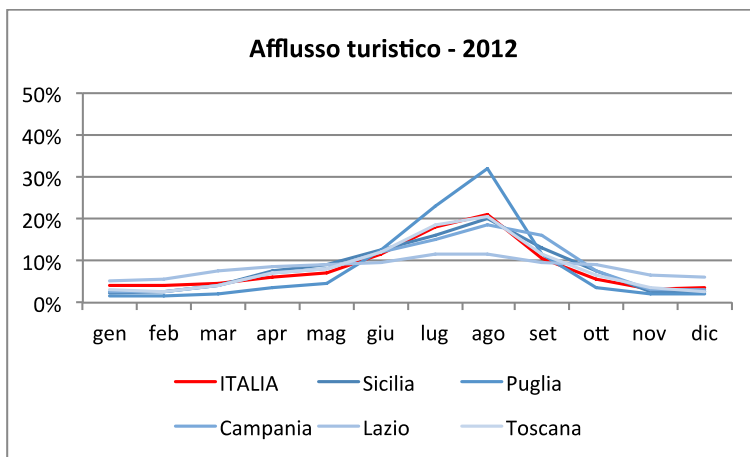


Figura 11 Dati sull'afflusso turistico nelle diverse regioni italiane in termini di presenze

Tali dati, i più recenti, dimostrano una forte stagionalità nell'afflusso turistico con una maggiore concentrazione delle presenze turistiche nei mesi estivi pressoché identica in tutte le Regioni.

Noti i dati mensili di afflusso turistico nelle isole, sono stati quindi ricavati dei profili di utilizzazione delle strutture alberghiere in relazione al fabbisogno di riscaldamento/raffrescamento e al fabbisogno di ACS. Identificati il periodo di riscaldamento e di raffrescamento si sono computati le percentuali di utilizzazione delle strutture nei due periodi in esame in modo da ottenere un trend mensile dei fabbisogni ($Occ_{mese.c}$). Nello specifico si sono considerati gli afflussi turistici stagionali e ipotizzato che la maggior parte del fabbisogno si verificasse nel mese invernale o estivo con maggior numero di presenze (**Figura 12**).

In modo analogo si è calcolato il trend di fabbisogno ai fini della produzione di ACS ($Occ_{mese.ACS}$), nello specifico si è invece ipotizzato che nel mese con maggior afflusso turistico le strutture alberghiere lavorino al 100% della loro capacità ricettiva e in proporzione nei i restanti mesi, **Figura 13**.

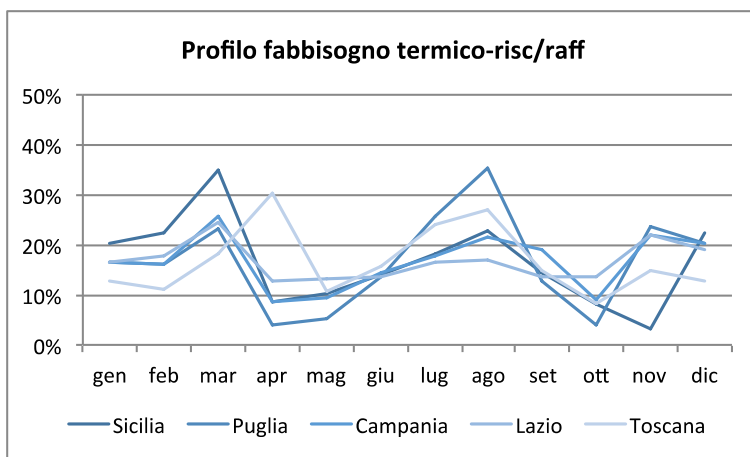


Figura 12 Profilo di utilizzazione delle strutture alberghiere in funzione dell'afflusso turistico per riscaldamento e raffrescamento

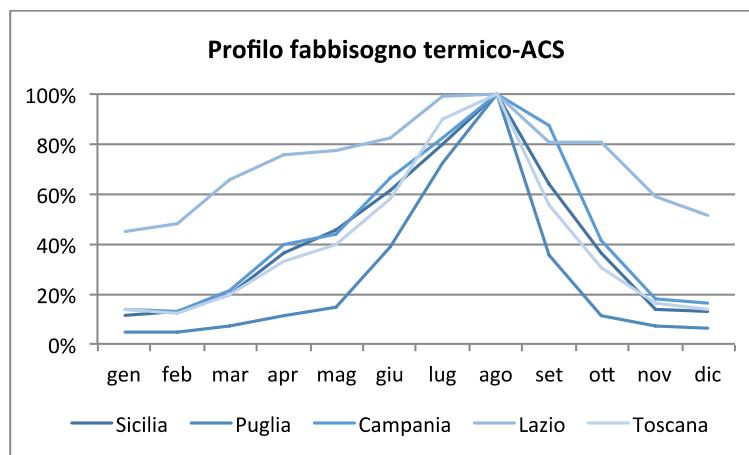


Figura 13 Profilo di utilizzazione delle strutture alberghiere in funzione dell'afflusso turistico per la produzione di ACS

Ne consegue che il consumo mensile delle strutture alberghiere è stato valutato come:

$$E_{risc.alb.mese} = E_{risc.alb} \cdot OCC_{mese.c}$$

$$E_{raff.alb.mese} = E_{raff.alb} \cdot OCC_{mese.c}$$

$$E_{ACS.alb.mese} = E_{ACS.alb.mese} \cdot OCC_{mese.ACS}$$

2.2.2 Le strutture scolastiche

La localizzazione delle strutture scolastiche si è basata sui dati ufficiali del Ministero della Pubblica Istruzione [14], una volta individuati i vari plessi è stato possibile individuare la superficie coperta di ciascuno e il numero di elevazioni in modo da ottenere il volume complessivo della struttura e risalire al fabbisogno energetico. A questo fine sono stati utilizzati i risultati del programma POenergia per l'Unione Provincie Italiane [15] che analizza i consumi degli edifici pubblici fra cui consumi delle strutture scolastiche. In particolare è stato considerato il fabbisogno termico per il riscaldamento di diverse scuole (20 in zona climatica B, 45 in zona climatica C e 22 in zona climatica D) di cui sono noti la superficie utile che il volume lordo. I valori di fabbisogno delle scuole, raggruppati per fascia climatica sono stati quindi mediati e riassunti in **Figura 14**.

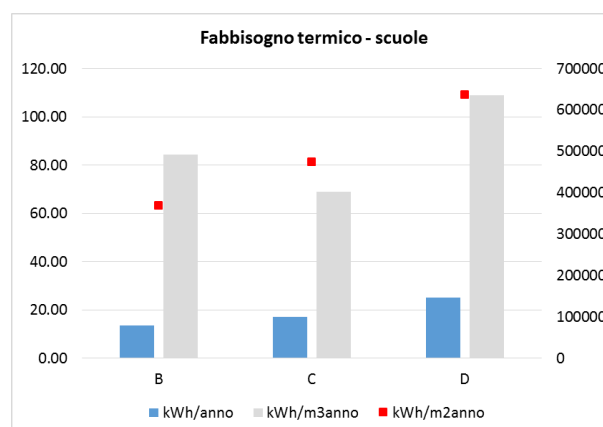


Figura 14 Fabbisogno termico delle utenze scolastiche

2.3 Altre utenze del settore terziario

Alcune delle Isole presentano, nelle vicinanze della centrale, alcune utenze particolari che sono state analizzate separatamente. Si tratta della struttura penitenziaria dell’Isola di Favignana e degli Aeroporti delle Isole di Lampedusa e Pantelleria.

2.3.1 FAVIGNANA - Casa di reclusione

La casa di reclusione rappresenta una singolarità fra le utenze presenti in questa isola, si tratta di una struttura suddivisa in tre edifici, in media di 2 elevazioni, comprendenti le stanze di pernottamento, la direzione dell’istituto ed i servizi essenziali. L’edificio è stato realizzato fra il 2007 e il 2010 ed è frutto della ristrutturazione con ampliamento di alcuni capannoni industriali (fonte Ministero di Grazia e Giustizia). Allo stato attuale, la casa di reclusione ospita 150 detenuti e 60 guardie, **Figura 15**.



Figura 15 Casa di reclusione di Favignana

Al fine di determinare il fabbisogno di ACS per la casa di reclusione di Favignana, si è preso in esame lo studio condotto da Stoppato *et al.* [16] sui consumi energetici nella struttura penitenziaria di Padova “Due Palazzi”. Si tratta di una struttura realizzata nel 1986 per ospitare fino a 400 detenuti. Dall’analisi dei consumi energetici dal 2001 al 2006 della struttura padovana, Stoppato *et al.* propongono un andamento medio mensile orario per i mesi rappresentativi della stagione di riscaldamento e raffrescamento (**Figura 16**) che è si considera come base per la presente trattazione. Il fabbisogno termico estivo può infatti essere considerato come rappresentativo della richiesta di ACS per la specifica tipologia di utenza, derivando un valore specifico in base al numero dei detenuti:

$$Q_{ACS} = \frac{4500}{400} = 11.25 \left[\frac{kWh}{g\ utente} \right]$$

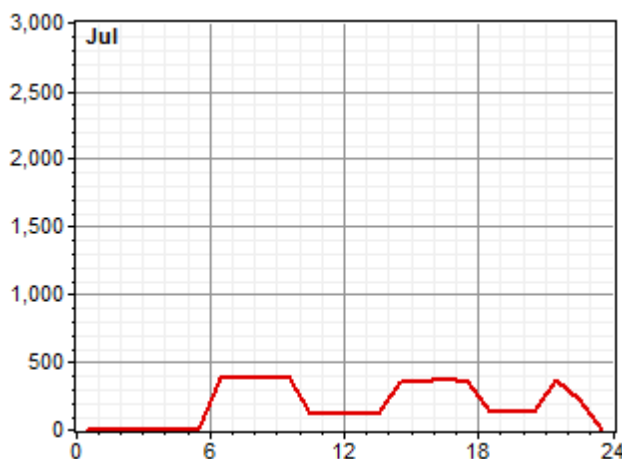


Figura 16 Fabbisogno termico orario medio mensile del Penitenziario Due Palazzi, [kW].

Ne consegue per il carcere di Favignana un consumo medio mensile in base al numero dei detenuti pari a 50625 kWh. Per quanto riguarda il fabbisogno termico per riscaldamento e raffrescamento si è invece tenuto in considerazione come valore di riferimento il fabbisogno residenziale al metro quadro.

2.3.2 LAMPEDUSA E PANTELLERIA - Gli aeroporti

Le due aerostazioni di Lampedusa e di Pantelleria sono state recentemente ampliate e ristrutturate (inaugurazione 2012). Entrambi sono stati oggetto del “Programma Operativo Interregionale – Energie rinnovabili e risparmio energetico – POIN 2007-2013” [17]. Quest’ultimo si svolto in tre fasi:

1. l'audit energetico di primo livello, con la valutazione dello stato di fatto sotto il profilo energetico;
2. l'audit di secondo livello, con l'analisi termo-energetica edifici;
3. la valutazione tecnico-economica degli interventi prioritari di efficientamento energetico.

In particolare si è fatto riferimento al report del software IES VE, che permette di ottenere i risultati mensili sulla base di un calcolo dinamico dei fabbisogni termici di riscaldamento e raffrescamento, e al report del software Edilclima per quanto riguarda i dati relativi alla produzione di acqua calda sanitaria.

L’aerostazione di Lampedusa orientata est-ovest ha un ingombro complessivo di 98 x 42.5 m con un’altezza massima di 13 m, comprende al piano terra una hall generale, la sala arrivi e partenze, il bar e gli uffici del servizio noleggio auto; mentre al secondo piano si trovano la sala conferenza e le aree amministrative (Figura 17).

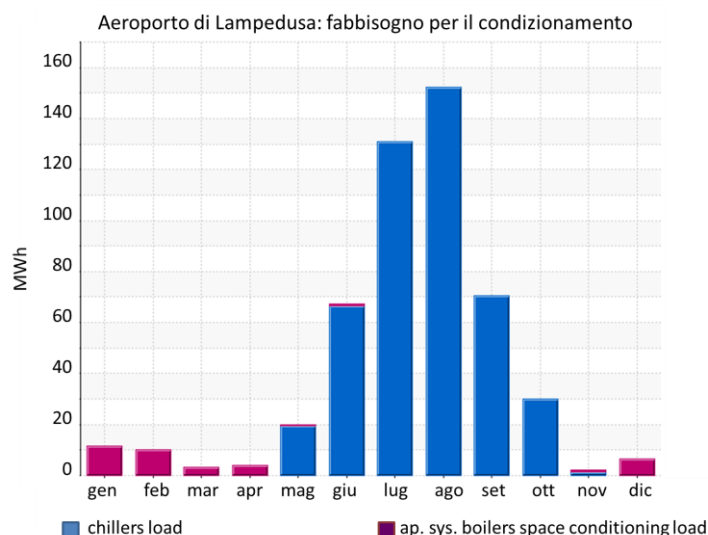


Figura 17 Progetto per la Nuova Aerostazione di Lampedusa, vista d’insieme.

L’analisi energetica si è basata su una zonizzazione mentre si distinguono a livello impiantistico:

1. gruppo frigorifero a pompa di calore condensato ad aria, dotato di compressori scroll e funzionante a gas ecologico R410A per la produzione di acqua calda e refrigerata per la climatizzazione;
2. serbatoio di accumulo a doppio serpentino collegato al circuito di recupero di calore del gruppo frigorifero e all’impianto solare termico per la produzione di ACS.

Nel dettaglio, considerato la produzione di ACS avviene già con recupero di calore e ausilio di fonti rinnovabili viene analizzato il solo fabbisogno termico per il riscaldamento e raffrescamento così come



dedotto dal Report Software IES VE riportato in **Figura 18**.

Figura 18 Fabbisogno termico per il raffrescamento e riscaldamento dell'aerostazione di Lampedusa. Report Software IES VE

L'aerostazione di **Pantelleria** si compone di tre edifici principali:

1. il nuovo terminal inaugurato nel 2012,
2. l'edificio polifunzionale e le foresterie,
3. l'ex-aerostazione costruita nel 1989.

Il nuovo terminal si sviluppa su due livelli di cui uno ipogeo e si estende per una superficie totale di 7750 m². Dal punto vista impiantistico sono presenti delle Unità di Trattamento Aria a servizio delle diverse zone termiche individuate e alimentati da due gruppi frigo a pompa di calore ad eccezione di un'unica zona dove è presente un impianto monosplit ad espansione diretta, la cui unità interna è del tipo a parete. Infine tutti i servizi igienici sono dotati di un boiler elettrico da 50/80 litri e 1.200 W.

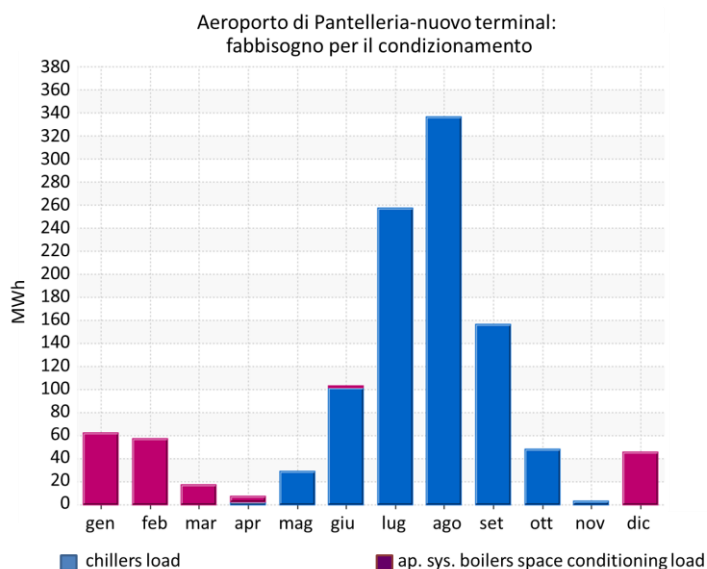


Figura 19 Fabbisogno termico per raffrescamento e riscaldamento dell'aerostazione di Pantelleria Nuovo terminal. Report Software IES VE

L'edificio polifunzionale e le foresterie, in fase di realizzazione al momento dell'Audit POIN, sono stati analizzati distinguendo tre principali zone termiche. La prima corrispondente all'edificio polifunzionale è climatizzata con un impianto a fan coil e aria primaria collegato ad un'UTA mentre le due foresterie sono di climatizzate da un impianto VRV a gas R410A. Tutti i locali servizi igienici sono dotati infine di un boiler elettrico da 50/80 litri e 1.200 W.

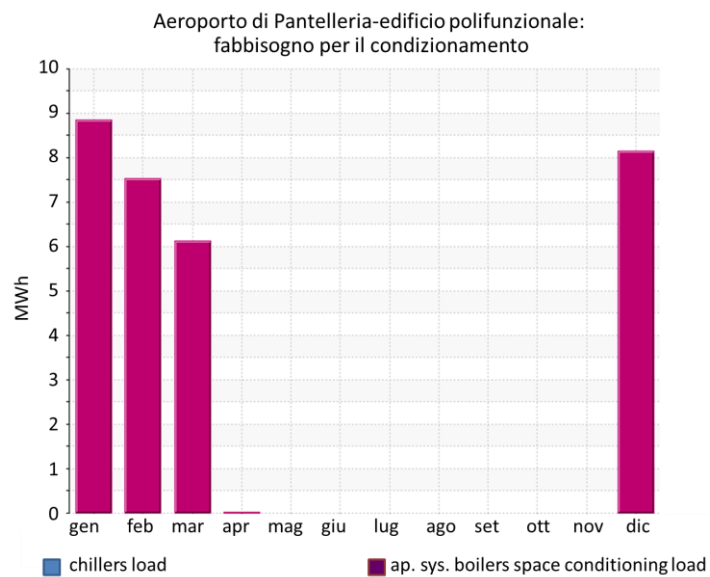


Figura 20 Fabbisogno termico per raffreddamento e riscaldamento dell'aerostazione di Pantelleria. Edificio Polifunzionale. Report Software IES VE

Infine, l'ex-aerostazione è stata valutata come un'unica zona termica servita da un impianto di climatizzazione estivo ed invernale del tipo a tutt'aria con ricircolo mentre i servizi igienici sono dotati di boiler elettrici da 15 litri e 1.500 W.

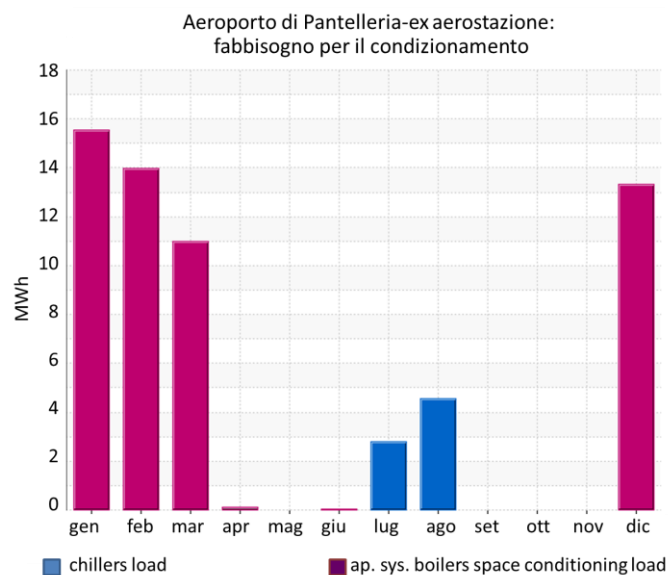
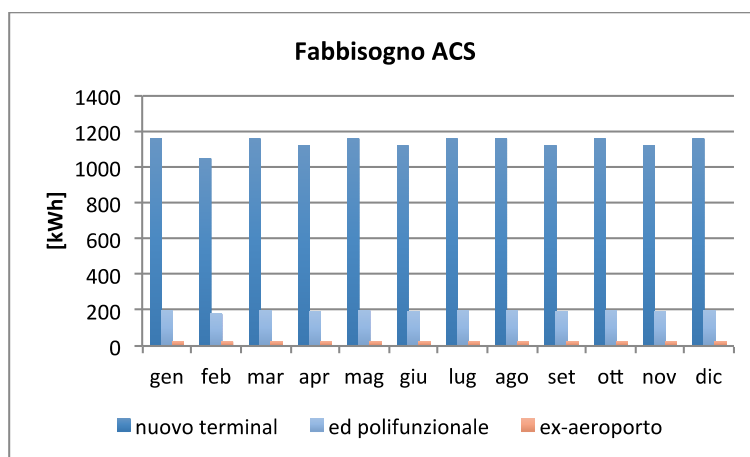


Figura 21 Fabbisogno termico per raffreddamento e riscaldamento dell'aerostazione di Pantelleria. Ex-aerostazione. Report Software IES VE



**Figura 22 Fabbisogno termico per produzione ACS dell'aerostazione di Pantelleria.
Rielaborazione da Report Software Edilclima**

3 Studio di fattibilità del sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento, metodo.

La presente trattazione descrive brevemente la procedura adottata per la progettazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento asservita a ciascuna comunità isolana.

La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l'ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

La metodologia sarà esposta sinteticamente, al fine di chiarire alcune assunzioni fatte e rendere di agevole interpretazione i risultati energetici ed economici; pertanto, la presente sezione vuole rappresentare una road-map di validità più o meno generale nell'ambito del presente progetto. Tuttavia, in virtù dei significativi tratti di specificità delle singole isole, la metodologia risulta declinata in maniera diversa al variare delle specifiche condizioni dell'isola esaminata. Pertanto, per una più dettagliata analisi, si rimanda direttamente alle elaborazioni condotte per le singole isole e presentate a seguire nel presente Report.

La metodologia seguita consta di tre livelli principali di azione:

- a. Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento, sulla base di informazioni elementari relative all'ubicazione dei punti di produzione e dei possibili punti di utilizzazione del calore e/o del freddo, alla "densità di domanda" relativamente ad alcune macro-aree preliminarmente identificate ed a parametri indicativi di costo. Tale fase consentirà essenzialmente di identificare le zone che possono essere ragionevolmente servite tramite distribuzione di fluidi termovettori caldi/freddi prodotti in maniera centralizzata, escludendo quelle che, per ragioni relative a scarsa densità di domanda o a poco conveniente ubicazione, meno si prestano ad essere servite tramite una rete di distribuzione del calore;
- b. Definizione di alcuni parametri progettuali di massima relativi alle quantità di energia da trasferire, in ciascun ramo della rete, nei diversi periodi dell'anno, alle potenze di picco ed ai conseguenti diametri delle condotte di distribuzione, alle tipologie di tubazioni da installare anche in relazione al livello termico dei fluidi termovettori distribuiti, al presumibile numero di sottostazioni di distribuzione o di accoppiamento all'utenza ed alle relative tipologie (accoppiamento diretto o indiretto), al numero ed alla potenzialità e tipologia degli scambiatori a recupero da installare presso la centrale elettrica esistente, convertendone il funzionamento in assetto cogenerativo;
- c. Analisi economica di massima, basata sul calcolo approssimato di possibili costi di investimento e di esercizio, su una stima analitica dei proventi dalla vendita del calore e/o del freddo agli utenti finali a ragionevoli condizioni di mercato ed, infine, sul calcolo di un approssimativo tempo di ritorno dell'investimento.

3.1 *Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento*

L'analisi muove da una preliminare suddivisione del bacino territoriale di interesse in un numero convenientemente ridotto di "Aree", identificate sulla base di condizioni specifiche del sito (disposizione del tessuto urbanistico ad uso abitativo/commerciale/industriale, eventuali variabili orografiche quali dislivelli significativi, barriere architettoniche, ecc.) e con l'obiettivo di vedere associata a ciascuna area una "massa critica", in termini di consumo di energia su base annua, sufficientemente significativa. Le aree sono definite in modo da ricoprire le superfici sulle quali è prevedibile una maggiore densità di fabbisogno energetico, in virtù della maggiore densità abitativa o della presenza di grosse utenze puntuali del settore

terziario quali, ad esempio, aerostazioni, alberghi, residence e scuole; rimangono in genere al di fuori delle superfici identificate come “Aree” delle utenze isolate e caratterizzate da fabbisogni energetici di minor entità. Risulta infatti del tutto intuitivo come la produzione centralizzata di acqua calda e fredda per servire simili utenze più isolate sia scarsamente attrattiva.

Si procede quindi all’identificazione di un percorso preferenziale per l’installazione delle principali dorsali di una possibile rete di distribuzione, volta ad assicurare la copertura delle “Aree” e delle grosse utenze puntuali identificate. Si assumerà in tutti i casi che la soluzione più agevole sia rappresentata da un percorso delle dorsali della rete di distribuzione che insista preferibilmente su strade principali, ed al più secondarie ma non private, così da evitare possibili conflitti relativi alla proprietà ed alla destinazione d’uso delle superfici interessate. **L’assunzione fatta non tiene in considerazione l’eventuale sussistenza di difficoltà connesse al valore storico, culturale o turistico dei tratti interessati, all’eventuale pregio di coperture e basolati, e ad ogni ulteriore fattore che avrebbe richiesto di spingere l’indagine ad un livello di dettaglio più elevato e con valutazioni di natura più qualitativa.** Tale aspetto è di particolare rilievo per la valutazione della fattibilità di reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento, in quanto le località esaminate presentano in genere evidente valore paesaggistico e/o naturalistico.

Al fine di procedere quindi ad una più sistematica analisi del potenziale di ciascuna area, si procede ad una loro numerazione consecutiva ed all’identificazione di un percorso di massima per una dorsale principale di distribuzione su cui, eventualmente, si possano innestare all’interno di ciascuna area eventuali micro-reti di distribuzione più capillari che rendessero raggiungibile ciascuna utenza servita.

Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco

La metodologia che si adotta per l’identificazione di una configurazione di massima della rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento è la medesima adottata dalle principali società del settore del District Heating allorquando, nella progettazione di nuove reti urbane/metropolitane o nell’esercizio di quelle esistenti, si pongono il problema dell’estensione periferica ottimale della rete verso aree sub-urbane caratterizzate da minore densità abitativa e/o di richiesta termica (le cosiddette *low heat density areas*).

In tal senso, il concetto di “densità di carico termico” non va inteso come “consumo annuo per unità di superficie”, misurabile in MWh/(anno×m²), bensì come “consumo annuo per metro di sviluppo lineare della potenziale rete che serva quella superficie”, misurabile quindi in MWh/(anno×m). E’ allora necessario quantificare preliminarmente lo sviluppo lineare (in metri) della rete di distribuzione del calore da installare per servire ciascuna area. A tal fine, è bene identificare da subito i due principali scenari di riferimento sulla cui base si progetteranno, per le diverse isole, ipotetiche soluzioni alternative:

Rete di teleriscaldamento “a bassa ramificazione”, finalizzata a servire esclusivamente le grosse utenze ubicate presso ciascuna area o a distribuire solo il calore fino alle posizioni baricentriche delle diverse aree;
 Rete di teleriscaldamento “ad alta ramificazione”, basata sull’assunzione di installare all’interno di ciascuna area una micro-rete capillare (presumibilmente comprendente tubazioni di minore diametro rispetto a quelle delle dorsali principali), in modo da rendere raggiungibile ciascun possibile utilizzatore residenziale presente nell’area.

Sebbene risulti intuitivo come tali due configurazioni possano essere “estreme”, e quindi come si possa ragionevolmente convergere verso una configurazione di rete intermedia tra le due sopra-esposte, in [Figura 23.a.b](#) è chiarita, con riferimento ad una generica superficie suddivisa in due Aree, la morfologia delle due reti associate ai sopraccitati livelli di “ramificazione”. Per quanto riguarda la rete interna alle Aree e destinata al trasporto dei fluidi termovettori caldi/freddi verso le singole utenze residenziali (in genere rappresentate, nel contesto isolano in esame, da piccole strutture caratterizzate da limitata volumetria e da occupazione media molto variabile su base stagionale), la morfologia mostrata in [Figura 23.b](#), evidentemente ridondante, non vuole in alcun modo rappresentare la reale configurazione della rete intra-area, in quanto questa non sarà progettata nel dettaglio ma solo in termini di lunghezze complessive da installare e diametri medi dei rami di condotta.

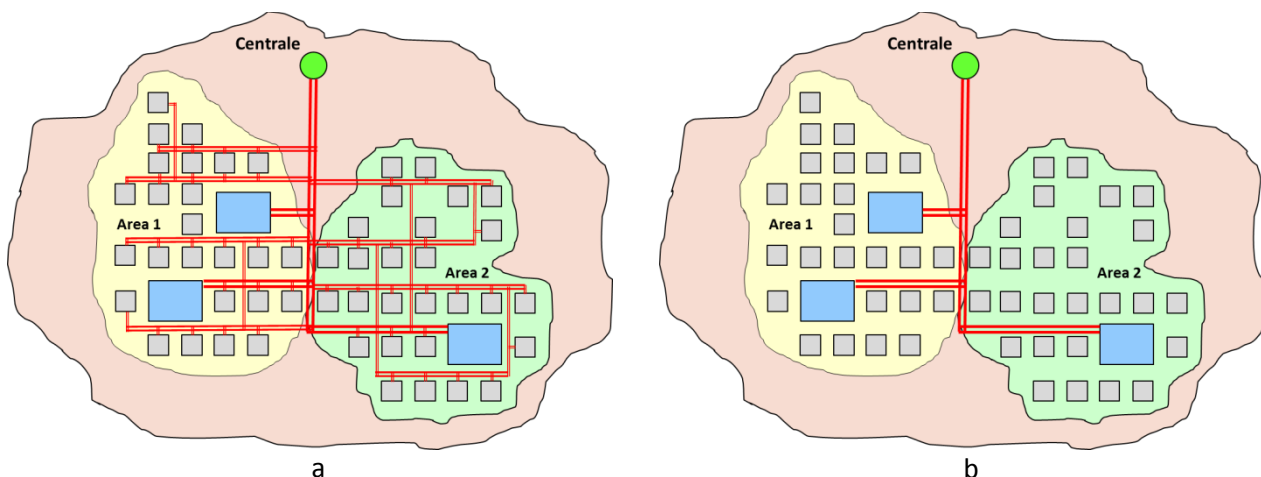


Figura 23 Principio di classificazione delle reti sulla base delle utenze servite: a. rete a “bassa ramificazione”, con distribuzione verso le sole utenze puntuali del settore terziario, b. rete ad “alta ramificazione”, con distribuzione anche verso le utenze residenziali

Una volta denominata con l_i la lunghezza relativa ad ogni ramo di dorsale principale e con $l_j^{tot} = \sum_{Area j} l_j^k$ la

lunghezza totale dei rami interni della rete j (nell’ipotesi di rete ad elevata ramificazione), è possibile avviare il calcolo della lunghezza totale della rete necessaria alla distribuzione di fluidi termovettori caldi o freddi in ciascuna area. A tal fine è necessario però formulare una premessa metodologica. Numerosi rami di dorsale principale sono “condivisi” tra le diverse aree, ossia vedono il loro sviluppo utile per la distribuzione dei fluidi termovettori in più di una delle aree esaminate; per avere una chiara visione della corrispondenza tra i singoli rami di dorsale esaminati e le aree verso le quali essi contribuiscono a distribuire i fluidi termovettori, è opportuno sviluppare una matrice di inferenza, avente la struttura mostrata in **Tabella 12**.

Tabella 12 Quadro sinottico delle aree servite da ciascun ramo di dorsale principale

Ramo di dorsale	Lunghezza [m]	Area 1	Area 2	...	Area n	Utenza puntuale 1	...	Utenza puntuale m
Ramo ₁	l_1	x	x	x	x	x		x
Ramo ₂	l_2		x	x		x		
Ramo ₃	l_3			x				
Ramo ₄	l_4		x				x	
Ramo ₅	l_5	x			x	x		
Ramo ₆	l_6			x			x	
Ramo ₇	l_7		x			x		
Ramo ₈	l_8				x			

È a questo punto possibile sviluppare, per ciascuno scenario di riferimento (ossia nell’ipotesi di distribuire calore solo verso le grosse utenze attraverso la rete a bassa ramificazione, o alternativamente verso tutte le possibili utenze tramite quella ad alta ramificazione), il calcolo della lunghezza equivalente di rete associata alla distribuzione di calore verso ogni area. Nel far ciò, si formula la seguente assunzione: ciascun ramo “ i ” di dorsale il cui impiego è funzionale alla distribuzione del fluido termovettore verso “ n ” aree, vedrà imputata a ciascuna di esse una lunghezza equivalente pari ad l_i/n . Sebbene tale approccio sia semplificato, in quanto a rigore nella suddetta espressione ciascuna area andrebbe ponderata con i propri fabbisogni termici e frigoriferi, esso risulta adeguato per questa fase assolutamente preliminare in cui si elabora solo una definizione di massima dell’estensione della rete, senza procedere al dimensionamento di dettaglio di ciascun suo ramo. I risultati sono presentati in **Tabella 13**.

Tabella 13 Lunghezze equivalenti (esprese in metri) relative alla distribuzione dei fluidi termovettori nelle diverse aree o verso le diverse utenze puntuali isolate

	dorsali, $\sum(1/n) \cdot l_j$	$\sum l_{hotels}$	$\sum l_{scuole}$	$\sum l_{altre\ utenze\ puntuali}$	Rami interni, l_j^{tot}	Lunghezza totale scenario bassa ramificazione	Lunghezza totale scenario alta ramificazione
Area 1
Area 2
...
Area n
Utenza puntuale 1	0
...	0
Utenza puntuale m	0

In **Tabella 13** è possibile osservare, oltre alla lunghezza dei rami di dorsali complessivamente allocata su ciascuna area (1° colonna) ed alla lunghezza dei rami interni relativi all’ipotesi di servire tutte le possibili utenze (5° colonna), anche una serie di altre colonne (dalla 2° alla 4°) che riportano le lunghezze dei rami interni relativi alla connessione alla rete principale delle grosse utenze “hotels”, “scuole” ed “altre utenze puntuali” (rappresentate in alcuni casi da aeroporti, in altre da case di reclusione, ecc) ubicate in ciascuna area. Le lunghezze presentate in **Tabella 13** sono da intendersi come “metri di sviluppo in pianta della rete”, e non come “metri di tubazione di cui effettuare la posa”; infatti, nella quasi totalità dei tratti la lunghezza in metri complessiva delle tubazioni potrà essere ottenuta moltiplicando i sopraccitati metri di sviluppo della rete per un fattore 2, così da tener conto della posa congiunta delle tubazioni di mandata e ritorno. È a questo punto descrivere la metodologia di valutazione adottata per la fattibilità di reti di distribuzione del calore e/o del freddo nell’ambito di *low heat density areas*, a valle di una sua breve introduzione analitica. La metodologia si basa sull’adozione della seguente espressione, volta a caratterizzare il costo unitario di distribuzione del calore, C_d , presso ciascun cluster di edifici:

$$C_d = a \cdot \frac{C_1 + C_2 \cdot d}{\left(\frac{Q_s}{L}\right)}$$

in cui:

C_d è il citato costo unitario di distribuzione del calore, basato sull’allocazione dei soli costi connessi all’investimento capitale per la rete e gli impianti ad essa correlati (e quindi senza tener conto di eventuali costi per la generazione dei fluidi termovettori);

a rappresenta il fattore di allocazione dei costi d’investimento su ciascuna annualità (la cd. annuity), dipendente dalla vita attesa della rete che, a sua volta, dipende dalla pressione e dalla temperatura di esercizio;

C_1 rappresenta una costante relativa al costo di realizzazione (acquisto + posa) delle reti, in [EUR/m];

C_2 rappresenta un coefficiente relativo anch’esso al costo di realizzazione delle reti, espresso in [EUR/m²];

d rappresenta il diametro medio delle tubazioni, in [m];

Q_s/L rappresenta la densità lineare di richiesta termica annua, calcolata come rapporto tra la quantità di calore annualmente distribuita Q_s e la lunghezza di rete richiesta L ; Q_s/L è misurata in [GJ/(m×a)]. Nel calcolo di L si può indifferentemente intendere lo sviluppo lineare della rete, come sarà inteso nel seguito di questo paragrafo, o la lunghezza complessiva delle tubazioni (quindi, inserendo per buona parte dei rami un fattore due per tener conto simultaneamente della presenza di tubazioni di mandata e ritorno).

L’equazione precedente è di derivazione empirica, come evidente in **Figura 24** dove, con riferimento allo studio condotto su una rete di teleriscaldamento in Svezia, è evidenziata la sussistenza di un andamento iperbolico del costo di distribuzione con la densità lineare di domanda termica. Senza esaminare nel dettaglio i valori evidenziati in **Figura 24**, che sono relativi a specifiche assunzioni riguardo alle unità di misura (laddove il “metro di sviluppo lineare” è inteso come metro di tubazioni, quindi tenendo già conto dello sviluppo delle condotte di mandata e ritorno) e sono basate su specifici valori delle costanti C_1 e C_2

poco adeguati alle applicazioni in isole di modeste dimensioni, è evidente come al decrescere della densità lineare di richiesta termica annua l'incidenza dei costi di distribuzione aumenti dapprima in maniera moderata, poi sempre più rapidamente fino ad inficiare la fattibilità economica degli investimenti.

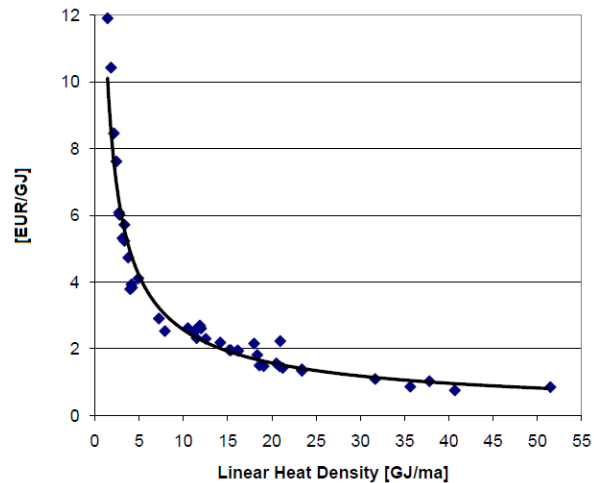


Figura 24 Costo unitario di distribuzione del calore al variare della densità lineare di domanda termica annua [18]

Riferimenti più appropriati per la stima di valori delle costanti C_1 e C_2 utili per comunità isolate, caratterizzate da bassa densità abitativa, possono essere rilevati in [19]. Si può verificare come, allorché la densità lineare di domanda termica annua Q_s/L assume valori particolarmente modesti, nell'ordine di 1-2 GJ/(m×a), il costo di distribuzione si incrementa fortemente e come, laddove esso superi gli 8-10 EUR/GJ, risulti fortemente condizionata la fattibilità economica dell'ipotesi di produzione centralizzata e distribuzione dei fluidi termovettori.

Con riferimento alle diverse isole esaminate, la densità di domanda Q_s/L è stata calcolata per ogni ramo di dorsale principale, in modo da stimare la massima estensione della rete di distribuzione teoricamente compatibile con il conseguimento di condizioni di fattibilità economica. Tuttavia, si sono preliminarmente effettuate due diverse distinzioni. In primo luogo, per ogni comunità isolana si sono i seguenti casi:

Ipotesi di servire solo le utenze "Acqua calda sanitaria" e "riscaldamento";

Ipotesi di servire, oltre alle utenze "acqua calda sanitaria" e "riscaldamento", anche quelle relative al raffrescamento degli edifici nei quali è possibile sopporre una produzione centralizzata dell'energia frigorifera (con distribuzione di acqua o aria fredda), come nel caso delle utenze alberghiere. In tale caso si suppone ovviamente che alla distribuzione di acqua calda faccia seguito una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Un'ulteriore ed altrettanto rilevante classificazione è stata introdotta sulla base del soggetto deputato all'installazione ed alla copertura dei costi relativi alle sottostazioni di distribuzione. Tali sottostazioni, che in ogni caso richiedono un contabilizzatore di calore ed una serie di sistemi di controllo e misura, prevedono l'installazione di scambiatori di calore a piastre (con "temperature approach" estremamente basso, nell'ordine dei 2-4°C) nel caso di accoppiamento cosiddetto "indiretto"; nel caso in esame, relativo alle comunità isolate, tale forma di accoppiamento è apparsa preferibile in virtù della maggiore affidabilità ed indipendenza della rete primaria da eventuali problematiche occorrenti sulle reti secondarie o sui disconnettori idraulici. Con riferimento a tale classificazione, si sono quindi distinti i due seguenti scenari:

Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico dell'utente, che chiede allacciamento alla rete di distribuzione. In tale caso, poiché il costo delle stazioni di sottodistribuzione è piuttosto elevato (variando in genere dai 3000 ai 20000 € al variare della potenzialità della sottostazione), si è supposto per ciascuna isola un tasso di "connessione" delle utenze distribuite molto basso, ed in particolare pari a:

- a. 10% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;

- b. 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- c. 30% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

Tali percentuali tengono conto del fatto che, oltre alla sussistenza di barriere connesse al costo di connessione, si possono presupporre difficoltà ben più strutturali connesse all'impossibilità di utilizzare, per buona parte del parco residenziale isolano, l'alimentazione tramite acqua calda/fredda prodotte a livello centralizzato. L'assunzione dello 0% di utenze residenziali interessate alla fornitura di acqua fredda per il raffrescamento ambientale, ad esempio, discende dal fatto che pressoché tutte le residenze, siano esse adibite ad uso abitativo o ad accoglienza turistica nel periodo estivo, vedono presumibilmente installate unità split e, pertanto, non potrebbero essere servite tramite acqua fredda a meno di onerose modifiche dell'attuale assetto impiantistico;

Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico della società proprietaria/gestore della rete. In tale ipotesi, si suppongono i seguenti tassi di "connessione":

- a. 30% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- b. 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- c. 60% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

In entrambi gli scenari A e B, per il calcolo della domanda termica da coprire tramite rete di distribuzione si è introdotto, oltre ai suddetti coefficienti riduttivi connessi alle richieste di connessione alla rete da parte dei privati, anche un ulteriore fattore riduttivo dipendente dall'isola esaminata (variabile in particolare tra 0,65 e 0,8, con i valori minori assunti per le isole con meno abitanti e quelli maggiori per quelle con un numero maggiore di abitanti), per tener conto di un ragionevole fattore di contemporaneità tra la disponibilità dei recuperi termici dalla centrale ed i fabbisogni di calore dell'utenza. Ciò in quanto, come chiarito nell'analisi esposta precedentemente e relativa alla determinazione dei fabbisogni energetici, non si dispone di dati sufficientemente dettagliati in termini di profili giornalieri di carico elettrico e termofrigorifero, e risulta pertanto impossibile la derivazione analitica di un siffatto "fattore di simultaneità" tra la disponibilità dei recuperi termici ed i fabbisogni di calore da parte delle utenze.

3.2 Definizione di alcuni parametri progettuali di massima

La definizione di parametri progettuali di massima ha riguardato, per ciascuna delle isole esaminate, i seguenti aspetti applicativi:

- a. la definizione delle condizioni di esercizio della rete, in termini di temperatura e pressione, e della tipologia di rete da utilizzare;
- b. la definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica per consentire i recuperi termici e procedere con il retrofit in modalità cogenerativa dei gruppi;
- c. la definizione di ragionevoli diametri delle condotte per le dorsali principali e per le reti intra-area, a seconda della potenzialità termica da esse trasportata.

Poiché quella che si deve produrre è una morfologia di massima della rete, non si è entrati in alcun modo nei dettagli relativi all'ubicazione delle pompe e nel calcolo dei costi di pompaggio.

Definizione delle condizioni di esercizio della rete

Questa fase richiede valutazioni di merito relativamente ai livelli termici e di pressione ottimali ai quali esercire la rete, in virtù delle richieste termiche/frigorifere e di alcune altre informazioni inerenti l'orografia del sito. Dal punto di vista delle temperature, si osserva come:

Al fine di ridurre i costi di pompaggio e consentire un dimensionamento dei diversi rami della rete su diametri più ridotti, è ragionevole ipotizzare un ΔT piuttosto elevato tra mandata e ritorno, nell'ordine dei 25°C;

A seconda che si assuma di installare o meno *frigoriferi ad assorbimento a fiamma indiretta* per la produzione decentrata di freddo, il fluido termovettore considerato sarà rispettivamente rappresentato da acqua surriscaldata a temperatura piuttosto elevata, nell'ordine dei 110°C (con ritorno, quindi, ad 85°C circa) o acqua calda a temperature nell'ordine degli 85 °C (con ritorno, quindi, a 60°C circa). Ciò in quanto al fine di esercire un frigorifero ad assorbimento a singolo effetto LiBr-H₂O con un Coefficiente di Prestazione sufficientemente elevato, è necessario alimentare il relativo generatore con acqua a temperature superiori ai 100°C. Tale variabile, peraltro, ha immediate influenze sulla tipologia di tubazioni che si è assunto di installare:

- a. per temperature di mandata al di sopra dei 100 °C si è optato per l'utilizzo di tubazioni in acciaio pre-isolato che, tipicamente, consentono l'esercizio per temperature fino a 140 °C e pressioni fino a 25 bar circa. Simili tubazioni consentono in genere posa diretta sul terreno, senza l'utilizzo di canali; esse presentano tuttavia necessità di una accurata progettazione dei giunti, in virtù dei rischi di rottura connessi a dilatazione termica;
- b. per temperature di mandata inferiori a 90°C si è optato per l'utilizzo di tubazioni flessibili in polietilene reticolato o altro materiale plastico, il cui utilizzo è in genere raccomandato per temperature fino a 90-95 °C. Tale tipologia di tubazione viene in genere fornita in rotoli della lunghezza richiesta e può conformarsi alla traccia, così abbattendo i costi di posa.

Per quanto concerne le pressioni di esercizio, ferma restando la necessità di garantire la pressurizzazione utile al trasporto di acqua surriscaldata, occorre tener conto dell'eventuale dislivello massimo occorrente attraverso i rami della rete; se infatti in reti urbane, con sviluppo prevalentemente in piano, il problema delle pressioni indotte dai metri di colonna d'acqua porta, nella connessione di edifici a numerose elevazioni, a prevedere sempre sottostazioni di distribuzione ad accoppiamento "indiretto" e collocate in locali tecnici alla base dell'edificio, nel caso di un territorio così irregolare (dal punto di vista altimetrico) come quello isolano la problematica si pone per ragioni prettamente orografiche. Pertanto, per ciascuna isola si è verificato l'andamento altimetrico lungo la linea di sviluppo prevista per la condotta, al fine di assicurare una pressione di esercizio sufficiente a garantire il funzionamento in sicurezza della rete. Tale indagine, peraltro, ha consentito in alcuni casi di identificare tratti di condotta per i quali, in virtù di eccessivi dislivelli tra le regioni servite o di eccessive pendenze lungo la linea di posa, si prevedono difficoltà di natura tecnica e conseguenti aggravii nei costi di realizzazione tali da sconsigliare l'installazione.

Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica

L'analisi preliminare della centrale, in termini di potenza complessivamente installata e frazionamento della capacità in più a centrale include n. 8 gruppi elettrogeni diesel, per una potenza nominale complessiva della capacità in più gruppi, unitamente ad alcune indicazioni da parte dei gestori delle centrali in merito ai criteri di gestione dei gruppi stessi, hanno consentito per ciascuna isola di identificare, sulla base della potenza termica di picco richiesta dalla rete di distribuzione:

- a. i gruppi sui quali assumere l'effettuazione di retrofit cogenerativo, tramite installazione di moduli di recupero termico di taglia corrispondente alla capacità teorica;
- b. la tipologia di scambiatori da installare. Con riferimento alle due principali possibilità di recupero termico dai motori diesel, relative al recupero di calore ad alta temperatura dai gas di scarico ed a temperatura moderata (fino a 80-100 °C) dall'acqua di raffreddamento del motore (*cooling jacket water circuit, cjw*), solo la prima tipologia di recupero è certamente compatibile con entrambe le ipotesi di temperatura di mandata, relative a reti con tubazione in acciaio ed in materiale plastico. Riguardo al recupero dai fumi, si è ipotizzata l'installazione di scambiatori a fascio tubiero, mentre per il circuito dell'acqua di raffreddamento si è supposta l'installazione di scambiatori a piastre saldobrasate

Nell'identificare i gruppi sui quali andare ad installare gli scambiatori a recupero, si è seguita una logica di ridondanza, in modo da assicurare un più flessibile esercizio dei gruppi (il cui funzionamento deve rimanere prioritariamente finalizzato alla produzione elettrica, stanti i caratteri di rete elettrica isolata per le comunità in esame) ed una maggiore affidabilità nel caso di manutenzioni ordinarie e straordinarie sugli stessi.

Poiché nella totalità dei casi esaminati mancavano, tra i dati acquisiti, indicazioni specifiche sulle efficienze di ciascuno dei gruppi presenti nella centrale, si sono effettuate ragionevoli assunzioni riguardo alla capacità di recupero termico di ciascun motore direttamente dalla capacità elettrica degli stessi e da dati medi relativi al rapporto termico/elettrico tratti (per motori diesel di media taglia) da report o ulteriori dati disponibili in letteratura [20, 21].

Si è in genere assunto che i moduli di recupero termico installati su ciascun gruppo siano connessi in serie (ossia tramite una cascata che preveda dapprima i recuperi effettuati dal circuito dell'acqua e quindi dai fumi di scarico), mentre sul circuito di recupero è assunta una connessione in parallelo tra i diversi gruppi. Si rimanda alle trattazioni relative alle singole isole per la presentazione più dettagliata delle efficiency figures utilizzate e dell'analisi, presentata in forma tabellare, relativa alla determinazione dei singoli moduli di recupero termico da installare.

Definizione dei diametri delle condotte e stima di massima sull'installazione di elementi speciali

Il calcolo dei diametri delle condotte è basato sulla valutazione preliminare delle portate d'acqua circolanti (essendo note le potenze termiche da trasferire, nelle condizioni più gravose di progetto, lungo ciascun ramo ed il ΔT tra mandata e ritorno). In accordo con la prassi progettuale più diffusa nel campo delle reti di teleriscaldamento, nota la portata, il diametro è calcolato in modo da conseguire perdite di carico distribuite nell'ordine dei 140-160 Pa/m; ovviamente, come indicato in **Figura 25** con riferimento a due ipotetici tratti con portata massica pari ad 1,3 ed a 13 kg/s, occorrerà poi optare per un diametro commerciale prossimo a quello desiderato.

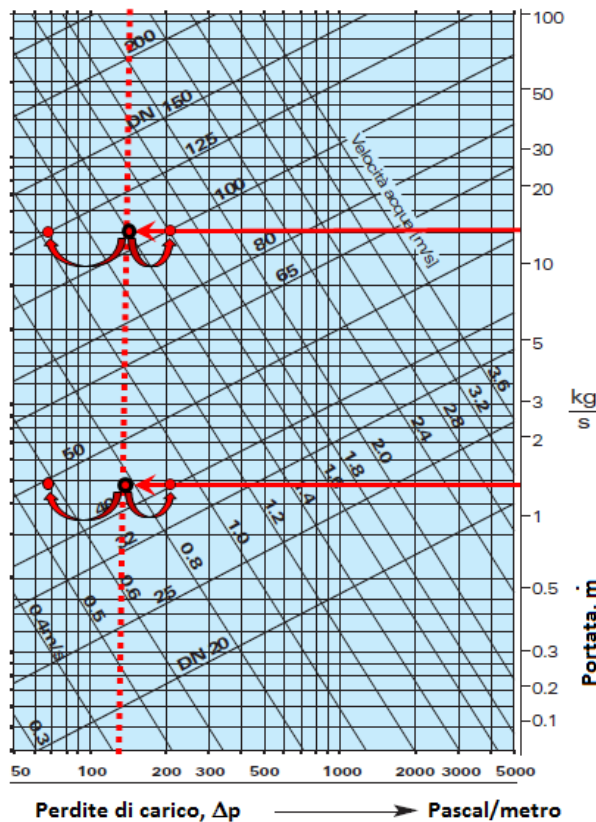


Figura 25 Selezione dei diametri commerciali sulla base di una perdita di carico distribuita attesa nell'ordine dei 140-160 Pa/m

Per ciascuna isola e per ciascun ramo di dorsale, i diametri nominali ottenuti sono presentati secondo il format presentato in **Tabella 14**, sia con riferimento allo scenario A che a quello B sopraccitati. Si può osservare come, a valle del calcolo della portata massica fluente in condizioni di massimo carico di progetto in ciascun ramo della dorsale, sia dapprima identificato un diametro teorico derivato dalla perdita di carico imposta, quindi il più appropriato diametro nominale tra quelli commercialmente disponibili per la tipologia di tubazione in esame.

Tabella 14 Sintesi del dimensionamento dei rami delle dorsali principali della rete di distribuzione*

	Potenza di picco [kW]	Potenza di picco [kW]	Portata massica [kg/s]	Portata massica [kg/s]	d ^{teorico} [mm]	d ^{teorico} [mm]	DN effettivo [mm]	DN effettivo [mm]
Ramo ₁	P ₁ ^B	P ₁ ^A	P ₁ ^B /(cp×ΔT)	P ₁ ^A /(cp×ΔT)
Ramo ₂	P ₂ ^B	P ₂ ^A	P ₂ ^B /(cp×ΔT)	P ₂ ^A /(cp×ΔT)
...
Ramo _n	P _n ^B	P _n ^A	P _n ^B /(cp×ΔT)	P _n ^A /(cp×ΔT)

* in rosa le celle relative allo scenario A, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico del privato che avanza richiesta di connessione, in celeste le celle relative allo scenario B, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete

Per ciascuna isola si è poi provveduto ad effettuare una stima di massima degli elementi speciali che potrebbero essere utilizzati; in realtà è assolutamente arduo effettuare una simile stima, in virtù dell'assenza di numerose informazioni di dettaglio che è possibile reperire solo ad un livello di analisi progettuale ben più avanzata di quella adottata in questo studio di pre-fattibilità di massima. Tuttavia, trascurare il costo degli elementi speciali potrebbe portare a sottostimare significativamente l'investimento complessivo, inficiando le conclusioni dello studio. Pertanto si sono effettuate delle stime puramente orientative, che ovviamente incorporano significativi margini di errore, con riferimento alle seguenti tipologie di elementi: 1. Muffole per il ripristino di isolamento giunzioni; 2. Derivazioni a TEE; 3. Laddove necessari, in particolare per le tubazioni in acciaio, elementi di compensazione per deformazione termica, corredati da cuscini di compensazione.

Si ribadisce che il reale utilizzo di tali elementi è scarsamente predicibile al livello di dettaglio della presente analisi, e pertanto i valori assegnati nell'analisi condotta per le singole isole non intendono in alcun modo rappresentare una reale quantificazione degli elementi che si renderebbero realmente necessari in fase progettuale. Tuttavia, in virtù della possibilità di acquisire da catalogo informazioni sui costi unitari di ciascuno di questi elementi, è stato possibile verificare ex-post la correttezza nell'ordine di grandezza del costo complessivo per acquisto di elementi speciali; come si può osservare in dettaglio nelle analisi condotte per le singole comunità isolate, l'incidenza di questa componente di costo è in genere risultata coerente con i valori derivati dall'esperienza riguardo alla realizzazione di reti di teleriscaldamento.

3.3 Analisi economica di massima

Sulla base delle soluzioni progettuali di massima identificate, si è quindi condotta per ogni isola una valutazione economica di massima relativa alla fattibilità dell'impianto. Essa è stata sviluppata in tutti i casi secondo le seguenti 3 fasi elementari:

- Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo;
- Stima dei proventi annui dalla vendita di calore;
- Calcolo di indicatori sintetici, ed in particolare del tempo di ritorno atteso dell'investimento.

3.3.1 Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo

Il costo complessivo d'investimento include diverse componenti, tra cui:

- Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

- II. Costo per l'installazione di frigoriferi ad assorbimento (laddove inclusi nel lay-out d'impianto) asserviti alle grosse utenze, in virtù della necessità di considerare la copertura dei fabbisogni frigoriferi al fine di rendere sufficientemente elevata la densità lineare di energia termica distribuita su base annua e, quindi,
- III. Costo per l'acquisto della rete, degli elementi accessori e della componentistica di controllo e misura, escluso ciò che si è assunto di comprendere nel costo delle sottostazioni;
- IV. Costo delle opere civili per la posa delle condotte di distribuzione e realizzazione in-situ di elementi speciali, saldature e tutto quanto attiene alla posa;
- V. Costo delle sottostazioni di distribuzione, inclusivo dei costi per scambiatori di calore, contabilizzatore di calore ed elementi di controllo/misura/sicurezza.
- VI. Tutte le sopraccitate componenti di costo sono state calcolate, per ciascuna isola, sia per lo scenario A (oneri di connessione alla rete in carico al privato che richiede la fornitura di calore) che per quello B (oneri relativi alle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete).

3.3.2 Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

Tale componente di costo è calcolata sulla base di valori medi, tratti da report o databases [20, 22], e rispettivamente pari a $c_{exhausts}^{alta T} = 110-140 \text{ €/kW}$ per gli scambiatori a recupero ad alta temperatura dai gas di scarico (costo variabile in funzione della taglia) ed a $c_{cjlw}^{bassa T} = 130-150 \text{ €/kW}$ per gli scambiatore a piastre per il recupero a bassa temperatura; tali costi unitari sono comprensivi di oneri per installazione. Di conseguenza si ottiene:

$$C_{retrofit}^{centrale} = \sum_{j \in \{motori \text{ con retrofit}\}} c_{exhausts}^{alta T} \cdot (H_{exhausts}^{alta T})_j + c_{cjlw}^{bassa T} \cdot (H_{cjlw}^{bassa T})_j$$

3.3.3 Costo per l'acquisto ed installazione di frigoriferi ad assorbimento

Laddove si è assunto di considerare anche la produzione di freddo per far fronte essenzialmente ai fabbisogni per raffrescamento ambientale di grosse utenze puntuali del settore terziario, è previsto che tali utenze siano servite tramite distribuzione di acqua fredda prodotta da frigoriferi ad assorbimento a singolo effetto installati presso i medesimi edifici.

A rigore i costi per l'acquisto di tali unità dovrebbero essere comunque sostenuti dal privato, gestore dell'utenza, che richiede l'allacciamento alla rete; tuttavia, poiché in alcune isole la copertura di tali fabbisogni è risultata indispensabile per consentire la riduzione dei costi specifici di distribuzione, si è assunto che sia la società proprietaria/gestore della rete a farsi carico di tali costi, configurando così in ultima istanza le proprie infrastrutture come finalizzate alla distribuzione di caldo e freddo.

Inoltre, a rigore un calcolo del costo dei gruppi frigoriferi richiederebbe la formulazione di offerte commerciali o l'uso di appropriate cost figures, che tengano conto sia del numero di unità nelle quali la capacità installata complessiva è frazionata, sia delle specifiche condizioni di fornitura (che per una comunità isolana comportano certamente ulteriori aggravii di costi). Nella presente indagine, poiché l'obiettivo dichiarato consiste nella verifica della sostenibilità economica di massima delle soluzioni identificate, si è calcolata tale componente di costo sulla base delle seguenti assunzioni semplificative:

In assenza di dettagliati profili di domanda e di conseguenti determinazioni del picco della stessa, a partire dal dato di consumo frigorifero del mese più gravoso, ossia Agosto, è stata calcolata la potenza frigorifera media richiesta dalle grosse utenze in ciascuna Area. Poiché i fabbisogni frigoriferi ad Agosto sono risultati in genere notevolmente superiori a quelli relativi agli altri mesi, si può supporre che in tale mese la potenza di picco richiesta da tali grosse utenze sia solo leggermente superiore alla potenza media, per cui si è adottato un fattore correttivo $\alpha=1,1$ per passare dalla richiesta media a quella di picco;

Si è assunto un costo specifico di acquisto ed installazione di frigoriferi ad assorbimento a singolo effetto (operanti con soluzione H₂O-LiBr) $c_{unitario}^{frig. ssorb.} = 200 \text{ €/kW}$.

Costo per acquisto di rete ed elementi speciali

Il costo unitario è stato calcolato, per entrambe le tipologie di reti, tramite cost figures derivate come best fit da dati reperiti tramite cataloghi di diversi produttori. In particolare sono state adottate le seguenti espressioni analitiche: di questa tipologia di rete, in €/m, è ben approssimato dalla seguente relazione quadratica:

$$C_{unitario}^{rete} = 0,00200 \cdot DN^2 + 0,123 \cdot DN + 16,73 \quad (\text{per tubazioni in acciaio pre-isolato})$$

$$C_{unitario}^{rete} = 0,0011 \cdot DN^2 + 0,6128 \cdot DN + 12,46 \quad (\text{per tubazioni in materiale plastico})$$

Una volta implementata sui singoli rami principali delle dorsali, tale espressione analitica conduce al calcolo dei costi complessivi che vengono sintetizzati nella forma mostrata in **Tabella 15**.

Tabella 15 Calcolo del costo delle reti di distribuzione, con riferimento ai rami di dorsale principali

	Lunghezza [m]	SCENARIO A			SCENARIO B		
		DN [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	C_{totale}^{ramo} (2 tubi) [€]	DN [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	C_{totale}^{ramo} (2 tubi) [€]
Ramo ₁	l_1	...	$c_{unitario,1}^{rete,A}$	$l_1 \times c_{unitario,1}^{rete,A}$...	$c_{unitario,1}^{rete,B}$	$l_1 \times c_{unitario,1}^{rete,B}$
Ramo ₂	l_2	...	$c_{unitario,2}^{rete,A}$	$l_2 \times c_{unitario,2}^{rete,A}$...	$c_{unitario,2}^{rete,B}$	$l_2 \times c_{unitario,2}^{rete,B}$
...
Ramo _n	l_n	...	$c_{unitario,n}^{rete,A}$	$l_n \times c_{unitario,n}^{rete,A}$...	$c_{unitario,n}^{rete,B}$	$l_n \times c_{unitario,n}^{rete,B}$
Tot. rami dorsali	0	-	-	$\Sigma \dots$	-	-	$\Sigma \dots$

Per ciascuna isola a tali costi occorre aggiungere, in primo luogo, i costi relativi alle reti capillari (ad alta ramificazione) interni alle singole aree identificate. In tali aree non si è effettuato, come è ovvio, uno specifico dimensionamento di ogni tratto della rete, per cui può avere senso supporre una potenza trasferita media all'interno di ogni area, cui far corrispondere un diametro medio delle tubazioni installate nell'area e, quindi, un corrispondente costo unitario e costo totale. Tali costi sono presentati nella forma mostrata in **Tabella 16** per i due scenari A e B; sebbene l'ipotesi di installazione di rete ad elevata ramificazione richieda una copertura pressoché totale delle aree in esame, sussistono in genere delle moderate differenze di costo d'investimento tra i due scenari, connessi alle diverse potenze medie trasferite e ad un fattore riduttivo che tiene conto di eventuali utenze non raggiunte dalla rete (nel caso in cui alcuni residenti piuttosto periferici non chiedano, specie nello scenario A, di connettersi alla rete evitando così di sostenere gli oneri di connessione).

Tabella 16 Costi stimati per le reti ad elevata ramificazione intra-area

	Lunghezza [m]	Scenario A				Scenario B			
		P_{media} [kW]	DN_{medio} [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	$c_{intra-area}^{rete}$ [€]	P_{media} [kW]	DN_{medio} [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	$c_{intra-area}^{rete}$ [€]
Area 1	DN...	DN...
Area 2	DN...	DN...
...	DN...	DN...
Area m	DN...	DN...
Totale				$\Sigma \dots$				$\Sigma \dots$	

Infine, occorre considerare il costo degli elementi speciali. Riferendosi ai soli elementi indicati nella sezione precedente, si può ipotizzare come costo:

$$C_{muffole} = C_{muffole}^{unitario} \text{ [€/cad]} \cdot N_{muffole}$$

$$C_{derivazioni\ TEE} = C_{derivazioni\ TEE}^{unitario} \text{ [€/cad]} \cdot N_{derivazioni\ TEE}$$

$$C_{compensazione} = N_{compensazioni} \cdot (C_{elementi} + C_{cuscini})$$

$$C_{curve} = C_{curve}^{unitario} \text{ [€/cad]} \cdot N_{curve}$$

Il costo complessivo dei suddetti elementi è denominato $C_{pezzi speciali}$, e risulta dalla somma delle cifre appena stimate e relative alle singole tipologie di pezzo speciale. Invero, le cifre calcolate sulla base delle suddette espressioni non rappresentano una reale stima analitica, ma solo valori di riferimento puramente orientativi; ciò in quanto al livello di analisi della presente trattazione non è possibile quantificare il numero di elementi di ciascuna tipologia. Tuttavia, per ciascuna isola è stata condotta una verifica ex-post sul valore assunto dal rapporto $\frac{C_{pezzi speciali}}{C_{tubazioni lineari}}$.

In letteratura [23] e tramite analisi empiriche condotte su alcune reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale, è possibile osservare come il sopraccitato rapporto assuma in genere valori compresi tra 0.10 e 0.15 nel caso di reti con tubazioni in acciaio e valori compresi tra 0.02 e 0.05 nel caso di reti con tubazioni in materiale plastico; tale secondo valore, ben inferiore rispetto al primo, è connesso in buona parte all'assenza di costi per elementi di compensazione. In tutte le analisi condotte per le singole isole si è verificato che le stime effettuate sul numero di elementi speciali di ciascuna tipologia conducessero, nel complesso, ad un costo totale degli elementi speciali congruente con le incidenze medie suggerite dalla letteratura.

Costo per opere civili e montaggio

Anche queste voci di costo, come le precedenti, risultano di difficilissima quantificazione al livello di dettaglio della presente analisi. Appare ragionevole pertanto l'assunzione di valori medi derivati dalla prassi relativa al teleriscaldamento urbano, con l'aggiunta di un fattore moltiplicativo pari ad 1,1 per tenere conto dei maggiori oneri per il trasferimento di macchinari e mezzi presso l'isola:

$$C_{opere civili} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{opere civili}}{C_{tubazioni lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni lineari}$$

$$C_{montaggio} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{montaggio}}{C_{tubazioni lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni lineari}$$

Il valore derivato da letteratura per il rapporto $\left(\frac{C_{opere civili}}{C_{tubazioni lineari}} \right)_{medio}$ è pari a 0,94. Per quanto concerne

invece l'incidenza del costo di montaggio/posa, il valore di $\left(\frac{C_{montaggio}}{C_{tubazioni lineari}} \right)_{medio}$ è assunto pari a 0,62 nel

caso di tubazioni in acciaio ed a 0,24 nel caso di tubazioni in materiale plastico.

Costo per sottostazioni

Il costo delle sottostazioni viene stimato sulla base di due sole tipologie di utenza, ossia le grosse utenze alberghiere e le piccole residenziali. Esso include i costi per lo scambiatore di calore, il contabilizzatore di calore, gli organi di controllo e misura, i circolatori a portata variabile sul secondario e le costose valvole a sfera da installare sul primario in corrispondenza delle derivazioni verso l'utenza. Tali costi sono stimati in maniera forfettaria, sulla base anche dei costi di allacciamento risultanti da indagini compiute per reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale [24], come segue:

$$C_{grosse utenze unitario sottostaz.} = 20 \text{ k€} \quad C_{residenziale unitario sottostaz.} = 3 \text{ k€}$$

Il numero di grosse utenze puntuali del settore terziario e di utenze residenziali da servire è stato calcolato distintamente, per entrambi gli scenari A e B, per tutte le isole esaminate. Ovviamente tale componente di

costo, ottenuta come prodotto del costo unitario per il numero di utenze servite, è inclusa nello studio di fattibilità solo con riferimento allo Scenario B in quanto, secondo la definizione fornita, lo scenario A si contraddistingue proprio per il fatto che gli oneri relativi alla realizzazione delle sottostazioni di distribuzione siano interamente a carico degli utenti serviti e siano considerati “oneri di connessione”.

Costo di investimento complessivo nei due scenari

Per ciascuno scenario e per ciascuna isola è stato possibile, sulla base delle espressioni appena descritte, stimare un costo complessivo degli interventi da eseguire e dei materiali da acquisire per il retrofit della centrale e la realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita alle grosse utenze centralizzate ed a quelle residenziali distribuite:

$$C_{totale} = C_{centrale\ retrofit} + C_{frigorif.} + C_{rami\ totale} + C_{rete\ intra-Area} + C_{pezzi\ speciali} + C_{opere\ civili} + C_{montaggio} (+C_{grosse\ utenze\ totale\ sottostaz.} + C_{residenziale\ totale\ sottostaz.})$$

Le componenti di costo relative alle sottostazioni sono indicate entro parentesi a voler ricordare che sono da includere nel costo totale d’investimento solo nello scenario B, che prevede che siano sostenute a carico della società proprietaria/gestore della rete.

Stima dei proventi annui dalla vendita di calore

La stima dei proventi annui dalla vendita di calore discende direttamente dalle assunzioni già fatte relativamente alle frazioni della domanda della comunità isolana che si assume di coprire tramite produzione centralizzata in teleriscaldamento/raffrescamento, nonché dalla fissazione di una tariffa di fornitura del calore. In piena coerenza con i valori medi registrati per le reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, nella presente indagine di fattibilità di massima si assumeranno i seguenti prezzi del calore contabilizzato a ciascun utente:

- Calore per acqua calda sanitaria: 45 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze residenziali: 90 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze del settore terziario: 70 €/MWh

Per quanto riguarda la fornitura di acqua fredda per il soddisfacimento dei fabbisogni di raffrescamento ambientale, si assume che il prezzo unitario di cui alla voce c. dell’elenco di cui sopra, per utenze del terziario, sia maggiorato di un fattore 1,2, per tenere conto dell’efficienza di conversione delle macchine ad assorbimento e della necessità di ammortizzarne il costo.

Per ciascuna isola e per ciascuno dei due scenari A e B esaminati, si è ottenuto un quadro sintetico dei ricavi connessi alla vendita di energia ai privati come quello mostrato in [Tabella 17](#).

Tabella 17 Ricavi attesi dalla vendita dell’energia termica e frigorifera

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	...	90	...
Riscaldamento - terziario	...	70	...
ACS residenziale + terziario	...	45	...
Raffrescamento - terziario	...	84	...
Totale			Σ...

Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell’investimento

Sulla base delle stime effettuate in relazione ai costi di investimento ed ai ricavi annui dalla vendita di energia termica e frigorifera al bacino di potenziali utenze identificato, è stato possibile calcolare per ogni ipotesi impiantistica e ciascuna isola alcuni indicatori sintetici, ed in particolare:

Il Valore Attuale Netto, calcolato sviluppando un’analisi in moneta costante e definito come:

$$VAN^{scenario} = -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{n_{life}} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j}$$

in cui n_{life} indica la vita utile attesa dell'installazione, che è stata sempre assunta pari a 30 anni, come di consuetudine nello studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento, mentre i_{def} rappresenta il tasso di interesse deflazionato, che nella presente analisi sarà supposto pari a 0,05 (ossia al 5%).

Discounted Payback Time, calcolato come:

$$DPT^{scenario} = \min k \left| -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^k \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j} \geq 0 \right|$$

Profitability Index, calcolato come:

$$PI^{scenario} = \frac{VAN^{scenario}}{C_{totale}^{scenario}}$$

Nella conduzione dell'analisi economica si è assunto che la società proprietaria/gestore della rete coincida con la società produttrice di energia elettrica, e che pertanto la disponibilità del calore in input alla rete di distribuzione sia virtualmente a costo nullo, a meno ovviamente degli oneri connessi all'ammortamento dell'investimento per il retrofit in assetto cogenerativo dei singoli gruppi gensets diesel.

Con riferimento ai due scenari in esame A e B, per ciascuna, i valori assunti dai sopraelencati indicatori sono stati riassunti nella forma presentata in **Tabella 18**.

Tabella 18 Resoconto dell'analisi economica, fornito tramite i valori assunti dagli indicatori sintetici di performance dell'iniziativa di investimento

	Scenario A	Scenario B
Valore Attuale Netto [k€]	771,6	2686,9367
Discounted Payback Time [anni]	22,1	17,4
Profitability Index [-]	0,191	0,405

Pur rimandando alle trattazioni riferite alle singole isole per i dettagli, si può sin d'ora anticipare come in molti casi le risultanze dell'analisi di fattibilità, condotte sulla base delle assunzioni conservative di cui sopra, risultano poco promettenti dal punto di vista economico. Per molte isole, ed in special modo per le comunità con minore numero di abitanti e minore presenza di grosse utenze aeroportuali e/o alberghiere, il Valore Attuale Netto a fine vita attesa dell'impianto risultava negativo (così come pure il Profitability index), ed è stato quindi impossibile determinare un tempo di ritorno dell'investimento.

Al fine di valutare risultati più significativi, che consentissero meglio di riconoscere le unità isolate "più promettenti" sotto il profilo della fattibilità di reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento, si è ampliata l'indagine ipotizzando per ciascuna isola le seguenti condizioni favorevoli:

- a. La centrale esistente, esercita nel nuovo assetto cogenerativo risultante dall'ipotesi di retrofit e di accoppiamento alla rete di teleriscaldamento, si assume venga riconosciuta, nel suo esercizio annuo, come "Cogenerazione ad Alto Rendimento" (CAR) ed in quanto tale vengano ad esso riconosciuti (tramite l'intervento di uno tra i soggetti accreditabili quali Società di Servizi Energetici, distributori di energia, ecc.) del Titoli di Efficienza Energetica, il cui numero sia calcolato tramite l'espressione suggerita dal D.M. 5 settembre 2011;

- b. Si assume che si acceda, nell'ambito di Progetti finalizzati allo sviluppo territoriale in ambito Europeo o Nazionale, ad un finanziamento per la realizzazione delle infrastrutture a rete tale da consentire la copertura del 40% dei costi relativi alle opere civili, all'acquisto dei componenti della rete di distribuzione ed alla posa degli stessi.
- c. Se infatti era prevedibile come in assenza di meccanismi di sostegno/incentivazione la fattibilità delle ipotesi progettuali basate su "Cogenerazione + teleriscaldamento" non fosse agevole da conseguire, è altrettanto vero come in virtù dei meriti energetici ed ambientali di tali ipotesi sia lecito supporre condizioni al contorno più favorevoli, quali quelle appena elencate.
- d. A valle dell'indagine economica effettuata nuovamente, per ciascuna isola, sulla base di queste condizioni al contorno più favorevoli, sono nuovamente stati estrapolati gli indicatori sintetici di merito economico sintetizzati nella **Tabella 19**

Tabella 19 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento, nell'ipotesi di accesso ai Certificati Bianchi e di copertura di parte dei costi di realizzazione della rete tramite finanziamento pubblico

	Scenario A	Scenario B
Finanziamento pubblico [k€]
Valore Attuale Netto* [k€]
Discounted Payback Time* [anni]
Profitability Index* [-]

L'inclusione dei possibili proventi dalla vendita di Certificati Bianchi e di accesso ad un possibile finanziamento pubblica per la copertura di una frazione dei costi di realizzazione della rete ha consentito un notevole miglioramento dei risultati economici degli investimenti in un numero significativo di isole, con la stima di indicatori di redditività e tempi di ritorno che, seppur non pienamente attrattivi, cominciano in alcuni casi a diventare meritevoli di qualche considerazione.

Occorre sottolineare come la trattazione condotta per le diverse isole può rappresentare nulla di più che uno studio di pre-fattibilità di massima. Nel corso della descrizione della metodologia adottata, infatti, si è sottolineato più volte come le conclusioni raggiunte risultino condizionate da un notevolissimo numero di assunzioni (in genere gestite tramite l'uso di fattori di correzione) alle quali, peraltro, le risultanze dello studio sono ovviamente molto sensibili.

Del resto la conduzione più puntuale di uno studio di fattibilità per un bacino territoriale così variegato, caratterizzato da molteplici comunità isolate di diverse dimensioni, localizzazioni climatiche e vocazioni turistiche, avrebbe richiesto un'attività preliminare d'indagine del tutto incompatibile con le modalità di sviluppo del presente progetto.

4 Lampedusa

L'isola di Lampedusa fa parte dell'arcipelago delle Pelagie, insieme a Linosa con cui è unico Comune, registra al Censimento del 2011, una popolazione residente pari a 6105 per un territorio esteso circa 20,2 km². L'analisi muove da una preliminare suddivisione del bacino territoriale di interesse in un numero convenientemente ridotto di "Aree", identificate sulla base di condizioni specifiche del sito (disposizione del tessuto urbanistico ad uso abitativo/commerciale/industriale, eventuali variabili orografiche quali dislivelli significativi, barriere architettoniche, ecc.) e con l'obiettivo di vedere associata a ciascuna area una "massa critica", in termini di consumo di energia su base annua, sufficientemente significativa. Nel caso di Lampedusa, una volta osservato come il micro-distretto turistico nella zona Est dell'isola (comprendente gli hotel "Oasi di Casablanca", "i Dammusi di Borgo Cala Creta", "Calandra", "il Gattopardo di Lampedusa" ed il "Residence del Sole") risulti di scarso interesse per la distribuzione di acqua calda e fredda, in virtù della modesta domanda termica e dell'assenza di altre utenze contigue, si è deciso di operare una suddivisione della parte dell'isola più urbanizzata in 6 Aree (coincidenti con le areole rappresentate in colori diversi in **Figura 26**) più un'utenza speciale, rappresentata dall'aerostazione. Risulta del tutto intuitivo come la produzione centralizzata di acqua calda e fredda per servire utenze più isolate, poste al di fuori delle 6 aree identificate, sia scarsamente attrattiva.

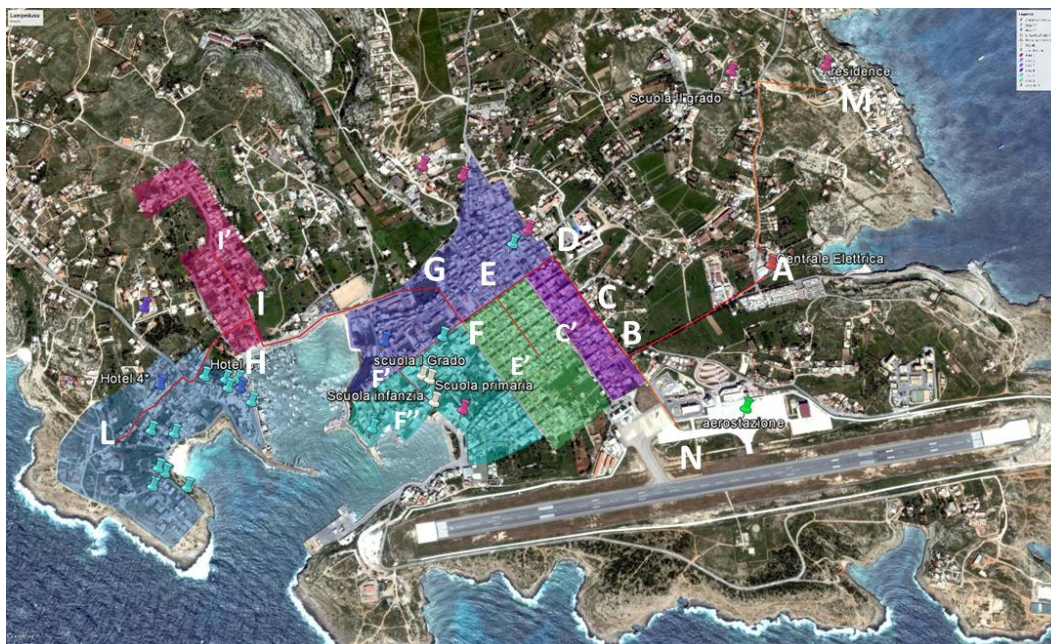


Figura 26 Aree di rilievo per la valutazione del potenziale di sfruttamento del teleriscaldamento/teleraffrescamento a Lampedusa

Dai dati ISTAT, aggregati a scala comunale comprendente entrambe le isole, si evince che gli edifici sono stati costruiti prevalentemente in muratura (82%) dopo il 1950 (95%) e si trovano principalmente all'interno del centro abitato (85%). A sottolineare la vocazione turistico stagionale dell'isola, il 41% delle abitazioni risulta occupato da popolazione residente così da poter supporre che solamente nei mesi estivi il carico stimato per le utenze residenziali sia al 100%. Il maggior numero di utenze residenziali si concentra nelle aree 2,3 e 5. Mentre le strutture alberghiere sono principalmente nell'area 2 (per un totale di 644 posti letto), i plessi dell'Istituto comprensivo Luigi Pirandello si trovano invece all'interno dell'area 5 fatta eccezione della scuola materna e dell'Istituto superiore; la prima situata all'interno dell'edificio dove erano ospitati gli uffici ENAC dell'aeroporto, la seconda al di fuori del centro urbano, ma vista la poca entità di fabbisogno e la distanza dal centro abitato non è inclusa nelle presente analisi. Come prevedibile la maggior parte del fabbisogno termico è dovuto alla climatizzazione estiva (71%), essendo l'isola in zona climatica A (**Figura 27**).

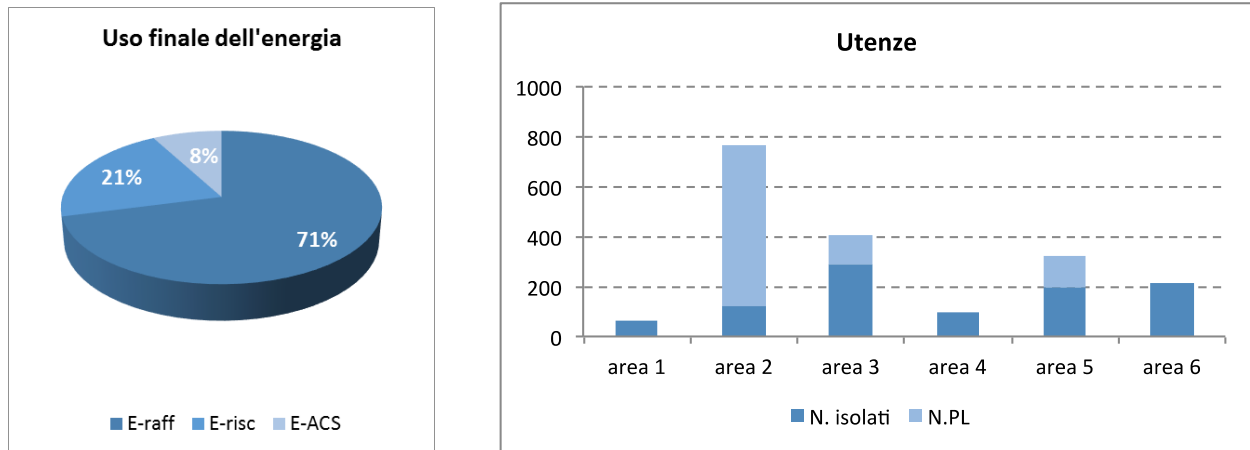


Figura 27 Uso finale dell'energia e caratterizzazione delle aree in base al numero di utenze

Vista la concomitanza di utenze residenziali e terziarie, si riscontra un maggiore fabbisogno termico nelle aree 2, 3 e 5; l'aeroporto allo stesso tempo mostra avere pari peso rispetto ai fabbisogni per la climatizzazione delle strutture alberghiere presenti nelle aree 2 e 3 con l'agevolazione che essendo un'unica utenza permette un intervento più efficiente dal punto di vista impiantistico, **Figura 28**. Allo stesso tempo si nota come i fabbisogni per la produzione di acqua calda sanitaria siano nettamente inferiori in generale e assenti per la struttura aeroportuale che, come detto, provvede già a tale fabbisogno per mezzo di fonti rinnovabili.

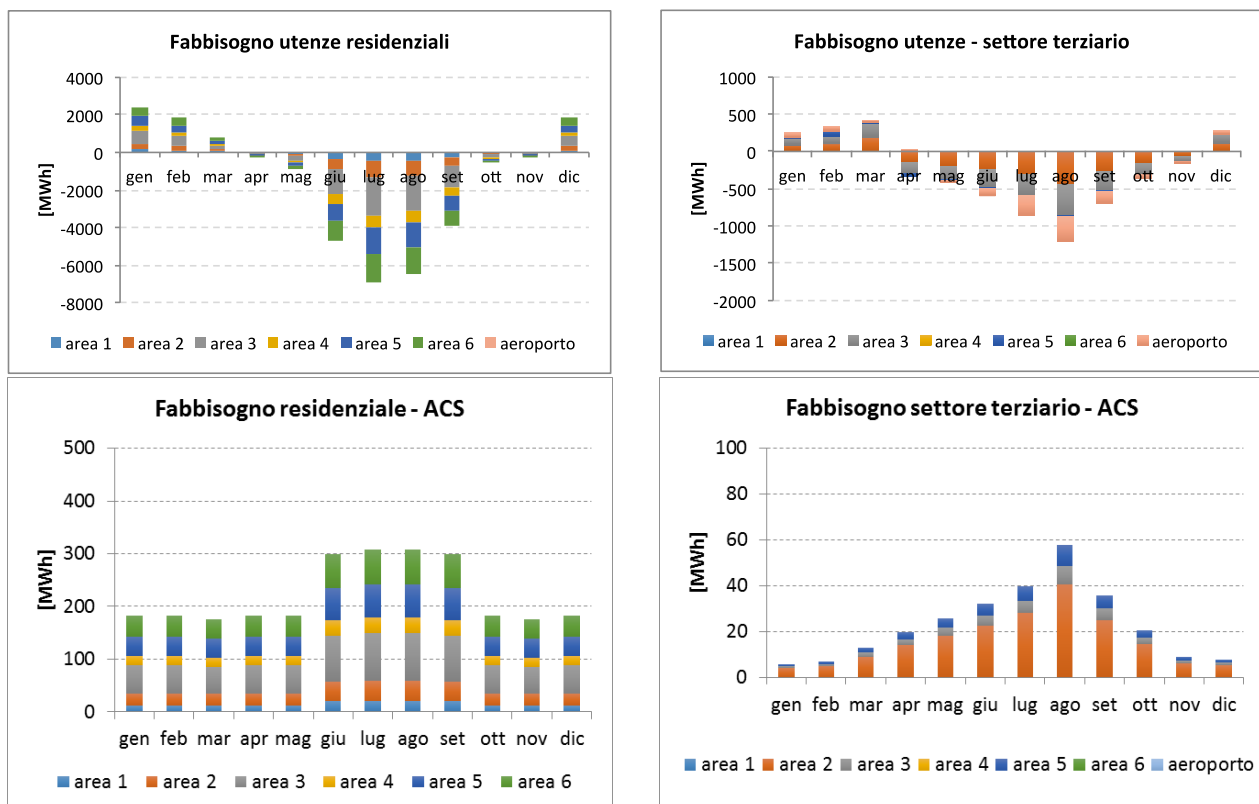


Figura 28 Fabbisogno termico per climatizzazione

La centrale termoelettrica di Lampedusa "S.EL.I.S. Lampedusa s.p.a." appartenente al gruppo SO.F.I.P. si trova a circa 0.5 km ad est del centro abitato (35°30'14.9"N; 12°37'13.2"E). Essa ha una potenza nominale totale di 22564 kW ed è composta da 8 gruppi elettrogeni di diversa targa (**Tabella 20**) costituiti da motori

Diesel a combustione interna raffreddati mediante torri evaporative e alimentati con gasolio a basso contenuto di zolfo.

Tabella 20 Gruppi elettrogeni della Centrale Elettrica S.EL.I.S Lampedusa s.p.a.

gruppo 1	gruppo 2	gruppo 3	gruppo 4	gruppo 5	gruppo 6	gruppo 7	gruppo 8
4.100 kW	1.328 kW	1.470 kW	2.800 kW	1.893 kW	2.998 kW	2.935 kW	5.040 kW

I gruppi elettrogeni funzionano a rotazione in funzione della domanda di energia elettrica richiesta dalle utenze dell’isola e delle relative fermate (programmate o meno) consentendo un ciclo di produzione/distribuzione di energia elettrica continuo nelle 24 ore e per l’intero anno. I dati in possesso per il 2014, forniti dal gestore, indicano una produzione annua di 36862.8 MWh/a con un picco nel mese di agosto pari a 9400 kW e un consumo complessivo di carburante di 7.919.672 kg. Produzione e picchi mensili così come l’andamento delle potenze erogate per i giorni-tipo sono rappresentati in **Figura 29**.

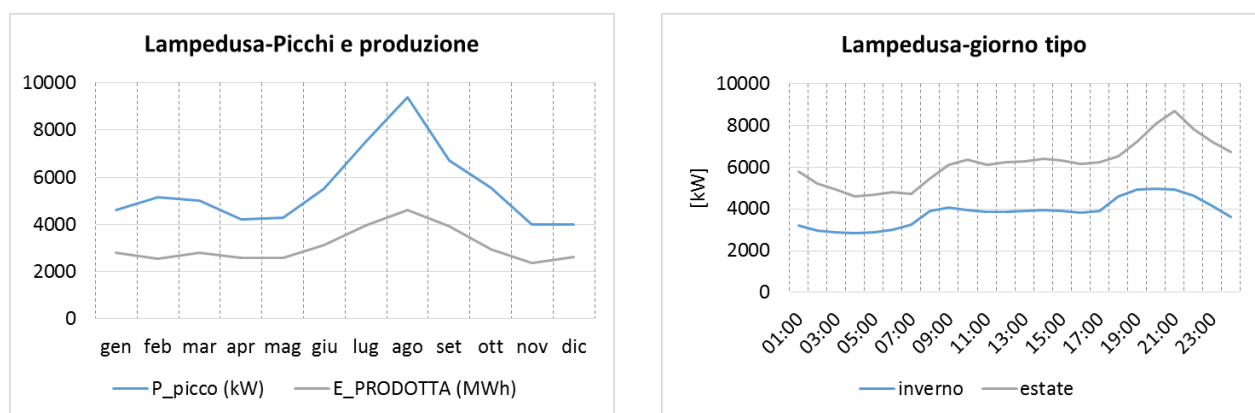


Figura 29 Centrale elettrica. A sinistra picchi e produzione mensile. A destra, giorno-tipo estivo e invernale.

La presente trattazione descrive, con riferimento all’isola di Lampedusa, la procedura adottata per la progettazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento asservita alla comunità isolana. La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l’ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l’ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

4.1 Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento

4.1.1 Scenario di contesto

È a questo punto necessario procedere all’identificazione di un percorso preferenziale per l’installazione delle principali dorsali di una possibile rete di distribuzione, volta ad assicurare la copertura delle 6 aree identificate e dell’utenza aeroportuale. Si è a tal fine assunto che la soluzione più agevole sia rappresentata da un percorso delle dorsali della rete di distribuzione che insista preferibilmente su strade principali, ed al più secondarie ma non private, così da evitare possibili conflitti relativi alla proprietà ed alla destinazione d’uso delle superfici interessate. L’assunzione fatta non tiene in considerazione l’eventuale sussistenza di

difficoltà connesse al valore storico, culturale o turistico dei tratti interessati, all'eventuale pregio di coperture e basolati, e ad ogni ulteriore fattore che avrebbe richiesto di spingere l'indagine ad un livello di dettaglio più elevato e con valutazioni di natura più qualitativa.

Al fine di procedere quindi ad una più sistematica analisi del potenziale di ciascuna area, si è proceduto ad una loro numerazione consecutiva ed all'identificazione di un percorso di massima per una dorsale principale di distribuzione su cui, eventualmente, si potessero innestare all'interno di ciascuna area eventuali micro-reti di distribuzione più capillari che rendessero raggiungibile ciascuna utenza servita. La rappresentazione di questo schema di massima è mostrata in **Figura 30**.

Si può osservare come:

- I rami delle principali dorsali di distribuzione siano stati numerati consecutivamente da T1 a T13, al fine di rendere agevole una loro gestione tabellare;
- Sono inclusi nel lay-out dei rami con numerazione del tipo "Tbn", in cui n indica il numero dell'area il cui baricentro è collegato alla dorsale principale dal ramo in esame.

Al fine di rendere intuitiva la distribuzione dei consumi di energia nelle medesime aree, in **Figura 30** sono mostrate, tramite la classica metodologia dei "grafici a bolle", e quindi a mezzo di areole circolari la cui superficie è proporzionale ai consumi (con scala fissata dall'areola circolare in grigio inserita in legenda), le richieste di energia frigorifera, termica per riscaldamento e termica per Acqua Calda Sanitaria (ACS). Sono peraltro identificate, all'interno delle stesse areole circolari, le frazioni riconducibili ai consumi da parte di utilizzatori residenziali e quelle relative alle poche grosse utenze identificate (essenzialmente alberghi, scuole e l'aeroporto). Ciò in quanto, come si vedrà più avanti nella presente sezione, mentre la connessione di grosse utenze risulta piuttosto agevole in virtù della notevole richiesta di energia, che può favorire la scelta di connessione ad una rete di distribuzione, ben diverse sono le valutazioni relative alla possibilità di connessione da parte di piccole utenze residenziali, peraltro caratterizzate da notevole stagionalità delle presenze.

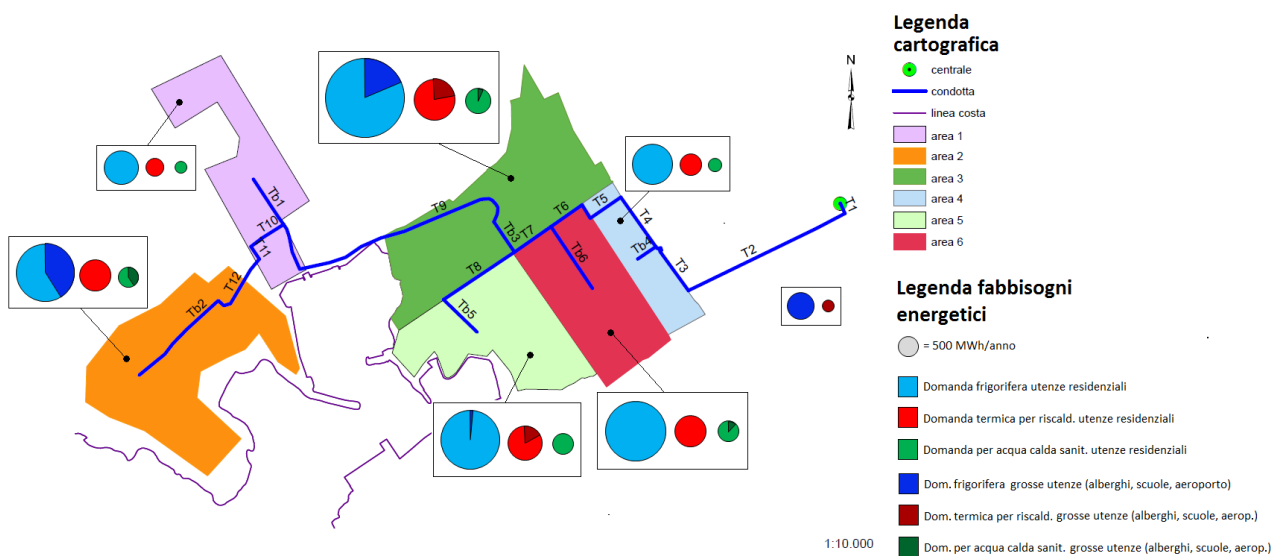


Figura 30 Rappresentazione semplificata delle aree di riferimento e della geometria delle possibili dorsali principali di distribuzione

4.1.2 Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco

La metodologia che si adotta per l'identificazione di una configurazione di massima della rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento è la medesima adottate dalle principali società del settore del District Heating allorquando, nella progettazione di nuove reti urbane/metropolitane o nell'esercizio di quelle

esistenti, si pongono il problema dell'estensione periferica ottimale della rete verso aree sub-urbane caratterizzate da minore densità abitativa e/o di richiesta termica (le cosiddette *low heat density areas*). In tal senso, il concetto di "densità di carico termico" non va inteso come "consumo annuo per unità di superficie", misurabile in MWh/(anno×m²), bensì come "consumo annuo per metro di sviluppo lineare della potenziale rete che serva quella superficie", misurabile quindi in MWh/(anno×m). E' allora necessario quantificare preliminarmente lo sviluppo lineare (in metri) della rete di distribuzione del calore da installare per servire ciascuna area. A tal fine, è bene identificare da subito i due principali scenari di riferimento sulla cui base si progetteranno ipotetiche soluzioni alternative:

- a. Rete di teleriscaldamento "a bassa ramificazione", finalizzata a servire esclusivamente le grosse utenze ubicate presso ciascuna area o a distribuire solo il calore fino alle posizioni baricentriche delle diverse aree;
- b. Rete di teleriscaldamento "ad alta ramificazione", basata sull'assunzione di installare all'interno di ciascuna area una micro-rete capillare (presumibilmente comprendente tubazioni di minore diametro rispetto a quelle delle dorsali principali), in modo da rendere raggiungibile ciascun possibile utilizzatore residenziale presente nell'area.
- c.

Una rappresentazione grafica delle configurazioni di rete associate a ciascuno dei sopraccitati livelli di ramificazione è stata fornita nella descrizione introduttiva dell'approccio metodologico.

Una volta denominata con l_i la lunghezza relativa ad ogni ramo di dorsale principale e con $l_j^{tot} = \sum_{Area j} l_j^k$ la

lunghezza totale dei rami interni della rete j (nell'ipotesi di rete ad elevata ramificazione), è possibile avviare il calcolo della lunghezza totale della rete necessaria alla distribuzione di fluidi termovettori caldi o freddi in ciascuna area. A tal fine è necessario però formulare una premessa metodologica. Numerosi rami di dorsale principale sono "condivisi" tra le diverse aree, ossia vedono il loro sviluppo utile per la distribuzione dei fluidi termovettori in più di una delle aree esaminate. Con riferimento allo schema presentato in [Figura 30](#), è ad esempio possibile osservare come i rami T1 e T2 siano utilizzati per la distribuzione dei fluidi termovettori verso tutte le 6 aree identificate, nonché verso l'utenza aeroportuale; al contrario, i rami T11 e T12 sono ad esempio funzionali alla distribuzione dei fluidi termovettori solo verso l'area 2. Può essere quindi opportuno sviluppare, in forma tabellare, un quadro sinottico che sintetizzi la relazione tra gli specifici rami di dorsale principale e le aree da essa servite; tale quadro è presentato in [Tabella 21](#), unitamente ai dati sulle lunghezze in pianta di ciascun ramo.

Tabella 21 Quadro sinottico delle aree servite da ciascun ramo di dorsale principale

Ramo di dorsale	Lunghezza [m]	Aeroporto	Area 1	Area 2	Area 3	Area 4	Area 5	Area 6
T1	34,54	x	x	x	x	x	x	x
T2	540,7	x	x	x	x	x	x	x
T3	371,31		x	x	x	x	x	x
T4	371,31		x	x	x		x	x
T5	163,61		x	x	x		x	x
T6	255,49		x	x	x		x	x
T7	255,49		x	x	x		x	
T8	264,58						x	
T9	716,02		x	x				
T10	122,79			x				
T11	46,52			x				
T12	209,91			x				
T13	521,12	x						
Tb1	168,53		x					
Tb2	338,3			x				
Tb3	113,12		x	x	x			
Tb4	67,73					x		
Tb5	144,84						x	
Tb6	230,07							x

È a questo punto possibile sviluppare, per ciascuno scenario di riferimento (ossia nell'ipotesi di distribuire calore solo verso le grosse utenze attraverso la rete a bassa ramificazione, o alternativamente verso tutte le possibili utenze tramite quella ad alta ramificazione), il calcolo della lunghezza equivalente di rete associata alla distribuzione di calore verso ogni area. Nel far ciò, si formula la seguente assunzione: ciascun ramo "i" di dorsale il cui impiego è funzionale alla distribuzione del fluido termovettore verso N aree, vedrà imputata a ciascuna di esse una lunghezza equivalente pari ad l_i/N . Sebbene tale approccio sia semplificato, in quanto a rigore nella suddetta espressione ciascuna area andrebbe ponderata con i propri fabbisogni termici e frigoriferi, esso risulta adeguato per questa fase assolutamente preliminare in cui si elabora solo una definizione di massima dell'estensione della rete, senza procedere al dimensionamento di dettaglio di ciascun suo ramo. I risultati sono presentati in **Tabella 22**.

Tabella 22 Lunghezze equivalenti relative alla distribuzione dei fluidi termovettori nelle diverse aree

	dorsali, $\sum(1/N)*l_i$	$\sum l_{hotels}$	$\sum l_{scuole}$	Rami interni, l_j^{tot}	Lunghezza totale scenario bassa ramificazione	Lunghezza totale scenario alta ramificazione
Aeroporto	582	0	0	0	582	582
Area 1	837	0	0	1048	837	1885
Area 2	1216	968,8	0	1999	2185	4184
Area 3	479	103,5	0	4616,5	583	5199
Area 4	144	0	0	847	144	991
Area 5	631	119	126	2215,6	876	3091
Area 6	302	0	0	2328	302	2630

In **Tabella 22** è possibile osservare, oltre alla lunghezza dei rami di dorsali complessivamente allocata su ciascuna area (1° colonna) ed alla lunghezza dei rami interni relativi all'ipotesi di servire tutte le possibili utenze (4° colonna), anche due altre colonne (rispettivamente la 2° e la 3°) che riportano le lunghezze dei rami interni relativi alla connessione alla rete principale delle grosse utenze "hotels" e "scuole" ubicate in ciascuna area. Le lunghezze presentate in **Tabella 22** sono da intendersi come "metri di sviluppo in pianta della rete", e non come "metri di tubazione di cui effettuare la posa"; infatti, nella quasi totalità dei tratti la

lunghezza in metri complessiva delle tubazioni potrà essere ottenuta moltiplicando i sopraccitati metri di sviluppo della rete per un fattore 2, così da tener conto della posa congiunta delle tubazioni di mandata e ritorno. È a questo punto possibile implementare la metodologia di valutazione tipica per la fattibilità di reti di distribuzione del calore e/o del freddo nell'ambito di low heat density areas, basata sul calcolo del costo unitario di distribuzione del calore, Cd, in funzione della densità lineare di richiesta termica annua Qs/L.

L'espressione analitica utilizzata è stata presentata nella sezione metodologica introduttiva del presente Report. Come già visto nel caso di altre isole, si effettuano preliminarmente due diverse distinzioni. In primo luogo, si distinguono i seguenti casi:

- a. Ipotesi di servire solo le utenze "Acqua calda sanitaria" e "riscaldamento";
- b. Ipotesi di servire, oltre alle utenze "acqua calda sanitaria" e "riscaldamento", anche quelle relative al raffrescamento degli edifici nei quali è possibile sopporre una produzione centralizzata dell'energia frigorifera (con distribuzione di acqua o aria fredda), come nel caso delle utenze alberghiere. In tale caso si suppone ovviamente che alla distribuzione di acqua calda faccia seguito una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Un'ulteriore ed altrettanto rilevante classificazione è introdotta sulla base del soggetto deputato all'installazione ed alla copertura dei costi relativi alle sottostazioni di distribuzione. Tali sottostazioni, che in ogni caso richiedono un contabilizzatore di calore ed una serie di sistemi di controllo e misura, prevedono l'installazione di scambiatori di calore a piastre (con "temperature approach" estremamente basso, nell'ordine dei 2-4°C) nel caso di accoppiamento cosiddetto "indiretto"; nel caso in esame, tale forma di accoppiamento risulta senz'altro preferibile in virtù della maggiore affidabilità ed indipendenza della rete primaria da eventuali problematiche occorrenti sulle reti secondarie o sui disconnettori idraulici. Con riferimento a tale classificazione, si distinguono i due seguenti scenari:

- A.** Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico dell'utente, che chiede allacciamento alla rete di distribuzione. In tale caso, poiché il costo delle stazioni di sottodistribuzione è piuttosto elevato (variando in genere dai 3000 ai 20000 € al variare della potenzialità della sottostazione), si suppone un tasso di "connessione" delle utenze distribuite molto basso, ed in particolare pari a:

- 10% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 30% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

Tali percentuali tengono conto del fatto che, oltre alla sussistenza di barriere connesse al costo di connessione, si possono presupporre difficoltà ben più strutturali connesse all'impossibilità di utilizzare, per buona parte del parco residenziale isolano, l'alimentazione tramite acqua calda/fredda prodotte a livello centralizzato. L'assunzione dello 0% di utenze residenziali interessate alla fornitura di acqua fredda per il raffrescamento ambientale, ad esempio, discende dal fatto che pressochè tutte le residenze, siano esse adibite ad uso abitativo o ad accoglienza turistica nel periodo estivo, vedono presumibilmente installate unità split e, pertanto, non potrebbero essere servite tramite acqua fredda a meno di onerose modifiche dell'attuale assetto impiantistico;

- B.** Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico della società proprietaria/gestore della rete. In tale ipotesi, si suppongono i seguenti tassi di "connessione":

- 30% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 60% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

In entrambi gli scenari A e B, per il calcolo della domanda termica da coprire tramite rete di distribuzione si introdurrà, oltre ai suddetti coefficienti riduttivi connessi alle richieste di connessione alla rete da parte dei

privati, anche un ulteriore fattore riduttivo pari a 0,8 per tener conto di un ragionevole fattore di contemporaneità tra la disponibilità dei recuperi termici dalla centrale ed i fabbisogni di calore dell'utenza. In **Figura 31** sono rappresentate tre curve C_d vs. Q_s/L ottenute assumendo tre diversi diametri DN30, DN80 e DN150 cui si associano, per una rete che distribuisca acqua calda ed assumendo un ΔT tra mandata e ritorno nell'ordine dei 30°C, delle potenze trasferite rispettivamente nell'ordine di 70 kW, 500 kW e 3 MW. Nella medesima figura sono riportati i punti rappresentativi dei diversi rami della dorsale principale, nell'ipotesi che sia la società proprietaria/gestore della rete a sostenere interamente i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione; due serie distinte di dati, invece, sono mostrate per le ipotesi di includere o escludere i fabbisogni per il raffrescamento ambientale (modulati attraverso un fattore $1/COP_{\text{assorbitore}}$ per tener conto della necessità di conversione in un frigorifero ad assorbimento).

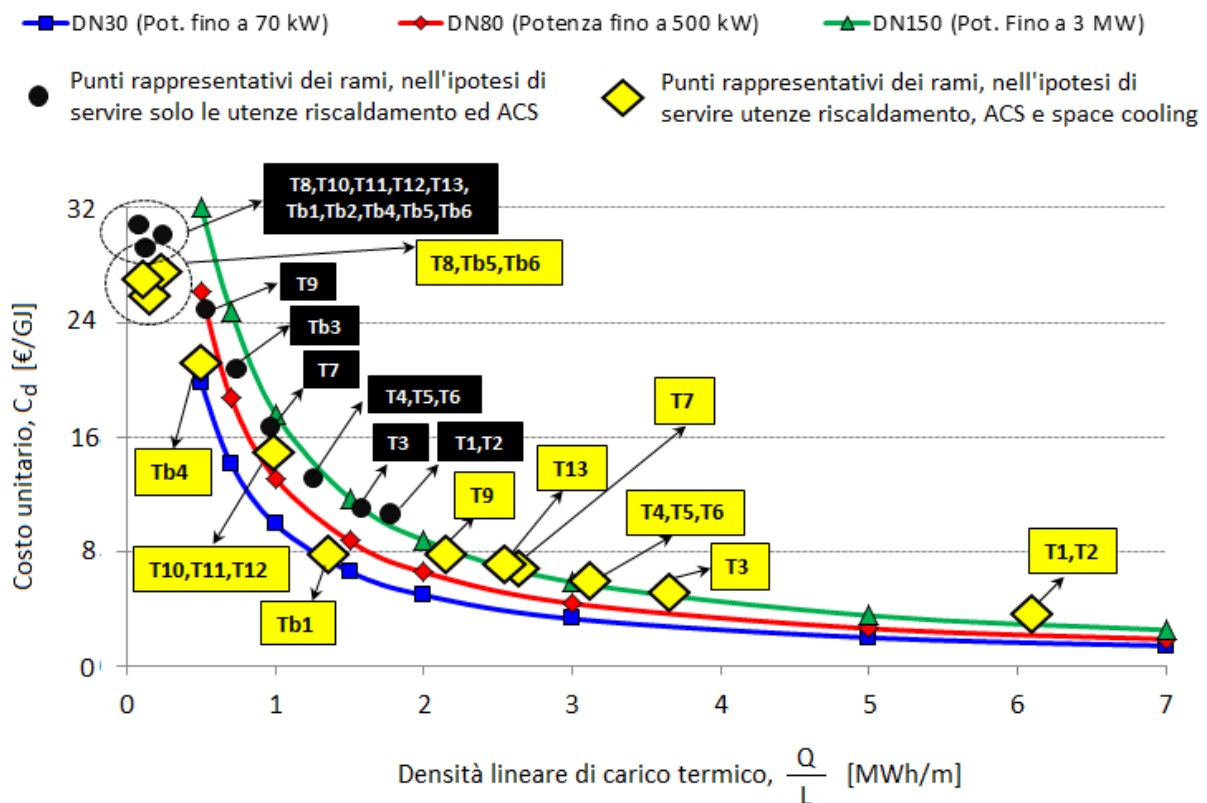


Figura 31 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dall'azienda proprietaria/gestore della rete

Entrambe le serie di dati sono relative all'ipotesi di rete ad elevata ramificazione; come è facilmente deducibile dalla rappresentazione sintetica della distribuzione dei carichi in **Figura 30**, infatti, le utenze centralizzate rappresentano una frazione modesta dei carichi energetici complessivi e, peraltro, tali utenze sono prevalentemente situate a notevole distanza dalla centrale elettrica, ragion per cui si può giustificatamente ritenere che non sia economicamente fattibile una soluzione che preveda l'installazione della rete al solo scopo di servire le poche grosse utenze presenti nel territorio in esame. In **Figura 31** è identificato un punto rappresentativo di ciascun ramo di dorsale principale, così da rendere il grafico utile a valutare quali rami possano convenientemente essere inclusi e, viceversa, quali dovrebbero essere esclusi da una possibile rete di distribuzione del calore. Dall'analisi della **Figura 31** si può osservare come:

- I costi unitari di distribuzione risultino decisamente elevati, ed in genere oltre il limite di fattibilità economica di 8-10 €/GJ, nell'ipotesi di distribuire calore solo per acqua calda sanitaria e riscaldamento (indicatore con pallino nero in **Figura 31**). In tale ipotesi pertanto avrebbe senso considerare solo una rete di sviluppo estremamente limitato, orientata al più al soddisfacimento delle richieste delle Aree 4 e 6. Nemmeno l'utenza aeroportuale, sebbene risulti piuttosto prossima

- alla centrale elettrica, verrebbe convenientemente servita dalla rete, come testimoniato dal valore estremamente elevato del costo relativo al ramo T13;
- I costi di distribuzione risultino significativamente inferiori nell'ipotesi di servire, oltre alle utenze ACS e riscaldamento, anche quelle relative al raffrescamento estivo (indicatore con rombo giallo in **Figura 31**). Tale risultato è ovviamente indotto dalla connotazione dell'isola fortemente orientata al turismo estivo, che vede quindi nei carichi connessi al raffrescamento la quota più significativa dei carichi energetici complessivi. Si può osservare come mentre alcuni rami siano caratterizzati da costi estremamente o sufficientemente ridotti, alcuni altri come T8 e Tb5 (che servono entrambi l'Area 5) risultano caratterizzati da costi particolarmente elevati, lasciando intuire una minore convenienza ad estendere la rete per servire tale area. Tuttavia, proprio in virtù della filosofia di calcolo seguita, qualora si valutasse l'installazione di una rete che escludesse la distribuzione di acqua calda verso l'Area 5, crescerebbero conseguentemente i costi unitari di tutti i rami a monte (in virtù della diminuita densità di domanda per metro lineare di rete); pertanto, si suppone nel complesso la soluzione rappresentata in giallo in **Figura 31** come utile ipotesi di progetto, da sottoporre ad analisi di fattibilità più accurata in una successiva fase della presente trattazione.

Passiamo invece adesso ad esaminare gli analoghi andamenti ottenuti nello scenario alternativo, nel quale i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione risultassero a carico dei privati che facessero richiesta di connessione. I risultati sono mostrati in **Figura 32**. E' possibile osservare come ancora una volta lo scenario che contempla la possibilità di distribuire acqua calda/surriscaldata per l'alimentazione di frigoriferi ad assorbimento ed il soddisfacimento dei fabbisogni frigoriferi delle utenze centralizzate risulti di gran lunga il più promettente. Tuttavia, da un confronto tra la **Figura 31** e la **Figura 32** emerge chiaramente come l'ipotesi di un tasso di "connessione" più modesto (connessa all'assunzione di un minor tasso di volontaria richiesta di connessione dei privati alla rete, provocata dalla necessità di sostenere i relativi costi di allacciamento) porti ad una notevole riduzione della densità lineare di domanda, con conseguente aumento dei costi unitari di distribuzione. Lo scenario che ne deriva, tuttavia, è ancora di qualche interesse in fase di analisi pre-progettuale e sarà più accuratamente sviluppato nella sezione successiva.

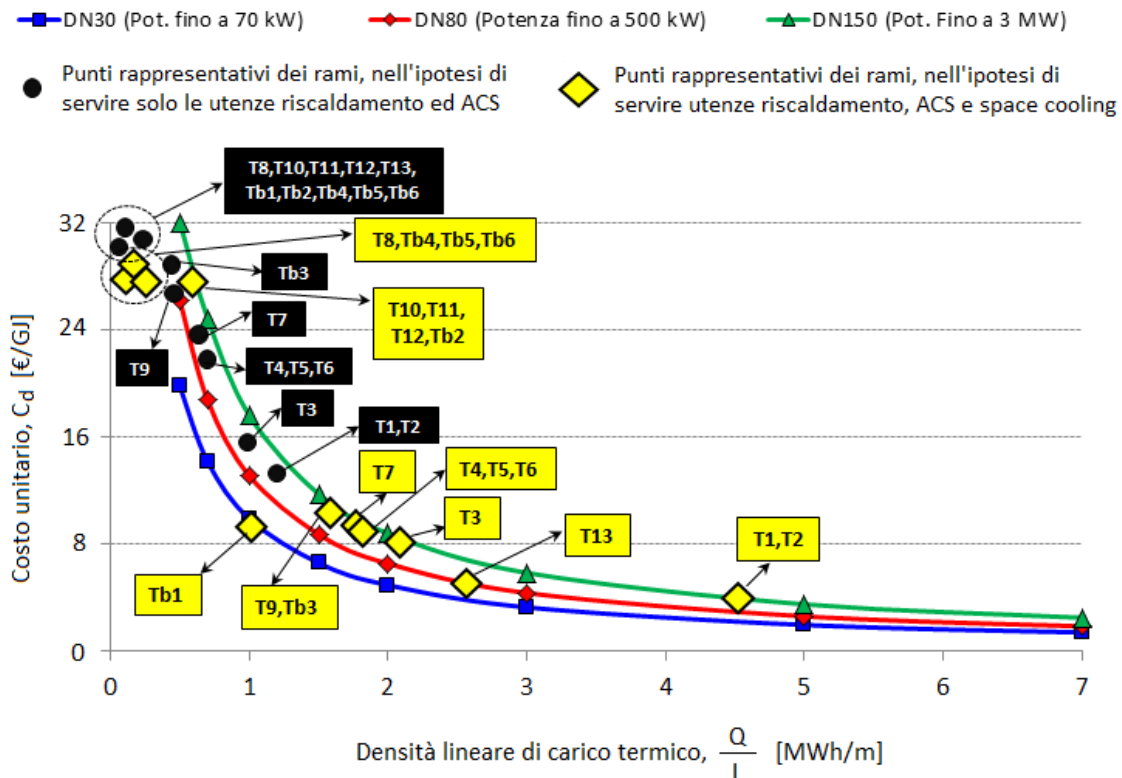


Figura 32 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dal privato che avanza richiesta di connessione

4.2 Definizione di alcuni parametri progettuali di massima

La definizione di parametri progettuali di massima riguarda essenzialmente i seguenti aspetti applicativi:

- la definizione delle condizioni di esercizio della rete, in termini di temperatura e pressione, e della tipologia di rete da utilizzare;
- la definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica per consentire i recuperi termici e procedere con il retrofit in modalità cogenerativa dei gruppi;
- la definizione di ragionevoli diametri delle condotte per le dorsali principali e per le reti intra-area, a seconda della potenzialità termica da esse trasportata.

Poiché quella che si deve produrre è una morfologia di massima della rete, non si entrerà in alcun modo nei dettagli relativi all'ubicazione delle pompe e nel calcolo dei costi di pompaggio.

4.2.1 Definizione delle condizioni di esercizio della rete

Questa fase richiede alcune valutazioni di merito relativamente ai livelli termici e di pressione ottimali ai quali esercire la rete, in virtù delle richieste termiche/frigorifere e di alcune altre informazioni inerenti l'orografia del sito. Dal punto di vista delle temperature, si osserva come:

- Al fine di ridurre i costi di pompaggio e consentire un dimensionamento dei diversi rami della rete su diametri più ridotti, è ragionevole ipotizzare un ΔT piuttosto elevato tra mandata e ritorno, nell'ordine dei 25°C;
- Al fine di alimentare efficientemente dei frigoriferi ad assorbimento a singolo effetto, si assume una temperatura di mandata piuttosto elevata, nell'ordine dei 110 °C, con un ritorno conseguentemente fissato in condizioni nominali ad 85°C.

Per quanto concerne le pressioni di esercizio, ferma restando la necessità di garantire la pressurizzazione utile al trasporto di acqua surriscaldata, occorre tener conto dell'eventuale dislivello massimo occorrente attraverso i rami della rete; se infatti in reti urbane, con sviluppo prevalentemente in piano, il problema delle pressioni indotte dai metri di colonna d'acqua porta, nella connessione di edifici a numerose elevazioni, a prevedere sempre sottostazioni di distribuzione ad accoppiamento "indiretto" e collocate in locali tecnici alla base dell'edificio, nel caso di un territorio così irregolare (dal punto di vista altimetrico) come quello isolano la problematica si pone per ragioni prettamente orografiche. Pertanto, una volta identificato lo sviluppo in pianta delle dorsali principali T1-T13 di cui alla precedente sezione, si sono esaminate i relativi sviluppi altimetrici, mostrati sinteticamente per aree in [Figura 33 a-f](#).

Si può osservare come i dislivelli massimi siano nell'ordine dei 25 metri, essendo quindi necessario tenere in considerazione nella scelta delle pressioni di esercizio la prevalenza geodetica indotta, nell'ordine dei 2,5 bar. Combinando le informazioni di cui sopra si osserva che, in virtù dell'elevata temperatura di mandata supposta, si dovrà escludere l'uso di tubazioni flessibili in polietilene reticolato o altro materiale plastico, il cui utilizzo è in genere raccomandato per temperature fino a 90-95 °C; pertanto, si potrà convergere verso l'utilizzo di tubazioni in acciaio pre-isolato che, tipicamente, consentono l'esercizio per temperature fino a 140 °C e pressioni fino a 25 bar circa. Simili tubazioni consentono in genere posa diretta sul terreno, senza l'utilizzo di canali; esse presentano tuttavia necessità di una accurata progettazione dei giunti, in virtù dei rischi di rottura connessi a dilatazione termica. Stante la possibilità di elevate pressioni di esercizio senza compromettere la vita utile della rete, si assume di esercire la rete alla pressione di 12 bar.

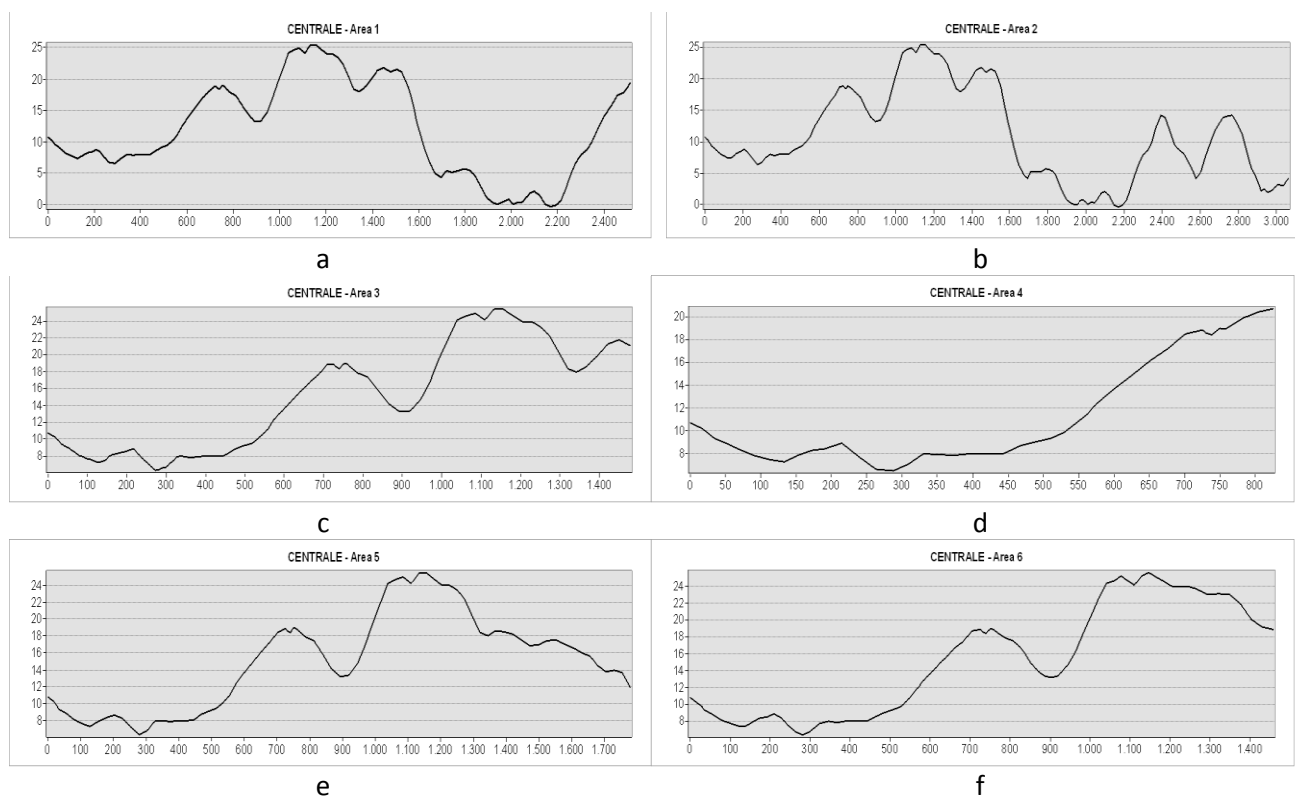


Figura 33 Sviluppo altimetrico delle condotte di trasporto, lungo i rami di dorsale principale, che collegano la centrale elettrica alle diverse aree

4.2.2 3.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica

La centrale include n. 8 gruppi elettrogeni diesel, per una potenza nominale complessiva di 22.564 kW; tali gruppi, tuttavia, sono eserciti in maniera alternata in quanto la potenza elettrica richiesta dall'utenza isolana è in genere molto inferiore. I motori si succedono quindi nell'esercizio, peraltro operando in genere ad una potenza pari al 75% del loro output nominale. Come si vedrà nel paragrafo successivo, la potenza termica di picco di cui la rete di teleriscaldamento potrà necessitare in input può essere stimata, nei due scenari precedentemente esaminati, come segue:

- **Scenario A (costi delle sottostazioni a carico dell'utente):** Potenza termica di picco = 2,91 kW
- **Scenario B (costi delle sottostazioni a carico della società proprietaria/gestore della rete) :** Potenza termica di picco = 3,92 kW

Al fine di consentire il soddisfacimento di tali richieste a mezzo di recuperi dal funzionamento dei motori, per tener conto dell'alternanza di funzionamento degli stessi per cause connesse a parzializzazione, manutenzione programmata ed eventuali avarie, è senz'altro necessario dimensionare i sistemi di recupero in logica di ridondanza, e quindi "installare" un'adeguata capacità di recupero su almeno 4 gruppi, per poter ragionevolmente assumere che in ogni condizione di esercizio della centrale sia possibile disporre di almeno 1-2 gruppi per il funzionamento in cogenerazione.

Occorre a questo punto precisare che non si dispone delle schede tecniche dei motori, ragion per cui si faranno discendere delle ragionevoli assunzioni riguardo alla capacità di recupero termico di ciascun motore direttamente dalla capacità elettrica degli stessi e da dati medi relativi al rapporto termico/elettrico tratti (per motori diesel di media taglia) da report o ulteriori dati disponibili in letteratura [19,20].

In **Tabella 23** sono riportati, unitamente ai dati sulle capacità elettriche dei gensets installati, i rapporti termico/elettrico relativamente alle due principali possibilità di recupero termico, dall'acqua di raffreddamento del motore (*cooling jacket water circuit, cjw*) e dai gas esausti di scarico. Sono così

calcolate, con riferimento alle condizioni tipiche di esercizio a potenza pari al 75% di quella nominale, le potenzialità termiche recuperabili da tali circuiti. Si precisa che:

- Non sono state considerate le potenzialità termiche recuperabili dai circuiti dell'olio di lubrificazione, in virtù del livello termico modesto a cui tali recuperi si rendono disponibili ($T < 80\text{ °C}$), insufficiente per l'alimentazione della rete in relazione alla temperatura di ritorno assunta (pari ad 85 °C);
- Non si dispone di informazioni di dettaglio circa la temperatura di raffreddamento del motore. Diversi motori alternativi concepiti per applicazioni CHP sono realizzati con circuito di raffreddamento in pressione operante a $120\text{-}125\text{ °C}$; tuttavia, un convenzionale gruppo elettrogeno ha più frequentemente una temperatura di raffreddamento nell'ordine dei $90\text{-}95\text{ °C}$ e, pertanto, in relazione alla elevata temperatura di ritorno dell'acqua calda sulla rete di teleriscaldamento è possibile che non tutto il calore dal circuito dell'acqua delle camicie di raffreddamento possa essere utilmente recuperato, ragion per cui in **Tabella 23** si è inserita una colonna " $H_{c_{jw}}^{\text{bassa T}} \text{ utile}$ " basata sull'assunzione che solo il 60% del calore sia recuperabile, la rimanente parte continuando ad essere smaltita tramite radiatore accoppiato a torre evaporativa. Tuttavia, in fase di calcolo dei costi d'investimento sarà necessario assumere una superficie di scambiatore dimensionata su tutta la potenza termica teoricamente recuperabile dall'acqua di raffreddamento, mentre il sopraccitato valore "potenza termica utile" sarà prudenzialmente utilizzato come base di confronto per verificare la possibilità di soddisfacimento delle richieste della rete;
- Al fine di garantire flessibilità di esercizio, si suppone di installare moduli di recupero termico presso i 4 motori (numerati come n. 2, 4, 6 e 7) evidenziati in azzurro in **Tabella 23**. Si può osservare come l'accensione di uno tra i motori n. 6 e n. 7 (con recupero termico totale rispettivamente pari a 2043 e 2000 kW) consenta, unitamente all'accensione dei motori n. 2 (potenzialità di recupero termico pari a 905 kW) o di quello n. 4 (recupero termico fino a 1908 kW) di coprire anche il picco annuo della domanda termica richiesta dalla rete di distribuzione, rispettivamente negli scenari A (picco pari a 2,91 MW) e B (picco pari a 3,92 MW). Inoltre, l'installazione di moduli di recupero presso motori di taglia differente incrementa la flessibilità di esercizio del sistema.

Tabella 23 capacità di generazione elettrica e potenza termica recuperabile dai motori installati presso la centrale

	P_e^{nom} [kW]	$P_e^{\text{esercizio}}$ [kW]	Rapporto $H_{c_{jw}}^{\text{bassa T}}/P_e$	Rapporto $H_{\text{exhausts}}^{\text{alta T}}/P_e$	$H_{c_{jw}}^{\text{bassa T}}$ [kW]	$H_{c_{jw}}^{\text{bassa T}} \text{ utile}$ [kW]	$H_{\text{exhausts}}^{\text{alta T}}$ [kW]
Motore n. 1	4100	3075	0,66	0,51	2021	1212	1581
Motore n. 2	1328	996	0,66	0,51	655	393	512
Motore n. 3	1470	1103	0,66	0,51	725	435	567
Motore n. 4	2800	2100	0,66	0,51	1380	828	1080
Motore n. 5	1893	1420	0,66	0,51	933	560	730
Motore n. 6	2998	2249	0,66	0,51	1478	887	1156
Motore n. 7	2935	2201	0,66	0,51	1447	868	1132
Motore n. 8	5040	3780	0,66	0,51	2484	1490	1944

I moduli di recupero termico dovranno essere installati in serie su ciascun gruppo (ossia tramite una cascata che preveda dapprima i recuperi effettuati dal circuito dell'acqua, tramite uno scambiatore a piastre saldobrasate, e quindi dai fumi di scarico tramite uno scambiatore a fascio tubiero) ed in parallelo tra i diversi gruppi.

4.2.3 Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali

Il calcolo dei diametri delle condotte è basato sulla valutazione preliminare delle portate d'acqua circolanti (essendo note le potenze termiche da trasferire, nelle condizioni più gravose di progetto, lungo ciascun

ramo ed il ΔT tra mandata e ritorno). In accordo con la prassi progettuale nel campo delle reti di teleriscaldamento, nota la portata, il diametro è calcolato in modo da conseguire perdite di carico distribuite nell'ordine dei 140-160 Pa/m; ovviamente, occorrerà poi optare per un diametro commerciale prossimo a quello desiderato.

I diametri nominali ottenuti per i diversi vari rami di rete sono presentati in **Tabella 24**, sia con riferimento allo scenario A che a quello B sopraccitati. Si può osservare come, a valle del calcolo della portata massica fluente in condizioni di massimo carico di progetto in ciascun ramo della dorsale, sia stato dapprima identificato un diametro teorico derivato dalla perdita di carico imposta, quindi il più appropriato diametro nominale tra quelli commercialmente disponibili per la tipologia di tubazione in esame.

Tabella 24 Dimensionamento dei rami delle dorsali principali della rete di distribuzione*

	Potenza di picco [kW]	Potenza di picco [kW]	Portata massica [kg/s]	Portata massica [kg/s]	d ^{teorico} [mm]	d ^{teorico} [mm]	DN effettivo [mm]	DN effettivo [mm]
T1	3919,9	2915,1	37,46	27,86	165	136	150	150
T2	3919,9	2915,1	37,46	27,86	165	136	150	150
T3	3286,7	2281,9	31,41	21,81	140	130	150	125
T4	3110,5	2215,6	29,72	21,17	138	128	150	125
T5	3110,5	2215,6	29,72	21,17	138	128	150	125
T6	3110,5	2215,6	29,72	21,17	138	128	150	125
T7	2719,0	2068,3	25,98	19,76	134	126	125	125
T8	519,5	286,8	4,96	2,74	72	55	65	50
T9	1114,2	935,8	10,65	8,94	96	91	100	100
T10	989,8	286,8	9,46	2,74	93	55	100	50
T11	989,8	286,8	9,46	2,74	93	55	100	50
T12	989,8	286,8	9,46	2,74	93	55	100	50
T13	633,2	633,2	6,05	6,05	80	80	80	80
Tb1	124,4	46,8	1,19	0,45	38	29	40	32
Tb2	989,8	889,0	9,46	8,49	93	91	100	100
Tb3	2199,5	1781,5	21,02	17,02	128	116	125	125
Tb4	176,2	66,3	1,68	0,63	47	30	50	32
Tb5	519,5	286,8	4,96	2,74	72	55	65	50
Tb6	391,5	147,3	3,74	1,41	63	43	65	40

* in rosa le celle relative allo scenario A, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico del privato che avanza richiesta di connessione, in celeste le celle relative allo scenario B, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete

È assolutamente arduo effettuare una stima di massima degli elementi speciali che saranno utilizzati; tuttavia, trascurare il costo degli stessi potrebbe portare a sottostimare significativamente l'investimento complessivo, inficiando le conclusioni dello studio di pre-fattibilità. Pertanto si effettua la seguente stima di massima, che ovviamente incorpora significativi margini di errore, specie su alcune voci assolutamente difficili da prevedere ed analizzabili solo ad un livello più approfondito di studio di fattibilità:

- Muffole per ripristino isolamento giunzioni: si assume l'installazione di un numero di muffole approssimativamente pari a 400 sulle dorsali principali, nonché altre 1050 per tubazioni di diametro inferiore (compreso tra DN25 e DN40) per le condotte di distribuzione interne alle aree identificate, sino alle singole utenze;
- Derivazioni a TEE: se ne identificano 5 sulle dorsali principali, oltre ad un numero stimato pari a 100 sulla rete ad elevata ramificazione. Occorrerebbe aggiungere l'elevato numero di giunzioni in prossimità delle utenze; tuttavia, i costi relativi alle derivazioni asservite alle utenze saranno inclusi in un generico costo di sottostazione, che pertanto includerà oltre ai costi di contabilizzatore di calore, scambiatore e organi di controllo/misura/sicurezza, anche questa componente connessa al costo di derivazione;
- Elementi di compensazione per deformazione termica, corredati da cuscini di compensazione: si effettua una stima di massima, per i rami di dorsale principale, di 20 elementi di compensazione corredati da relativi cuscini.

Si ribadisce che il reale utilizzo di tali elementi è scarsamente predicibile al livello di dettaglio della presente analisi, e pertanto i valori assunti non intendono in alcun modo rappresentare una reale quantificazione degli elementi che si renderanno realmente necessari in fase progettuale.

4.3 Analisi economica di massima

Sulla base delle soluzioni identificate nella sezione precedente e dei livelli di domanda termica e frigorifera attesa, è possibile condurre una valutazione economica di massima. Essa conterà delle seguenti 3 fasi elementari:

1. Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo;
2. Stima dei proventi annui dalla vendita di calore;
3. Calcolo di indicatori sintetici, ed in particolare del tempo di ritorno atteso dell'investimento.

4.3.1 Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo

Il costo complessivo d'investimento include diverse componenti, tra cui:

- a. Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo
- b. Costo per l'installazione di frigoriferi ad assorbimento asserviti alle grosse utenze, in virtù della necessità di considerare la copertura dei fabbisogni frigoriferi al fine di rendere sufficientemente elevata la densità lineare di energia termica distribuita su base annua e, quindi,
- c. Costo per l'acquisto della rete, degli elementi accessori e della componentistica di controllo e misura, escluso ciò che si è assunto di comprendere nel costo delle sottostazioni;
- d. Costo delle opere civili per la posa delle condotte di distribuzione e realizzazione in-situ di elementi speciali, saldature e tutto quanto attiene alla posa;
- e. Costo delle sottostazioni di distribuzione, inclusivo dei costi per scambiatori di calore, contabilizzatore di calore ed elementi di controllo/misura/sicurezza.

Tutte le sopraccitate componenti di costo saranno calcolate sia per lo scenario A (oneri di connessione alla rete in carico al privato che richiede la fornitura di calore) che per quello B (oneri relativi alle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete).

Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

Tale componente di costo è calcolata sulla base di valori medi, tratti da report o databases [20,22], e rispettivamente pari a $c_{exhausts}^{alta T} = 110$ €/kW per lo scambiatore a recupero ad alta temperatura dai gas di scarico ed a $c_{cjlw}^{bassa T} = 130$ €/kW per lo scambiatore a piastre per il recupero a bassa temperatura; tali costi unitari sono comprensivi degli oneri per installazione. Di conseguenza si ottiene:

$$C_{retrofit}^{centrale} = \sum_{j \in \{2,4,6,7\}} [c_{exhausts}^{alta T} \cdot (H_{exhausts}^{alta T})_j + c_{cjlw}^{bassa T} \cdot (H_{cjlw}^{bassa T})_j] \quad (2)$$

la quale, sulla base delle potenzialità termiche di recupero mostrate in [Tabella 23](#), porta a calcolare per entrambi gli scenari (i quali si differenziano per altre componenti di costo ma, per le assunzioni fatte, non per quella relativa al retrofit in assetto cogenerativo della centrale), il seguente costo:

$$C_{retrofit}^{centrale} = 1071 \text{ k€}$$

Costo per l'acquisto ed installazione di frigoriferi ad assorbimento

Nell'ipotesi in studio si è assunto che le utenze frigorifere centralizzate, relative essenzialmente ai fabbisogni per raffrescamento ambientale dell'aeroporto e degli alberghi ubicati nelle aree 2 e 3 (essendo i fabbisogni degli alberghi ubicati nell'Area 5 del tutto marginali), siano servite tramite distribuzione di acqua fredda prodotta da frigoriferi ad assorbimento installati presso i medesimi edifici.

A rigore i costi per l'acquisto di tali unità dovrebbero essere comunque sostenuti dal privato, gestore dell'utenza, che richiede l'allacciamento alla rete; tuttavia, poiché si è chiarito come la copertura di tali richieste sia esiziale per consentire la riduzione dei costi specifici di distribuzione, si assumerà che sia la

società proprietaria/gestore della rete a farsi carico di tali costi, configurando così in ultima istanza le proprie infrastrutture come finalizzate alla distribuzione di caldo e freddo.

Inoltre, a rigore un calcolo del costo dei gruppi frigoriferi richiederebbe la formulazione di offerte commerciali o l'uso di appropriate cost figures, che tengano conto sia del numero di unità nelle quali la capacità installata complessiva è frazionata, sia delle specifiche condizioni di fornitura (che per una comunità isolana comportano certamente ulteriori aggravii di costi).

Nella presente trattazione, poiché l'obiettivo dichiarato consiste nella verifica della sostenibilità economica di massima delle soluzioni identificate, si calcola tale componente di costo sulla base delle seguenti assunzioni semplificative:

- a. In assenza di dettagliati profili di domanda e di conseguenti determinazioni del picco della stessa, a partire dal dato di consumo frigorifero del mese più gravoso, ossia Agosto, è stata calcolata la potenza frigorifera media richiesta dalle grosse utenze in ciascuna Area. Poiché i fabbisogni frigoriferi ad Agosto sono risultati notevolmente superiori a quelli relativi agli altri mesi, si può supporre che in tale mese la potenza di picco richiesta da tali grosse utenze sia solo leggermente superiore alla potenza media, per cui si adotta un fattore correttivo $\alpha=1,1$ per passare dalla richiesta media a quella di picco;
- b. Si assume l'installazione di frigoriferi ad assorbimento a singolo effetto operanti con soluzione H₂O-LiBr, e per essi si assume un costo specifico medio $C_{unitario}^{frig. assorb.} = 200 \text{ €/kW}$.

Il calcolo delle potenze richieste, indifferenziato tra gli scenari A e B esaminati, risulta:

$$P_{picco}^{frigorifera} \cong \alpha \cdot (P_{media}^{frigor. aeroporto} + P_{media}^{frigor. Area2} + P_{media}^{frigor. Area3}) = 1,1 \cdot (452,3 + 540,0 + 540,0) = 1685,5 \text{ kW}$$

Il costo d'investimento complessivo per l'acquisto e l'installazione dei frigoriferi viene quindi stimato pari a:

$$C_{frigoriferi\ assorb.} = C_{unitario}^{frig. assorb.} \cdot P_{picco}^{frigorifera} = 337,1 \text{ k€}$$

Costo per acquisto di rete ed elementi speciali

Il costo unitario di acquisto di questa tipologia di rete, in €/m, è ben approssimato dalla seguente relazione quadratica:

$$C_{unitario}^{rete} = 0,00200 \cdot DN^2 + 0,123 \cdot DN + 16,73$$

Una volta implementata sui rami principali delle dorsali, tale espressione analitica conduce al calcolo dei costi complessivi mostrati in [Tabella 25](#).

Tabella 25. Calcolo del costo delle reti di distribuzione, con riferimento ai rami di dorsale principali

	Lunghezza [m]	SCENARIO A			SCENARIO B		
		DN [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	C ^{ramo} _{totale (2 tubi)} [€]	DN [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	C ^{ramo} _{totale (2 tubi)} [€]
T1	34,54	150	80,20	5540	150	80,20	5540
T2	540,7	150	80,20	86729	150	80,20	86729
T3	371,31	125	63,37	47062	150	80,20	59559
T4	371,31	125	63,37	47062	150	80,20	59559
T5	163,61	125	63,37	20737	150	80,20	26243
T6	255,49	125	63,37	32382	150	80,20	40981
T7	255,49	125	63,37	32382	125	63,37	32382
T8	264,58	50	27,89	14757	65	33,18	17560
T9	716,02	100	49,04	70233	100	49,04	70233
T10	122,79	50	27,89	6848	100	49,04	12044
T11	46,52	50	27,89	2595	100	49,04	4563
T12	209,91	50	27,89	11708	100	49,04	20590
T13	521,12	80	39,38	41045	80	39,38	41045
Tb1	168,53	32	22,72	7657	40	24,86	8378
Tb2	338,3	100	49,04	33183	100	49,04	33183
Tb3	113,12	125	63,37	14337	125	63,37	14337
Tb4	67,73	32	22,72	3077	50	27,89	3778
Tb5	144,84	50	27,89	8078	65	33,18	9613
Tb6	230,07	40	24,86	11437	65	33,18	15269
Tot. rami dorsali	4935,98	-	-	496850	-	-	561586

A tali costi occorre aggiungere, in primo luogo, i costi relativi alle reti capillari (ad alta ramificazione) interni alle singole aree. In tali aree non si è effettuato, come è ovvio, uno specifico dimensionamento di ogni tratto della rete, per cui può avere senso supporre una potenza trasferita media all'interno di ogni area, cui far corrispondere un diametro medio delle tubazioni installate nell'area e, quindi, un corrispondente costo unitario e costo totale. Tali costi sono presentati in **Tabella 26** per i due scenari A e B; sebbene l'ipotesi di installazione di rete ad elevata ramificazione richieda una copertura pressochè totale delle aree in esame, sussistono delle moderate differenze di costo d'investimento tra i due scenari, connessi alle diverse potenze medie trasferite e ad un fattore riduttivo che tiene conto di eventuali utenze non raggiunte dalla rete (nel caso in cui alcuni residenti piuttosto periferici non chiedano, specie nello scenario A, di connettersi alla rete evitando così di sostenere gli oneri di connessione).

Tabella 26 Costi stimati per le reti ad elevata ramificazione intra-area

	Lunghezza [m]	Scenario A				Scenario B			
		P _{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	c ^{rete} _{intra-area} [€]	P _{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	c ^{rete} _{intra-area} [€]
Area 1	1048	17,082	DN20	19,99	29333	34,164	DN25	21,06	35311
Area 2	1999	31,069	DN25	21,06	58934	62,138	DN32	22,72	72663
Area 3	4616,5	73,845	DN32	22,72	146832	147,690	DN50	27,89	205985
Area 4	847	24,198	DN20	19,99	23707	48,397	DN25	21,06	28538
Area 5	2215,6	51,269	DN32	22,72	70469	102,538	DN40	24,86	88112
Area 6	2328	53,771	DN32	22,72	74044	107,543	DN40	24,86	92582
Totale					403320				523191

Infine, occorre considerare il costo degli elementi speciali. Riferendosi ai soli elementi indicati nella sezione precedente, si può ipotizzare come costo:

$$C_{muffole} = 400 \cdot 180 \text{ €/cad.} + 1050 \cdot 60 \text{ €/cad.} = 135000 \text{ €}$$

$$C_{derivazioni TEE} = 5 \cdot 400 \text{ €/cad.} + 100 \cdot 100 \text{ €/cad.} = 12000 \text{ €}$$

$$C_{compensazione} = 20 \cdot (c_{elementi} + c_{cuscini}) = 20 \cdot (2 \cdot 240 + 180 + 60) = 14400 \text{ €}$$

$$C_{curve} = 400 \cdot 200 \text{ €/cad.} = 8000 \text{ €}$$

Il costo complessivo dei suddetti elementi risulterebbe $C_{pezzi speciali} = 169400 \text{ €}$. Invero, le cifre appena calcolate non rappresentano una stima analitica, ma solo valori di riferimento puramente orientativi; ciò in quanto al livello di analisi della presente trattazione non è possibile quantificare il numero di elementi di

ciascuna tipologia. Tuttavia, ciò che rassicura sull'uso di tale risultato complessivo in termini di $C_{pezzi\ speciali}$ è il fatto che esso risulti in ragionevole accordo con l'incidenza media dei costi dei pezzi speciali sul totale dell'acquisto per reti, laddove in genere vale $\frac{C_{pezzi\ speciali}}{C_{tubazioni\ lineari}} \cong 0.10 - 0.15$. Pertanto, indipendentemente

dal fatto che in fase più avanzata di studio di fattibilità risulti ben maggiore al previsto il numero richiesto di alcuni pezzi speciali e ben inferiore quello di altri, l'inclusione di un costo totale nell'ordine dei 170 k€ per l'acquisto di tali elementi appare una valutazione ragionevole.

Costo per opere civili e montaggio

Anche queste voci di costo, come le precedenti, risultano di difficilissima quantificazione al livello di dettaglio della presente analisi. Appare ragionevole pertanto l'assunzione di valori medi derivati dalla prassi relativa al teleriscaldamento urbano, con l'aggiunta di un fattore moltiplicativo pari ad 1,1 per tenere conto dei maggiori oneri per il trasferimento di macchinari e mezzi presso l'isola:

$$C_{opere\ civili} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{opere\ civili}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,94 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,03 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

$$C_{montaggio} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{montaggio}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,62 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 0,68 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

Tali costi, ovviamente, risulteranno diversi nell'ipotesi di scenario A e B, poiché diversi sono i costi associati all'acquisto delle tubazioni come già evidenziato nelle precedenti sottosezioni.

Costo per sottostazioni

Il costo delle sottostazioni viene stimato sulla base di due sole tipologie di utenza, ossia le grosse utenze alberghiere e le piccole residenziali. Esso include i costi per lo scambiatore di calore, il contabilizzatore di calore, gli organi di controllo e misura, i circolatori a portata variabile sul secondario ed, in particolare, le costose valvole a sfera da installare sul primario in corrispondenza delle derivazioni verso l'utenza. Tali costi sono stimati in maniera forfettaria, sulla base anche dei costi di allacciamento risultanti da indagini compiute per reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale, come segue:

$$C_{unitario\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 20\ k\text{€} \qquad C_{unitario\ sottostaz.}^{residenziale} = 3\ k\text{€}$$

Il numero di grosse utenze che si assume di servire è pari a 16 (aeroporto + scuole + alberghi), mentre il numero di utenze residenziali risulta pari a 294 nello scenario A ed a 588 nello scenario B, conducendo quindi alla stima dei seguenti costi relativi alle sottostazioni di distribuzione:

$$C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 16\ utenze \cdot 20 \frac{k\text{€}}{utenza} = 320\ k\text{€}$$

$$C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,A} = 294\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 882\ k\text{€} \qquad C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,B} = 588\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 1764\ k\text{€}$$

Costo di investimento complessivo nei due scenari

Per ciascuno scenario è possibile, a questo punto, stimare un costo complessivo degli interventi da eseguire e dei materiali da acquisire per il retrofit della centrale e la realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita alle grosse utenze centralizzate ed a quelle residenziali distribuite nella parte della comunità di Lampedusa esaminata:

$$C_{totale} = C_{retrofit}^{centrale} + C^{frigorif.} + C_{totale}^{rami} + C_{intra-Area}^{rete} + C_{pezzi\ speciali} + C_{opere\ civili} + C_{montaggio} (+ C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} + C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale})$$

Le componenti di costo relative alle sottostazioni sono indicate entro parentesi a voler ricordare che sono da includere nel costo totale d'investimento solo nello scenario B, che prevede che siano sostenute a carico della società proprietaria/gestore della rete o, comunque, non dai privati che avanzano richiesta di allacciamento.

Sulla base dei costi presentati nelle precedenti sottosezioni, si ottiene:

$$C_{totale}^{scenario A} \cong 1071 + 337 + 497 + 403 + 169 + 927 + 612 = 4,046 \text{ M€}$$

$$C_{totale}^{scenario B} \cong 1071 + 337 + 561 + 523 + 169 + 1116 + 737 + 320 + 1764 = 6,628 \text{ M€}$$

4.3.2 Stima dei proventi annui dalla vendita di calore

La stima dei proventi annui dalla vendita di calore discende direttamente dalle assunzioni già fatte relativamente alle frazioni della domanda della comunità isolana che si assume di coprire tramite produzione centralizzata in teleriscaldamento/raffrescamento, nonché dalla fissazione di una tariffa di fornitura del calore. In piena coerenza con i valori medi registrati per le reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, nella presente indagine di fattibilità di massima si assumeranno i seguenti prezzi del calore contabilizzato a ciascun utente:

- Calore per acqua calda sanitaria: 45 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze residenziali: 90 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze del settore terziario: 70 €/MWh

Per quanto riguarda la fornitura di acqua fredda per il soddisfacimento dei fabbisogni di raffrescamento ambientale, si assume che il prezzo unitario di cui alla voce c. dell'elenco di cui sopra, per utenze del terziario, sia maggiorato di un fattore 1,2, per tenere conto dell'efficienza di conversione delle macchine ad assorbimento e della necessità di ammortizzarne il costo.

In **Tabella 27** e in **Tabella 28** sono riassunti i ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera, su base annua.

Tabella 27 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento A

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	617,20	90	55547,55
Riscaldamento - terziario	695,58	70	48690,73
ACS residenziale + terziario	769,68	45	34635,78
Raffrescamento - terziario	2077,57	84	174516,04
Totale			313390,10

Tabella 28 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento B

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	1851,59	90	166642,66
Riscaldamento - terziario	1159,30	70	81151,22
ACS residenziale + terziario	1495,38	45	67292,25
Raffrescamento - terziario	3462,62	84	290860,07
Totale			605946,20

4.3.3 Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

Sulla base delle stime effettuate in relazione ai costi di investimento ed ai ricavi annui dalla vendita di energia termica e frigorifera al bacino di potenziali utenze identificato, è possibile calcolare alcuni indicatori sintetici, ed in particolare si focalizzerà l'attenzione sui seguenti:

- Valore Attuale Netto, calcolato sviluppando un’analisi in moneta costante e definito come:

$$VAN^{scenario} = -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{n_{life}} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j}$$

in cui n_{life} indica la vita utile attesa dell’installazione, che può essere assunta pari a 30 anni come di consuetudine nello studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento, mentre i_{def} rappresenta il tasso di interesse deflazionato, che nella presente analisi sarà supposto pari a 0,05 (ossia al 5%).

- Discounted Payback Time, calcolato come:

$$DPT^{scenario} = \min k \left[-C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^k \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j} \geq 0 \right]$$

- Profitability Index, calcolato come:

$$PI^{scenario} = \frac{VAN^{scenario}}{C_{totale}^{scenario}}$$

Con riferimento ai due scenari in esame, i valori assunti dai sopraelencati indicatori sono presentati in **Tabella 29**.

Tabella 29 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell’investimento

	Scenario A	Scenario B
Valore Attuale Netto [k€]	771,6	2686,9367
Discounted Payback Time [anni]	22,1	17,4
Profitability Index [-]	0,191	0,405

Si può sottolineare come:

- Entrambi gli scenari presentano un Valore Attuale Netto del flusso di cassa positivo, e pertanto recuperano entro la fine vita attesa dell’impianto l’investimento;
- Il tempo di ritorno dell’investimento risulta particolarmente elevato per entrambi gli scenari, indicando come l’investimento non sia, alle condizioni esposte, attrattivo per un investitore privato che intende esporre capitale di rischio;
- Ciò è ancora più evidente considerando il Profitability Index molto minore dell’unità in entrambi i casi, che suggerisce chiaramente come ottimale l’alternativa “non investire”;
- Pur a fronte di un investimento decisamente inferiore, in virtù dell’esclusione dal totale dei costi della componente relativa alle sottostazioni di connessione con le utenze, lo scenario A presenta risultati economici ben inferiori a quello B. Pertanto, ove mai una delle due ipotesi dovesse essere considerata, appare preferibile che la società proprietaria/gestore della rete si faccia carico della copertura dei costi di connessione delle utenze alla rete al fine di indurre un maggiore numero di utenze termiche e frigorifere a richiedere la connessione alla rete e conseguire così quelle condizioni di minima densità lineare di domanda che sono indispensabili per la fattibilità economica di una rete di distribuzione del calore.

Si può tuttavia osservare come a conclusioni più promettenti dal punto di vista della fattibilità economica dell’investimento si giungerebbe qualora, nell’ambito di Progetti finalizzati allo sviluppo territoriale in ambito Europeo o Nazionale, si rendesse disponibile un finanziamento per la realizzazione delle infrastrutture a rete. Poiché i costi per l’acquisto e la posa della rete costituiscono una frazione molto elevata dei costi complessivi d’investimento attesi, ove parte di tali costi non fosse a carico della società proprietaria/gestore della rete i tempi di ritorno attesi e l’indice di profitto dell’investimento risulterebbero significativamente migliori, lasciando intravedere margini per una fattibilità di massima. Inoltre, occorre tenere conto che a partire dal 2011 gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) vedono

riconosciuti titoli di efficienza energetica commisurati al risparmio energetico prodotto e calcolabili tramite le espressioni di cui al D.M. 5 settembre 2011. Nel caso in esame non è in alcun modo possibile verificare a priori se l'impianto esistente, modificato in assetto cogenerativo secondo i criteri progettuali discussi in precedenza, possa essere riconosciuto come "impianto CAR", né quale frazione della produzione annua verrebbe qualificata "da cogenerazione" secondo l'articolata disciplina presentata in [25]. Pertanto, è qui di seguito condotta un'ulteriore analisi economica basata sulle seguenti precise ipotesi:

1. L'impianto risulta qualificato come "Cogenerazione ad Alto Rendimento", ma non raggiungendo nel corso dell'anno un'efficienza media superiore al 75%, vede la quantità di energia elettrica ed il consumo di combustibile rispettivamente prodotti e consumati "in cogenerazione", E_{CHP} ed F_{CHP} , calcolati secondo le espressioni di cui al D.M. 4 agosto 2011. Vengono pertanto riconosciuti dei certificati bianchi (o TEE), il cui numero è calcolato tramite l'espressione di cui al D.M. 5 settembre 2011 ed il cui prezzo medio è supposto, in moneta costante e sulla vita utile dell'impianto, pari a 90 €/TEE;
2. Una frazione pari al 40% dei costi relativi alle opere civili, all'acquisto dei componenti della rete di distribuzione ed alla posa degli stessi coperta tramite finanziamenti di natura pubblica.

Nelle suddette ipotesi, si calcolano innanzitutto i possibili introiti derivanti dalla vendita dei Certificati Bianchi riconosciuti, che sono presentati in **Tabella 30**.

Tabella 30 Ricavi connessi alla vendita di certificati bianchi, sulla base delle ipotesi di lavoro proposte

	H_{CHP} [MWh]	E_{CHP} [MWh]	F_{CHP} [MWh]	RISP [MWh]	CB (DM 5 settembre 2011)	P_{CB} [€/CB]	Ricavo [€]
Scenario A	4852,6	4142,4	11835,5	2561,5	286	90	25740
Scenario B	9123,1	7788,0	22251,5	4815,8	538	90	48420

In **Tabella 31** sono riportati i risultati economici ottenuti nelle suddette ipotesi.

Tabella 31 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento, nell'ipotesi di accesso ai Certificati Bianchi e di copertura di parte dei costi di realizzazione della rete tramite finanziamento pubblico

	Scenario A	Scenario B
Finanziamento pubblico [k€]	1043,2	2076
Valore Attuale Netto [k€]	2184,2	5458,7
Discounted Payback Time [anni]	11 anni e 11 mesi	9 anni e 10 mesi
Profitability Index [-]	0,727	1,199

Si osserva come l'inclusione dei possibili proventi dalla vendita di Certificati Bianchi e di accesso ad un possibile finanziamento pubblica per la copertura di una frazione dei costi di realizzazione della rete consenta di conseguire condizioni di maggiore fattibilità economica dell'ipotesi progettuale, con indicatori di redditività e tempi di ritorno che cominciano a diventare in qualche modo meritevoli di considerazione. Occorre sottolineare come la presente trattazione può rappresentare nulla di più che uno studio di prefattibilità di massima. Nel corso della trattazione, infatti, si è sottolineato più volte come le conclusioni raggiunte risultano condizionate da un notevolissimo numero di assunzioni (in genere gestite tramite l'uso di fattori di correzione) alle quali, peraltro, le risultanze dello studio sono ovviamente molto sensibili. Del resto la conduzione più puntuale di uno studio di fattibilità per un bacino territoriale così particolare quale una comunità isolana avrebbe richiesto un'attività preliminare d'indagine del tutto incompatibile con le modalità di sviluppo del presente progetto.

5 Linosa

L’isola di Linosa, amministrativamente parte del Comune di Lampedusa, si estende per 5.4 km²; le principali caratteristiche abitative sono state dedotte dal “Censimento ISTAT della popolazione e delle abitazioni”, dati aggregati per il Comune principale i cui dettagli sono stati già riportati nel paragrafo precedente (**Lampedusa**). La centrale termoelettrica di Linosa, “S.EL.I.S. Linosa S.p.A.” appartenente al gruppo SO.F.I.P., si trova alla periferia nord-est del centro abitato (35° 51’ 38’’N 12° 51’ 52’’E). Essa ha una potenza elettrica nominale totale di 2.612 kW ed è composta da 6 gruppi elettrogeni di diversa targa (**Tabella 32**) costituiti da motori Diesel a combustione interna alimentati con gasolio a basso contenuto di zolfo e accoppiati ai rispettivi generatori elettrici raffreddati mediante radiatori ad aria.

Tabella 32 Gruppi elettrogeni della Centrale Elettrica S.EL.I.S Linosa s.p.a.

gruppo 1	gruppo 2	gruppo 3	gruppo 4	gruppo 5	gruppo 6
536 kW	390 kW	536kW	400 kW	390 kW	360 kW

I gruppi elettrogeni, tarati per funzionare al 75% della potenza elettrica di targa, funzionano a rotazione in funzione della domanda di energia elettrica richiesta dalle utenze dell’isola e delle relative fermate (programmate o meno), consentendo un ciclo di produzione/distribuzione di energia elettrica continuo nelle 24h e per l’intero anno. I dati in possesso per il 2014, forniti dal gestore, indicano una produzione annua 2804.7 MWh/a. Produzione e picchi mensili così come l’andamento dei picchi giornalieri per i giorni tipo estivo e invernale sono rappresentati in **Figura 34**.

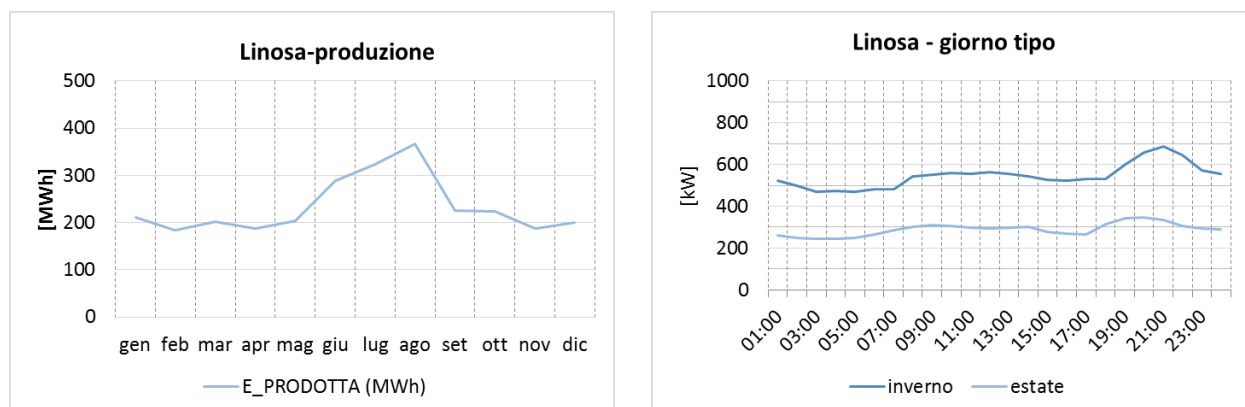


Figura 34 Centrale elettrica. A sinistra, picchi e produzione mensile. A destra, giorno-tipo estivo e invernale.

L’analisi muove da una preliminare suddivisione del bacino territoriale di interesse in un numero convenientemente ridotto di “Aree”, identificate sulla base di condizioni specifiche del sito (disposizione del tessuto urbanistico ad uso abitativo/commerciale/industriale, eventuali variabili orografiche quali dislivelli significativi, barriere architettoniche, ecc.) e con l’obiettivo di vedere associato a ciascuna area un consumo di energia su base annua sufficientemente significativo. Nel caso di Linosa si è deciso di operare una suddivisione della parte dell’isola più urbanizzata in 2 Aree (coincidenti con le areole rappresentate in colori diversi in **Figura 35**); esse includono utenze residenziali distribuite, oltre ad alcune grosse utenze tra cui si segnalano come significativi un albergo/residence ed una scuola statale di II grado, indicati in figura. Risulta del tutto intuitivo come la produzione centralizzata di acqua calda e fredda per servire utenze più isolate, poste al di fuori delle due aree identificate, sia scarsamente attrattiva.

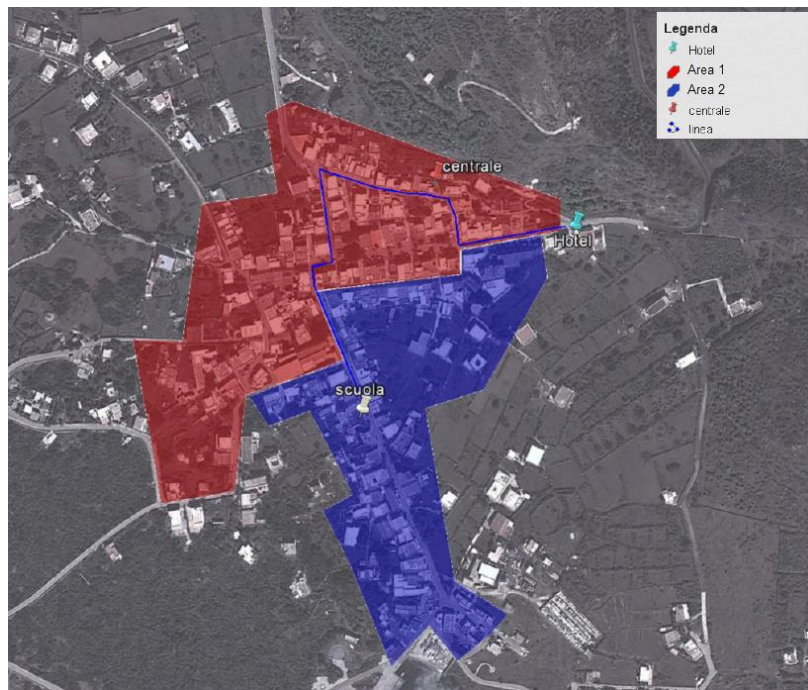


Figura 35 Aree di rilievo per la valutazione del potenziale di sfruttamento del teleriscaldamento/teleraffrescamento a Linosa

In linea di carattere generale, il numero di utenze residenziali è equamente distribuito all'interno delle due aree mentre l'unico albergo presente (circa 140 posti letto) si trova all'interno dell'area 2 nei pressi della centrale. Nell'area 1 insiste, invece, la sede distaccata dell'Istituto Comprensivo Luigi Pirandello. L'uso finale dell'energia rispecchia sostanzialmente quello riscontrato per l'isola di Lampedusa con una preponderanza di carichi dovuta al raffrescamento estivo (**Figura 36**).

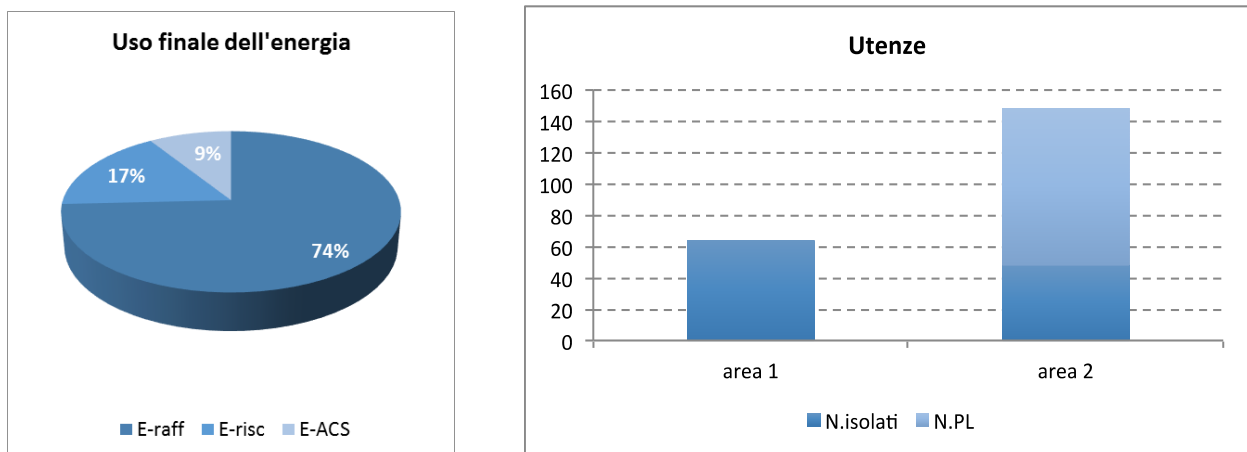


Figura 36 Caratterizzazione delle aree in base al numero di utenze e utilizzo dell'energia

L'andamento mensile del fabbisogno termico in funzione dell'uso finale dell'energia è di seguito descritto in **Figura 37**.

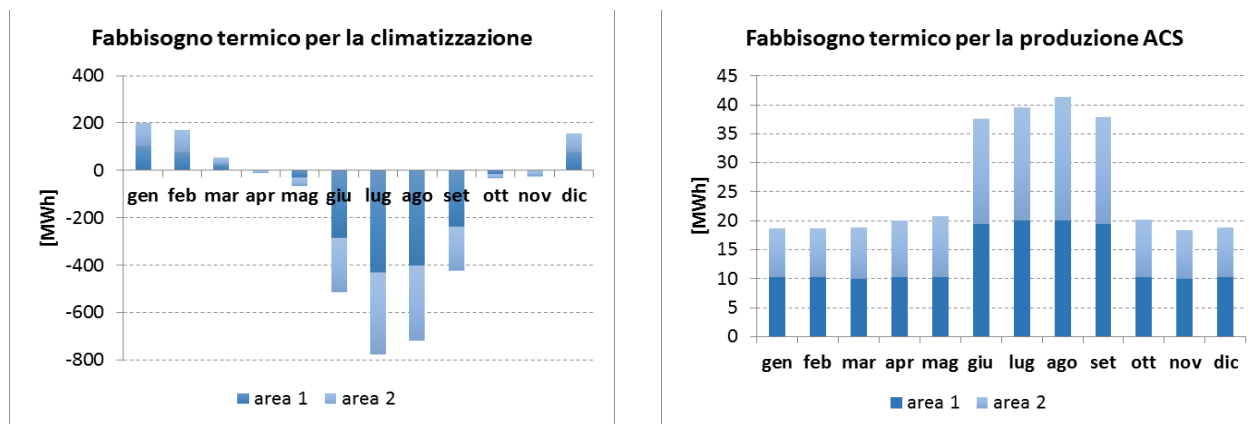


Figura 37 Fabbisogno termico per la produzione di ACS, utenze residenziali e terziarie.

La presente trattazione descrive, con riferimento all’isola di Linosa, un’analisi di pre-fattibilità per una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento asservita alla comunità isolana ed alimentata tramite recuperi termici dai motori già presenti nella centrale elettrica installata nell’isola.

L’analisi consta delle seguenti sezioni:

1. Studio della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento;
2. Definizione di parametri progettuali di massima dei moduli di recupero e delle reti di distribuzione del calore e/o del freddo;
3. Analisi economica di massima.

La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l’ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

5.1 Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento

5.1.1 Scenario di contesto

È a questo punto necessario procedere all’identificazione di un percorso preferenziale per l’installazione delle principali dorsali di una possibile rete di distribuzione, volta ad assicurare la copertura delle due aree identificate. Si è a tal fine assunto che la soluzione più agevole sia rappresentata da un percorso delle dorsali della rete di distribuzione che insista preferibilmente su strade principali, ed al più secondarie ma non private, così da evitare possibili conflitti relativi alla proprietà ed alla destinazione d’uso delle superfici interessate. L’assunzione fatta non tiene in considerazione l’eventuale sussistenza di difficoltà connesse al valore storico, culturale o turistico dei tratti interessati, all’eventuale pregio di coperture e basolati, e ad ogni ulteriore fattore che avrebbe richiesto di spingere l’indagine ad un livello di dettaglio più elevato e con valutazioni di natura più qualitativa.

Al fine di rendere intuitiva la distribuzione dei consumi di energia nelle medesime aree, in **Figura 38** sono mostrate, tramite la classica metodologia dei “grafici a bolle”, e quindi a mezzo di areole circolari la cui superficie è proporzionale ai fabbisogni (con scala fissata dall’areola circolare in grigio inserita in legenda), le richieste di energia frigorifera, termica per riscaldamento e termica per Acqua Calda Sanitaria (ACS). Sono peraltro identificate, all’interno delle stesse areole circolari, le frazioni riconducibili ai fabbisogni da parte di utilizzatori residenziali e quelle relative alle due utenze puntuali identificate. Ciò in quanto, come è chiarito nella descrizione introduttiva della metodologia adottata, mentre la connessione di grosse utenze risulta

piuttosto agevole in virtù della notevole richiesta di energia, che può favorire la scelta di connessione ad una rete di distribuzione, ben diverse sono le valutazioni relative alla possibilità di connessione da parte di piccole utenze residenziali, peraltro caratterizzate da notevole stagionalità delle presenze.

Si può osservare come nell'Area 1 sia nulla la frazione dei consumi dei diversi vettori energetici relativa a fabbisogni delle grosse utenze, in quanto non presenti, e gli usi dell'energia sono pertanto esclusivamente e connessi ad utenze residenziali. Nell'Area 2 invece vi è una certa incidenza dei consumi delle due utenze puntuali, specie per il riscaldamento ambientale, soprattutto a causa della presenza della scuola secondaria.

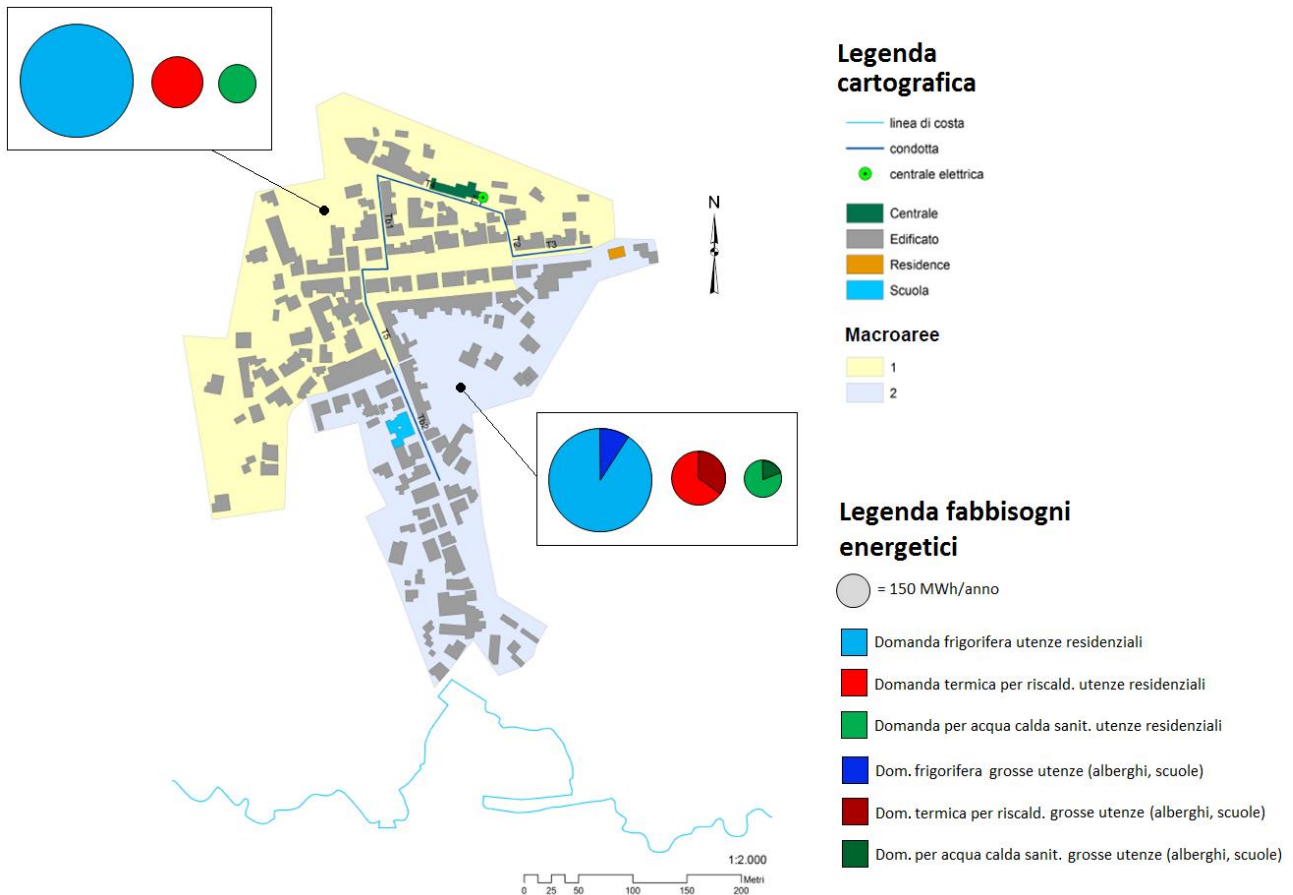


Figura 38 Rappresentazione semplificata delle aree di riferimento e della geometria delle possibili dorsali principali di distribuzione

Si è proceduto quindi all'identificazione di un percorso di massima per una dorsale principale di distribuzione su cui, eventualmente, si potessero innestare all'interno di ciascuna area eventuali micro-reti di distribuzione più capillari che rendessero raggiungibile ciascuna possibile utenza. Inoltre, al fine di consentire una più sistematica analisi del potenziale di ciascuna area, i vari tratti della condotta mostrata in **Figura 38** sono stati numerati consecutivamente (come si può dedurre dalla figura stessa) per consentire, nel prosieguo dell'analisi, un'agevole identificazione di ciascun tratto.

Si può osservare come:

- I rami delle principali dorsali di distribuzione siano stati numerati consecutivamente da T1 a T5, per rendere agevole una loro gestione tramite tabelle di inferenza legate alle aree servite da ciascuna condotta;
- Sono inclusi nel lay-out dei rami con numerazione del tipo "Tbn", in cui n indica il numero dell'area la cui regione baricentrica è collegata alla dorsale principale dal ramo in esame.

5.1.2 Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco

La metodologia che si adotta per l'identificazione di una configurazione di massima della rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento è basata sulla "densità di carico termico". Tale termine non va qui inteso come "fabbisogno annuo per unità di superficie", misurabile in MWh/(anno*m²), bensì come "fabbisogno annuo per metro di sviluppo lineare della potenziale rete che serva quella superficie", misurabile quindi in MWh/(anno*m). E' allora necessario quantificare preliminarmente lo sviluppo lineare (in metri) della rete di distribuzione del calore da installare per servire ciascuna area. A tal fine, è bene identificare da subito i due principali scenari di riferimento sulla cui base si sviluppano ipotetiche soluzioni alternative:

- a. Rete di teleriscaldamento "a bassa ramificazione", finalizzata a servire esclusivamente le grosse utenze ubicate presso ciascuna area o a distribuire solo il calore fino alle posizioni baricentriche delle diverse aree;
- b. Rete di teleriscaldamento "ad alta ramificazione", basata sull'assunzione di installare all'interno di ciascuna area una micro-rete capillare (presumibilmente comprendente tubazioni di minore diametro rispetto a quelle delle dorsali principali), in modo da rendere raggiungibile ciascun possibile utilizzatore residenziale presente nell'area.

Una rappresentazione grafica delle configurazioni di rete associate a ciascuno dei sopraccitati livelli di ramificazione è stata fornita nell'analisi preliminare che descrive i fondamenti della metodologia adottata.

Rifacendosi alla medesima nomenclatura, una volta denominata con l_j la lunghezza relativa ad ogni ramo di dorsale principale e con $l_j^{tot} = \sum_{Area j} l_j^k$ la lunghezza totale dei rami interni della rete j (nell'ipotesi di rete ad

elevata ramificazione), è possibile avviare il calcolo della lunghezza totale della rete necessaria alla distribuzione di fluidi termovettori caldi o freddi in ciascuna area. Per i rami di dorsale principale "condivisi" tra le diverse aree, ossia quelli che vedono il loro sviluppo funzionale alla distribuzione dei fluidi termovettori in più di una delle aree esaminate, le relative lunghezze saranno allocate in quota parte su tutte le aree servite. Con riferimento allo schema presentato in **Figura 38**, è ad esempio possibile osservare come i rami T1 e T2 siano utilizzati per la distribuzione dei fluidi termovettori verso entrambe le aree identificate; al contrario, i rami T5 e Tb2 sono utilizzati per la distribuzione dei fluidi termovettori solo verso l'area 2. Può essere quindi opportuno sviluppare, in forma tabellare, una matrice di inferenza che sintetizzi la relazione tra gli specifici rami di dorsale principale e le aree da essa servite; tale quadro è presentato in **Tabella 33**, unitamente ai dati sulle lunghezze in pianta di ciascun ramo.

Tabella 33 Quadro sinottico delle aree servite da ciascun ramo di dorsale principale

Ramo di dorsale	Lunghezza [m]	Area 1	Area 2
T1	3,74	x	x
T2	77,16	x	x
T3	66,58	x	x
T4	157,27	x	x
T5	206,89		x
Tb1	130,12	x	x
Tb2	238,80		x

È a questo punto possibile sviluppare, per ciascuno scenario di riferimento (ossia nell'ipotesi di distribuire calore solo verso le grosse utenze attraverso la rete a bassa ramificazione, o alternativamente verso tutte le possibili utenze tramite quella ad alta ramificazione), il calcolo della lunghezza equivalente di rete associata alla distribuzione di calore verso ogni area. Nel far ciò, si formula la seguente assunzione: ciascun ramo "i" di dorsale il cui impiego è funzionale alla distribuzione del fluido termovettore verso N aree, vedrà imputata

a ciascuna di esse una lunghezza equivalente pari ad l_i/N . Sebbene tale approccio sia semplificato, in quanto a rigore nella suddetta espressione ciascuna area andrebbe ponderata con i propri fabbisogni termici e frigoriferi, esso risulta adeguato per questa fase assolutamente preliminare in cui si elabora solo una definizione di massima dell'estensione della rete, senza procedere al dimensionamento di dettaglio di ciascun suo ramo. I risultati sono presentati in **Tabella 34**.

Tabella 34 Lunghezze equivalenti (espresse in m) relative alla distribuzione dei fluidi termovettori nelle diverse aree

	dorsali, $\Sigma(1/N)*l_i$	$\Sigma(l_{hotel}+l_{scuola})$	Rami interni, l_j^{tot}	Lunghezza totale scenario bassa ramificazione	Lunghezza totale scenario alta ramificazione
Area 1	163,08	0,00	1002,00	163,08	1165,08
Area 2	389,91	24,50	488,00	414,41	877,91

In **Tabella 34** è possibile osservare, oltre alla lunghezza dei rami di dorsali complessivamente allocata su ciascuna area (1° colonna) ed alla lunghezza dei rami interni relativi all'ipotesi di servire tutte le possibili utenze (3° colonna), anche un'ulteriore colonna (la 2°) che riporta le lunghezze dei soli rami interni relativi alla connessione alla rete principale delle due grosse utenze ubicate nell'Area 2. Le lunghezze presentate in **Tabella 34** sono da intendersi come "metri di sviluppo in pianta della rete", e non come "metri di tubazione di cui effettuare la posa"; infatti, nella quasi totalità dei tratti la lunghezza in metri complessiva delle tubazioni potrà essere ottenuta moltiplicando i sopraccitati metri di sviluppo della rete per un fattore 2, così da tener conto della posa congiunta delle tubazioni di mandata e ritorno.

È a questo punto possibile implementare la metodologia di valutazione tipica per la fattibilità di reti di distribuzione del calore e/o del freddo nell'ambito di *low heat density areas*, basata sul calcolo del costo unitario di distribuzione del calore, C_d , in funzione della densità lineare di richiesta termica annua Q_d/L . L'espressione analitica utilizzata è stata presentata nel report di dettagli relativo allo studio di pre-fattibilità per l'isola di Lampedusa.

Come già visto nell'analisi metodologica preliminare, si effettuano innanzitutto due diverse distinzioni. In primo luogo, si distinguono i seguenti casi:

- Ipotesi di servire solo le utenze "Acqua calda sanitaria" e "riscaldamento";
- Ipotesi di servire, oltre alle utenze "acqua calda sanitaria" e "riscaldamento", anche quelle relative al raffrescamento degli edifici nei quali è possibile sopporre una produzione centralizzata dell'energia frigorifera (con distribuzione di acqua o aria fredda), come nel caso delle utenze alberghiere. In tale caso si suppone ovviamente che alla distribuzione di acqua calda faccia seguito una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Un'ulteriore ed altrettanto rilevante classificazione è stata introdotta sulla base del soggetto deputato all'installazione ed alla copertura dei costi relativi alle sottostazioni di distribuzione. Tali sottostazioni, che in ogni caso richiedono un contabilizzatore di calore ed una serie di sistemi di controllo e misura, prevedono l'installazione di scambiatori di calore a piastre (con "temperature approach" estremamente basso) nel caso di accoppiamento cosiddetto "indiretto"; nel caso in esame, tale forma di accoppiamento risulta senz'altro preferibile in virtù della maggiore affidabilità ed indipendenza della rete primaria da eventuali problematiche occorrenti sulle reti secondarie o sui disconnettori idraulici. Con riferimento a tale classificazione, si distinguono i due seguenti scenari:

- Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico dell'utente, che chiede allacciamento alla rete di distribuzione. In tale caso, poiché il costo delle stazioni di sottodistribuzione è piuttosto elevato (variando in genere dai 3000 ai 20000 € al variare della potenzialità della sottostazione), si suppone un tasso di "connessione" delle utenze distribuite molto basso, ed in particolare pari a:

- 10% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 30% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

Tali percentuali tengono conto del fatto che, oltre alla sussistenza di barriere connesse al costo di connessione, si possono presupporre difficoltà ben più strutturali connesse all'impossibilità di utilizzare, per buona parte del parco residenziale isolano, l'alimentazione tramite acqua calda/fredda prodotte a livello centralizzato. L'assunzione dello 0% di utenze residenziali interessate alla fornitura di acqua fredda per il raffrescamento ambientale, ad esempio, discende dal fatto che pressoché tutte le residenze, siano esse adibite ad uso abitativo o ad accoglienza turistica nel periodo estivo, vedono presumibilmente installate unità split e, pertanto, non potrebbero essere servite tramite acqua fredda a meno di onerose modifiche dell'attuale assetto impiantistico;

B. Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico della società proprietaria/gestore della rete. In tale ipotesi, si suppongono i seguenti tassi di "connessione":

- 30% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 60% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

In entrambi gli scenari A e B, per il calcolo della domanda termica da coprire tramite rete di distribuzione si introdurrà, oltre ai suddetti coefficienti riduttivi connessi alle richieste di connessione alla rete da parte dei privati, anche un ulteriore fattore riduttivo pari a 0,8 per tener conto di un ragionevole fattore di contemporaneità tra la disponibilità dei recuperi termici dalla centrale ed i fabbisogni di calore dell'utenza.

In **Figura 39** sono rappresentate tre curve C_d vs. Q_s/L ottenute assumendo tre diversi diametri DN30, DN80 e DN150 cui si associano, per una rete che distribuisca acqua calda ed assumendo un ΔT tra mandata e ritorno nell'ordine dei 25°C, delle potenze trasferite rispettivamente nell'ordine di 70 kW, 500 kW e 3 MW. Nella medesima figura sono riportati i punti rappresentativi dei diversi rami della dorsale principale, nell'ipotesi che sia la società proprietaria/gestore della rete a sostenere interamente i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione; due serie distinte di dati, invece, sono mostrate per le ipotesi di includere o escludere i fabbisogni per il raffrescamento ambientale (modulati attraverso un fattore $1/COP_{\text{assorbitore}}$ per tener conto della necessità di conversione in un frigorifero ad assorbimento).

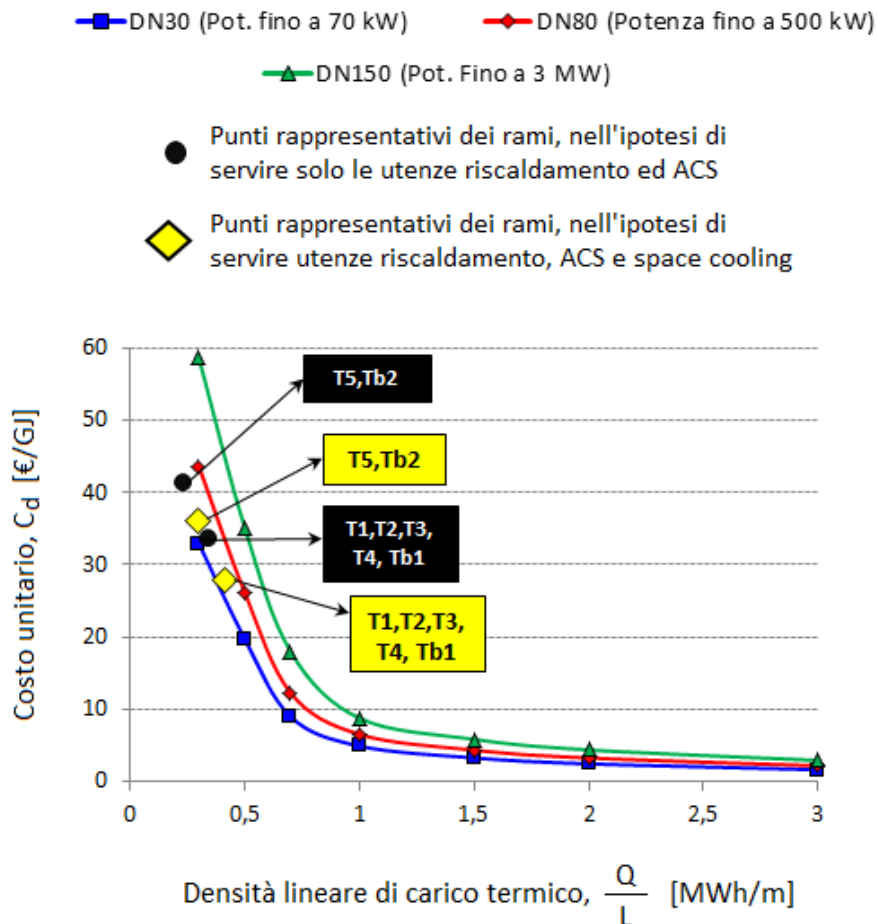


Figura 39 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dall'azienda proprietaria/gestore della rete

Entrambe le serie di dati sono relative all'ipotesi di rete ad elevata ramificazione; come è facilmente deducibile dalla rappresentazione sintetica della distribuzione dei carichi in **Figura 38**, infatti, le utenze centralizzate rappresentano una frazione piuttosto modesta dei carichi energetici complessivi, per cui si può giustificatamente ritenere che non sia economicamente fattibile una soluzione che preveda l'installazione della rete al solo scopo di servire le poche grosse utenze presenti nel territorio in esame. In **Figura 38** è identificato un punto rappresentativo di ciascun ramo di dorsale principale, così da rendere il grafico utile a valutare quali rami possano convenientemente essere inclusi e, viceversa, quali dovrebbero essere esclusi da una possibile rete di distribuzione del calore.

Dall'analisi della **Figura 39** si può osservare come:

- I costi unitari di distribuzione estremamente elevati, ben oltre il limite di fattibilità economica di 8-10 €/GJ, a causa della densità lineare di carico termico molto modesta. Tale risultato, peraltro, è assolutamente comune ai due scenari basati rispettivamente sulla sola distribuzione di calore per acqua calda sanitaria e riscaldamento (indicatore con pallino nero in **Figura 39**) e sulla distribuzione di calore destinato sia al soddisfacimento di tali domande termiche che, tramite uso di frigoriferi ad assorbimento, al soddisfacimento della domanda di raffrescamento delle grosse utenze con impianti centralizzati (indicatore con rombo giallo in **Figura 39**);
- Proprio in virtù di tali risultati molto prossimi per le due ipotesi "a." e "b." relative ai fabbisogni energetici da soddisfare, appare del tutto intuitivo come non sia conveniente ipotizzare l'uso di reti di distribuzione ad alta temperatura e l'installazione di frigoriferi ad assorbimento, in quanto il maggior costo di impianto e di esercizio sarebbe di difficile recupero;

- I valori estremamente modesti della densità lineare di carico termico sono comuni a tutti i tratti della dorsale principale della rete, compresi quelli più a monte che quindi servirebbero l'intera platea di utenze ricadenti nelle Aree considerate. Tali bassi valori di Q_s/L , ben al di sotto delle soglie di fattibilità in genere identificate con il range di 1-2 GJ/(m×a), sono giustificati dalla modesta densità abitativa e dalla notevole fluttuazione stagionale delle presenze nell'isola. Se infatti tali condizioni sono abbastanza comuni per le comunità isolate del nostro paese, nell'isola di Linosa si riscontra come tali fattori, ben più rispetto a quanto ottenuto ad esempio per l'isola di Lampedusa, rappresentano veri e propri ostacoli alla fattibilità di un retrofit cogenerativo della centrale elettrica orientato all'alimentazione di una rete di teleriscaldamento.

Passiamo invece adesso ad esaminare gli analoghi andamenti ottenuti nello scenario alternativo, nel quale i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione risultassero a carico dei privati che avanzassero richiesta di connessione. I risultati sono mostrati in [Figura 40](#). E' possibile osservare come ancora una volta i due scenari basati l'uno sulla distribuzione di calore solo per utenze ACS e riscaldamento e l'altro orientato soddisfacimento tramite frigoriferi ad assorbimento di fabbisogni frigoriferi delle utenze centralizzate conseguano risultati paragonabili. Tuttavia, da un confronto tra la [Figura 39](#) e la [Figura 40](#) emerge chiaramente come l'ipotesi di un tasso di "connessione" più modesto (connessa all'assunzione di un minor tasso di volontaria richiesta di connessione dei privati alla rete, indotta dalla necessità di sostenere i relativi costi di allacciamento) porti ad un'ulteriore riduzione della densità lineare di domanda anche sui rami principali di dorsale a monte della rete, con conseguente aumento dei costi unitari di distribuzione (che passa su tali rami da 28-34 €/GJ a 36-44 €/GJ).

È del tutto chiaro come l'analisi appena proposta suggerisca l'assenza di un potenziale reale di fattibilità di una rete di distribuzione alimentata tramite i recuperi termici dai motori della centrale elettrica. Tuttavia, per completezza di indagine e per la significatività dei consumi energetici dell'isola si procederà ugualmente, nelle prossime due sezioni, a mettere a punto delle ipotesi progettuali di massima ed a valutarne i parametri sintetici di performance economica.

Ciò sarà ovviamente fatto, alla luce delle risultanze appena discusse, per entrambi gli scenari relativi alla copertura dei costi per le sottostazioni di connessione, ma sempre nell'ipotesi di orientare la progettazione della rete al soddisfacimento dei soli fabbisogni di acqua calda sanitaria e riscaldamento.

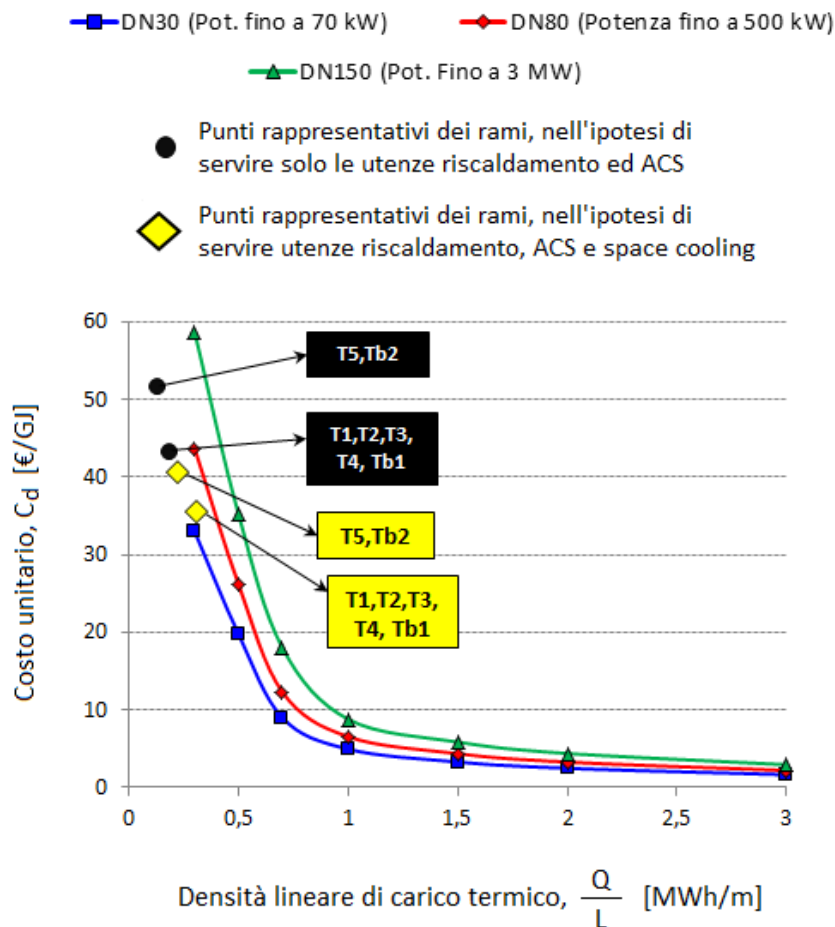


Figura 40 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dal privato che avanza richiesta di connessione

5.2 Definizione di alcuni parametri progettuali di massima

La definizione di parametri progettuali di massima riguarda essenzialmente i seguenti aspetti applicativi:

- I. la definizione delle condizioni di esercizio della rete, in termini di temperatura e pressione, e della tipologia di rete da utilizzare;
- II. la definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica per consentire i recuperi termici e procedere con il retrofit in modalità cogenerativa dei gruppi;
- III. la definizione di ragionevoli diametri delle condotte per le dorsali principali e per le reti intra-area, a seconda della potenzialità termica da esse trasportata.

Poiché quella che si deve produrre è una morfologia di massima della rete, non si entrerà in alcun modo nei dettagli relativi all'ubicazione delle pompe e nel calcolo dei costi di pompaggio.

5.2.1 Definizione delle condizioni di esercizio della rete

Questa fase richiede alcune valutazioni di merito relativamente ai livelli termici e di pressione ottimali ai quali esercire la rete, in virtù delle richieste termiche e di alcune altre informazioni inerenti l'orografia del sito. Dal punto di vista delle temperature, si osserva come:

- Al fine di ridurre i costi di pompaggio e consentire un dimensionamento dei diversi rami della rete su diametri più ridotti, è ragionevole ipotizzare un ΔT piuttosto elevato tra mandata e ritorno, nell'ordine dei 25°C;

- Poiché non si contemplerà l'ipotesi di installazione di frigoriferi ad assorbimento e tenendo conto del fatto che le perdite di distribuzione aumentano e la vita utile della rete decresce al crescere della temperatura media di esercizio, si assume una temperatura di mandata decisamente moderata, nell'ordine degli 85 °C, con un ritorno conseguentemente fissato in condizioni nominali a 60 °C.

Per quanto concerne le pressioni di esercizio, non sussistendo la necessità di garantire alcuna pressurizzazione stante l'assunta distribuzione di acqua "sotto raffreddata" (in termini termodinamici), occorre tener conto dell'eventuale dislivello massimo occorrente attraverso i rami della rete. Pertanto, una volta identificato lo sviluppo in pianta delle dorsali principali T1-T3 di cui alla precedente sezione, si sono esaminate i relativi sviluppi altimetrici, mostrati sinteticamente per aree in **Figura 41 a-b**.

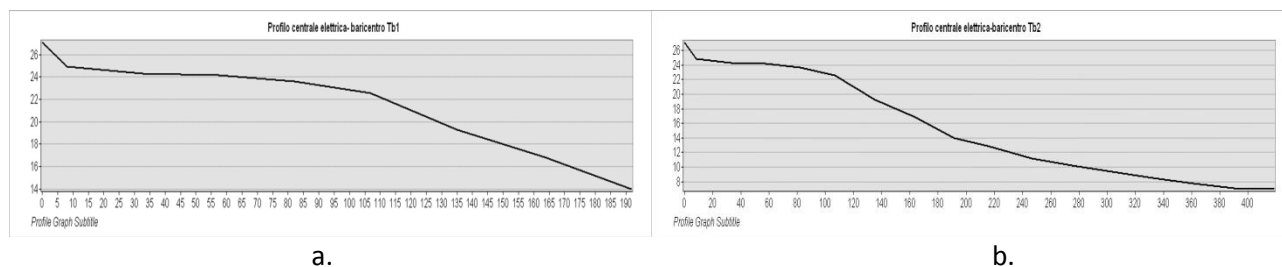


Figura 41 Sviluppo altimetrico delle condotte di trasporto, lungo i rami di dorsale principale, che collegano la centrale elettrica alle diverse aree

Si può osservare come i dislivelli massimi siano nell'ordine dei 25 metri, essendo quindi necessario tenere in considerazione nella scelta delle pressioni di esercizio la prevalenza geodetica indotta, nell'ordine dei 2,5 bar. Combinando le informazioni di cui sopra si osserva che, in virtù della limitata temperatura di mandata supposta, si potrà adottare l'uso di tubazioni flessibili in polietilene reticolato, il cui utilizzo è in genere raccomandato per temperature fino a 90-95 °C. Simili tubazioni consentono in genere posa diretta sul terreno, senza l'utilizzo di canali e, in virtù della loro flessibilità, non richiedono elementi di compensazione per "assorbire" la modesta dilatazione termica. Al fine di assicurare una vita utile della rete nell'ordine dei 30 anni, sulla base dei tipici andamenti della relazione tra vita utile e condizioni di esercizio già evidenziati nell'analisi di dettaglio condotta per altre isole, è ragionevole assumere una pressione di esercizio pari a 10 bar.

5.2.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica

La centrale include n. 6 gruppi elettrogeni diesel, per una potenza nominale complessiva di 2.612 kW; per tali gruppi, tuttavia, si può assumere un esercizio alternato in quanto la potenza elettrica richiesta dall'utenza isolana è spesso inferiore. I motori si succedono quindi nell'esercizio, peraltro operando in genere ad una potenza inferiore a quella di picco, e che possiamo assumere pari al 75% del relativo output nominale. Come si vedrà nel paragrafo successivo, la potenza termica di picco di cui la rete di teleriscaldamento potrà necessitare in input può essere stimata, nei due scenari precedentemente esaminati, come segue:

- **Scenario A (costi delle sottostazioni a carico dell'utente):** Potenza termica di picco = 119 kW
- **Scenario B (costi delle sottostazioni a carico della società proprietaria/gestore della rete):** Potenza termica di picco = 218 kW

Al fine di consentire il soddisfacimento di tali richieste a mezzo di recuperi dal funzionamento dei motori, per tener conto dell'alternanza di funzionamento degli stessi per cause connesse a parzializzazione, manutenzione programmata ed eventuali avarie, è senz'altro necessario dimensionare i sistemi di recupero in logica di ridondanza, e quindi "installare" un'adeguata capacità di recupero su almeno 2 gruppi, per poter

ragionevolmente assumere che in ogni condizione di esercizio della centrale sia possibile disporre di almeno 1 di essi per il funzionamento in cogenerazione.

Occorre a questo punto precisare che non si dispone delle schede tecniche dei motori, ragion per cui si faranno discendere delle ragionevoli assunzioni riguardo alla capacità di recupero termico di ciascun motore direttamente dalla capacità elettrica degli stessi e da dati medi relativi al rapporto termico/elettrico tratti (per motori diesel di media taglia) da report o ulteriori dati disponibili in letteratura [20,21].

In **Tabella 35** sono riportati, unitamente ai dati sulle capacità elettriche dei gensets installati, i rapporti termico/elettrico relativamente alle due principali possibilità di recupero termico, dall'acqua di raffreddamento del motore (*cooling jacket water circuit*, *cjw*) e dai gas esausti di scarico. Sono così calcolate, con riferimento alle condizioni tipiche di esercizio a potenza pari al 75% di quella nominale, le potenzialità termiche recuperabili da tali circuiti. Si precisa che:

- Non sono state considerate le potenzialità termiche recuperabili dai circuiti dell'olio di lubrificazione., in virtù del livello termico modesto. Sebbene il livello termico a cui tali recuperi si rendono disponibili ($T < 80\text{ }^{\circ}\text{C}$) possa risultare sufficiente al preriscaldamento del fluido di ritorno in virtù della modesta temperatura assunta (pari a $60\text{ }^{\circ}\text{C}$), la modesta entità dei recuperi stessi suggerisce di evitare l'installazione dei relativi recuperatori;
- Non si dispone di informazioni di dettaglio circa la temperatura di raffreddamento del motore. Tuttavia, in virtù della modesta temperatura di ritorno dell'acqua calda assunta, si ritiene che risulti certamente possibile recuperare tutto il calore dal circuito dell'acqua delle camicie di raffreddamento. In ogni caso il sistema di recupero opererà in parallelo con il radiatore con raffreddamento ad aria già installato, per esercire il motore in sicurezza in caso di ridotto carico termico sulla rete. In fase di calcolo dei costi d'investimento sarà ovviamente necessario assumere una superficie di scambiatore dimensionata su tutta la potenza termica recuperabile dall'acqua di raffreddamento;
- Al fine di garantire flessibilità di esercizio, si suppone di installare moduli di recupero termico presso i 2 motori (numerati come n. 3 e 5) evidenziati in azzurro in **Tabella 35**. Si può osservare come l'accensione di uno tra i suddetti motori consenta di coprire anche il picco annuo della domanda termica richiesta dalla rete di distribuzione, anche nello scenario B che presenta il più elevato picco di richiesta. Inoltre, l'installazione di moduli di recupero presso due motori di taglia differente incrementa la flessibilità di esercizio del sistema.

Tabella 35 Capacità di generazione elettrica e potenza termica recuperabile dai motori installati presso la centrale

	P_e^{nom} [kW]	$P_e^{esercizio}$ [kW]	Rapporto $H_{cjw}^{bassa T}/P_e$	Rapporto $H_{exhausts}^{alta T}/P_e$	$H_{cjw}^{bassa T}$ [kW]	$H_{exhausts}^{alta T}$ [kW]
Motore n. 1	536	402	0,66	0,51	264	207
Motore n. 2	390	293	0,66	0,51	192	150
Motore n. 3	536	402	0,66	0,51	264	207
Motore n. 4	400	300	0,66	0,51	197	154
Motore n. 5	390	293	0,66	0,51	192	150
Motore n. 6	360	270	0,66	0,51	177	139

I moduli di recupero termico dovranno essere installati in serie (ossia tramite una cascata che preveda dapprima i recuperi effettuati dal circuito dell'acqua, tramite uno scambiatore a piastre saldobrasate, e quindi dai fumi di scarico tramite uno scambiatore a fascio tubiero) sul motore n. 5, ossia quello di taglia inferiore, mentre per quanto concerne il motore n. 3 è sufficiente installare un sistema di recupero dai gas di scarico, che forniscono già potenza termica sufficiente alla copertura del picco di domanda atteso della rete.

5.2.3 Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali

Il calcolo dei diametri delle condotte è basato sulla valutazione preliminare delle portate d'acqua circolanti (essendo note le potenze termiche da trasferire, nelle condizioni più gravose di progetto, lungo ciascun ramo ed il ΔT tra mandata e ritorno). In accordo con la prassi progettuale nel campo delle reti di teleriscaldamento, nota la portata, il diametro è calcolato in modo da conseguire perdite di carico distribuite nell'ordine dei 140-160 Pa/m; ovviamente, occorrerà poi optare per un diametro commerciale prossimo a quello desiderato.

I diametri nominali ottenuti per i diversi vari rami di rete sono presentati in **Tabella 36**, sia con riferimento allo scenario A che a quello B sopraccitati. Si può osservare come, a valle del calcolo della portata massica fluente in condizioni di massimo carico di progetto in ciascun ramo della dorsale, sia stato dapprima identificato un diametro teorico derivato dalla perdita di carico imposta, quindi il più appropriato diametro nominale tra quelli commercialmente disponibili per la tipologia di tubazione in esame.

Tabella 36 Dimensionamento dei rami delle dorsali principali della rete di distribuzione*

	Potenza di picco [kW]	Potenza di picco [kW]	Portata massica [kg/s]	Portata massica [kg/s]	$d^{teorico}$ [mm]	$d^{teorico}$ [mm]	DN effettivo [mm]	DN effettivo [mm]
T1	217,8	118,6	2,08	1,13	52	40	50	40
T2	217,8	118,6	2,08	1,13	52	40	50	40
T3	217,8	118,6	2,08	1,13	52	40	50	40
T4	217,8	118,6	2,08	1,13	52	40	50	40
T5	125,4	82,7	1,20	0,79	41	31	40	32
Tb1	217,8	118,6	2,08	1,13	52	40	50	40
Tb2	125,4	82,7	1,20	0,79	41	31	40	32

* in rosa le celle relative allo scenario A, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico del privato che avanza richiesta di connessione, in celeste le celle relative allo scenario B, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete

È assolutamente arduo effettuare una stima di massima degli elementi speciali che saranno utilizzati; tuttavia, trascurare il costo degli stessi potrebbe portare a sottostimare significativamente l'investimento complessivo, inficiando le conclusioni dello studio di pre-fattibilità. Pertanto si effettua la seguente stima di massima, che ovviamente incorpora significativi margini di errore, specie su alcune voci assolutamente difficili da prevedere ed analizzabili solo ad un livello più approfondito di studio di fattibilità:

- Non è necessario installare un notevole numero di muffole per isolamento giunzioni, in quanto la tipologia di tubazione adottata, in materiale plastico, viene in genere fornita in rotoli della lunghezza richiesta e può conformarsi alla traccia, così abbattendo i costi di posa. Si assume quindi, a titolo conservativo, un numero di muffole per ripristino giunzioni pari a 8 sulle dorsali principali, nonché altre 10 per tubazioni di diametro inferiore (compreso tra DN20 e DN25) per le condotte di distribuzione interne alle aree identificate, sino alle singole utenze;
-
- Derivazioni a TEE: non sono presenti derivazioni di questo tipo sulle dorsali principali. Il numero di derivazioni su rete intra-area ad elevata ramificazione (rami di piccolo diametro) è stimato pari a 10. Occorrerebbe aggiungere l'elevato numero di giunzioni in prossimità delle utenze; tuttavia, i costi relativi alle derivazioni alle utenze saranno inclusi in un generico costo di sottostazione, che pertanto includerà oltre ai costi di contabilizzatore di calore, scambiatore e organi di controllo/misura/sicurezza, anche questa componente connessa al costo di derivazione.

Si sottolinea che il reale utilizzo di tali elementi è scarsamente predicibile al livello di dettaglio della presente analisi, e pertanto i valori assunti non intendono in alcun modo rappresentare una reale quantificazione degli elementi che si renderanno realmente necessari in fase progettuale.

5.3 Analisi economica di massima

Sulla base delle soluzioni identificate nella sezione precedente e dei livelli di domanda termica e frigorifera attesa, è possibile condurre una valutazione economica di massima. Essa conterà delle seguenti 3 fasi elementari:

1. Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo;
2. Stima dei proventi annui dalla vendita di calore;
3. Calcolo di indicatori sintetici, ed in particolare del tempo di ritorno atteso dell'investimento.

5.3.1 Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo

Il costo complessivo d'investimento include diverse componenti, tra cui:

- a. Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo
- b. Costo per l'acquisto della rete, degli elementi accessori e della componentistica di controllo e misura, escluso ciò che si è assunto di comprendere nel costo delle sottostazioni;
- c. Costo delle opere civili per la posa delle condotte di distribuzione e realizzazione in-situ di elementi speciali, saldature e tutto quanto attiene alla posa;
- d. Costo delle sottostazioni di distribuzione, inclusivo dei costi per scambiatori di calore, contabilizzatore di calore ed elementi di controllo/misura/sicurezza.

Tutte le sopracitate componenti di costo saranno calcolate sia per lo scenario A (oneri di connessione alla rete in carico al privato che richiede la fornitura di calore) che per quello B (oneri relativi alle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete).

Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

Tale componente di costo è calcolata sulla base di valori medi, tratti da report o databases [20,22], e rispettivamente pari a $c_{exhausts}^{alta T} = 110$ €/kW per lo scambiatore a recupero ad alta temperatura dai gas di scarico ed a $c_{cjlw}^{bassa T} = 130$ €/kW per lo scambiatore a piastre per il recupero a bassa temperatura; tali costi unitari sono comprensivi degli oneri per installazione. Di conseguenza si ottiene:

$$C_{retrofit}^{centrale} = \sum_{j \in \{1,3\}} c_{exhausts}^{alta T} \cdot (H_{exhausts}^{alta T})_j + c_{cjlw}^{bassa T} \cdot (H_{cjlw}^{bassa T})_j \quad (2)$$

La quale, sulla base delle potenzialità termiche di recupero mostrate in [Tabella 35](#), porta a calcolare per entrambi gli scenari (i quali si differenziano per altre componenti di costo ma, per le assunzioni fatte, non per quella relativa al retrofit in assetto cogenerativo della centrale), il seguente costo:

$$C_{retrofit}^{centrale} = 64,3 \text{ k€}$$

Costo per acquisto di rete ed elementi speciali

Il costo unitario di acquisto di questa tipologia di rete, in €/m, è ben approssimato dalla seguente relazione quadratica:

$$c_{unitario}^{rete} = 0,0011 \cdot DN^2 + 0,6128 \cdot DN + 12,46$$

Una volta implementata sui rami principali delle dorsali, tale espressione analitica conduce al calcolo dei costi complessivi mostrati in [Tabella 37](#).

Tabella 37 Calcolo del costo delle reti di distribuzione, con riferimento ai rami di dorsale principali

	Lunghezza [m]	SCENARIO A			SCENARIO B		
		DN [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	C ^{ramo} _{totale (2 tubi)} [€]	DN [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	C ^{ramo} _{totale (2 tubi)} [€]
T1	8,3	40	38,73	642	50	45,85	760
T2	61,2	40	38,73	4740	50	45,85	5611
Tb2	73,4	40	38,73	5686	50	45,85	6732
T2	98,6	40	38,73	7637	50	45,85	9041
Tb2	118,7	32	33,20	7878	40	38,73	9192
T3	84,7	40	38,73	6561	50	45,85	7766
Tb1	108,2	32	33,20	7182	40	38,73	8379
Tot. rami dorsali	553,0	-	-	40326	-	-	47481

A tali costi occorre aggiungere, in primo luogo, i costi relativi alle reti capillari (ad alta ramificazione) interni alle singole aree. In tali aree non si è effettuato, come è ovvio, uno specifico dimensionamento di ogni tratto della rete, per cui può avere senso supporre una potenza trasferita media all'interno di ogni area, cui far corrispondere un diametro medio delle tubazioni installate nell'area e, quindi, un corrispondente costo unitario e costo totale. Tali costi sono presentati in **Tabella 38** per i due scenari A e B; sebbene l'ipotesi di installazione di rete ad elevata ramificazione richieda una copertura pressochè totale delle aree in esame, sussistono delle moderate differenze di costo d'investimento tra i due scenari, connessi alle diverse potenze medie trasferite e ad un fattore riduttivo che tiene conto di eventuali utenze non raggiunte dalla rete (nel caso in cui alcuni residenti piuttosto periferici non chiedano, specie nello scenario A, di connettersi alla rete evitando così di sostenere gli oneri di connessione).

Tabella 38 Costi stimati per le reti ad elevata ramificazione intra-area

	Lunghezza [m]	Scenario A				Scenario B			
		P _{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	C ^{rete} _{intra-area} [€]	P _{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	C ^{rete} _{intra-area} [€]
Area 1	1002	7,328	DN20	25,16	35289	19,720	DN32	33,20	53220
Area 2	488	13,057	DN20	25,16	17187	24,261	DN32	33,20	25919
Totale					52475				79139

Infine, occorre considerare il costo degli elementi speciali. Riferendosi ai soli elementi indicati nella sezione precedente, si può ipotizzare come costo:

$$C_{muffole} = 8 \cdot 130 \text{ €/cad.} + 10 \cdot 60 \text{ €/cad.} = 1640 \text{ €}$$

$$C_{derivazioni TEE} = 0 + 10 \cdot 180 \text{ €/cad.} = 1800 \text{ €}$$

Il costo complessivo dei suddetti elementi risulterebbe $C_{pezzi speciali} = 3440 \text{ €}$. Invero, la cifra appena calcolata non rappresenta una stima affidabile, ma solo un valore di riferimento puramente orientativo; ciò in quanto al livello di analisi della presente trattazione non è possibile quantificare il numero di elementi speciali da installare. Tuttavia, ciò che rassicura sull'uso di tale risultato complessivo in termini di $C_{pezzi speciali}$ è il fatto che esso risulti in ragionevole accordo con l'incidenza media dei costi dei pezzi speciali sul totale dell'acquisto per reti in materiale plastico, che in genere per tubazioni di tale tipologia vale

$$\frac{C_{pezzi speciali}}{C_{tubazionilineari}} \cong 0.02 - 0.05. \text{ Pertanto, indipendentemente dal fatto che in fase più avanzata di studio di}$$

fattibilità risulti ben maggiore al previsto il numero richiesto di alcuni pezzi speciali e ben inferiore quello di altri, l'inclusione di un costo totale nell'ordine dei 3,5 k€ per l'acquisto di tali elementi appare una valutazione ragionevole.

Costo per opere civili e montaggio

Anche queste voci di costo, come le precedenti, risultano di difficilissima quantificazione al livello di dettaglio della presente analisi. Appare ragionevole pertanto l'assunzione di valori medi derivati dalla prassi

relativa al teleriscaldamento urbano, con l'aggiunta di un fattore moltiplicativo pari ad 1,1 per tenere conto dei maggiori oneri per il trasferimento di macchinari e mezzi presso l'isola:

$$C_{opere\ civili} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{opere\ civili}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,94 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,03 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

$$C_{montaggio} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{montaggio}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,24 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 0,264 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

Tali costi, ovviamente, risulteranno diversi nell'ipotesi di scenario A e B, poiché diversi sono i costi associati all'acquisto delle tubazioni come già evidenziato nelle precedenti sottosezioni.

Costo per sottostazioni

Il costo delle sottostazioni viene stimato sulla base di due sole tipologie di utenza, ossia le grosse utenze alberghiere e le piccole residenziali. Esso include i costi per lo scambiatore di calore, il contabilizzatore di calore, gli organi di controllo e misura, i circolatori a portata variabile sul secondario ed, in particolare, le costose valvole a sfera da installare sul primario in corrispondenza delle derivazioni verso l'utenza. Tali costi sono stimati in maniera forfettaria, sulla base anche dei costi di allacciamento risultanti da indagini compiute per reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale, come segue:

$$C_{unitario\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 20\ k\text{€}$$

$$C_{unitario\ sottostaz.}^{residenziale} = 3\ k\text{€}$$

Il numero di grosse utenze che si assume di servire è pari a 7 (casa di reclusione + scuole + alberghi), mentre il numero di utenze residenziali risulta pari a 234 nello scenario A ed a 468 nello scenario B, conducendo quindi alla stima dei seguenti costi relativi alle sottostazioni di distribuzione:

$$C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 2\ utenze \cdot 20 \frac{k\text{€}}{utenza} = 40\ k\text{€}$$

$$C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,A} = 34\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 102\ k\text{€}$$

$$C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,B} = 68\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 204\ k\text{€}$$

Costo di investimento complessivo nei due scenari

Per ciascuno scenario è possibile, a questo punto, stimare un costo complessivo degli interventi da eseguire e dei materiali da acquisire per il retrofit della centrale e la realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita alle grosse utenze centralizzate ed a quelle residenziali distribuite nella parte della comunità di Linosa esaminata:

$$C_{totale} = C_{retrofit}^{centrale} + C_{frigorif.} + C_{totali}^{rami} + C_{rete}^{intra-Area} + C_{pezzi\ speciali} + C_{opere\ civili} + C_{montaggio} (+ C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} + C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale})$$

Le componenti di costo relative alle sottostazioni sono indicate entro parentesi a voler ricordare che sono da includere nel costo totale d'investimento solo nello scenario B, che prevede che siano sostenute a carico della società proprietaria/gestore della rete o, comunque, non dai privati che avanzano richiesta di allacciamento.

Sulla base dei costi presentati nelle precedenti sottosezioni, si ottiene:

$$C_{totale}^{scenario\ A} \cong 64,3 + 40,3 + 52,5 + 3,5 + 95,6 + 24,5 = 280,5\ k\text{€}$$

$$C_{totale}^{scenario\ B} \cong 64,3 + 47,5 + 79,1 + 3,5 + 130,4 + 33,4 + 40 + 204 = 602,2\ k\text{€}$$

5.3.2 Stima dei proventi annui dalla vendita di calore

La stima dei proventi annui dalla vendita di calore discende direttamente dalle assunzioni già fatte relativamente alle frazioni della domanda della comunità isolana che si assume di coprire tramite produzione centralizzata in teleriscaldamento/raffrescamento, nonché dalla fissazione di una tariffa di fornitura del calore. In piena coerenza con i valori medi registrati per le reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, nella presente indagine di fattibilità di massima si assumeranno i seguenti prezzi del calore contabilizzato a ciascun utente:

- a. Calore per acqua calda sanitaria: 45 €/MWh
- b. Calore per riscaldamento presso utenze residenziali: 90 €/MWh
- c. Calore per riscaldamento presso utenze del settore terziario: 70 €/MWh

In **Tabella 39** e in **Tabella 40** sono riassunti i ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera, su base annua.

Tabella 39 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento A

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	49,25	90	4432,11
Riscaldamento - terziario	74,10	70	5186,93
ACS residenziale + terziario	86,21	45	3879,34
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			13498,38

Tabella 40 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento B

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	147,74	90	13296,33
Riscaldamento - terziario	86,57	70	6059,74
ACS residenziale + terziario	158,47	45	7131,21
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			26487,28

5.3.3 Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

Sulla base delle stime effettuate in relazione ai costi di investimento ed ai ricavi annui dalla vendita di energia termica e frigorifera al bacino di potenziali utenze identificato, è possibile calcolare alcuni indicatori sintetici, ed in particolare si focalizzerà l'attenzione sui seguenti:

- Valore Attuale Netto, calcolato sviluppando un'analisi in moneta costante e definito come:

$$VAN^{scenario} = -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{n_{life}} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j}$$

in cui n_{life} indica la vita utile attesa dell'installazione, che può essere assunta pari a 30 anni come di consuetudine nello studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento, mentre i_{def} rappresenta il tasso di interesse deflazionato, che nella presente analisi sarà supposto pari a 0,05 (ossia al 5%).

- Discounted Payback Time, calcolato come:

$$DPT^{scenario} = \min k \left[-C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^k \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j} \geq 0 \right]$$

- Profitability Index, calcolato come:

$$PI^{scenario} = \frac{VAN^{scenario}}{C_{totale}^{scenario}}$$

Con riferimento ai due scenari in esame, i valori assunti dai sopraelencati indicatori sono presentati in **Tabella 41**.

Tabella 41 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

	Scenario A	Scenario B
Valore Attuale Netto [k€]	-73,0	-194,8
Discounted Payback Time [anni]	-	-
Profitability Index [-]	-0,260	-0,324

Si può sottolineare come:

- Entrambi gli scenari presentano un Valore Attuale Netto del flusso di cassa negativo, e pertanto in nessuno di essi si recupera l'investimento entro la fine vita attesa dell'impianto;
- Il tempo di ritorno dell'investimento non è pertanto definito;
- Il Profitability Index risulta negativo, il che suggerisce chiaramente come l'alternativa "non investire" rappresenti di gran lunga la scelta economicamente più ragionevole.

Questo risultato è evidentemente dovuto alla modestissima entità dei carichi termici per riscaldamento ed acqua calda sanitaria, nonché all'assenza di grosse utenze del settore alberghiero. Sebbene infatti la scala del progetto di massima ed il relativo costo di investimento siano notevolmente inferiori rispetto a quanto ottenuto per altre isole (quali Lampedusa e Favignana, ad esempio), il ricavo annuo dalla vendita di calore risulta estremamente modesto e non tale da garantire una fattibilità dell'ipotesi progettuale. Tale risultato è pienamente coerente con gli elevatissimi valori del costo unitario di distribuzione del calore risultanti in **Figura 39** ed in **Figura 40**.

Si può tuttavia osservare come a conclusioni più promettenti dal punto di vista della fattibilità economica dell'investimento si giungerebbe qualora, nell'ambito di Progetti finalizzati allo sviluppo territoriale in ambito Europeo o Nazionale, si rendesse disponibile un finanziamento per la realizzazione delle infrastrutture a rete. Poiché i costi per l'acquisto e la posa della rete costituiscono una frazione molto elevata dei costi complessivi d'investimento attesi, ove parte di tali costi non fosse a carico della società proprietaria/gestore della rete i tempi di ritorno attesi e l'indice di profitto dell'investimento risulterebbero significativamente migliori, lasciando intravedere margini per una fattibilità di massima. Inoltre, occorre tenere conto che a partire dal 2011 gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) vedono riconosciuti titoli di efficienza energetica commisurati al risparmio energetico prodotto e calcolabili tramite le espressioni di cui al D.M. 5 settembre 2011. Nel caso in esame non è in alcun modo possibile verificare a priori se l'impianto esistente, modificato in assetto cogenerativo secondo i criteri progettuali discussi in precedenza, possa essere riconosciuto come "impianto CAR", né quale frazione della produzione annua verrebbe qualificata "da cogenerazione" secondo l'articolata disciplina presentata in [25]. Pertanto, è qui di seguito condotta un'ulteriore analisi economica basata sulle seguenti precise ipotesi:

- L'impianto risulta qualificato come "Cogenerazione ad Alto Rendimento", ma non raggiungendo nel corso dell'anno un'efficienza media superiore al 75%, vede la quantità di energia elettrica ed il consumo di combustibile rispettivamente prodotti e consumati "in cogenerazione", E_{CHP} ed F_{CHP} , calcolati secondo le espressioni di cui al D.M. 4 agosto 2011. Vengono pertanto riconosciuti dei certificati bianchi (o TEE), il cui numero è calcolato tramite l'espressione di cui al D.M. 5 settembre 2011 ed il cui prezzo medio è supposto, in moneta costante e sulla vita utile dell'impianto, pari a 90 €/TEE;
- Una frazione pari al 40% dei costi relativi alle opere civili, all'acquisto dei componenti della rete di distribuzione ed alla posa degli stessi coperta tramite finanziamenti di natura pubblica.

Nelle suddette ipotesi, si calcolano innanzitutto i possibili introiti derivanti dalla vendita dei Certificati Bianchi riconosciuti, che sono presentati in **Tabella 42**.

Tabella 42 Ricavi connessi alla vendita di certificati bianchi, sulla base delle ipotesi di lavoro proposte

	H _{CHP} [MWh]	E _{CHP} [MWh]	F _{CHP} [MWh]	RISP [MWh]	CB (DM 5 settembre 2011)	P _{CB} [€/CB]	Ricavo [€]
Scenario A	209,6	178,9	511,1	110,6	12	90	1080
Scenario B	392,8	335,3	958,0	207,3	23	90	2070

Tabella 43 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento, nell'ipotesi di accesso ai Certificati Bianchi e di copertura di parte dei costi di realizzazione della rete tramite finanziamento pubblico

	Scenario A	Scenario B
Finanziamento pubblico [k€]	86,5	215,1
Valore Attuale Netto per il privato investitore [k€]	30,1	52,1
Discounted Payback Time [anni]	24 anni e 8 mesi	24 anni e 2 mesi
Profitability Index [-]	0,155	0,135

In **Tabella 43** sono riportati i risultati economici ottenuti nelle suddette ipotesi. Si osserva come l'inclusione dei possibili proventi dalla vendita di Certificati Bianchi e di accesso ad un possibile finanziamento pubblica per la copertura di una frazione dei costi di realizzazione della rete consenta di conseguire condizioni che, sebbene chiaramente non attrattive dal punto di vista dell'investimento, consentono comunque il recupero dell'investimento entro la vita utile attesa dell'impianto.

Occorre sottolineare come la presente trattazione può rappresentare nulla di più che uno studio di prefattibilità di massima. Nel corso della trattazione, infatti, si è sottolineato più volte come le conclusioni raggiunte risultano condizionate da un notevolissimo numero di assunzioni (in genere gestite tramite l'uso di fattori di correzione) alle quali, peraltro, le risultanze dello studio sono ovviamente molto sensibili.

Del resto la conduzione più puntuale di uno studio di fattibilità per un bacino territoriale così particolare quale una comunità isolana avrebbe richiesto un'attività preliminare d'indagine del tutto incompatibile con le modalità di sviluppo del presente progetto.

6 Favignana

L'isola di Favignana fa parte dell'arcipelago delle Egadi, registra al Censimento del 2011, insieme alle isole di Marettimo e Levanzo con cui costituisce un unico Comune, una popolazione presente pari a 3975 e si estende per circa 19,8 km². La centrale termoelettrica di Favignana "SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a." si trova a circa 1.5 km a nord-est del centro abitato (37°56'06.3"N 12°20'33.3"E) ed ha una potenza nominale installata di 9616 kW su 7 gruppi elettrogeni di diversa targa (**Tabella 44**).

Tabella 44 Gruppi elettrogeni della centrale elettrica SEA s.p.a.

gruppo 1	gruppo 2	gruppo 3	gruppo 4	gruppo 5	gruppo 6	gruppo 7
1512 kW	1408 kW	1440 kW	1032 kW	1408 kW	1408 kW	1408 kW

I dati in possesso per il 2014 indicano un picco massimo pari a 5080 kW [26] mentre la produzione mensile al 2014 e la media della produzione dal 2001 al 2007 è rappresentata in **Figura 42**.

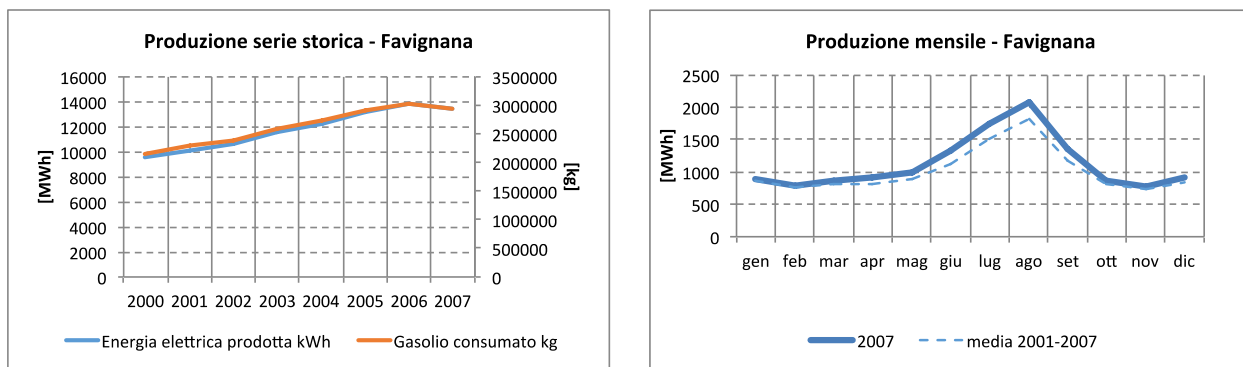


Figura 42 Centrale elettrica SEA Favignana, dati di produzione.

L'analisi muove da una preliminare suddivisione del bacino territoriale di interesse in un numero convenientemente ridotto di "Aree", identificate sulla base di condizioni specifiche del sito (disposizione del tessuto urbanistico ad uso abitativo/commerciale/industriale, eventuali variabili orografiche quali dislivelli significativi, barriere architettoniche, ecc.) e con l'obiettivo di vedere associato a ciascuna area un consumo di energia su base annua sufficientemente significativo. Nel caso di Favignana si è deciso di operare una suddivisione della parte dell'isola più urbanizzata in 3 Aree (coincidenti con le areole rappresentate in colori diversi in **Figura 43**).

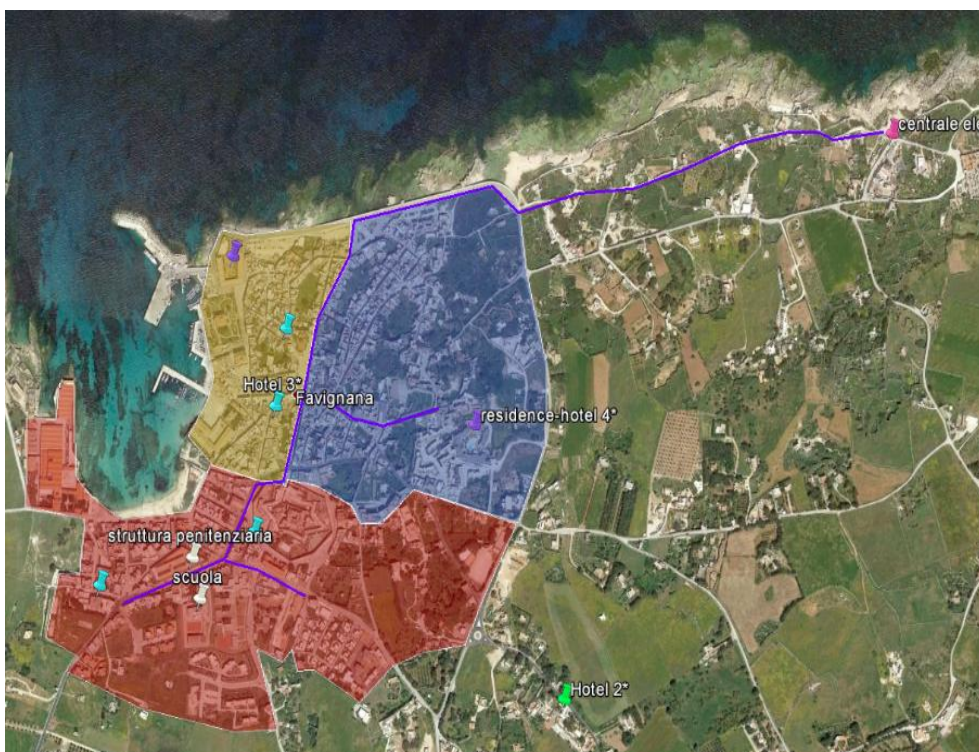


Figura 43 Aree di rilievo per la valutazione del potenziale di sfruttamento del teleriscaldamento/teleraffrescamento a Favignana

Le aree includono utenze residenziali distribuite, oltre ad alcune grosse utenze tra cui si segnalano come significativi un certo numero di alberghi indicati in figura, una scuola media statale e, soprattutto, una Casa di Reclusione di significative dimensioni localizzata nell’area evidenziata in rosso (in seguito numerata come “Area 3”). Risulta del tutto intuitivo come la produzione centralizzata di acqua calda e fredda per servire utenze più isolate, poste al di fuori delle 3 aree identificate, sia scarsamente attrattiva. In generale, si evidenzia come il numero di utenze residenziali equamente distribuito all’interno dei due bacini di utenze. Tali utenze sono state caratterizzate a partire dall’analisi dei dati statistici dalla quale si evidenzia come gli edifici sono stati costruiti prevalentemente in muratura o struttura mista (97%) dopo il 1950 (59%) e si trovano principalmente all’interno del centro abitato (97%); inoltre solo il 51% delle abitazioni risulta occupato da popolazione residente. Le strutture alberghiere invece si concentrano principalmente nell’area 1 (140 PL). L’uso finale dell’energia mostra una diversa distribuzione percentuale rispetto alle isole precedenti (in zona climatica A) pur mantenendo la prevalenza relativa al fabbisogno per il raffrescamento (51%) contro il 31% e 18% rispettivamente per il riscaldamento e la produzione ACS, **Figura 44**.

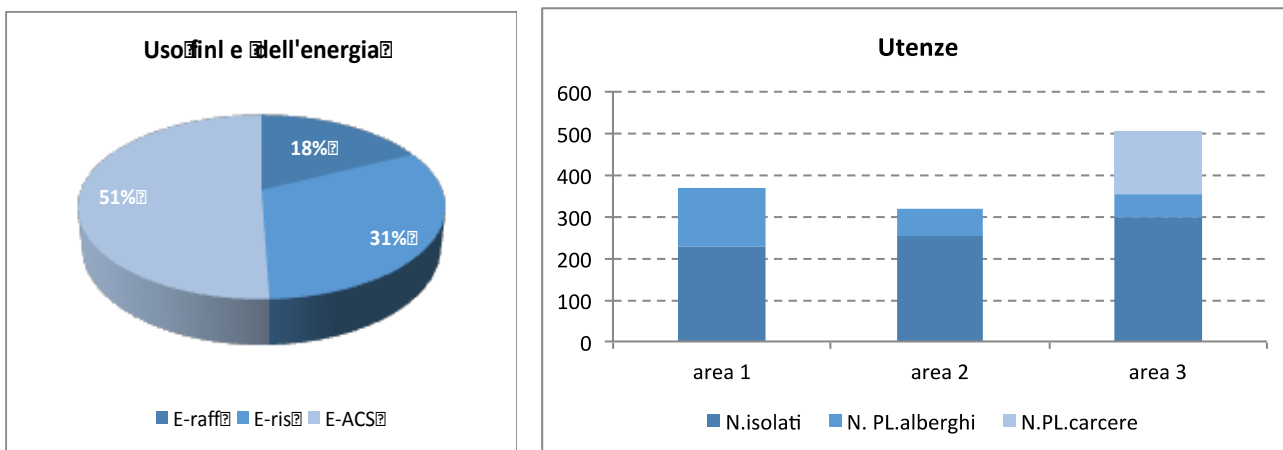


Figura 44 Caratterizzazione delle aree in base al numero di utenze e utilizzo dell’energia.

Data la presenza di un'utenza singolare come il carcere e data la diversificazione delle utenze in generale nell'area 3, si è ritenuto opportuno analizzare nel dettaglio il fabbisogno distinguendo quanto imputabile alla climatizzazione e quanto alla produzione di ACS. In **Figura 45** si evince come la maggior parte del carico per riscaldamento e raffrescamento sia dovuto alle utenze residenziale mentre la struttura penitenziaria incide sul fabbisogno di energia per la produzione di ACS.

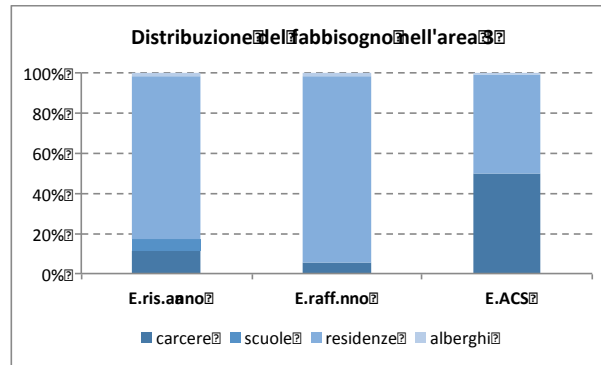


Figura 45 Tipologia di consumo per tipologia di utenza, area 3.

L'andamento mensile del fabbisogno termico in funzione della destinazione d'uso dell'utenza e dell'uso finale dell'energia è di seguito descritto in **Figura 81**.

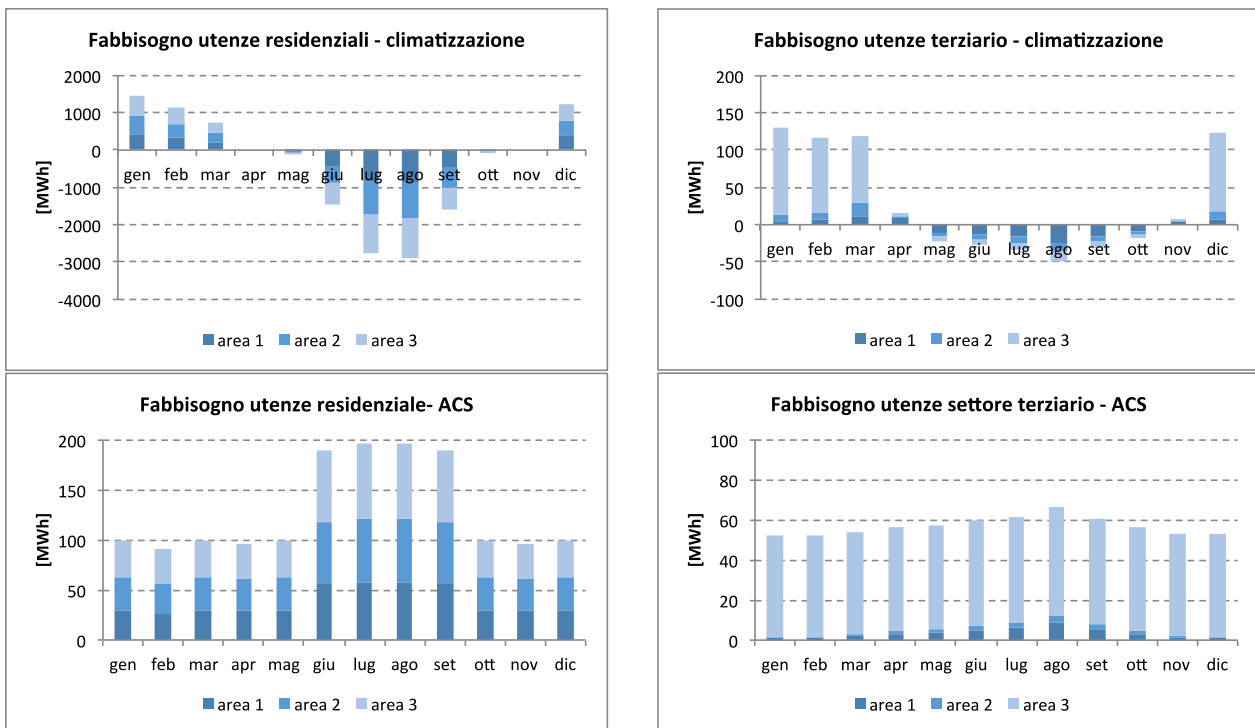


Figura 46 Fabbisogno termico per climatizzazione per ciascun bacino di utenze

La presente trattazione descrive, con riferimento all'isola di Favignana, un'analisi di pre-fattibilità per una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento asservita alla comunità isolana ed alimentata tramite recuperi termici dai motori già presenti nella centrale elettrica installata nell'isola.

L'analisi consta delle seguenti sezioni:

- a. Studio della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento;

- b. Definizione di parametri progettuali di massima dei moduli di recupero e delle reti di distribuzione del calore e/o del freddo;
- c. Analisi economica di massima.

La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l'ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

6.1 *Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento*

6.1.1 *Scenario di contesto*

È a questo punto necessario procedere all'identificazione di un percorso preferenziale per l'installazione delle principali dorsali di una possibile rete di distribuzione, volta ad assicurare la copertura delle 3 aree identificate e dell'utenza aeroportuale. Si è a tal fine assunto che la soluzione più agevole sia rappresentata da un percorso delle dorsali della rete di distribuzione che insista preferibilmente su strade principali, ed al più secondarie ma non private, così da evitare possibili conflitti relativi alla proprietà ed alla destinazione d'uso delle superfici interessate. L'assunzione fatta non tiene in considerazione l'eventuale sussistenza di difficoltà connesse al valore storico, culturale o turistico dei tratti interessati, all'eventuale pregio di coperture e basolati, e ad ogni ulteriore fattore che avrebbe richiesto di spingere l'indagine ad un livello di dettaglio più elevato e con valutazioni di natura più qualitativa.

Al fine di rendere intuitiva la distribuzione dei consumi di energia nelle medesime aree, in **Figura 47** sono mostrate, tramite la classica metodologia dei "grafici a bolle", e quindi a mezzo di areole circolari la cui superficie è proporzionale ai consumi (con scala fissata dall'areola circolare in grigio inserita in legenda), le richieste di energia frigorifera, termica per riscaldamento e termica per Acqua Calda Sanitaria (ACS). Sono peraltro identificate, all'interno delle stesse areole circolari, le frazioni riconducibili ai consumi da parte di utilizzatori residenziali e quelle relative alle poche grosse utenze identificate (essenzialmente alberghi, scuole e la casa di reclusione). Ciò in quanto, come è chiarito nell'ampia descrizione effettuata per l'isola di Lampedusa, mentre la connessione di grosse utenze risulta piuttosto agevole in virtù della notevole richiesta di energia, che può favorire la scelta di connessione ad una rete di distribuzione, ben diverse sono le valutazioni relative alla possibilità di connessione da parte di piccole utenze residenziali, peraltro caratterizzate da notevole stagionalità delle presenze.

Si può osservare come nelle Aree 1 e 2 solo una modestissima frazione dei consumi dei diversi vettori energetici sia relativa a fabbisogni delle grosse utenze, essendo la parte prevalente connessa invece ad usi distribuiti da parte di utenze residenziali. Solo nell'Area 3 si verifica una situazione differente, in quanto la casa circondariale presenta fabbisogni energetici significativi (specie per riscaldamento ed acqua calda sanitaria), addirittura comparabili, in relazione ad alcuni specifici fabbisogni, con quelli delle utenze residenziali.

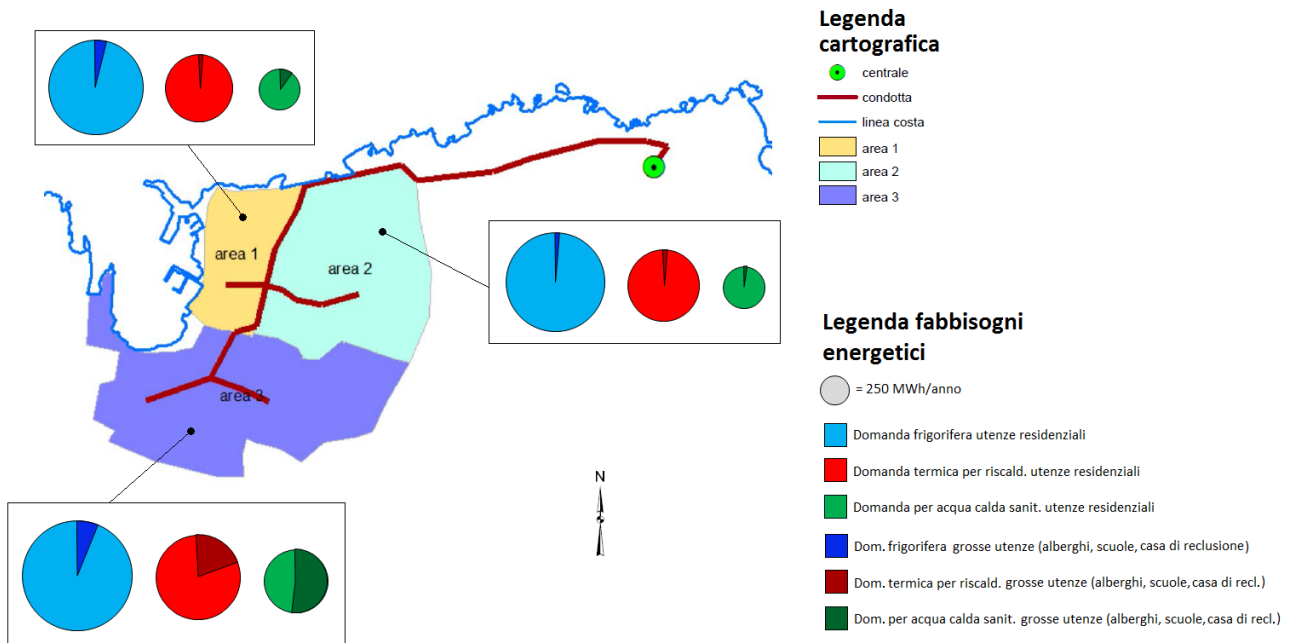


Figura 47 Rappresentazione semplificata delle aree di riferimento e della geometria delle possibili dorsali principali di distribuzione

Si è proceduto quindi all'identificazione di un percorso di massima per una dorsale principale di distribuzione su cui, eventualmente, si potessero innestare all'interno di ciascuna area eventuali micro-reti di distribuzione più capillari che rendessero raggiungibile ciascuna utenza servita. Inoltre, al fine di consentire una più sistematica analisi del potenziale di ciascuna area, i vari tratti della condotta mostrata in **Figura 47** sono stati numerati consecutivamente; in **Figura 48.a.b.c.** sono mostrate, ad una scala di rappresentazione di maggiore leggibilità, i diversi tratti e le relative notazioni numeriche che consentiranno, nel prosieguo dell'analisi, un'agevole identificazione. Si può osservare come:

- I. I rami delle principali dorsali di distribuzione siano stati numerati consecutivamente da T1 a T15, per rendere agevole una loro gestione tramite tabelle di inferenza legate alle aree servite da ciascuna condotta;
- II. Sono inclusi nel lay-out dei rami con numerazione del tipo "Tbn" e "Tbn.m", in cui n indica il numero dell'area la cui regione baricentrica è collegata alla dorsale principale dal ramo in esame.

6.1.2 Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco

La metodologia che si adotta per l'identificazione di una configurazione di massima della rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento è basata sulla "densità di carico termico". Tale termine non va qui inteso come "consumo annuo per unità di superficie", misurabile in $MWh/(anno \cdot m^2)$, bensì come "consumo annuo per metro di sviluppo lineare della potenziale rete che serva quella superficie", misurabile quindi in $MWh/(anno \cdot m)$. E' allora necessario quantificare preliminarmente lo sviluppo lineare (in metri) della rete di distribuzione del calore da installare per servire ciascuna area. A tal fine, è bene identificare da subito i due principali scenari di riferimento sulla cui base si sviluppano ipotetiche soluzioni alternative:

- a. Rete di teleriscaldamento "a bassa ramificazione", finalizzata a servire esclusivamente le grosse utenze ubicate presso ciascuna area o a distribuire solo il calore fino alle posizioni baricentriche delle diverse aree;

- b. Rete di teleriscaldamento “ad alta ramificazione”, basata sull’assunzione di installare all’interno di ciascuna area una micro-rete capillare (presumibilmente comprendente tubazioni di minore diametro rispetto a quelle delle dorsali principali), in modo da rendere raggiungibile ciascun possibile utilizzatore residenziale presente nell’area.

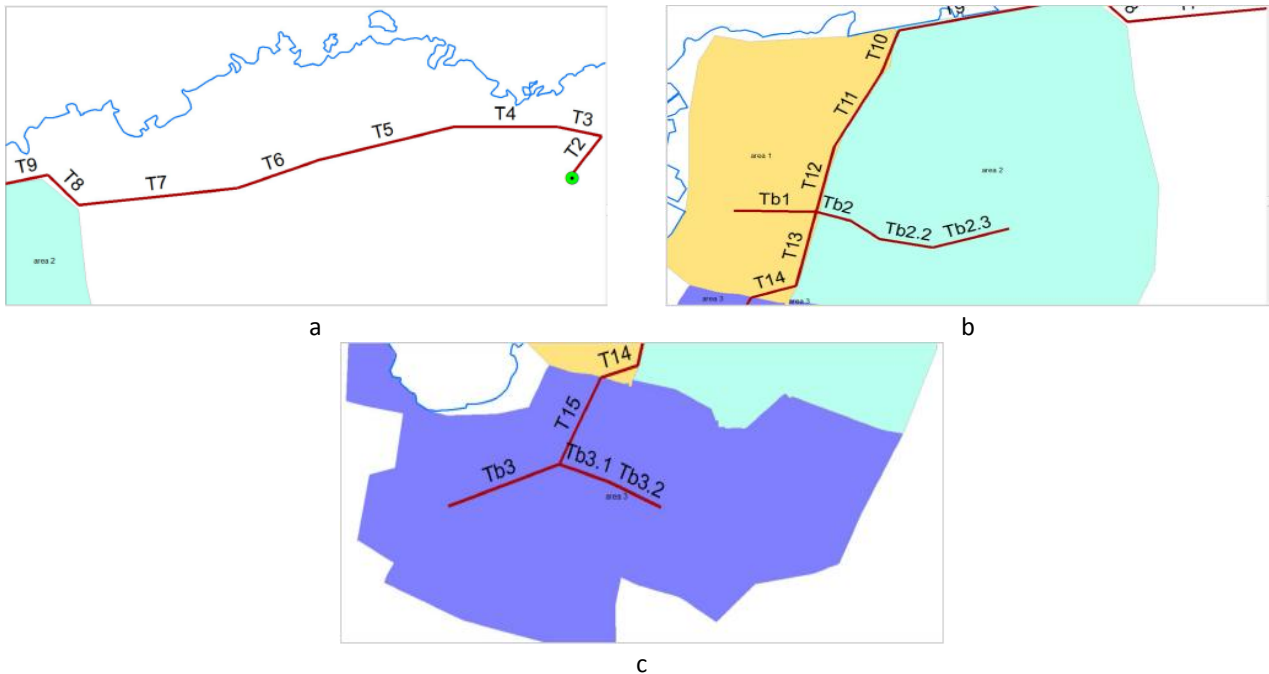


Figura 3.a-c.

Figura 48 Numerazione progressiva dei diversi rami della dorsale principale di distribuzione

Una rappresentazione grafica delle configurazioni di rete associate a ciascuno dei sopraccitati livelli di ramificazione è stata fornita nella descrizione introduttiva dell’approccio metodologico.

Rifacendosi alla medesima nomenclatura, una volta denominata con l_j la lunghezza relativa ad ogni ramo di dorsale principale e con $l_j^{tot} = \sum_{Area j} l_j^k$ la lunghezza totale dei rami interni della rete j (nell’ipotesi di rete ad

elevata ramificazione), è possibile avviare il calcolo della lunghezza totale della rete necessaria alla distribuzione di fluidi termovettori caldi o freddi in ciascuna area. Per i rami di dorsale principale “condivisi” tra le diverse aree, ossia quelli che vedono il loro sviluppo funzionale alla distribuzione dei fluidi termovettori in più di una delle aree esaminate, le relative lunghezze saranno allocate in quota parte su tutte le aree servite. Con riferimento allo schema presentato in **Figura 47**, è ad esempio possibile osservare come i rami da T1 a T12 siano utilizzati per la distribuzione dei fluidi termovettori verso tutte le 3 aree identificate; al contrario, i rami da T13 a T15 sono utilizzati per la distribuzione dei fluidi termovettori solo verso l’area 3. Può essere quindi opportuno sviluppare, in forma tabellare, una matrice di inferenza che sintetizzi la relazione tra gli specifici rami di dorsale principale e le aree da essa servite; tale quadro è presentato in **Tabella 45**, unitamente ai dati sulle lunghezze in pianta di ciascun ramo.

Tabella 45 Quadro sinottico delle aree servite da ciascun ramo di dorsale principale

Ramo di dorsale	Lunghezza [m]	Area 1	Area 2	Area 3
T1	3,74	X	X	X
T2	77,16	X	X	X
T3	66,58	X	X	X
T4	157,27	X	X	X
T5	206,89	X	X	X
T6	130,12	X	X	X
T7	238,80	X	X	X
T8	65,11	X	X	X
T9	304,17	X	X	X
T10	77,16	X	X	X
T11	143,89	X	X	X
T12	115,30	X	X	X
T13	130,62			X
T14	69,37			X
T15	161,41			X
Tb1	123,76	X		
Tb2	54,62		X	
Tb2.1	53,22		X	
Tb2.2	80,69		X	
Tb2.3	119,86		X	
Tb3	212,47			X
Tb3.1	93,17			X
Tb3.2	103,75			X

È a questo punto possibile sviluppare, per ciascuno scenario di riferimento (ossia nell'ipotesi di distribuire calore solo verso le grosse utenze attraverso la rete a bassa ramificazione, o alternativamente verso tutte le possibili utenze tramite quella ad alta ramificazione), il calcolo della lunghezza equivalente di rete associata alla distribuzione di calore verso ogni area. Nel far ciò, si formula la seguente assunzione: ciascun ramo "i" di dorsale il cui impiego è funzionale alla distribuzione del fluido termovettore verso N aree, vedrà imputata a ciascuna di esse una lunghezza equivalente pari ad l_i/N . Sebbene tale approccio sia semplificato, in quanto a rigore nella suddetta espressione ciascuna area andrebbe ponderata con i propri fabbisogni termici e frigoriferi, esso risulta adeguato per questa fase assolutamente preliminare in cui si elabora solo una definizione di massima dell'estensione della rete, senza procedere al dimensionamento di dettaglio di ciascun suo ramo. I risultati sono presentati in **Tabella 46**.

Tabella 46 Lunghezze equivalenti (espresse in m) relative alla distribuzione dei fluidi termovettori nelle diverse aree

	dorsali, $\sum(1/N) \cdot l_j$	$\sum(l_{hotels} + l_{casa\ di\ recl.} + l_{scuole})$	Rami interni, l_j^{tot}	Lunghezza totale scenario bassa ramificazione	Lunghezza totale scenario alta ramificazione
Area 1	529	273	2330	802	3132
Area 2	529	336	3216	865	4081
Area 3	890	350	4500	1240	5740

In **Tabella 46** è possibile osservare, oltre alla lunghezza dei rami di dorsali complessivamente allocata su ciascuna area (1° colonna) ed alla lunghezza dei rami interni relativi all'ipotesi di servire tutte le possibili utenze (3° colonna), anche un'ulteriore colonna (la 2°) che riporta le lunghezze dei rami interni relativi alla connessione alla rete principale delle grosse utenze ubicate in ciascuna area. Le lunghezze presentate in **Tabella 46** sono da intendersi come "metri di sviluppo in pianta della rete", e non come "metri di tubazione di cui effettuare la posa"; infatti, nella quasi totalità dei tratti la lunghezza in metri complessiva delle tubazioni potrà essere ottenuta moltiplicando i sopraccitati metri di sviluppo della rete per un fattore 2, così da tener conto della posa congiunta delle tubazioni di mandata e ritorno.

È a questo punto possibile implementare la metodologia di valutazione tipica per la fattibilità di reti di distribuzione del calore e/o del freddo nell'ambito di *low heat density areas*, basata sul calcolo del costo unitario di distribuzione del calore, C_d , in funzione della densità lineare di richiesta termica annua Q_s/L . L'espressione analitica utilizzata è stata presentata nel report di dettagli relativo allo studio di pre-fattibilità per l'isola di Lampedusa.

Come già visto nel caso di Lampedusa, si effettuano preliminarmente due diverse distinzioni. In primo luogo, si distinguono i seguenti casi:

- a. Ipotesi di servire solo le utenze "Acqua calda sanitaria" e "riscaldamento";
- b. Ipotesi di servire, oltre alle utenze "acqua calda sanitaria" e "riscaldamento", anche quelle relative al raffrescamento degli edifici nei quali è possibile sopporre una produzione centralizzata dell'energia frigorifera (con distribuzione di acqua o aria fredda), come nel caso delle utenze alberghiere. In tale caso si suppone ovviamente che alla distribuzione di acqua calda faccia seguito una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Un'ulteriore ed altrettanto rilevante classificazione è stata introdotta sulla base del soggetto deputato all'installazione ed alla copertura dei costi relativi alle sottostazioni di distribuzione. Tali sottostazioni, che in ogni caso richiedono un contabilizzatore di calore ed una serie di sistemi di controllo e misura, prevedono l'installazione di scambiatori di calore a piastre (con "temperature approach" estremamente basso, nell'ordine dei 2-4°C) nel caso di accoppiamento cosiddetto "indiretto"; nel caso in esame, tale forma di accoppiamento risulta senz'altro preferibile in virtù della maggiore affidabilità ed indipendenza della rete primaria da eventuali problematiche occorrenti sulle reti secondarie o sui disconnettori idraulici. Con riferimento a tale classificazione, si distinguono i due seguenti scenari:

- A.** Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico dell'utente, che chiede allacciamento alla rete di distribuzione. In tale caso, poiché il costo delle stazioni di sottodistribuzione è piuttosto elevato (variando in genere dai 3000 ai 20000 € al variare della potenzialità della sottostazione), si suppone un tasso di "connessione" delle utenze distribuite molto basso, ed in particolare pari a:
 - 10% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
 - 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
 - 30% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

Tali percentuali tengono conto del fatto che, oltre alla sussistenza di barriere connesse al costo di connessione, si possono presupporre difficoltà ben più strutturali connesse all'impossibilità di utilizzare, per buona parte del parco residenziale isolano, l'alimentazione tramite acqua calda/fredda prodotte a livello centralizzato. L'assunzione dello 0% di utenze residenziali interessate alla fornitura di acqua fredda per il raffrescamento ambientale, ad esempio, discende dal fatto che pressoché tutte le residenze, siano esse adibite ad uso abitativo o ad accoglienza turistica nel periodo estivo, vedono presumibilmente installate unità split e, pertanto, non

potrebbero essere servite tramite acqua fredda a meno di onerose modifiche dell'attuale assetto impiantistico;

B. Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico della società proprietaria/gestore della rete. In tale ipotesi, si suppongono i seguenti tassi di "connessione":

- 30% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 60% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

In entrambi gli scenari A e B, per il calcolo della domanda termica da coprire tramite rete di distribuzione si introdurrà, oltre ai suddetti coefficienti riduttivi connessi alle richieste di connessione alla rete da parte dei privati, anche un ulteriore fattore riduttivo pari a 0,8 per tener conto di un ragionevole fattore di contemporaneità tra la disponibilità dei recuperi termici dalla centrale ed i fabbisogni di calore dell'utenza. In **Figura 49** sono rappresentate tre curve C_d vs. Q_s/L ottenute assumendo tre diversi diametri DN30, DN80 e DN150 cui si associano, per una rete che distribuisca acqua calda ed assumendo un ΔT tra mandata e ritorno nell'ordine dei 30°C, delle potenze trasferite rispettivamente nell'ordine di 70 kW, 500 kW e 3 MW. Nella medesima figura sono riportati i punti rappresentativi dei diversi rami della dorsale principale, nell'ipotesi che sia la società proprietaria/gestore della rete a sostenere interamente i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione; due serie distinte di dati, invece, sono mostrate per le ipotesi di includere o escludere i fabbisogni per il raffrescamento ambientale (modulati attraverso un fattore $1/COP_{\text{assorbitore}}$ per tener conto della necessità di conversione in un frigorifero ad assorbimento).

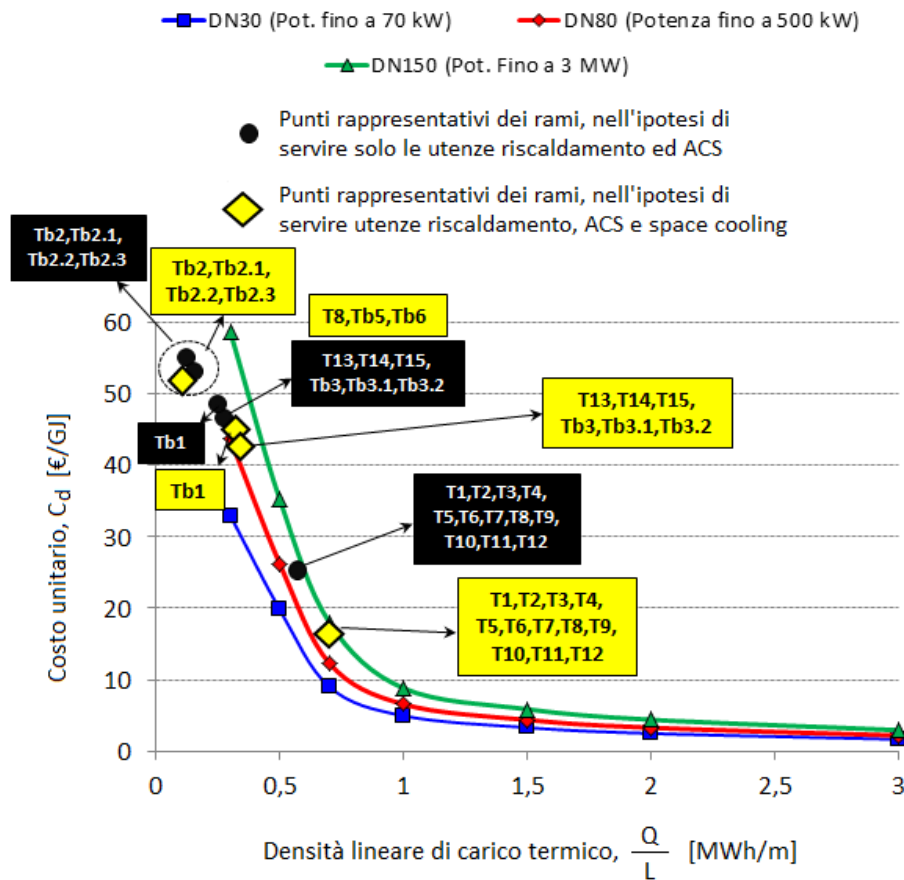


Figura 49 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dall'azienda proprietaria/gestore della rete

Entrambe le serie di dati sono relative all'ipotesi di rete ad elevata ramificazione; come è facilmente deducibile dalla rappresentazione sintetica della distribuzione dei carichi in **Figura 47**, infatti, le utenze centralizzate rappresentano una frazione estremamente modesta dei carichi energetici complessivi e, peraltro, tali utenze sono prevalentemente situate a notevole distanza dalla centrale elettrica, ragion per cui si può giustificatamente ritenere che non sia economicamente fattibile una soluzione che preveda l'installazione della rete al solo scopo di servire le poche grosse utenze presenti nel territorio in esame. In **Figura 49** è identificato un punto rappresentativo di ciascun ramo di dorsale principale, così da rendere il grafico utile a valutare quali rami possano convenientemente essere inclusi e, viceversa, quali dovrebbero essere esclusi da una possibile rete di distribuzione del calore.

Dall'analisi della **Figura 49** si può osservare come:

- I costi unitari di distribuzione siano estremamente elevati, ben oltre il limite di fattibilità economica di 8-10 €/GJ, a causa della densità lineare di carico termico molto modesta. Tale risultato, peraltro, è assolutamente comune ai due scenari basati rispettivamente sulla sola distribuzione di calore per acqua calda sanitaria e riscaldamento (indicatore con pallino nero in **Figura 49**) e sulla distribuzione di calore destinato sia al soddisfacimento di tali domande termiche che, tramite uso di frigoriferi ad assorbimento, al soddisfacimento della domanda di raffrescamento delle grosse utenze con impianti centralizzati (indicatore con rombo giallo in **Figura 49**);
- Proprio in virtù di tali risultati molto prossimi per le due ipotesi "a." e "b." relative ai fabbisogni energetici da soddisfare, appare del tutto intuitivo come non sia conveniente ipotizzare l'uso di reti di distribuzione ad alta temperatura e l'installazione di frigoriferi ad assorbimento, in quanto il maggior costo di impianto e di esercizio sarebbe chiaramente di difficile recupero;
- I valori estremamente modesti della densità lineare di carico termico comuni a tutti i tratti della dorsale principale della rete, compresi quelli più a monte che quindi servirebbero l'intera platea di utenze ricadenti nelle Aree considerate. Tali bassi valori di Q_s/L , ben al di sotto delle soglie di fattibilità in genere identificate con il range di 1-2 GJ/(m×a), sono giustificati dalla modesta densità abitativa e dalla notevole fluttuazione stagionale delle presenze nell'isola. Se infatti tali condizioni sono abbastanza comuni per le comunità isolate del nostro paese, nell'isola di Favignana si riscontra come tali fattori, ben più rispetto a quanto ottenuto ad esempio per l'isola di Lampedusa, rappresentano vere e proprie barriere alla fattibilità di un retrofit cogenerativo della centrale elettrica orientato all'alimentazione di una rete di teleriscaldamento.

Passiamo invece adesso ad esaminare gli analoghi andamenti ottenuti nello scenario alternativo, nel quale i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione risultassero a carico dei privati che avanzassero richiesta di connessione. I risultati sono mostrati in **Figura 50**. E' possibile osservare come ancora una volta i due scenari basati l'uno sulla distribuzione di calore solo per utenze ACS e riscaldamento e l'altro orientato al soddisfacimento tramite frigoriferi ad assorbimento di fabbisogni frigoriferi delle utenze centralizzate conseguano risultati paragonabili. Tuttavia, da un confronto tra la **Figura 49** e la **Figura 50** emerge chiaramente come l'ipotesi di un tasso di "connessione" più modesto (connessa all'assunzione di un minor tasso di volontaria richiesta di connessione dei privati alla rete, indotta dalla necessità di sostenere i relativi costi di allacciamento) porti ad un'ulteriore riduzione della densità lineare di domanda anche sui rami principali di dorsale a monte della rete, con conseguente aumento dei costi unitari di distribuzione (che passa su tali rami da 16-24 €/GJ ad oltre 30 €/GJ).

È del tutto chiaro come l'analisi appena proposta suggerisca l'assenza di un potenziale reale di fattibilità di una rete di distribuzione alimentata tramite i recuperi termici dai motori della centrale elettrica. Tuttavia, per esaustività di indagine e per la significatività dei consumi energetici dell'isola si procederà ugualmente, nelle prossime due sezioni, a mettere a punto delle ipotesi progettuali di massima ed a valutarne i parametri sintetici di performance economica.

Ciò sarà ovviamente fatto, alla luce delle risultanze appena discusse, per entrambi gli scenari relativi alla copertura dei costi per le sottostazioni di connessione, ma sempre nell'ipotesi di orientare la progettazione della rete al soddisfacimento dei soli fabbisogni di acqua calda sanitaria e riscaldamento.

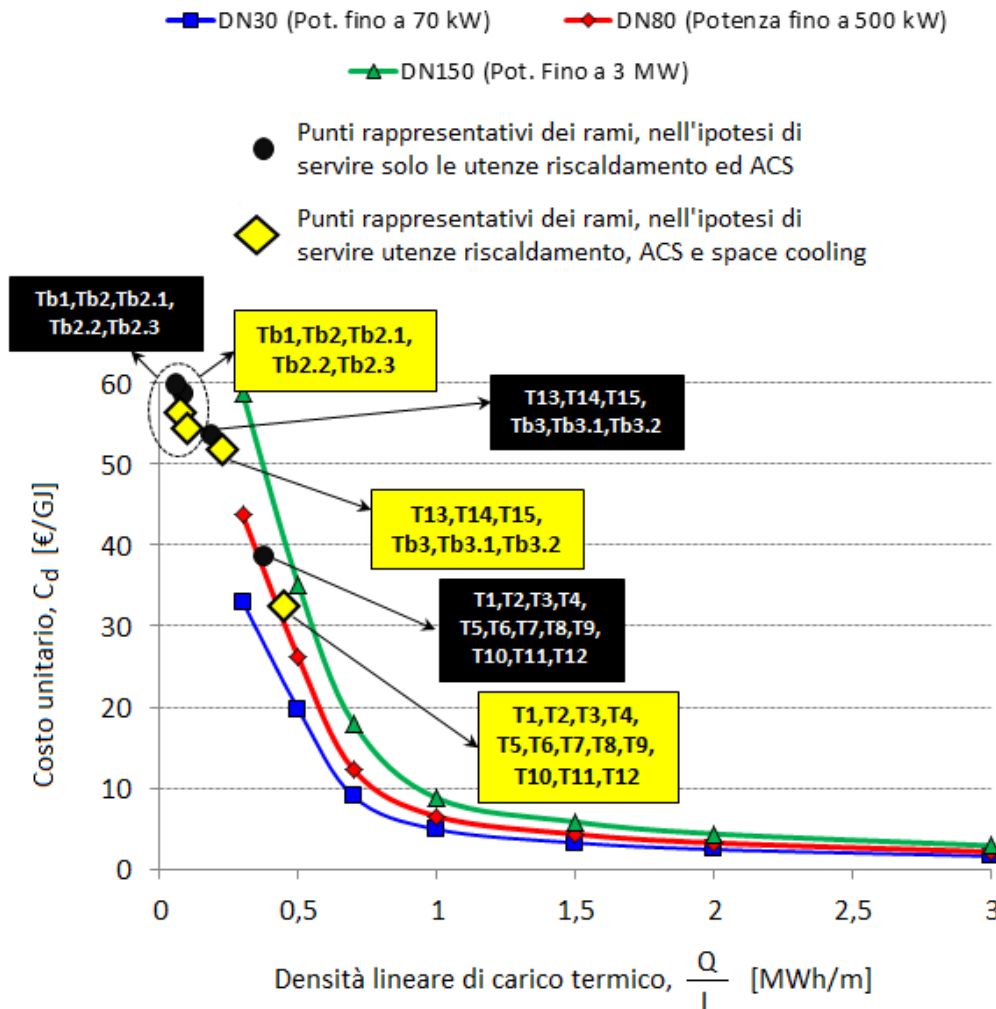


Figura 50 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dal privato che avanza richiesta di connessione

6.2 Definizione di alcuni parametri progettuali di massima

La definizione di parametri progettuali di massima riguarda essenzialmente i seguenti aspetti applicativi:

- I. la definizione delle condizioni di esercizio della rete, in termini di temperatura e pressione, e della tipologia di rete da utilizzare;
- II. la definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica per consentire i recuperi termici e procedere con il retrofit in modalità cogenerativa dei gruppi;
- III. la definizione di ragionevoli diametri delle condotte per le dorsali principali e per le reti intra-area, a seconda della potenzialità termica da esse trasportata.

Poiché quella che si deve produrre è una morfologia di massima della rete, non si entrerà in alcun modo nei dettagli relativi all'ubicazione delle pompe e nel calcolo dei costi di pompaggio.

6.2.1 Definizione delle condizioni di esercizio della rete

Questa fase richiede alcune valutazioni di merito relativamente ai livelli termici e di pressione ottimali ai quali esercire la rete, in virtù delle richieste termiche e di alcune altre informazioni inerenti l'orografia del sito. Dal punto di vista delle temperature, si osserva come:

- Al fine di ridurre i costi di pompaggio e consentire un dimensionamento dei diversi rami della rete su diametri più ridotti, è ragionevole ipotizzare un ΔT piuttosto elevato tra mandata e ritorno, nell'ordine dei 25°C;
- Poiché non si contemplerà l'ipotesi di installazione di frigoriferi ad assorbimento e tenendo conto del fatto che le perdite di distribuzione aumentano e la vita utile della rete decresce al crescere della temperatura media di esercizio, si assume una temperatura di mandata decisamente moderata, nell'ordine degli 85 °C, con un ritorno conseguentemente fissato in condizioni nominali a 60 °C.

Per quanto concerne le pressioni di esercizio, non sussistendo la necessità di garantire alcuna pressurizzazione stante l'assunta distribuzione di acqua "sottoraffreddata" (in termini termodinamici), occorre tener conto dell'eventuale dislivello massimo occorrente attraverso i rami della rete. Pertanto, una volta identificato lo sviluppo in pianta delle dorsali principali T1-T15 di cui alla precedente sezione, si sono esaminate i relativi sviluppi altimetrici, mostrati sinteticamente per aree in **Figura 51 a-d**.

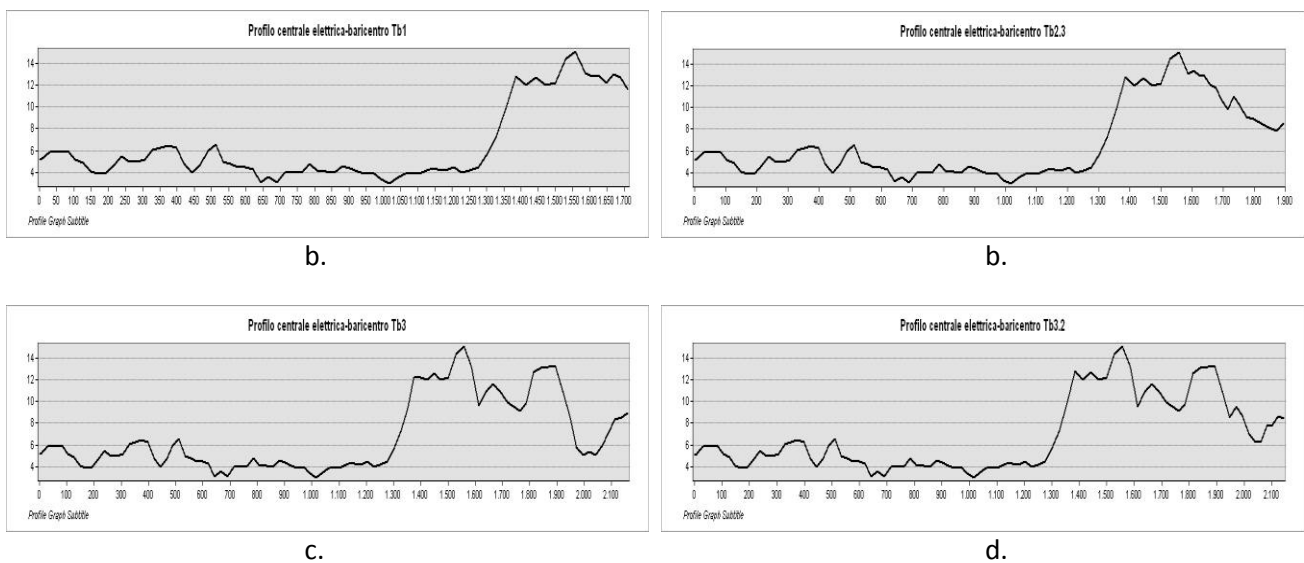


Figura 51 Sviluppo altimetrico delle condotte di trasporto, lungo i rami di dorsale principale, che collegano la centrale elettrica alle diverse aree

Si può osservare come i dislivelli massimi siano nell'ordine dei 25 metri, essendo quindi necessario tenere in considerazione nella scelta delle pressioni di esercizio la prevalenza geodetica indotta, nell'ordine dei 2,5 bar. Combinando le informazioni di cui sopra si osserva che, in virtù della limitata temperatura di mandata supposta, si potrà adottare l'uso di tubazioni flessibili in polietilene reticolato, il cui utilizzo è in genere raccomandato per temperature fino a 90-95 °C. Simili tubazioni consentono in genere posa diretta sul terreno, senza l'utilizzo di canali e, in virtù della loro flessibilità, non richiedono elementi di compensazione per "assorbire" la modesta dilatazione termica. Al fine di assicurare una vita utile della rete nell'ordine dei 30 anni, sulla base dei tipici andamenti della relazione tra vita utile e condizioni di esercizio mostrate **Tabella 47**, è ragionevole assumere una pressione di esercizio pari a 10 bar.

Tabella 47 Tipico andamento* della relazione tra vita utile della rete e temperatura e pressione di esercizio

Temperatura d'esercizio °C	Sanitario			
	Pressione d'esercizio (bar)			
	1 anno	10 anni	25 anni	50 anni
10	28.3	27.6	27.3	27.1
20	25.1	24.4	24.2	24.0
30	22.3	21.7	21.4	21.3
40	19.8	19.3	19.1	19.8
50	17.7	17.2	17.0	16.8
60	15.8	15.3	15.2	15.0
70	14.1	13.7	13.6	13.4
80	12.7	12.3	12.1	10.8
90	11.4	11.0	10.6	10.2
95	10.8	10.3	10.0	9.6

Valori estrapolati

* Fonte: Catalogo BRUGG PipeSystem

6.2.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica

La centrale include n. 7 gruppi elettrogeni diesel, per una potenza nominale complessiva di 9.616 kW; per tali gruppi, tuttavia, si può assumere un esercizio alternato in quanto la potenza elettrica richiesta dall'utenza isolana è spesso inferiore. I motori si succedono quindi nell'esercizio, peraltro operando in genere ad una potenza inferiore a quella di picco, e che possiamo assumere pari al 75% del relativo output nominale. Come si vedrà nel paragrafo successivo, la potenza termica di picco di cui la rete di teleriscaldamento potrà necessitare in input può essere stimata, nei due scenari precedentemente esaminati, come segue:

- **Scenario A (costi delle sottostazioni a carico dell'utente):** Potenza termica di picco = 0,821 MW
- **Scenario B (costi delle sottostazioni a carico della società proprietaria/gestore della rete) :** Potenza termica di picco = 1,616 MW

Al fine di consentire il soddisfacimento di tali richieste a mezzo di recuperi dal funzionamento dei motori, per tener conto dell'alternanza di funzionamento degli stessi per cause connesse a parzializzazione, manutenzione programmata ed eventuali fuori servizio dovuti a guasti, è senz'altro necessario dimensionare i sistemi di recupero in logica di ridondanza, e quindi "installare" un'adeguata capacità di recupero su almeno 3 gruppi, per poter ragionevolmente assumere che in ogni condizione di esercizio della centrale sia possibile disporre di almeno 1-2 gruppi per il funzionamento in cogenerazione.

Occorre a questo punto precisare che non si dispone delle schede tecniche dei motori, ragion per cui si faranno discendere delle ragionevoli assunzioni riguardo alla capacità di recupero termico di ciascun motore direttamente dalla capacità elettrica degli stessi e da dati medi relativi al rapporto termico/elettrico tratti (per motori diesel di media taglia) da report o ulteriori dati disponibili in letteratura [20, 21].

In **Tabella 48** sono riportati, unitamente ai dati sulle capacità elettriche dei gensets installati, i rapporti termico/elettrico relativamente alle due principali possibilità di recupero termico, dall'acqua di raffreddamento del motore (*cooling jacket water circuit*, cjw) e dai gas esausti di scarico. Sono così calcolate, con riferimento alle condizioni tipiche di esercizio a potenza pari al 75% di quella nominale, le potenzialità termiche recuperabili da tali circuiti. Si precisa che:

- I. Non sono state considerate le potenzialità termiche recuperabili dai circuiti dell'olio di lubrificazione., in virtù del livello termico modesto. Sebbene il livello termico a cui tali recuperi si rendono disponibili ($T < 80$ °C) possa risultare sufficiente al preriscaldamento del fluido di ritorno in virtù della modesta temperatura assunta (pari a 60° C), la modesta entità dei recuperi stessi suggerisce di evitare l'installazione dei relativi recuperatori;

- II. Non si dispone di informazioni di dettaglio circa la temperatura di raffreddamento del motore. Diversi motori alternativi concepiti per applicazioni CHP sono realizzati con circuito di raffreddamento in pressione operante a 120-125 °C; tuttavia, un convenzionale gruppo elettrogeno ha più frequentemente una temperatura di raffreddamento nell'ordine dei 90-95 °C e, pertanto, in relazione alla moderata temperatura di ritorno dell'acqua calda sulla rete di teleriscaldamento è possibile recuperare tutto il calore dal circuito dell'acqua delle camicie di raffreddamento. In ogni caso il sistema di recupero opererà in parallelo con il radiatore accoppiato a torre evaporativa già installato, per esercire il motore in sicurezza in caso di ridotto carico termico sulla rete. In fase di calcolo dei costi d'investimento sarà ovviamente necessario assumere una superficie di scambiatore dimensionata su tutta la potenza termica recuperabile dall'acqua di raffreddamento;
- III. Al fine di garantire flessibilità di esercizio, si suppone di installare moduli di recupero termico presso i 3 motori (numerati come n. 1, 4 e 6) evidenziati in azzurro in **Tabella 48**. Si può osservare come l'accensione di due tra i suddetti motori consenta di coprire anche il picco annuo della domanda termica richiesta dalla rete di distribuzione, anche nello scenario B che presenta il più elevato picco di richiesta. Inoltre, l'installazione di moduli di recupero presso motori di taglia differente incrementa la flessibilità di esercizio del sistema.

Tabella 48 capacità di generazione elettrica e potenza termica recuperabile dai motori installati presso la centrale

	P_e^{nom} [kW]	$P_e^{esercizio}$ [kW]	Rapporto $H_{c_{jw}}^{bassa T}/P_e$	Rapporto $H_{exhausts}^{alta T}/P_e$	$H_{c_{jw}}^{bassa T}$ [kW]	$H_{exhausts}^{alta T}$ [kW]
Motore n. 1	1512	1134	0,66	0,51	745	583
Motore n. 2	1408	1056	0,66	0,51	694	543
Motore n. 3	1440	1080	0,66	0,51	710	555
Motore n. 4	1032	774	0,66	0,51	509	398
Motore n. 5	1408	1056	0,66	0,51	694	543
Motore n. 6	1408	1056	0,66	0,51	694	543
Motore n. 7	1408	1056	0,66	0,51	694	543

I moduli di recupero termico dovranno essere installati in serie su ciascun gruppo (ossia tramite una cascata che preveda dapprima i recuperi effettuati dal circuito dell'acqua, tramite uno scambiatore a piastre, e quindi dai fumi di scarico tramite uno scambiatore a fascio tubiero) ed in parallelo tra i diversi gruppi.

6.2.3 Definizione dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali

Il calcolo dei diametri delle condotte è basato sulla valutazione preliminare delle portate d'acqua circolanti (essendo note le potenze termiche da trasferire, nelle condizioni più gravose di progetto, lungo ciascun ramo ed il ΔT tra mandata e ritorno). In accordo con la prassi progettuale nel campo delle reti di teleriscaldamento, nota la portata, il diametro è calcolato in modo da conseguire perdite di carico distribuite nell'ordine dei 140-160 Pa/m; ovviamente, occorrerà poi optare per un diametro commerciale prossimo a quello desiderato.

I diametri nominali ottenuti per i diversi vari rami di rete sono presentati in **Tabella 49**, sia con riferimento allo scenario A che a quello B sopraccitati. Si può osservare come, a valle del calcolo della portata massica fluente in condizioni di massimo carico di progetto in ciascun ramo della dorsale, sia stato dapprima identificato un diametro teorico derivato dalla perdita di carico imposta, quindi il più appropriato diametro nominale tra quelli commercialmente disponibili per la tipologia di tubazione in esame.

Tabella 49 Dimensionamento dei rami delle dorsali principali della rete di distribuzione*

	Potenza di picco [kW]	Potenza di picco [kW]	Portata massica [kg/s]	Portata massica [kg/s]	d ^{teorico} [mm]	d ^{teorico} [mm]	DN effettivo [mm]	DN effettivo [mm]
T1	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T2	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T3	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T4	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T5	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T6	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T7	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T8	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T9	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T10	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T11	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T12	1616,3	820,5	15,45	7,84	118	92	125	100
T13	820,1	539,7	7,84	5,16	92	74	80	65
T14	820,1	539,7	7,84	5,16	92	74	80	65
T15	820,1	539,7	7,84	5,16	92	74	80	65
Tb1	382,9	136,9	3,66	1,31	62	43	65	40
Tb2	413,4	143,8	3,95	1,37	63	43	65	40
Tb2.1	413,4	143,8	3,95	1,37	63	43	65	40
Tb2.2	413,4	143,8	3,95	1,37	63	43	65	40
Tb2.3	413,4	143,8	3,95	1,37	63	43	65	40
Tb3	820,1	539,7	7,84	5,16	92	74	80	65
Tb3.1	820,1	539,7	7,84	5,16	92	74	80	65
Tb3.2	820,1	539,7	7,84	5,16	92	74	80	65

* in rosa le celle relative allo scenario A, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico del privato che avanza richiesta di connessione, in celeste le celle relative allo scenario B, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete

È assolutamente arduo effettuare una stima di massima degli elementi speciali che saranno utilizzati; tuttavia, trascurare il costo degli stessi potrebbe portare a sottostimare significativamente l'investimento complessivo, inficiando le conclusioni dello studio di pre-fattibilità. Pertanto si effettua la seguente stima di massima, che ovviamente incorpora significativi margini di errore, specie su alcune voci assolutamente difficili da prevedere ed analizzabili solo ad un livello più approfondito di studio di fattibilità:

- Non è necessario installare un notevole numero di muffole per isolamento giunzioni, in quanto la tipologia di tubazione adottata, in materiale plastico, viene in genere fornita in rotoli della lunghezza richiesta e può conformarsi alla traccia, così abbattendo i costi di posa. Si assume quindi, a titolo conservativo, un numero di muffole per ripristino giunzioni pari a 20 sulle dorsali principali, nonché altre 40 per tubazioni di diametro inferiore (compreso tra DN25 e DN40) per le condotte di distribuzione interne alle aree identificate, sino alle singole utenze;
- Derivazioni a TEE: se ne identificano 3 sulle dorsali principali, oltre ad un numero oltre ad un numero stimato pari a 40 sulla rete ad elevata ramificazione. Occorrerebbe aggiungere l'elevato numero di giunzioni in prossimità delle utenze; tuttavia, i costi relativi alle derivazioni asservite alle utenze saranno inclusi in un generico costo di sottostazione, che pertanto includerà oltre ai costi di contabilizzatore di calore, scambiatore e organi di controllo/misura/sicurezza, anche questa componente connessa al costo di derivazione.

Si ribadisce che il reale utilizzo di tali elementi è scarsamente predicibile al livello di dettaglio della presente analisi, e pertanto i valori assunti non intendono in alcun modo rappresentare una reale quantificazione degli elementi che si renderanno realmente necessari in fase progettuale.

6.3 Analisi economica di massima

Sulla base delle soluzioni identificate nella sezione precedente e dei livelli di domanda termica e frigorifera attesa, è possibile condurre una valutazione economica di massima. Essa conterà delle seguenti 3 fasi elementari:

4. Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo;
5. Stima dei proventi annui dalla vendita di calore;
6. Calcolo di indicatori sintetici, ed in particolare del tempo di ritorno atteso dell'investimento.

6.3.1 Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo

Il costo complessivo d'investimento include diverse componenti, tra cui:

- a. Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo
- b. Costo per l'acquisto della rete, degli elementi accessori e della componentistica di controllo e misura, escluso ciò che si è assunto di comprendere nel costo delle sottostazioni;
- c. Costo delle opere civili per la posa delle condotte di distribuzione e realizzazione in-situ di elementi speciali, saldature e tutto quanto attiene alla posa;
- d. Costo delle sottostazioni di distribuzione, inclusivo dei costi per scambiatori di calore, contabilizzatore di calore ed elementi di controllo/misura/sicurezza.

Tutte le sopracitate componenti di costo saranno calcolate sia per lo scenario A (oneri di connessione alla rete in carico al privato che richiede la fornitura di calore) che per quello B (oneri relativi alle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete).

Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

Tale componente di costo è calcolata sulla base di valori medi, tratti da report o databases [20,22], e rispettivamente pari a $C_{exhausts}^{alta T} = 110$ €/kW per lo scambiatore a recupero ad alta temperatura dai gas di scarico ed a $C_{cjlw}^{bassa T} = 130$ €/kW per lo scambiatore a piastre per il recupero a bassa temperatura; tali costi unitari sono comprensivi degli oneri per installazione. Di conseguenza si ottiene:

$$C_{retrofit}^{centrale} = \sum_{j \in \{1,4,6\}} C_{exhausts}^{alta T} \cdot (H_{exhausts}^{alta T})_j + C_{cjlw}^{bassa T} \cdot (H_{cjlw}^{bassa T})_j \quad (2)$$

Tale espressione, sulla base delle potenzialità termiche di recupero mostrate in **Tabella 48**, porta a calcolare per entrambi gli scenari (i quali si differenziano per altre componenti di costo ma, per le assunzioni fatte, non per quella relativa al retrofit in assetto cogenerativo della centrale), il seguente costo:

$$C_{retrofit}^{centrale} = 420,9 \text{ k€}$$

Costo per acquisto di rete ed elementi speciali

Il costo unitario di acquisto di questa tipologia di rete, in €/m, è ben approssimato dalla seguente relazione quadratica:

$$C_{unitario}^{rete} = 0,0011 \cdot DN^2 + 0,6128 \cdot DN + 12,46$$

Una volta implementata sui rami principali delle dorsali, tale espressione analitica conduce al calcolo dei costi complessivi mostrati in **Tabella 50**.

Per ciascuna isola a tali costi occorre aggiungere, in primo luogo, i costi relativi alle reti capillari (ad alta ramificazione) interni alle singole aree identificate. In tali aree non si è effettuato, come è ovvio, uno specifico dimensionamento di ogni tratto della rete, per cui può avere senso supporre una potenza

trasferita media all'interno di ogni area, cui far corrispondere un diametro medio delle tubazioni installate nell'area e, quindi, un corrispondente costo unitario e costo totale. Tali costi sono presentati nella forma mostrata in **Tabella 51** per i due scenari A e B; sebbene l'ipotesi di installazione di rete ad elevata ramificazione richieda una copertura pressoché totale delle aree in esame, sussistono in genere delle moderate differenze di costo d'investimento tra i due scenari, connessi alle diverse potenze medie trasferite e ad un fattore riduttivo che tiene conto di eventuali utenze non raggiunte dalla rete (nel caso in cui alcuni residenti piuttosto periferici non chiedano, specie nello scenario A, di connettersi alla rete evitando così di sostenere gli oneri di connessione).

Tabella 50 Calcolo del costo delle reti di distribuzione, con riferimento ai rami di dorsale principali

	Lunghezza [m]	SCENARIO A			SCENARIO B		
		DN [mm]	c_{rete}^{rete} [€/m]	C_{ramo}^{ramo} totale (2 tubi) [€]	DN [mm]	c_{rete}^{rete} [€/m]	C_{ramo}^{ramo} totale (2 tubi) [€]
T1	3,74	100	84,74	634	125	106,25	795
T2	77,16	100	84,74	13077	125	106,25	16396
T3	66,58	100	84,74	11284	125	106,25	14148
T4	157,27	100	84,74	26654	125	106,25	33419
T5	206,89	100	84,74	35064	125	106,25	43963
T6	130,12	100	84,74	22053	125	106,25	27650
T7	238,80	100	84,74	40472	125	106,25	50744
T8	65,11	100	84,74	11035	125	106,25	13836
T9	304,17	100	84,74	51551	125	106,25	64635
T10	77,16	100	84,74	13077	125	106,25	16396
T11	143,89	100	84,74	24386	125	106,25	30576
T12	115,30	100	84,74	19541	125	106,25	24501
T13	130,62	65	56,94	14875	80	68,52	17901
T14	69,37	65	56,94	7900	80	68,52	9507
T15	161,41	65	56,94	18381	80	68,52	22121
Tb1	123,76	40	38,73	9587	65	56,94	14093
Tb2	54,62	40	38,73	4231	65	56,94	6220
Tb2.1	53,22	40	38,73	4123	65	56,94	6061
Tb2.2	80,69	40	38,73	6251	65	56,94	9189
Tb2.3	119,86	40	38,73	9285	65	56,94	13650
Tb3	212,47	65	56,94	24196	80	68,52	29119
Tb3.1	93,17	65	56,94	10610	80	68,52	12769
Tb3.2	103,75	65	56,94	11815	80	68,52	14219
Tot. rami dorsali	2789,13	-	-	390080	-	-	491905

Tabella 51 Costi stimati per le reti ad elevata ramificazione intra-area

	Lunghezza [m]	Scenario A				Scenario B			
		P_{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c_{rete}^{rete} unitario [€/m]	C_{rete}^{rete} intra-area [€]	P_{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c_{rete}^{rete} unitario [€/m]	C_{rete}^{rete} intra-area [€]
Area 1	2330	30,018	DN20	25,16	82059	81,719	DN32	33,20	123755
Area 2	3216	33,789	DN25	28,47	128172	91,464	DN32	33,20	170813
Area 3	4500	109,600	DN40	38,73	244012	116,445	DN40	38,73	278870
Totale					454243				573438

Infine, occorre considerare il costo degli elementi speciali. Riferendosi ai soli elementi indicati nella sezione precedente, si può ipotizzare come costo:

$$C_{muffole} = 20 \cdot 180 \text{ € /cad.} + 40 \cdot 60 \text{ € /cad.} = 6000 \text{ €}$$

$$C_{derivazioni TEE} = 3 \cdot 400 \text{ € /cad.} + 40 \cdot 180 = 8400 \text{ €}$$

Il costo complessivo dei suddetti elementi risulterebbe $C_{pezzi speciali} = 14400 \text{ €}$. Invero, le cifre appena calcolate non rappresentano una stima analitica, ma solo valori di riferimento puramente orientativi; ciò in quanto al livello di analisi della presente trattazione non è possibile quantificare il numero di elementi di ciascuna tipologia. Tuttavia, ciò che rassicura sull'uso di tale risultato complessivo in termini di $C_{pezzi speciali}$ è il fatto che esso risulti in ragionevole accordo con l'incidenza media dei costi dei pezzi speciali sul totale

dell'acquisto per reti in materiale plastico, che in genere per tubazioni in materiale plastico vale $\frac{C_{pezzispeciali}}{C_{tubazionilineari}} \cong 0.02 - 0.05$. Pertanto, indipendentemente dal fatto che in fase più avanzata di studio di fattibilità risulti ben maggiore al previsto il numero richiesto di alcuni pezzi speciali e ben inferiore quello di altri, l'inclusione di un costo totale nell'ordine dei 15 k€ per l'acquisto di tali elementi appare una valutazione ragionevole.

Costo per opere civili e montaggio

Anche queste voci di costo, come le precedenti, risultano di difficilissima quantificazione al livello di dettaglio della presente analisi. Appare ragionevole pertanto l'assunzione di valori medi derivati dalla prassi relativa al teleriscaldamento urbano, con l'aggiunta di un fattore moltiplicativo pari ad 1,1 per tenere conto dei maggiori oneri per il trasferimento di macchinari e mezzi presso l'isola:

$$C_{opere\ civili} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{opere\ civili}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,94 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,03 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

$$C_{montaggio} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{montaggio}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,24 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 0,264 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

Tali costi, ovviamente, risulteranno diversi nell'ipotesi di scenario A e B, poiché diversi sono i costi associati all'acquisto delle tubazioni come già evidenziato nelle precedenti sottosezioni.

Costo per sottostazioni

Il costo delle sottostazioni viene stimato sulla base di due sole tipologie di utenza, ossia le grosse utenze alberghiere e le piccole residenziali. Esso include i costi per lo scambiatore di calore, il contabilizzatore di calore, gli organi di controllo e misura, i circolatori a portata variabile sul secondario ed, in particolare, le costose valvole a sfera da installare sul primario in corrispondenza delle derivazioni verso l'utenza. Tali costi sono stimati in maniera forfettaria, sulla base anche dei costi di allacciamento risultanti da indagini compiute per reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale, come segue:

$$C_{unitario\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 20\ k\text{€} \qquad C_{unitario\ sottostaz.}^{residenziale} = 3\ k\text{€}$$

Il numero di grosse utenze che si assume di servire è pari a 7 (casa di reclusione + scuole + alberghi), mentre il numero di utenze residenziali risulta pari a 234 nello scenario A ed a 468 nello scenario B, conducendo quindi alla stima dei seguenti costi relativi alle sottostazioni di distribuzione:

$$C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 7\ utenze \cdot 20 \frac{k\text{€}}{utenza} = 140\ k\text{€}$$

$$C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,A} = 234\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 702\ k\text{€}$$

$$C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,B} = 468\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 1404\ k\text{€}$$

Costo di investimento complessivo nei due scenari

Per ciascuno scenario è possibile, a questo punto, stimare un costo complessivo degli interventi da eseguire e dei materiali da acquisire per il retrofit della centrale e la realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita alle grosse utenze centralizzate ed a quelle residenziali distribuite nella parte della comunità di Favignana esaminata:

$$C_{totale} = C_{retrofit}^{centrale} + C^{frigorif.} + C_{totale}^{rami} + C_{intra-Area}^{rete} + C_{pezzi\ speciali} + C_{opere\ civili} + C_{montaggio} (+C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} + C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale})$$

Le componenti di costo relative alle sottostazioni sono indicate entro parentesi a voler ricordare che sono da includere nel costo totale d'investimento solo nello scenario B, che prevede che siano sostenute a carico della società proprietaria/gestore della rete o, comunque, non dai privati che avanzano richiesta di allacciamento.

Sulla base dei costi presentati nelle precedenti sottosezioni, si ottiene:

$$C_{totale}^{scenario A} \cong 421 + 390 + 452 + 14,4 + 867 + 223 = 2.367 \text{ k€}$$

$$C_{totale}^{scenario B} \cong 421 + 492 + 573 + 14 + 1097 + 281 + 140 + 1404 = 4.422 \text{ k€}$$

6.3.2 Stima dei proventi annui dalla vendita di calore

La stima dei proventi annui dalla vendita di calore discende direttamente dalle assunzioni già fatte relativamente alle frazioni della domanda della comunità isolana che si assume di coprire tramite produzione centralizzata in teleriscaldamento/raffrescamento, nonché dalla fissazione di una tariffa di fornitura del calore. In piena coerenza con i valori medi registrati per le reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, nella presente indagine di fattibilità di massima si assumeranno i seguenti prezzi del calore contabilizzato a ciascun utente:

- Calore per acqua calda sanitaria: 45 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze residenziali: 90 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze del settore terziario: 70 €/MWh

Per quanto riguarda la fornitura di acqua fredda per il soddisfacimento dei fabbisogni di raffrescamento ambientale, si assume che il prezzo unitario di cui alla voce c. dell'elenco di cui sopra, per utenze del terziario, sia maggiorato di un fattore 1,2, per tenere conto dell'efficienza di conversione delle macchine ad assorbimento e della necessità di ammortizzarne il costo.

In **Tabella 52** e **Tabella 53** sono riassunti i ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera, su base annua.

Tabella 52 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento A

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	459,34	90	41340,49
Riscaldamento - terziario	318,39	70	22287,44
ACS residenziale + terziario	907,62	45	40842,73
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			104470,66

Tabella 53 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento B

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	1378,02	90	124021,48
Riscaldamento - terziario	391,87	70	27430,69
ACS residenziale + terziario	1293,44	45	58204,63
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			209656,79

6.3.3 Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

Sulla base delle stime effettuate in relazione ai costi di investimento ed ai ricavi annui dalla vendita di energia termica e frigorifera al bacino di potenziali utenze identificato, è possibile calcolare alcuni indicatori sintetici, ed in particolare si focalizzerà l'attenzione sui seguenti:

- Valore Attuale Netto, calcolato sviluppando un'analisi in moneta costante e definito come:

$$VAN^{scenario} = -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{n_{life}} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j}$$

in cui n_{life} indica la vita utile attesa dell'installazione, che può essere assunta pari a 30 anni come di consuetudine nello studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento, mentre i_{def} rappresenta il tasso di interesse deflazionato, che nella presente analisi sarà supposto pari a 0,05 (ossia al 5%).

- Discounted Payback Time, calcolato come:

$$DPT^{scenario} = \min k \left[-C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^k \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j} \geq 0 \right]$$

- Profitability Index, calcolato come:

$$PI^{scenario} = \frac{VAN^{scenario}}{C_{totale}^{scenario}}$$

Con riferimento ai due scenari in esame, i valori assunti dai sopraelencati indicatori sono presentati in **Tabella 54**.

Tabella 54 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

	Scenario A	Scenario B
Valore Attuale Netto [k€]	-760,6	-1199,0
Discounted Payback Time [anni]	-	-
Profitability Index [-]	-0,321	-0,271

Si può sottolineare come:

- Entrambi gli scenari presentano un Valore Attuale Netto del flusso di cassa negativo, e pertanto in nessuno di essi si recupera l'investimento entro la fine vita attesa dell'impianto;
- Il tempo di ritorno dell'investimento non è pertanto definito;
- Il Profitability Index risulta negativo, il che suggerisce chiaramente come l'alternativa "non investire" rappresenti di gran lunga la scelta economicamente più ragionevole.

Si può tuttavia osservare come a conclusioni più promettenti dal punto di vista della fattibilità economica dell'investimento si giungerebbe qualora, nell'ambito di Progetti finalizzati allo sviluppo territoriale in ambito Europeo o Nazionale, si rendesse disponibile un finanziamento per la realizzazione delle infrastrutture a rete. Poiché i costi per l'acquisto e la posa della rete costituiscono una frazione molto elevata dei costi complessivi d'investimento attesi, ove parte di tali costi non fosse a carico della società proprietaria/gestore della rete i tempi di ritorno attesi e l'indice di profitto dell'investimento risulterebbero significativamente migliori, lasciando intravedere margini per una fattibilità di massima. Inoltre, occorre tenere conto che a partire dal 2011 gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) vedono riconosciuti titoli di efficienza energetica commisurati al risparmio energetico prodotto e calcolabili tramite le espressioni di cui al D.M. 5 settembre 2011. Nel caso in esame non è in alcun modo possibile verificare a priori se l'impianto esistente, modificato in assetto cogenerativo secondo i criteri progettuali discussi in precedenza, possa essere riconosciuto come "impianto CAR", né quale frazione della produzione annua verrebbe qualificata "da cogenerazione" secondo l'articolata disciplina presentata in [25]. Pertanto, è qui di seguito condotta un'ulteriore analisi economica basata sulle seguenti precise ipotesi:

1. L'impianto risulta qualificato come "Cogenerazione ad Alto Rendimento", ma non raggiungendo nel corso dell'anno un'efficienza media superiore al 75%, vede la quantità di energia elettrica ed il consumo di combustibile rispettivamente prodotti e consumati "in cogenerazione", E_{CHP} ed F_{CHP} , calcolati secondo le espressioni di cui al D.M. 4 agosto 2011. Vengono pertanto riconosciuti dei

certificati bianchi (o TEE), il cui numero è calcolato tramite l'espressione di cui al D.M. 5 settembre 2011 ed il cui prezzo medio è supposto, in moneta costante e sulla vita utile dell'impianto, pari a 90 €/TEE;

- Una frazione pari al 40% dei costi relativi alle opere civili, all'acquisto dei componenti della rete di distribuzione ed alla posa degli stessi coperta tramite finanziamenti di natura pubblica.

Nelle suddette ipotesi, si calcolano innanzitutto i possibili introiti derivanti dalla vendita dei Certificati Bianchi riconosciuti, che sono presentati in **Tabella 55**.

Tabella 55 Ricavi connessi alla vendita di certificati bianchi, sulla base delle ipotesi di lavoro proposte

	H _{CHP} [MWh]	E _{CHP} [MWh]	F _{CHP} [MWh]	RISP [MWh]	CB (DM 5 settembre 2011)	P _{CB} [€/CB]	Ricavo [€]
Scenario A	1685,3	1438,7	4110,6	889,6	99	90	8910
Scenario B	3063,3	2615,0	7471,5	1617,0	181	90	16290

In **Tabella 56** sono riportati i risultati economici ottenuti nelle suddette ipotesi.

Tabella 56 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento, nell'ipotesi di accesso ai Certificati Bianchi e di copertura di parte dei costi di realizzazione della rete tramite finanziamento pubblico

	Scenario A	Scenario B
Finanziamento pubblico [k€]	778,6	1600,4
Valore Attuale Netto [k€]	154,8	651,8
Discounted Payback Time [anni]	25 anni e 8 mesi	21 anni e 1 mese
Profitability Index [-]	0,097	0,231

Si osserva come l'inclusione dei possibili proventi dalla vendita di Certificati Bianchi e di accesso ad un eventuale finanziamento pubblico per la copertura di una frazione dei costi di realizzazione della rete consenta di conseguire condizioni che, seppur ancora non attrattive dal punto di vista dell'investimento, consentono almeno il recupero dell'investimento entro la fine vita attesa dell'impianto.

Occorre sottolineare come la presente trattazione può rappresentare nulla di più che uno studio di prefattibilità di massima. Nel corso dell'analisi, infatti, si è sottolineato più volte come le conclusioni raggiunte risultino condizionate da un notevolissimo numero di assunzioni (in genere gestite tramite l'uso di fattori di correzione) alle quali, peraltro, le risultanze dello studio sono ovviamente molto sensibili.

Del resto la conduzione più puntuale di uno studio di fattibilità per un bacino territoriale così particolare quale una comunità isolana avrebbe richiesto un'attività preliminare d'indagine del tutto incompatibile con le modalità di sviluppo del presente progetto.

7 Levanzo

L'Isola di Levanzo, amministrativamente parte del Comune di Favignana, si estende per 5,6 km²; le principali caratteristiche abitative sono state dedotte dal "Censimento ISTAT della popolazione e delle abitazioni", dati aggregati per il Comune principale i cui dettagli sono stati già riportati nel paragrafo precedente.

Il presente caso studio presenta un numero di residenti ed utenze ben inferiore a buona parte delle isole esaminate nell'ambito del presente progetto. Pertanto, saranno seguiti degli approcci metodologicamente semplificati rispetto a quanto proposto per isole caratterizzate da un parco edilizio di maggiori dimensioni e da un più elevato numero di residenti e di grosse utenze (alberghi, scuole, ecc.).

La più significativa differenziazione consiste nella scelta di non suddividere la superficie più densamente edificata in Aree, come si è fatto invece in diversi altri casi. Pertanto, come visibile in **Figura 52**, tutta la superficie più densamente abitata verrà inclusa in un'unica Area 1, il cui perimetro è definito in modo da comprendere tutti i clusters di abitazioni più vicini tra loro; come già osservato nell'analisi di fattibilità relativa ad altre isole, infatti, l'ipotesi di estendere un'eventuale rete di teleriscaldamento per raggiungere utenze isolate (fornendo loro acqua calda per usi sanitari e di riscaldamento) risulta scarsamente sostenibile.

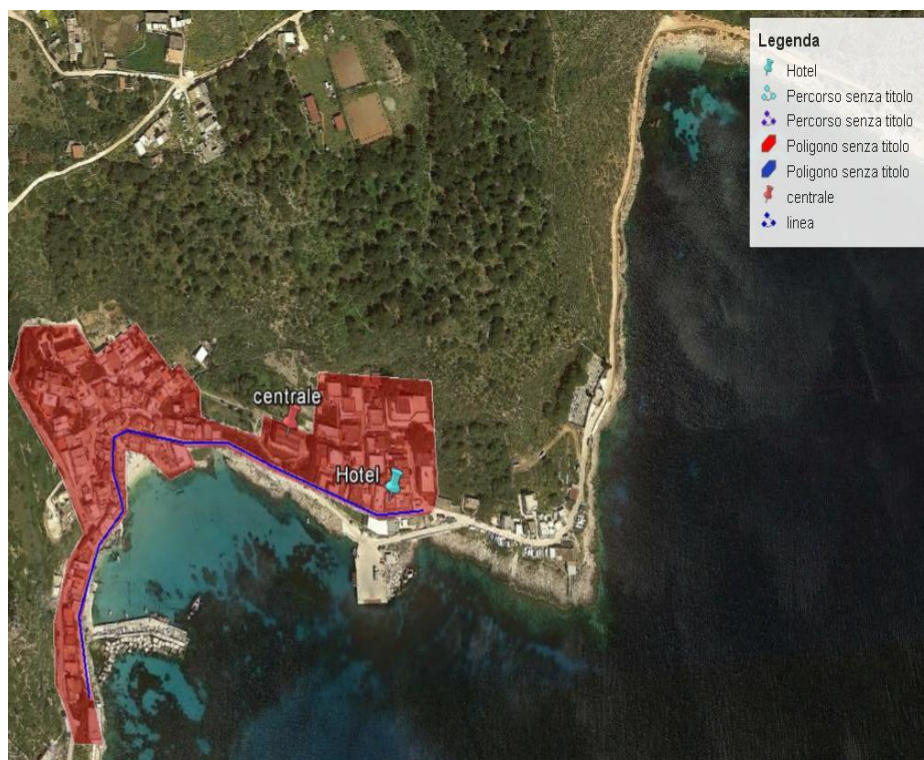


Figura 52 Aree di rilievo per la valutazione del potenziale di sfruttamento del teleriscaldamento/teleraffrescamento a Levanzo

Il fabbisogno termico dell'isola, come dimostrato dalle simulazioni, è principalmente volto a coprire le esigenze di climatizzazione (rispettivamente 59% per riscaldamento e 31% per il raffrescamento) e solo secondariamente è destinato alla produzione di ACS (10%), così come si evince da **Figura 53**.

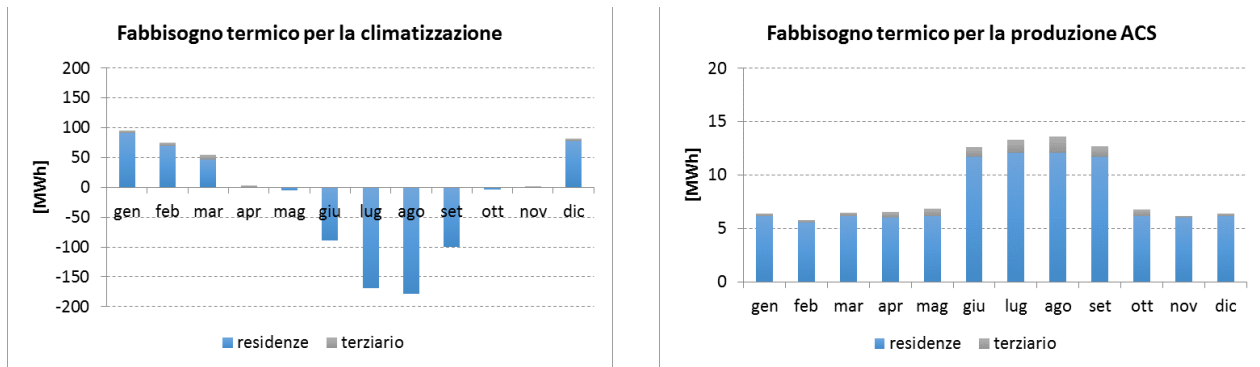


Figura 53 Fabbisogno termico del centro abitato dell'isola.

La centrale termoelettrica di Levanzo, "Impresa Campo Elettricità I.C.EL. s.r.l.", infine, si trova alla periferia nord-est all'interno del centro abitato (37°59'14.70"N 12°20'28.60"E). Essa ha una potenza elettrica nominale totale di 2612 kW ed è composta da 7 gruppi elettrogeni di diversa targa (Tabella 57) costituiti da motori Diesel a combustione interna alimentati con gasolio a basso contenuto di zolfo e accoppiati ai rispettivi generatori elettrici raffreddati mediante radiatori ad aria.

Tabella 57 Gruppi elettrogeni della Centrale "Impresa Campo Elettricità I.C.EL. s.r.l."

gruppo 1	gruppo 2	gruppo 3	gruppo 4	gruppo 5	gruppo 6	gruppo 7
120 kW	120 kW	120 kW	120 kW	292 kW	292 kW	120 kW

I gruppi elettrogeni alimentati a gasolio hanno permesso negli anni di raggiungere un rendimento medio di 31,4% deducibile dal raffronto fra la produzione annua di energia e il rispettivo consumo di carburante, Figura 54.

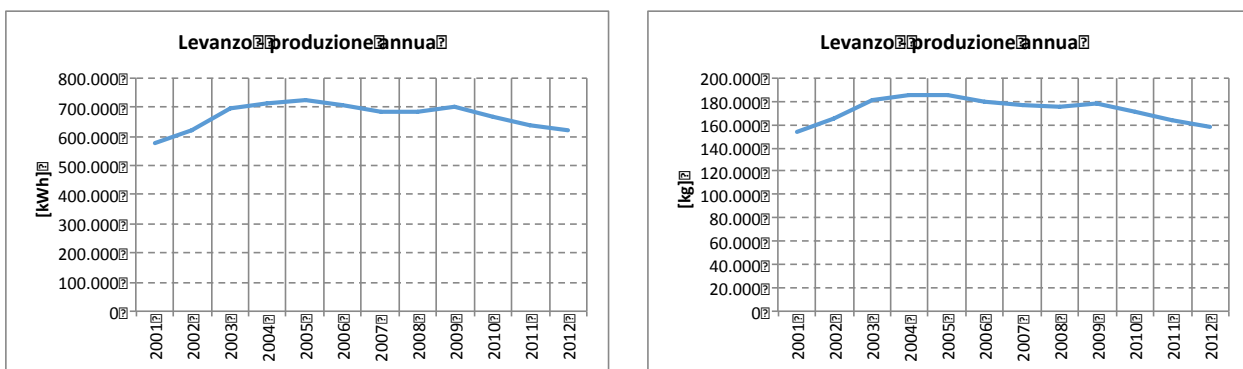


Figura 54 Centrale elettrica. A sinistra, produzione annua. A destra, consumo annuo di carburante.

La presente trattazione descrive, con riferimento all'isola di Levanzo, un'analisi di pre-fattibilità per una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento asservita alla comunità isolana ed alimentata tramite recuperi termici dai motori già presenti nella centrale elettrica installata nell'isola.

L'analisi consta delle seguenti sezioni:

1. Studio della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento;
2. Definizione di parametri progettuali di massima dei moduli di recupero e delle reti di distribuzione del calore e/o del freddo;
3. Analisi economica di massima.

La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l'ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

7.1 Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento

7.1.1 Scenario di contesto

È a questo punto necessario procedere all'identificazione di un percorso preferenziale per l'installazione delle principali dorsali di una possibile rete di distribuzione, volta ad assicurare la copertura dell'area identificata. Si è a tal fine assunto che la soluzione più agevole sia rappresentata da un percorso delle dorsali della rete di distribuzione che insista preferibilmente su strade esistenti e non su terreni privati, così da limitare i possibili conflitti relativi alla proprietà ed alla destinazione d'uso delle superfici interessate. L'assunzione fatta non tiene in considerazione l'eventuale sussistenza di difficoltà connesse al valore storico, culturale o turistico dei tratti interessati, all'eventuale pregio di coperture e basolati, e ad ogni ulteriore fattore che avrebbe richiesto di spingere l'indagine ad un livello di dettaglio più elevato e con valutazioni di natura più qualitativa.

Al fine di rendere intuitiva la distribuzione dei consumi di energia nell'area in esame, in **Figura 55** sono mostrate, tramite la classica metodologia dei "grafici a bolle", e quindi a mezzo di areole circolari la cui superficie è proporzionale ai consumi (con scala fissata dall'areola circolare in grigio inserita in legenda), le richieste di energia frigorifera, termica per riscaldamento e termica per Acqua Calda Sanitaria (ACS). Sono peraltro identificate, all'interno delle stesse areole circolari, le frazioni riconducibili ai fabbisogni da parte di utilizzatori residenziali e quelle relative alle grosse utenze identificate (in realtà nell'isola di Levanzo si rileva la presenza di un unico albergo, in quanto alla ricettività verso i flussi turistici è fortemente basata sulla presenza di "case-vacanza"). Tale distinzione è comunque operata in quanto, come chiarito nell'analisi introduttiva del presente Report, mentre la connessione di grosse utenze risulta piuttosto agevole in virtù della notevole richiesta di energia, che può favorire la scelta di connessione ad una rete di distribuzione, ben diverse sono le valutazioni relative alla possibilità di connessione da parte delle abitazioni, peraltro caratterizzate da notevole stagionalità delle presenze.

Si può osservare come solo una modestissima frazione dei consumi dei diversi vettori energetici, nell'ordine del 5-7%, sia relativa a fabbisogni dell'unica grossa utenza, essendo la parte prevalente connessa invece ad usi distribuiti da parte di utenze residenziali.

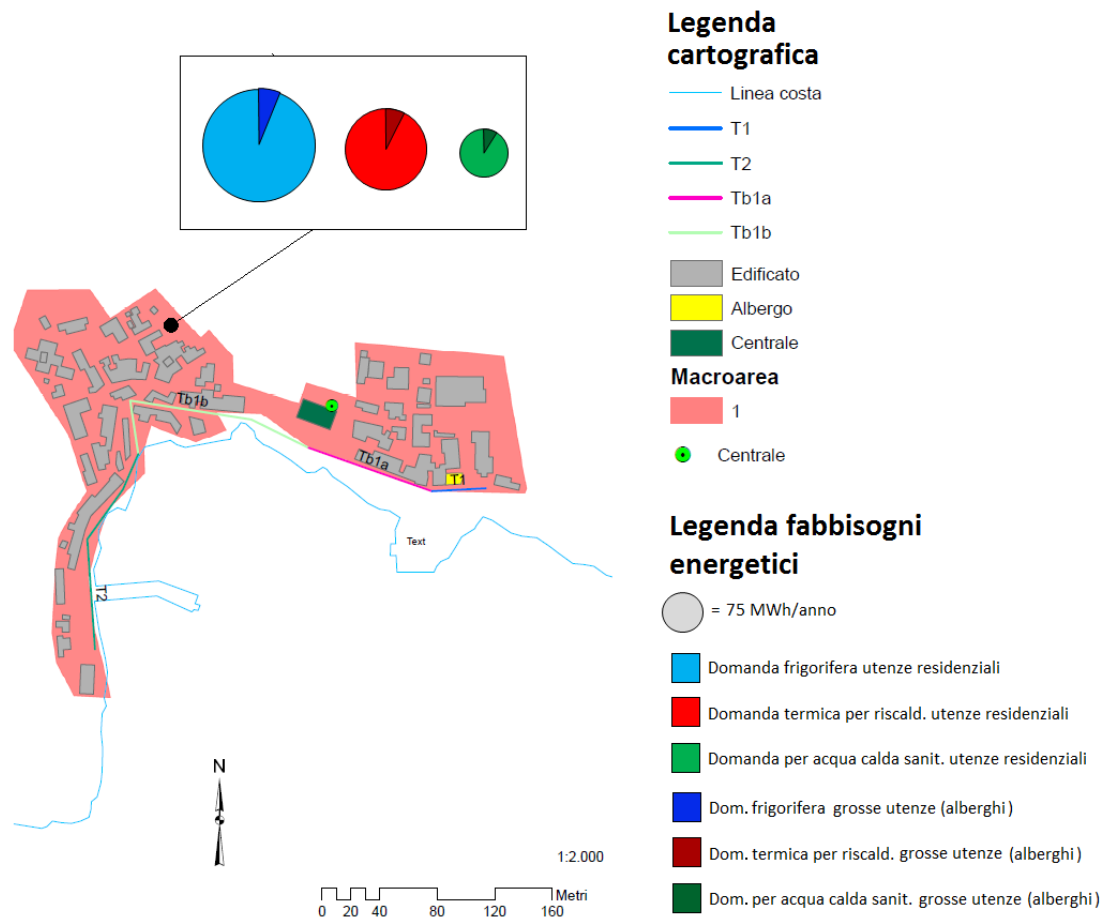


Figura 55 Rappresentazione semplificata delle aree di riferimento e della geometria delle possibili dorsali principali di distribuzione

Si è proceduto quindi all'identificazione di un percorso di massima per una dorsale principale di distribuzione su cui, eventualmente, si potesse innestare all'interno dell'area esaminata una rete di distribuzione più capillari che rendesse raggiungibile ciascuna utenza servita. Inoltre, al fine di consentire una più sistematica analisi del potenziale di ciascuna area, i vari tratti della condotta mostrata in **Figura 55** sono stati numerati consecutivamente. A rigore tale distinzione non si renderebbe più strettamente necessaria, poiché la scelta di assumere un'unica Area coincidente con l'intera comunità di Levanzo renderà in questo caso non necessario adottare l'approccio, già seguito per altre isole, basato sulla tabella di inferenza tra i diversi rami di dorsale e le aree servite dagli stessi; tuttavia, la classificazione dei singoli tratti di condotta mantiene una sua utilità al fine di consentire una più agevole comprensione in pianta dello sviluppo geometrico della rete.

7.1.2 Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco

La metodologia che si adotta per l'identificazione di una configurazione di massima della rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento è basata sulla "densità di carico termico". Tale termine non va qui inteso come "consumo annuo per unità di superficie", misurabile in $MWh/(anno \times m^2)$, bensì come "consumo annuo per metro di sviluppo lineare della potenziale rete che serva quella superficie", misurabile quindi in $MWh/(anno \times m)$. E' allora necessario quantificare preliminarmente lo sviluppo lineare (in metri) della rete di distribuzione del calore da installare per servire l'area in esame. Mentre in isole caratterizzate da un "parco-utenze" più articolato e da consumi energetici annui di maggiore entità si è formulata una distinzione tra due ipotetiche configurazioni di rete:

- a. “a bassa ramificazione”, finalizzata a servire esclusivamente le grosse utenze ubicate presso ciascuna area;
- b. “ad alta ramificazione”, basata sull’assunzione di installare all’interno di ciascuna area una micro-rete capillare, in modo da rendere raggiungibile ciascun possibile utilizzatore residenziale,

Nel caso dell’isola di Levanzo l’ipotesi di rete a bassa ramificazione non ha alcun interesse pratico, stante la quasi totale assenza di grosse utenze. Una rappresentazione grafica delle configurazioni di rete associate a ciascuno dei sopraccitati livelli di ramificazione è stata fornita nella descrizione preliminare del metodo in un precedente capitolo del presente Report. In **Tabella 58** è fornito il dettaglio sui singoli rami di dorsale principale di distribuzione già identificati in **Figura 55**.

Tabella 58 Elenco numerato dei rami di dorsale principale della rete di distribuzione

Condotta	[m]
T1	37,57
T2	146,29
Tb1a	91,11
Tb1b	167,1
TOT	442,07

È a questo punto possibile sviluppare, per l’unico scenario di riferimento relativo all’ipotesi di installazione di una rete “ad elevata ramificazione” che raggiunga tutte le possibili utenze domestiche, il calcolo della lunghezza equivalente di rete associata alla distribuzione di calore. I risultati sono presentati in **Tabella 59**.

Tabella 59 Lunghezze equivalenti (espresse in m) relative alla distribuzione dei fluidi termovettori nell’Area 1

	dorsali, $\sum l_i$	Rami interni, l^{tot}	Lunghezza totale della rete che serve l’Area in esame
Area 1	442,07	545	987,07

In **Tabella 59** è possibile osservare la presenza una 2° colonna che riporta le lunghezze dei rami interni relativi all’area esaminata. Le lunghezze presentate in **Tabella 59** sono da intendersi come “metri di sviluppo in pianta della rete”, e non come “metri di tubazione di cui effettuare la posa”; infatti, nella quasi totalità dei tratti la lunghezza in metri complessiva delle tubazioni potrà essere ottenuta moltiplicando i sopraccitati metri di sviluppo della rete per un fattore 2, così da tener conto della posa congiunta delle tubazioni di mandata e ritorno.

È a questo punto possibile implementare la metodologia di valutazione tipica per la fattibilità di reti di distribuzione del calore e/o del freddo nell’ambito di *low heat density areas*, basata sul calcolo del costo unitario di distribuzione del calore, C_d , in funzione della densità lineare di richiesta termica annua Q_s/L . L’espressione analitica utilizzata è stata presentata nella parte introduttiva del presente report, laddove sono stati chiariti i dettagli riguardo all’approccio metodologico.

Come già visto per tutte le altre isole, si effettuano preliminarmente due diverse distinzioni. In primo luogo, si distinguono i seguenti casi:

- a. Ipotesi di servire solo le utenze “Acqua calda sanitaria” e “riscaldamento”;
- b. Ipotesi di servire, oltre alle utenze “acqua calda sanitaria” e “riscaldamento”, anche quelle relative al raffrescamento degli edifici nei quali è possibile sopporre una produzione centralizzata dell’energia frigorifera (con distribuzione di acqua o aria fredda), come nel caso delle utenze alberghiere. In tale caso si suppone ovviamente che alla distribuzione di acqua calda faccia seguito una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Un'ulteriore ed altrettanto rilevante classificazione è stata introdotta sulla base del soggetto deputato all'installazione ed alla copertura dei costi relativi alle sottostazioni di distribuzione. Tali sottostazioni, che in ogni caso richiedono un contabilizzatore di calore ed una serie di sistemi di controllo e misura, prevedono l'installazione di scambiatori di calore a piastre nel caso di accoppiamento cosiddetto "indiretto"; nel caso in esame, tale forma di accoppiamento risulta senz'altro preferibile in virtù della maggiore affidabilità ed indipendenza della rete primaria da eventuali problematiche occorrenti sulle reti secondarie o sui disconnettori idraulici. Con riferimento a tale classificazione, si distinguono i due seguenti scenari:

A. Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico dell'utente, che chiede allacciamento alla rete di distribuzione. In tale caso, poiché il costo delle stazioni di sottodistribuzione è piuttosto elevato (variando in genere dai 3000 ai 20000 € al variare della potenzialità della sottostazione), si suppone un tasso di "connessione" delle utenze domestiche molto basso, ed in particolare pari a:

- 10% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 30% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

Tali percentuali tengono conto del fatto che, oltre alla sussistenza di barriere connesse al costo di connessione, si possono presupporre difficoltà ben più strutturali connesse all'impossibilità di utilizzare, per buona parte del parco residenziale isolano, l'alimentazione tramite acqua calda/fredda prodotte a livello centralizzato. L'assunzione dello 0% di utenze residenziali interessate alla fornitura di acqua fredda per il raffrescamento ambientale, ad esempio, discende dal fatto che pressoché tutte le residenze, siano esse adibite ad uso abitativo o ad accoglienza turistica nel periodo estivo, vedono presumibilmente installate unità split e, pertanto, non potrebbero essere servite tramite acqua fredda a meno di onerose modifiche dell'attuale assetto impiantistico;

B. Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico della società proprietaria/gestore della rete. In tale ipotesi, si suppongono i seguenti tassi di "connessione":

- 30% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 60% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

In entrambi gli scenari A e B, per il calcolo della domanda termica da coprire tramite rete di distribuzione si introdurrà, oltre ai suddetti coefficienti riduttivi connessi alle richieste di connessione alla rete da parte dei privati, anche un ulteriore fattore riduttivo pari a 0,65 per tener conto di un ragionevole fattore di contemporaneità tra la disponibilità dei recuperi termici dalla centrale ed i fabbisogni di calore dell'utenza. Non stupisca la scelta di adottare, per una comunità isolana particolarmente piccola come quella di Levanzo, un fattore riduttivo leggermente inferiore a quello utilizzato per le altre isole; ciò è ovviamente connesso all'andamento meno regolare dei carichi sia elettrici che termofrigoriferi, connesso alla presenza di un minor numero di consumatori.

A differenza dell'approccio seguito per le isole di maggiori dimensioni, basato su una rappresentazione grafica della funzione che lega il costo unitario di distribuzione del calore C_d alla densità lineare di richiesta termica annua Q_d/L e sul posizionamento su tale grafico dei punti rappresentativi dei singoli rami di dorsale, si può nel caso di Levanzo adottare un più agevole approccio tabellare; ciò in quanto il numero di rami è assolutamente modesto e, come evidente in [Tabella 60](#), tutti i rami presentano una medesima "densità lineare media di richiesta termica annua", essendo una soltanto l'area servita.

I valori di tale densità mostrati in [Tabella 60](#) sono stati calcolati assumendo che il ramo medio della microrete intra-zonale (quella che dai rami della dorsale principale porta il calore verso le singole utenze) trasporti il 25% dell'energia complessivamente distribuita. Tale indice è stiamto come prodotto di:

- Un fattore 0,5 connesso al fatto che, in virtù della posizione pressochè baricentrica della centrale rispetto al parco edilizio, l'energia complessivamente distribuita si ripartisce in maniera pressochè equa lungo tra le dorsali "T1+Tb1a" e "Tb1b+T2";
- Un fattore 0,5 connesso al fatto che mentre i rami della micro-rete più prossimi alla dorsale principale trasferiscono quasi tutta l'energia destinata al cluster di edifici serviti a valle, quelli più lontani dalla dorsale principale e più prossimi alle utenze periferiche trasferiscono una frazione molto modesta di tale energia. Pertanto, tramite un fattore 0,5 è possibile quantificare un transito energetico medio; ciò in quanto, come visto per le altre isole, non si andrà ovviamente a dimensionare singolarmente ciascun ramo all'interno della micro-rete capillare che serve le singole utenze.

Tabella 60 densità lineare media di richiesta termica annua, in GJ/(m×a)

Scenario A (sottostazioni di distribuzione a carico del destinatario della fornitura di calore)		Scenario B (sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete)	
Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria	Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria + Raffrescamento	Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria	Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria + Raffrescamento
0,035	0,048	0,069	0,083
0,035	0,048	0,069	0,083
0,035	0,048	0,069	0,083
0,035	0,048	0,069	0,083

Dall'analisi dei valori in **Tabella 60**, si può osservare come:

- La densità lineare media di carico termico assume valori estremamente modesti, comuni a tutti i tratti della dorsale principale della rete. Tali bassi valori di Q_s/L , ben al di sotto delle soglie di fattibilità in genere identificate con il range di 1-2 GJ/(m×a), sono giustificati dalla modesta densità abitativa e dalla notevole fluttuazione stagionale delle presenze nell'isola. Se infatti tali condizioni sono abbastanza comuni per le comunità isolate del nostro paese, nell'isola di Levanzo tali fattori giocano un ruolo ancor più significativo, in virtù delle modeste dimensioni della comunità isolana e del ridottissimo numero di residenti. Si può quindi giustificatamente supporre che nel prosieguo dell'analisi tale condizione possa risultare una vera e propria barriera alla fattibilità economica di un retrofit cogenerativo della centrale elettrica orientato all'alimentazione di una rete di teleriscaldamento.
- La condizione di modesta densità lineare media di carico termico è assolutamente comune ai due scenari basati rispettivamente sulla sola distribuzione di calore per acqua calda sanitaria e riscaldamento e sulla distribuzione di calore destinato sia al soddisfacimento di tali domande termiche che, tramite uso di frigoriferi ad assorbimento, al soddisfacimento della domanda di raffrescamento dell'unica utenza alberghiera presente. Pertanto, proprio in virtù di tali risultati molto prossimi per le due ipotesi "a." e "b." relative ai fabbisogni energetici da soddisfare, appare del tutto intuitivo come non sia conveniente ipotizzare l'uso di reti di distribuzione ad alta temperatura e l'installazione di frigoriferi ad assorbimento, in quanto il maggior costo di impianto e di esercizio sarebbe chiaramente di difficile recupero;
- La differenza, in termini di densità lineare media di carico termico, tra i due scenari basati sulle ipotesi di copertura dei costi delle sottostazioni rispettivamente a carico dei privati consumatori di calore (scenario A in **Tabella 60**) e della società proprietaria della rete (Scenario B in **Tabella 60**) è relativamente modesta, stante il fatto che in entrambe le ipotesi i valori di Q_s/L risultano estremamente modesti.

7.2 Definizione di alcuni parametri progettuali di massima

La definizione di parametri progettuali di massima riguarda essenzialmente i seguenti aspetti applicativi:

- la definizione delle condizioni di esercizio della rete, in termini di temperatura e pressione, e della tipologia di rete da utilizzare;
- la definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica per consentire i recuperi termici e procedere con il retrofit in modalità cogenerativa dei gruppi;
- la definizione di ragionevoli diametri delle condotte per le dorsali principali e per le reti intra-area, a seconda della potenzialità termica da esse trasportata.

Poiché quella che si deve produrre è una morfologia di massima della rete, non si entrerà in alcun modo nei dettagli relativi all'ubicazione delle pompe e nel calcolo dei costi di pompaggio.

7.2.1 Definizione delle condizioni di esercizio della rete

Questa fase richiede alcune valutazioni di merito relativamente ai livelli termici e di pressione ottimali ai quali esercire la rete, in virtù delle richieste termiche e di alcune altre informazioni inerenti l'orografia del sito. Dal punto di vista delle temperature, si osserva come:

- Al fine di ridurre i costi di pompaggio e consentire un dimensionamento dei diversi rami della rete su diametri più ridotti, è ragionevole ipotizzare un ΔT piuttosto elevato tra mandata e ritorno, nell'ordine dei 25°C;
- Poiché non si contemplerà l'ipotesi di installazione di frigoriferi ad assorbimento e tenendo conto del fatto che le perdite di distribuzione aumentano e la vita utile della rete decresce al crescere della temperatura media di esercizio, si assume una temperatura di mandata decisamente moderata, nell'ordine degli 85 °C, con un ritorno conseguentemente fissato in condizioni nominali a 60 °C.

Per quanto concerne le pressioni di esercizio, non sussistendo la necessità di garantire alcuna pressurizzazione stante l'assunta distribuzione di acqua "sotto raffreddata" (in termini termodinamici), occorre tener conto dell'eventuale dislivello massimo occorrente attraverso i rami della rete. Pertanto, una volta identificato lo sviluppo in pianta delle dorsali principali di cui alla precedente sezione, si è esaminato il relativo sviluppo altimetrico, mostrato in [Figura 56](#)

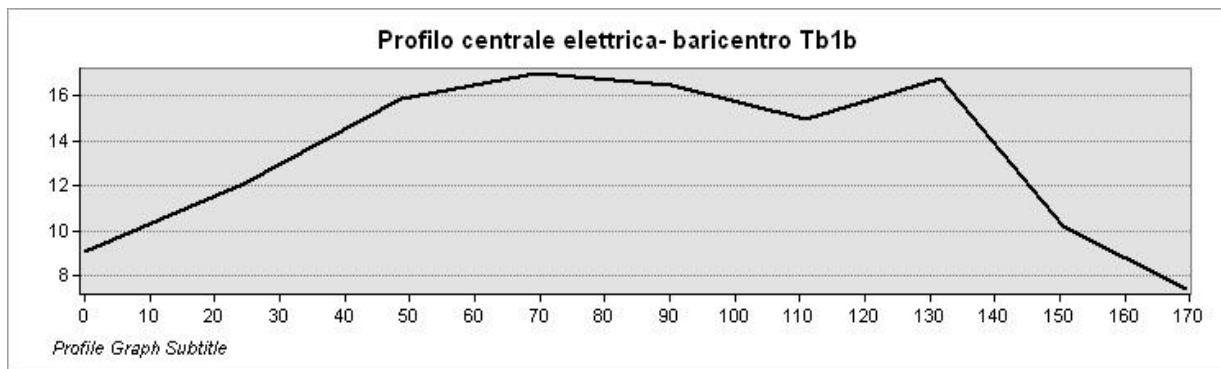


Figura 56 Sviluppo altimetrico delle condotte di trasporto lungo i rami di dorsale principale

Si può osservare come i dislivelli massimi siano nell'ordine dei 17 metri, essendo quindi necessario tenere in considerazione nella scelta delle pressioni di esercizio la prevalenza geodetica indotta, nell'ordine di 1,7 bar. Combinando le informazioni di cui sopra si osserva che, in virtù della limitata temperatura di mandata supposta, si potrà adottare l'uso di tubazioni flessibili in polietilene reticolato, il cui utilizzo è in genere raccomandato per temperature fino a 90-95 °C. Simili tubazioni consentono in genere posa diretta sul terreno, senza l'utilizzo di canali e, in virtù della loro flessibilità, non richiedono elementi di compensazione per "assorbire" la modesta dilatazione termica. Al fine di assicurare una vita utile della rete nell'ordine dei 30 anni, sulla base dei tipici andamenti della relazione tra vita utile e condizioni di esercizio già evidenziati nell'analisi di dettaglio condotta per altre isole (cfr. sezione del presente Report relativa all'isola di Favignana), è ragionevole assumere una pressione di esercizio pari ad 8 bar.

7.2.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica

La centrale include n. 7 gruppi elettrogeni diesel, per una potenza elettrica nominale complessiva di 8.190 kW; per tali gruppi, tuttavia, si può assumere un esercizio alternato in quanto la potenza elettrica richiesta dall'utenza isolana è spesso inferiore. I motori si succedono quindi nell'esercizio, peraltro operando in genere ad una potenza inferiore a quella di picco, e che possiamo assumere pari al 75% del relativo output nominale. Come si vedrà nel paragrafo successivo, la potenza termica di picco di cui la rete di teleriscaldamento potrà necessitare in input può essere stimata, nei due scenari precedentemente esaminati, come segue:

- **Scenario A (costi delle sottostazioni a carico dell'utente):** Potenza termica di picco =20,0 kW
- **Scenario B (costi delle sottostazioni a carico della società proprietaria/gestore della rete) :** Potenza termica di picco =42,9 kW

Al fine di consentire il soddisfacimento di tali richieste a mezzo di recuperi dal funzionamento dei motori, per tener conto dell'alternanza di funzionamento degli stessi per cause connesse a parzializzazione, manutenzione programmata ed eventuali avarie, è senz'altro necessario dimensionare i sistemi di recupero in logica di ridondanza, e quindi "installare" un'adeguata capacità di recupero su almeno 2 gruppi, per poter ragionevolmente assumere che in ogni condizione di esercizio della centrale sia possibile disporre di almeno 1 di essi per il funzionamento in cogenerazione.

Occorre a questo punto precisare che non si dispone delle schede tecniche dei motori, ragion per cui si faranno discendere delle ragionevoli assunzioni riguardo alla capacità di recupero termico di ciascun motore direttamente dalla capacità elettrica degli stessi e da dati medi relativi al rapporto termico/elettrico tratti (per motori diesel di media taglia) da report o ulteriori dati disponibili in letteratura [20,22].

In **Tabella 61** sono riportati, unitamente ai dati sulle capacità elettriche dei gensets installati, i rapporti termico/elettrico relativamente alle due principali possibilità di recupero termico, dall'acqua di raffreddamento del motore (*cooling jacket water circuit, cjw*) e dai gas esausti di scarico. Sono così calcolate, con riferimento alle condizioni tipiche di esercizio a potenza pari al 75% di quella nominale, le potenzialità termiche recuperabili da tali circuiti. Si precisa che:

- Non sono state considerate le potenzialità termiche recuperabili dai circuiti dell'olio di lubrificazione, in virtù del livello termico modesto. Sebbene il livello termico a cui tali recuperi si rendono disponibili ($T < 80$ °C) possa risultare sufficiente al preriscaldamento del fluido di ritorno in virtù della modesta temperatura assunta (pari a 60° C), la modesta entità dei recuperi stessi suggerisce di evitare l'installazione dei relativi recuperatori;
- Al fine di garantire flessibilità di esercizio, si suppone di installare moduli di recupero termico presso i 2 motori (numerati come n. 1 e 4) evidenziati in azzurro in **Tabella 61**. Si può osservare come l'accensione di uno tra i suddetti motori n. 1 e n. 4 consenta di coprire anche il picco annuo della domanda termica richiesta dalla rete di distribuzione, tramite i soli recuperi termici possibili dai gas di scarico;
- Pertanto, pur se non si dispone di informazioni di dettaglio circa la temperatura di raffreddamento del motore, non si ritiene necessario installare un pre-riscaldatore dell'acqua tramite recuperi effettuati dall'acqua di raffreddamento, e pertanto i radiatori continueranno ad essere raffreddati come nell'odierna configurazione.

Tabella 61 capacità di generazione elettrica e potenza termica recuperabile dai motori installati presso la centrale

	P_e^{nom} [kW]	$P_e^{esercizio}$ [kW]	Rapporto $H_{c_{jw}}^{bassa T} / P_e$	Rapporto $H_{exhausts}^{alta T} / P_e$	$H_{c_{jw}}^{bassa T}$ [kW]	$H_{exhausts}^{alta T}$ [kW]
Motore n. 1	120	90	0,66	0,51	59	46
Motore n. 2	120	90	0,66	0,51	59	46
Motore n. 3	120	90	0,66	0,51	59	46
Motore n. 4	120	90	0,66	0,51	59	46
Motore n. 5	292	219	0,66	0,51	144	113
Motore n. 6	292	219	0,66	0,51	144	113
Motore n. 7	120	90	0,66	0,51	59	46

7.2.3 Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali

Il calcolo dei diametri delle condotte è basato sulla valutazione preliminare delle portate d'acqua circolanti (essendo note le potenze termiche da trasferire, nelle condizioni più gravose di progetto, lungo ciascun ramo ed il ΔT tra mandata e ritorno). In accordo con la prassi progettuale nel campo delle reti di teleriscaldamento, nota la portata, il diametro viene calcolato in modo da conseguire perdite di carico distribuite nell'ordine dei 140-160 Pa/m; ovviamente, occorrerà poi optare per un diametro commerciale prossimo a quello desiderato. Poiché le tubazioni commerciali pre-isolate per teleriscaldamento sono in genere disponibili, almeno da catalogo di alcuni tra i principali produttori, solo a partire da un diametro nominale di 20 mm (DN20), si è assunto che ove la domanda termica di picco suggerisse un diametro teorico anche ben inferiore a 20 mm (al fine di realizzare la suddetta perdita di carico per metro di linea) la tubazione installata sia del tipo DN20.

I diametri nominali ottenuti per i diversi vari rami di rete sono, in virtù di quanto detto sull'adozione di un'unica Area, coincidenti tra loro ed assumono i valori mostrati in **Tabella 62**. Si può osservare come, a valle del calcolo della portata massica fluente in condizioni di massimo carico di progetto, sia stato dapprima identificato un diametro teorico derivato dalla perdita di carico imposta, quindi il più appropriato diametro nominale tra quelli commercialmente disponibili per la tipologia di tubazione in esame.

Tabella 62 Dimensionamento dei rami delle dorsali principali della rete di distribuzione*

	Potenza di picco [kW]	Potenza di picco [kW]	Portata massica [kg/s]	Portata massica [kg/s]	$d^{teorico}$ [mm]	$d^{teorico}$ [mm]	DN effettivo [mm]	DN effettivo [mm]
T1	42,9	20,0	0,41	0,19	26	21	25	20
T2	42,9	20,0	0,41	0,19	26	21	25	20
Tb1a	42,9	20,0	0,41	0,19	26	21	25	20
Tb1b	42,9	20,0	0,41	0,19	26	21	25	20

* in rosa le celle relative allo scenario A, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico del privato che avanza richiesta di connessione, in celeste le celle relative allo scenario B, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete

È assolutamente arduo effettuare una stima di massima degli elementi speciali che saranno utilizzati; tuttavia, trascurare il costo degli stessi potrebbe portare a sottostimare l'investimento complessivo, inficiando le conclusioni dello studio di pre-fattibilità. Pertanto si effettua la seguente stima di massima, che ovviamente incorpora significativi margini di errore, specie su alcune voci assolutamente difficili da prevedere ed analizzabili solo ad un livello più approfondito di studio di fattibilità:

- Non è necessario installare un notevole numero di muffole per isolamento giunzioni, in quanto la tipologia di tubazione adottata, in materiale plastico, viene in genere fornita in rotoli della lunghezza richiesta e può conformarsi alla traccia, così abbattendo i costi di posa. Si assume quindi, a titolo conservativo, un numero di muffole per ripristino giunzioni pari a 4 sulle dorsali principali, nonché altre 8 per tubazioni di diametro DN20 per le condotte di distribuzione interne all'area esaminata, sino alle singole utenze;
- Derivazioni a TEE: non sono presenti derivazioni di questo tipo sulle dorsali principali. Il numero di derivazioni su rete intra-area (rami di piccolo diametro) è stimato pari a 10. Occorrerebbe

aggiungere il numero di giunzioni in prossimità delle utenze; tuttavia, i costi relativi alle derivazioni alle utenze saranno inclusi in un generico costo di sottostazione, che pertanto includerà oltre ai costi di contabilizzatore di calore, scambiatore e organi di controllo/misura/sicurezza, anche questa componente connessa al costo di derivazione.

Si ribadisce che il reale utilizzo di tali elementi è scarsamente predicibile al livello di dettaglio della presente analisi, e pertanto i valori assunti non intendono in alcun modo rappresentare una reale quantificazione degli elementi che si renderanno realmente necessari in fase progettuale.

7.3 Analisi economica di massima

Sulla base delle soluzioni identificate nella sezione precedente e dei livelli di domanda termica e frigorifera attesa, è possibile condurre una valutazione economica di massima. Essa conterà delle seguenti 3 fasi elementari:

1. Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo;
2. Stima dei proventi annui dalla vendita di calore;
3. Calcolo di indicatori sintetici, ed in particolare del tempo di ritorno atteso dell'investimento.

7.3.1 Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo

Il costo complessivo d'investimento include diverse componenti, tra cui:

- a. Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo
- b. Costo per l'acquisto della rete, degli elementi accessori e della componentistica di controllo e misura, escluso ciò che si è assunto di comprendere nel costo delle sottostazioni;
- c. Costo delle opere civili per la posa delle condotte di distribuzione e realizzazione in-situ di elementi speciali, saldature e tutto quanto attiene alla posa;
- d. Costo delle sottostazioni di distribuzione, inclusivo dei costi per scambiatori di calore, contabilizzatore di calore ed elementi di controllo/misura/sicurezza.

Tutte le sopraccitate componenti di costo saranno calcolate sia per lo scenario A (oneri di connessione alla rete in carico al privato che richiede la fornitura di calore) che per quello B (oneri relativi alle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete).

Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

Tale componente di costo (comprensiva di oneri per installazione) è calcolata sulla base di valori medi, tratti da report o databases [20,22], ed è pari a $C_{exhausts}^{alta T} = 150$ €/kW per gli scambiatori a recupero ad alta temperatura dai gas di scarico (tale valore è più elevato rispetto a quello utilizzato per altre isole, in virtù dell'esistenza di fattori di scala significativi sia per lo scambiatore di calore, che per i costi di installazione).

Di conseguenza si ottiene:

$$C_{retrofit}^{centrale} = \sum_{j \in \{1,4\}} C_{exhausts}^{alta T} \cdot (H_{exhausts}^{alta T})_j \quad (2)$$

La quale, sulla base delle potenzialità termiche di recupero mostrate in **Tabella 61**, porta a calcolare per entrambi gli scenari (i quali si differenziano per altre componenti di costo ma, per le assunzioni fatte, non per quella relativa al retrofit in assetto cogenerativo della centrale), il seguente costo:

$$C_{retrofit}^{centrale} = 13,9 \text{ k€}$$

Costo per acquisto di rete ed elementi speciali

Il costo unitario di acquisto di questa tipologia di rete, in €/m, è ben approssimato dalla seguente relazione quadratica:

$$C_{unitario}^{rete} = 0,0011 \cdot DN^2 + 0,6128 \cdot DN + 12,46$$

Una volta implementata sui rami principali delle dorsali, tale espressione analitica conduce al calcolo dei costi complessivi mostrati in **Tabella 63**.

Tabella 63 Calcolo del costo delle reti di distribuzione, con riferimento ai rami di dorsale principali

	Lunghezza [m]	SCENARIO A			SCENARIO B		
		DN [mm]	$c_{rete}^{unitario}$ [€/m]	C_{ramo}^{totale} (2 tubi) [€]	DN [mm]	$c_{rete}^{unitario}$ [€/m]	C_{ramo}^{totale} (2 tubi) [€]
T1	37,6	20	25,16	1890	25	28,47	2139
T10	146,3	20	25,16	7360	25	28,47	8329
Tb1	91,1	20	25,16	4584	25	28,47	5187
Tb2	167,1	20	25,16	8407	25	28,47	9514
Tot. rami dorsali	442,1	-	-	22241	-	-	25169

A tali costi occorre aggiungere, in primo luogo, i costi relativi alle rete capillare interni all'area in esame. In tale area non si è effettuato, come è ovvio, uno specifico dimensionamento di ogni tratto della rete, per cui come chiarito nella precedente sezione si è supposta una potenza trasferita media all'interno di ogni area, cui far corrispondere un diametro medio delle tubazioni installate nell'area e, quindi, un corrispondente costo unitario e costo totale. Tali costi sono presentati in **Tabella 64** per i due scenari A e B; sebbene l'ipotesi di installazione di rete ad elevata ramificazione richieda una copertura pressoché totale delle aree in esame, sussistono delle moderate differenze di costo d'investimento tra i due scenari, connessi alle diverse potenze medie trasferite e ad un fattore riduttivo che tiene conto di eventuali utenze non raggiunte dalla rete (nel caso in cui alcuni residenti piuttosto periferici non chiedano, specie nello scenario A, di connettersi alla rete evitando così di sostenere gli oneri di connessione).

Tabella 64 Costi stimati per le reti ad elevata ramificazione intra-area

	Lunghezza [m]	Scenario A				Scenario B			
		P_{media} [kW]	DN_{medio} [mm]	$c_{rete}^{unitario}$ [€/m]	$c_{rete}^{intra-area}$ [€]	P_{media} [kW]	DN_{medio} [mm]	$c_{rete}^{unitario}$ [€/m]	$c_{rete}^{intra-area}$ [€]
Area 1 ≡ Totale	545	18,5	DN20	25,16	19194	7,3	DN20	25,16	21936

Infine, occorre considerare il costo degli elementi speciali. Riferendosi ai soli elementi indicati nella sezione precedente, si può ipotizzare come costo:

$$C_{muffole} = 4 \cdot 120 \text{ €/cad.} + 8 \cdot 60 \text{ €/cad.} = 960 \text{ €}$$

$$C_{derivazioni TEE} = 0 + 10 \cdot 150 \text{ €/cad.} = 1500 \text{ €}$$

Il costo complessivo dei suddetti elementi risulterebbe $C_{pezzi speciali} = 2460 \text{ €}$. Invero, le cifre appena calcolate non rappresentano una stima analitica, ma solo valori di riferimento puramente orientativi; ciò in quanto al livello di analisi della presente trattazione non è possibile quantificare il numero di elementi di ciascuna tipologia. Tuttavia, ciò che rassicura sull'uso di tale risultato complessivo in termini di $C_{pezzi speciali}$

è il fatto che esso risulti in ragionevole accordo con l'incidenza media dei costi dei pezzi speciali sul totale dell'acquisto per reti in materiale plastico, che in genere per tubazioni in materiale plastico vale

$$\frac{C_{pezzi speciali}}{C_{tubazioni lineari}} \cong 0.02 - 0.05. \text{ Pertanto, indipendentemente dal fatto che in fase più avanzata di studio di}$$

fattibilità risulti ben maggiore al previsto il numero richiesto di alcuni pezzi speciali e ben inferiore quello di altri, l'inclusione di un costo totale nell'ordine dei 2,5 k€ per l'acquisto di tali elementi appare una valutazione ragionevole.

Costo per opere civili e montaggio

Anche queste voci di costo, come le precedenti, risultano di difficilissima quantificazione al livello di dettaglio della presente analisi. Appare ragionevole pertanto l'assunzione di valori medi derivati dalla prassi relativa al teleriscaldamento urbano, con l'aggiunta di un fattore moltiplicativo pari ad 1,1 per tenere conto dei maggiori oneri per il trasferimento di macchinari e mezzi presso l'isola:

$$C_{opere\ civili} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{opere\ civili}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,94 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,03 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

$$C_{montaggio} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{montaggio}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,24 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 0,264 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

Tali costi, ovviamente, risulteranno diversi nell'ipotesi di scenario A e B, poiché diversi sono i costi associati all'acquisto delle tubazioni come già evidenziato nelle precedenti sottosezioni.

Costo per sottostazioni

Il costo delle sottostazioni viene stimato sulla base di due sole tipologie di utenza, ossia le grosse utenze alberghiere e le piccole residenziali. Esso include i costi per lo scambiatore di calore, il contabilizzatore di calore, gli organi di controllo e misura, i circolatori a portata variabile sul secondario ed, in particolare, le costose valvole a sfera da installare sul primario in corrispondenza delle derivazioni verso l'utenza. Tali costi sono stimati in maniera forfettaria, sulla base anche dei costi di allacciamento risultanti da indagini compiute per reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale, come segue:

$$C_{unitario\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 20\ k\text{€}$$

$$C_{unitario\ sottostaz.}^{residenziale} = 3\ k\text{€}$$

Il numero di grosse utenze che si assume di servire è pari ad 1 (l'unico albergo presente), mentre il numero di utenze residenziali risulta pari a 15 nello scenario A ed a 29 nello scenario B, conducendo quindi alla stima dei seguenti costi relativi alle sottostazioni di distribuzione:

$$C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 1\ utenza \cdot 20 \frac{k\text{€}}{utenza} = 20\ k\text{€}$$

$$C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,A} = 15\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 45\ k\text{€}$$

$$C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,B} = 29 \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 87\ k\text{€}$$

Costo di investimento complessivo nei due scenari

Per ciascuno scenario è possibile, a questo punto, stimare un costo complessivo degli interventi da eseguire e dei materiali da acquisire per il retrofit della centrale e la realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita alle grosse utenze centralizzate ed a quelle residenziali distribuite nella parte della comunità del Giglio esaminata:

$$C_{totale} = C_{retrofit}^{centrale} + C_{frigorif.} + C_{totali}^{rami} + C_{intra-Area}^{rete} + C_{pezzi\ speciali} + C_{opere\ civili} + C_{montaggio} (+ C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} + C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale})$$

Le componenti di costo relative alle sottostazioni sono indicate entro parentesi a voler ricordare che sono da includere nel costo totale d'investimento solo nello scenario B, che prevede che siano sostenute a carico della società proprietaria/gestore della rete o, comunque, non dai privati che avanzano richiesta di allacciamento.

Sulla base dei costi presentati nelle precedenti sottosezioni, si ottiene:

$$C_{totale}^{scenario\ A} \cong 13,9 + 22,2 + 19,2 + 2,5 + 42,6 + 10,9 = 111,3\ k\text{€}$$

$$C_{totale}^{scenario\ B} \cong 13,9 + 25,2 + 21,9 + 2,5 + 48,5 + 12,4 + 20 + 87 = 231,4\ k\text{€}$$

7.3.2 Stima dei proventi annui dalla vendita di calore

La stima dei proventi annui dalla vendita di calore discende direttamente dalle assunzioni già fatte relativamente alle frazioni della domanda della comunità isolana che si assume di coprire tramite produzione centralizzata in teleriscaldamento/raffrescamento, nonché dalla fissazione di una tariffa di fornitura del calore. In piena coerenza con i valori medi registrati per le reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, nella presente indagine di fattibilità di massima si assumeranno i seguenti prezzi del calore contabilizzato a ciascun utente:

- Calore per acqua calda sanitaria: 45 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze residenziali: 90 €/MWh

c. Calore per riscaldamento presso utenze del settore terziario: 70 €/MWh

In **Tabella 65** e in **Tabella 66** sono riassunti i ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera, su base annua.

Tabella 65 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento A

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	22,77	90	2049,33
Riscaldamento - terziario	11,43	70	800,08
ACS residenziale + terziario	24,39	45	1097,34
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			3946,74

Tabella 66 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento B

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	68,31	90	6147,98
Riscaldamento - terziario	14,55	70	1018,28
ACS residenziale + terziario	45,61	45	2052,30
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			9218,55

7.3.3 Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

Sulla base delle stime effettuate in relazione ai costi di investimento ed ai ricavi annui dalla vendita di energia termica e frigorifera al bacino di potenziali utenze identificato, è possibile calcolare alcuni indicatori sintetici, ed in particolare si focalizzerà l'attenzione sui seguenti:

- Valore Attuale Netto, calcolato sviluppando un'analisi in moneta costante e definito come:

$$VAN^{scenario} = -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{n_{life}} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j}$$

in cui n_{life} indica la vita utile attesa dell'installazione, che può essere assunta pari a 30 anni come di consuetudine nello studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento, mentre i_{def} rappresenta il tasso di interesse deflazionato, che nella presente analisi sarà supposto pari a 0,05 (ossia al 5%).

- Discounted Payback Time, calcolato come:

$$DPT^{scenario} = \min k \left[-C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^k \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j} \geq 0 \right]$$

- Profitability Index, calcolato come:

$$PI^{scenario} = \frac{VAN^{scenario}}{C_{totale}^{scenario}}$$

Con riferimento ai due scenari in esame, i valori assunti dai sopraelencati indicatori sono presentati in **Tabella 67**.

Tabella 67. Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

	Scenario A	Scenario B
Valore Attuale Netto [k€]	-50,6	-89,7
Discounted Payback Time [anni]	-	-
Profitability Index [-]	-0,454	-0,387

Si può sottolineare come:

- a. Entrambi gli scenari presentano un Valore Attuale Netto del flusso di cassa negativo, e pertanto in nessuno di essi si recupera l'investimento entro la fine vita attesa dell'impianto;
- b. Il tempo di ritorno dell'investimento non è pertanto definito;
- c. Il Profitability Index risulta negativo, il che suggerisce chiaramente come l'alternativa "non investire" rappresenti di gran lunga la scelta economicamente più ragionevole.

Si può tuttavia osservare come a conclusioni più promettenti dal punto di vista della fattibilità economica dell'investimento si giungerebbe qualora, nell'ambito di Progetti finalizzati allo sviluppo territoriale in ambito Europeo o Nazionale, si rendesse disponibile un finanziamento per la realizzazione delle infrastrutture a rete. Poiché i costi per l'acquisto e la posa della rete costituiscono una frazione molto elevata dei costi complessivi d'investimento attesi, ove parte di tali costi non fosse a carico della società proprietaria/gestore della rete i tempi di ritorno attesi e l'indice di profitto dell'investimento risulterebbero significativamente migliori, lasciando intravedere margini per una fattibilità di massima. Inoltre, occorre tenere conto che a partire dal 2011 gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) vedono riconosciuti titoli di efficienza energetica commisurati al risparmio energetico prodotto e calcolabili tramite le espressioni di cui al D.M. 5 settembre 2011. Nel caso in esame non è in alcun modo possibile verificare a priori se l'impianto esistente, modificato in assetto cogenerativo secondo i criteri progettuali discussi in precedenza, possa essere riconosciuto come "impianto CAR", né quale frazione della produzione annua verrebbe qualificata "da cogenerazione" secondo l'articolata disciplina presentata in [25]. Pertanto, è qui di seguito condotta un'ulteriore analisi economica basata sulle seguenti precise ipotesi:

1. L'impianto risulta qualificato come "Cogenerazione ad Alto Rendimento", ma non raggiungendo nel corso dell'anno un'efficienza media superiore al 75%, vede la quantità di energia elettrica ed il consumo di combustibile rispettivamente prodotti e consumati "in cogenerazione", E_{CHP} ed F_{CHP} , calcolati secondo le espressioni di cui al D.M. 4 agosto 2011. Vengono pertanto riconosciuti dei certificati bianchi (o TEE), il cui numero è calcolato tramite l'espressione di cui al D.M. 5 settembre 2011 ed il cui prezzo medio è supposto, in moneta costante e sulla vita utile dell'impianto, pari a 90 €/TEE;
2. Una frazione pari al 40% dei costi relativi alle opere civili, all'acquisto dei componenti della rete di distribuzione ed alla posa degli stessi coperta tramite finanziamenti di natura pubblica.

Nelle suddette ipotesi, si calcolano innanzitutto i possibili introiti derivanti dalla vendita dei Certificati Bianchi riconosciuti, che sono presentati in **Tabella 68**. L'assoluta irrisorietà dei proventi attesi e riportati in **Tabella 68** suggerisce come nel caso in esame, stante il modestissimo risparmio energetico atteso, l'avvio della procedura per il riconoscimento da parte del GSE dei certificati bianchi appare poco giustificato e, pertanto, nell'analisi che segue non si introdurrà tale componente di ricavo nella rideterminazione dei parametri economici di performance.

Tabella 68 Ricavi connessi alla vendita di certificati bianchi, sulla base delle ipotesi di lavoro proposte

	H_{CHP} [MWh]	E_{CHP} [MWh]	F_{CHP} [MWh]	RISP [MWh]	CB (DM 5 settembre 2011)	P_{CB} [€/CB]	Ricavo [€]
Scenario A	58,6	50,0	142,9	30,9	3	90	270
Scenario B	128,5	109,7	313,3	67,8	8	90	720

In **Tabella 69** sono riportati i risultati economici ottenuti nelle suddette ipotesi.

Tabella 69 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento, nell'ipotesi di copertura di parte dei costi di realizzazione della rete tramite finanziamento pubblico

	Scenario A	Scenario B
Finanziamento pubblico [k€]	38,9	87
Valore Attuale Netto per il privato investitore [k€]	-11,6	-2,7
Discounted Payback Time [anni]	-	-
Profitability Index [-]	-0,161	-0,018

Si osserva come, una volta verificata l'impossibilità di conseguire rilevanti ricavi tramite la vendita di Certificati Bianchi, anche assumendo l'accesso ad un possibile finanziamento pubblica per la copertura di una frazione dei costi di realizzazione della rete la soluzione impiantistica identificata per l'isola di Levanzo non consegue il recupero dell'investimento entro la fine vita attesa dell'impianto. Non è pertanto definito, anche in queste condizioni più favorevoli, un Payback Time. Questa condizione, che differisce da quanto osservato nel caso di altre isole caratterizzate da un più elevato numero di residenti, discende evidentemente dalle peculiarità relative allo sviluppo del parco abitativo di Levanzo e dall'assenza di utenze puntuali del settore terziario (alberghi, scuole, ecc.) che ha portato alla determinazione di fabbisogni energetici complessivi estremamente modesti.

Occorre sottolineare come la presente trattazione può rappresentare nulla di più che uno studio di prefattibilità di massima. Nel corso della trattazione, infatti, si è sottolineato più volte come le conclusioni raggiunte risultano condizionate da un notevolissimo numero di assunzioni (in genere gestite tramite l'uso di fattori di correzione) alle quali, peraltro, le risultanze dello studio sono ovviamente molto sensibili.

Del resto la conduzione più puntuale di uno studio di fattibilità per un bacino territoriale così particolare quale una comunità isolana avrebbe richiesto un'attività preliminare d'indagine del tutto incompatibile con le modalità di sviluppo del presente progetto.

8 Marettimo

L'isola di Marettimo, amministrativamente parte del Comune di Favignana, si estende per 12,3 km²; le principali caratteristiche abitative sono state dedotte dal "Censimento ISTAT della popolazione e delle abitazioni", dati aggregati per il Comune principale i cui dettagli sono stati già riportati nel capitolo Favignana. L'isola in esame presenta un numero di residenti ed utenze che, pur se più elevato rispetto alle isole di Levanzo e Linosa, è ben inferiore a buona parte delle isole esaminate nell'ambito del presente progetto; inoltre, le utenze domestiche sono ubicate su una regione piuttosto ristretta e dai contorni regolari. Pertanto, sarà seguito il medesimo approccio metodologicamente semplificato utilizzato per l'isola di Levanzo, rispetto a quello più articolato proposto per isole caratterizzate da un parco edilizio di maggiori dimensioni e da un più elevato numero di residenti e di grosse utenze (alberghi, scuole, ecc.).

La più significativa differenziazione consiste nella scelta di non suddividere la superficie più densamente edificata in Aree, come si è fatto invece in diversi altri casi. Pertanto, come visibile in **Figura 57**, tutta la zona più densamente abitata verrà inclusa in un'unica Area 1, il cui perimetro è definito in modo da comprendere tutti i clusters di abitazioni più vicini tra loro; come già osservato nell'analisi di fattibilità relativa ad altre isole, infatti, l'ipotesi di estendere un'eventuale rete di teleriscaldamento per raggiungere utenze isolate (fornendo loro acqua calda per usi sanitari e di riscaldamento) risulta scarsamente sostenibile.



Figura 57 Area di rilievo per la valutazione del potenziale di sfruttamento del teleriscaldamento/teleraffrescamento a Marettimo

Il fabbisogno termico dell'abitato, simile a quello delle altre isole dell'arcipelago, è principalmente volto a coprire le esigenze di climatizzazione (rispettivamente 59% per riscaldamento e 30% per il raffrescamento) e solo secondariamente è destinato alla produzione di ACS (11%), così come si evince da **Figura 58**.

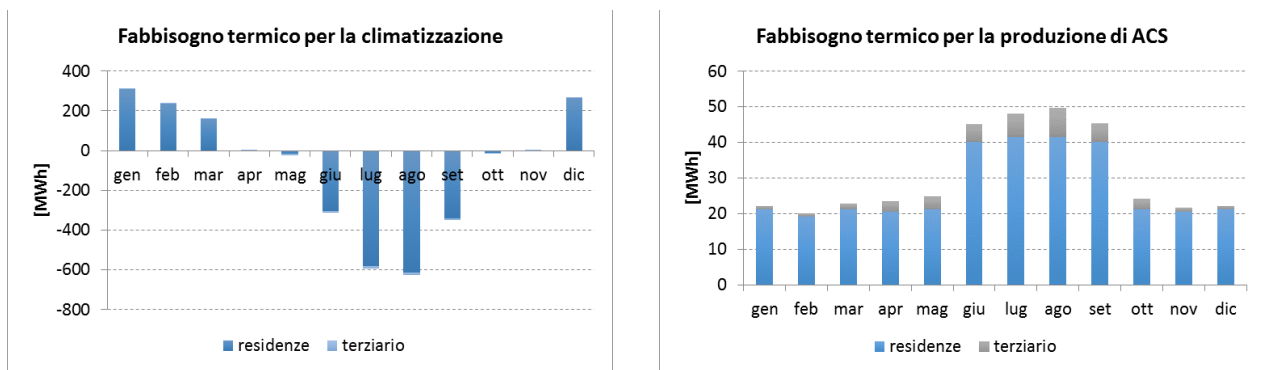


Figura 58 Fabbisogno termico del centro abitato dell'isola.

Infine, la centrale termoelettrica di Marettimo, "S.EL.I.S. Marettimo S.p.A." del gruppo SO.F.I.P., si trova a nord-est del paese (37° 57' 35"N 12° 04' 43"E) a circa 0,6 km dal suo centro. Essa ha una potenza elettrica nominale totale di 1944 kW ed è composta da 6 gruppi elettrogeni di diversa targa (Tabella 70) costituiti da motori Diesel a combustione interna alimentati con gasolio a basso contenuto di zolfo e accoppiati ai rispettivi generatori elettrici raffreddati mediante radiatori ad aria.

Tabella 70 Gruppi elettrogeni della Centrale Elettrica S.EL.I.S Marettimo s.p.a.

gruppo 1	gruppo 2	gruppo 3	gruppo 4	gruppo 5	gruppo 6
240 kW	264 kW	360 kW	360 kW	360 kW	360 kW

I gruppi elettrogeni alimentati a gasolio hanno permesso negli anni di raggiungere un rendimento medio di 31,4% deducibile dal raffronto fra la produzione annua di energia e il rispettivo consumo di carburante, Figura 59. Il ciclo di produzione e distribuzione di energia elettrica è continuo 24 ore su 24 e per l'intero anno; i gruppi elettrogeni, tarati per funzionare al 75% della potenza elettrica di targa, assicurano a rotazione il soddisfacimento della domanda di energia elettrica anche in caso di arresti per manutenzioni programmate e/o avarie. Il sistema di raffreddamento è del tipo ad aria con radiatori.

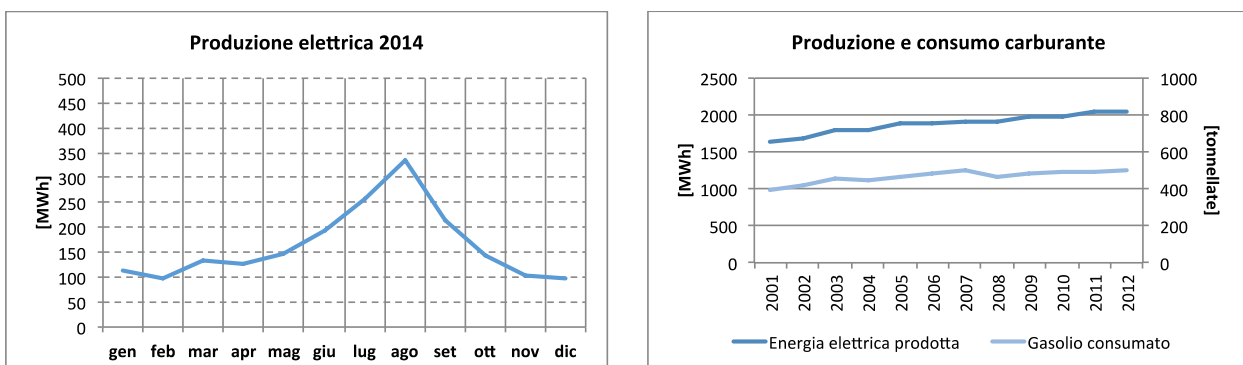


Figura 59 Centrale elettrica. A sinistra, produzione mensile. A destra, serie storica.

La presente trattazione descrive, con riferimento all'isola di Marettimo, un'analisi di pre-fattibilità per una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento asservita alla comunità isolana ed alimentata tramite recuperi termici dai motori già presenti nella centrale elettrica installata nell'isola.

L'analisi consta delle seguenti sezioni:

1. Studio della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento;
2. Definizione di parametri progettuali di massima dei moduli di recupero e delle reti di distribuzione del calore e/o del freddo;
3. Analisi economica di massima.

La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l'ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

8.1 *Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento*

8.1.1 *Scenario di contesto*

È a questo punto necessario procedere all'identificazione di un percorso preferenziale per l'installazione delle principali dorsali di una possibile rete di distribuzione, volta ad assicurare la copertura dell'area identificata. Si è a tal fine assunto che la soluzione più agevole sia rappresentata da un percorso delle dorsali della rete di distribuzione che insista preferibilmente su strade esistenti e non su terreni privati, così da limitare i possibili conflitti relativi alla proprietà ed alla destinazione d'uso delle superfici interessate. L'assunzione fatta non tiene in considerazione l'eventuale sussistenza di difficoltà connesse al valore storico, culturale o turistico dei tratti interessati, all'eventuale pregio di coperture e basolati, e ad ogni ulteriore fattore che avrebbe richiesto di spingere l'indagine ad un livello di dettaglio più elevato e con valutazioni di natura più qualitativa.

Al fine di rendere intuitiva la distribuzione dei consumi di energia nell'area in esame, in **Figura 60** sono mostrate, tramite la classica metodologia dei "grafici a bolle", e quindi a mezzo di areole circolari la cui superficie è proporzionale ai consumi (con scala fissata dall'areola circolare in grigio inserita in legenda), le richieste di energia frigorifera, termica per riscaldamento e termica per Acqua Calda Sanitaria (ACS). Sono peraltro identificate, all'interno delle stesse areole circolari, le frazioni riconducibili ai consumi da parte di utilizzatori residenziali e quelle relative alle grosse utenze identificate (in realtà nell'isola di Marettimo si rileva la presenza di un unico albergo, in quanto la ricettività verso i flussi turistici è fortemente basata sulla presenza di "case-vacanza"). Tale distinzione è comunque operata in quanto, come chiarito nell'analisi condotta per altre isole, mentre la connessione di grosse utenze risulta piuttosto agevole in virtù della notevole richiesta di energia, che può favorire la scelta di connessione ad una rete di distribuzione, ben diverse sono le valutazioni relative alla possibilità di connessione da parte delle abitazioni, peraltro caratterizzate da notevole stagionalità delle presenze. Si può osservare come solo una modestissima frazione dei fabbisogni dei diversi vettori energetici (nell'ordine dell'1-2% per gli usi riscaldamento/raffrescamento ed al 10% circa per gli usi di acqua calda sanitaria) sia relativa a richieste da parte dell'unica utenza puntuale, essendo la parte prevalente connessa invece ad usi distribuiti da parte di utenze residenziali.

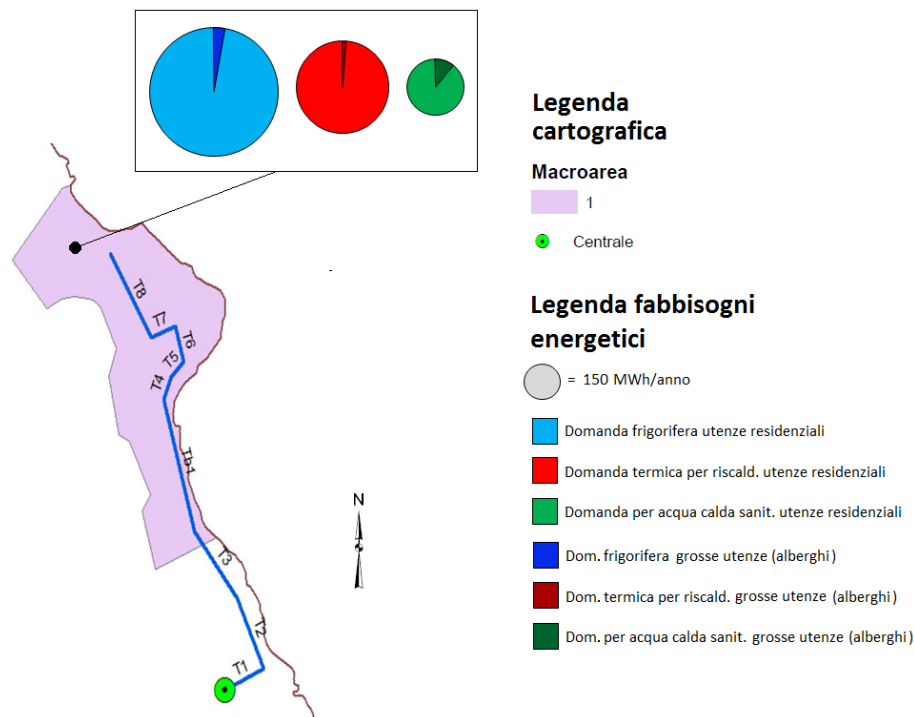


Figura 60 Rappresentazione semplificata delle aree di riferimento e della geometria delle possibili dorsali principali di distribuzione

Si è proceduto quindi all'identificazione di un percorso di massima per una dorsale principale di distribuzione su cui, eventualmente, si potesse innestare all'interno dell'area esaminata una rete di distribuzione più capillare che rendesse raggiungibile ciascuna utenza servita. Inoltre, al fine di consentire una più sistematica analisi del potenziale di fattibilità, i vari tratti della condotta mostrata in **Figura 60** sono stati numerati consecutivamente. A rigore tale distinzione non si renderebbe più strettamente necessaria, poiché la scelta di assumere un'unica Area coincidente con l'intera comunità di Marettimo renderà in questo caso non necessario adottare l'approccio, già seguito per altre isole, basato sulla tabella di inferenza tra i diversi rami di dorsale e le aree servite dagli stessi; tuttavia, la classificazione dei singoli tratti di condotta mantiene una sua utilità al fine di consentire una più agevole comprensione in pianta dello sviluppo geometrico della rete.

1.2. Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco

La metodologia che si adotta per l'identificazione di una configurazione di massima della rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento è basata sulla "densità di carico termico". Tale termine non va qui inteso come "consumo annuo per unità di superficie", misurabile in $MWh/(anno \times m^2)$, bensì come "consumo annuo per metro di sviluppo lineare della potenziale rete che serve quella superficie", misurabile quindi in $MWh/(anno \times m)$. E' allora necessario quantificare preliminarmente lo sviluppo lineare (in metri) della rete di distribuzione del calore da installare per servire l'area in esame. Mentre in isole caratterizzate da un "parco-utenze" più articolato e da consumi energetici annui di maggiore entità si è formulata una distinzione tra due ipotetiche configurazioni di rete:

- "a bassa ramificazione", finalizzata a servire esclusivamente le grosse utenze ubicate presso ciascuna area;
- "ad alta ramificazione", basata sull'assunzione di installare all'interno di ciascuna area una micro-rete capillare, in modo da rendere raggiungibile ciascun possibile utilizzatore residenziale,

nel caso dell'isola di Marettimo l'ipotesi di rete a bassa ramificazione non ha alcun interesse pratico, stante la quasi totale assenza di grosse utenze. Una rappresentazione grafica delle configurazioni di rete associate a ciascuno dei sopraccitati livelli di ramificazione è stata fornita nell'analisi metodologica introduttiva del presente Report. In **Tabella 71** è fornito il dettaglio sui singoli rami di dorsale principale di distribuzione già identificati in **Figura 60**.

Tabella 71 Elenco numerato dei rami di dorsale principale della rete di distribuzione

Condotta	[m]
T1	89,53
T2	135,05
T3	146,47
T4	43,53
T5	35,92
T6	63,60
T7	55,30
T8	166,94
Tb1	236,49
TOT	972,85

È a questo punto possibile sviluppare, per l'unico scenario di riferimento relativo all'ipotesi di installazione di una rete "ad elevata ramificazione" che raggiunga tutte le possibili utenze domestiche, il calcolo della lunghezza equivalente di rete associata alla distribuzione di calore. I risultati sono presentati in **Tabella 71**.

Tabella 72 Lunghezze equivalenti (espresse in m) relative alla distribuzione dei fluidi termovettori nelle diverse aree

	dorsali, $\sum l_i$	Rami interni, l^{tot}	Lunghezza totale della rete che serve l'Area in esame
Area 1	972,8	2280,0	3252,8

In **Tabella 72** è possibile osservare la presenza di una 2° colonna che riporta le lunghezze dei rami interni relativi all'area esaminata. Le lunghezze presentate in **Tabella 72** sono da intendersi come "metri di sviluppo in pianta della rete", e non come "metri di tubazione di cui effettuare la posa"; infatti, nella quasi totalità dei tratti la lunghezza in metri complessiva delle tubazioni potrà essere ottenuta moltiplicando i sopraccitati metri di sviluppo della rete per un fattore 2, così da tener conto della posa congiunta delle tubazioni di mandata e ritorno.

È a questo punto possibile implementare la metodologia di valutazione tipica per la fattibilità di reti di distribuzione del calore e/o del freddo nell'ambito di *low heat density areas*, basata sul calcolo del costo unitario di distribuzione del calore, C_d , in funzione della densità lineare di richiesta termica annua Q_s/L . L'espressione analitica utilizzata è stata presentata nella parte introduttiva del presente report, laddove sono stati chiariti i dettagli riguardo all'approccio metodologico.

Come già visto per tutte le altre isole, si effettuano preliminarmente due diverse distinzioni. In primo luogo, si distinguono i seguenti casi:

- a. Ipotesi di servire solo le utenze "Acqua calda sanitaria" e "riscaldamento";
- b. Ipotesi di servire, oltre alle utenze "acqua calda sanitaria" e "riscaldamento", anche quelle relative al raffrescamento degli edifici nei quali è possibile sopporre una produzione centralizzata dell'energia frigorifera (con distribuzione di acqua o aria fredda), come nel caso delle utenze alberghiere. In tale caso si suppone ovviamente che alla distribuzione di acqua calda faccia seguito una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Un'ulteriore ed altrettanto rilevante classificazione è introdotta sulla base del soggetto deputato alla copertura dei costi relativi alle sottostazioni di distribuzione. Tali sottostazioni, che in ogni caso richiedono un contabilizzatore di calore ed una serie di sistemi di controllo e misura, prevedono l'installazione di scambiatori di calore a piastre (con "temperature approach" estremamente basso, nell'ordine dei 2-4°C) nel caso di accoppiamento cosiddetto "indiretto"; nel caso in esame, tale forma di accoppiamento risulta senz'altro preferibile in virtù della maggiore affidabilità ed indipendenza della rete primaria da eventuali problematiche occorrenti sulle reti secondarie o sui disconnettori idraulici. Con riferimento a tale classificazione, si distinguono i due seguenti scenari:

A. Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico dell'utente, che chiede allacciamento alla rete di distribuzione. In tale caso, poiché il costo delle stazioni di sottodistribuzione è piuttosto elevato (variando in genere dai 3000 ai 20000 € al variare della potenzialità della sottostazione), si suppone un tasso di "connessione" delle utenze domestiche molto basso, ed in particolare pari a:

- 10% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 30% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

Tali percentuali tengono conto del fatto che, oltre alla sussistenza di barriere connesse al costo di connessione, si possono presupporre difficoltà ben più strutturali connesse all'impossibilità di utilizzare, per buona parte del parco residenziale isolano, l'alimentazione tramite acqua calda/fredda prodotte a livello centralizzato. L'assunzione dello 0% di utenze residenziali interessate alla fornitura di acqua fredda per il raffrescamento ambientale, ad esempio, discende dal fatto che pressoché tutte le residenze, siano esse adibite ad uso abitativo o ad accoglienza turistica nel periodo estivo, vedono presumibilmente installate unità split e, pertanto, non potrebbero essere servite tramite acqua fredda a meno di onerose modifiche dell'attuale assetto impiantistico;

B. Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico della società proprietaria/gestore della rete. In tale ipotesi, si suppongono i seguenti tassi di "connessione":

- 30% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 60% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

In entrambi gli scenari A e B, per il calcolo della domanda termica da coprire tramite rete di distribuzione si introdurrà, oltre ai suddetti coefficienti riduttivi connessi alle richieste di connessione alla rete da parte dei privati, anche un ulteriore fattore riduttivo pari a 0,7 per tener conto di un ragionevole fattore di contemporaneità tra la disponibilità dei recuperi termici dalla centrale ed i fabbisogni di calore dell'utenza. Non stupisca la scelta di adottare, per una comunità isolana più piccola come quella di Marettimo, un fattore riduttivo leggermente inferiore a quello utilizzato per le altre isole; ciò è ovviamente connesso all'andamento meno regolare dei carichi sia elettrici che termofrigoriferi, derivante dalla presenza di un minor numero di consumatori.

A differenza dell'approccio seguito per le isole di maggiori dimensioni, basato su una rappresentazione grafica della funzione che lega il costo unitario di distribuzione del calore C_d alla densità lineare di richiesta termica annua Q_s/L e sul posizionamento su tale grafico dei punti rappresentativi dei singoli rami di dorsale, si può nel caso di Marettimo adottare un più agevole approccio tabellare; ciò in quanto il numero di rami è assolutamente modesto e, come visibile evidente in **Tabella 73**, tutti i rami presentano una medesima "densità lineare media di richiesta termica annua", essendo una soltanto l'area servita.

Tabella 73 densità lineare media di richiesta termica annua, in GJ/(m×a)

Scenario A (sottostazioni di distribuzione a carico del destinatario della fornitura di calore)		Scenario B (sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete)	
Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria	Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria + Raffrescamento	Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria	Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria + Raffrescamento
0,061	0,074	0,133	0,146
0,061	0,074	0,133	0,146
0,061	0,074	0,133	0,146
0,030	0,037	0,066	0,073
0,030	0,037	0,066	0,073
0,030	0,037	0,066	0,073
0,030	0,037	0,066	0,073
0,030	0,037	0,066	0,073
0,061	0,074	0,133	0,146

I valori di tale densità mostrati in **Tabella 73** sono stati calcolati assumendo che il ramo medio della micro-rete intra-zonale (quella che dai rami della dorsale principale porta il calore verso le singole utenze) trasporti il 10% dell'energia complessivamente distribuita. Tale indice è stimato tenendo conto del fatto che lungo lo sviluppo della dorsale principale della rete di distribuzione, l'energia complessivamente distribuita si ripartisce in maniera pressoché equa (stante la regolare distribuzione delle unità residenziali risultante dall'analisi cartografica). Pertanto, i rami trasversali che presumibilmente addurranno l'energia termica verso gli utenti finali preleveranno, ciascuno, solo una modesta frazione di tale energia, e peraltro in quantità decrescente nell'andare dalle sezioni più vicine alla dorsale principale verso quelle più periferiche. Poiché il centro abitato vede, lungo lo sviluppo della dorsale principale, la presenza di un numero elevato di isolati, risulta ragionevole l'assunzione (la cui correttezza è peraltro poco influente sui risultati economici dell'analisi che segue) di tale fattore riduttivo pari al 10%. Dall'analisi della **Tabella 73**, si può osservare come:

- La densità lineare media di carico termico assume valori estremamente modesti, comuni a tutti i tratti della dorsale principale della rete. Tali bassi valori di Q_s/L , ben al di sotto delle soglie di fattibilità in genere identificate con il range di 1-2 GJ/(m×a), sono giustificati dalla modesta densità abitativa e dalla notevole fluttuazione stagionale delle presenze nell'isola. Se infatti tali condizioni sono abbastanza comuni per le comunità isolate del nostro paese, nell'isola di Marettimo tali fattori giocano un ruolo ancor più significativo, in virtù delle modeste dimensioni della comunità isolana e del ridotto numero di residenti. Si può quindi giustificatamente supporre che nel prosieguo dell'analisi tale condizione possa risultare una vera e propria barriera alla fattibilità economica di un retrofit cogenerativo della centrale elettrica orientato all'alimentazione di una rete di teleriscaldamento.
- La condizione di modesta densità lineare media di carico termico è assolutamente comune ai due scenari basati rispettivamente sulla sola distribuzione di calore per acqua calda sanitaria e riscaldamento e sulla distribuzione di calore destinato sia al soddisfacimento di tali domande termiche che, tramite uso di frigoriferi ad assorbimento, al soddisfacimento della domanda di raffrescamento dell'unica utenza alberghiera presente. Pertanto, proprio in virtù di tali risultati molto prossimi per le due ipotesi "a." e "b." relative ai fabbisogni energetici da soddisfare, appare del tutto intuitivo come non sia conveniente ipotizzare l'uso di reti di distribuzione ad alta temperatura e l'installazione di frigoriferi ad assorbimento, in quanto il maggior costo di impianto e di esercizio sarebbe chiaramente di difficile recupero;

- La differenza, in termini di densità lineare media di carico termico, tra i due scenari basati sulle ipotesi di copertura dei costi delle sottostazioni rispettivamente a carico dei privati consumatori di calore (scenario A in **Tabella 73**) e della società proprietaria della rete (Scenario B in **Tabella 73**) è relativamente modesta, stante il fatto che in entrambe le ipotesi i valori di Q_s/L risultano estremamente modesti.

8.2 Definizione di alcuni parametri progettuali di massima

La definizione di parametri progettuali di massima riguarda essenzialmente i seguenti aspetti applicativi:

- la definizione delle condizioni di esercizio della rete, in termini di temperatura e pressione, e della tipologia di rete da utilizzare;
- la definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica per consentire i recuperi termici e procedere con il retrofit in modalità cogenerativa dei gruppi;
- la definizione di ragionevoli diametri delle condotte per le dorsali principali e per le reti intra-area, a seconda della potenzialità termica da esse trasportata.

Poiché quella che si deve produrre è una morfologia di massima della rete, non si entrerà in alcun modo nei dettagli relativi all'ubicazione delle pompe e nel calcolo dei costi di pompaggio.

8.2.1 Definizione delle condizioni di esercizio della rete

Questa fase richiede alcune valutazioni di merito relativamente ai livelli termici e di pressione ottimali ai quali esercire la rete, in virtù delle richieste termiche e di alcune altre informazioni inerenti l'orografia del sito. Dal punto di vista delle temperature, si osserva come:

- Al fine di ridurre i costi di pompaggio e consentire un dimensionamento dei diversi rami della rete su diametri più ridotti, è ragionevole ipotizzare un ΔT piuttosto elevato tra mandata e ritorno, nell'ordine dei 25°C;
- Poiché non si contemplerà l'ipotesi di installazione di frigoriferi ad assorbimento e tenendo conto del fatto che le perdite di distribuzione aumentano e la vita utile della rete decresce al crescere della temperatura media di esercizio, si assume una temperatura di mandata decisamente moderata, nell'ordine degli 85 °C, con un ritorno conseguentemente fissato in condizioni nominali a 60 °C.

Per quanto concerne le pressioni di esercizio, non sussistendo la necessità di garantire alcuna pressurizzazione stante l'assunta distribuzione di acqua "sotto raffreddata" (in termini termodinamici), occorre tener conto dell'eventuale dislivello massimo occorrente attraverso i rami della rete. Pertanto, una volta identificato lo sviluppo in pianta delle dorsali principali di cui alla precedente sezione, si è esaminato il relativo sviluppo altimetrico, mostrato in **Figura 61 a-b**.

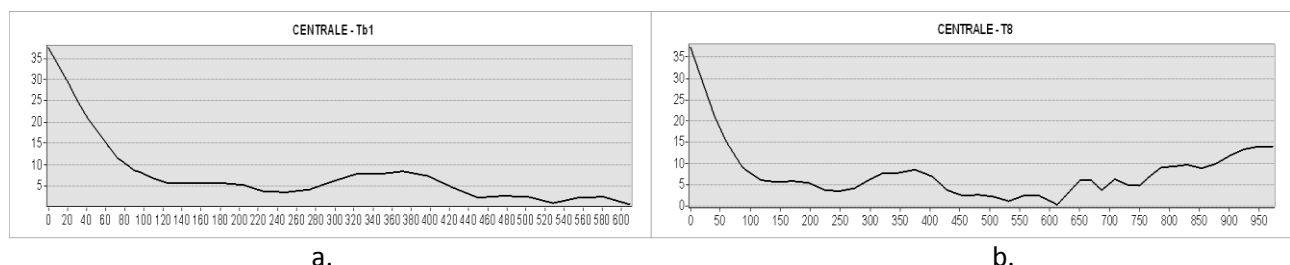


Figura 61 Sviluppo altimetrico delle condotte di trasporto, lungo i rami di dorsale principale, che collegano la centrale elettrica alle diverse parti dell'area esaminata

Si può osservare come i dislivelli massimi siano nell'ordine dei 35 metri, essendo quindi necessario tenere in considerazione nella scelta delle pressioni di esercizio la prevalenza geodetica indotta, nell'ordine di 3,5 bar. Combinando le informazioni di cui sopra si osserva che, in virtù della limitata temperatura di mandata supposta, si potrà adottare l'uso di tubazioni flessibili in polietilene reticolato, il cui utilizzo è in genere raccomandato per temperature fino a 90-95 °C. Simili tubazioni consentono in genere posa diretta sul terreno, senza l'utilizzo di canali e, in virtù della loro flessibilità, non richiedono elementi di compensazione per "assorbire" la modesta dilatazione termica. Al fine di assicurare una vita utile della rete nell'ordine dei 30 anni, sulla base dei tipici andamenti della relazione tra vita utile e condizioni di esercizio, è ragionevole assumere una pressione di esercizio pari a 10 bar.

8.2.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica

La centrale include n. 6 gruppi elettrogeni diesel, per una potenza elettrica nominale complessiva di 1.944 kW; per tali gruppi, tuttavia, si può assumere un esercizio alternato in quanto la potenza elettrica richiesta dall'utenza isolana è spesso inferiore. I motori si succedono quindi nell'esercizio, peraltro operando in genere ad una potenza inferiore a quella di picco, e che possiamo assumere pari al 75% del relativo output nominale. Come si vedrà nel paragrafo successivo, la potenza termica di picco di cui la rete di teleriscaldamento potrà necessitare in input può essere stimata, nei due scenari precedentemente esaminati, come segue:

- **Scenario A (costi delle sottostazioni a carico dell'utente):** Potenza termica di picco =119,1 kW
- **Scenario B (costi delle sottostazioni a carico della società proprietaria/gestore della rete) :** Potenza termica di picco =275,6 kW

Al fine di consentire il soddisfacimento di tali richieste a mezzo di recuperi dal funzionamento dei motori, per tener conto dell'alternanza di funzionamento degli stessi per cause connesse a parzializzazione, manutenzione programmata ed eventuali avarie, è senz'altro necessario dimensionare i sistemi di recupero in logica di ridondanza, e quindi "installare" un'adeguata capacità di recupero su almeno 2 gruppi, per poter ragionevolmente assumere che in ogni condizione di esercizio della centrale sia possibile disporre di almeno 1 di essi per il funzionamento in cogenerazione.

Occorre a questo punto precisare che non si dispone delle schede tecniche dei motori, ragion per cui si faranno discendere delle ragionevoli assunzioni riguardo alla capacità di recupero termico di ciascun motore direttamente dalla capacità elettrica degli stessi e da dati medi relativi al rapporto termico/elettrico tratti (per motori diesel di media taglia) da report o ulteriori dati disponibili in letteratura [20,21].

In **Tabella 74** sono riportati, unitamente ai dati sulle capacità elettriche dei gensets installati, i rapporti termico/elettrico relativamente alle due principali possibilità di recupero termico, dall'acqua di raffreddamento del motore (*cooling jacket water circuit*, cjw) e dai gas esausti di scarico. Sono così calcolate, con riferimento alle condizioni tipiche di esercizio a potenza pari al 75% di quella nominale, le potenzialità termiche recuperabili da tali circuiti. Si precisa che:

- Non sono state considerate le potenzialità termiche recuperabili dai circuiti dell'olio di lubrificazione., in virtù del livello termico modesto. Sebbene il livello termico a cui tali recuperi si rendono disponibili (T<80 °C) possa risultare sufficiente al preriscaldamento del fluido di ritorno in virtù della modesta temperatura assunta (pari a 60° C), la modesta entità dei recuperi stessi suggerisce di evitare l'installazione dei relativi recuperatori;
- Al fine di garantire flessibilità di esercizio, si suppone di installare moduli di recupero termico presso i 2 motori (numerati come n. 3 e 5) evidenziati in azzurro in **Tabella 74**. Si può osservare come l'accensione di uno tra i suddetti motori n. 3 e n. 5 consenta di coprire anche il picco annuo della domanda termica richiesta dalla rete di distribuzione, tramite i soli recuperi termici possibili dai gas di scarico;

- Pertanto, pur se non si dispone di informazioni di dettaglio circa la temperatura di raffreddamento del motore, non si ritiene necessario installare un pre-riscaldatore dell'acqua tramite recuperi effettuati dall'acqua di raffreddamento, e pertanto i radiatori continueranno ad essere raffreddati come nell'odierna configurazione di centrale.

Tabella 74 Capacità di generazione elettrica e potenza termica recuperabile dai motori installati presso la centrale

	P_e^{nom} [kW]	$P_e^{esercizio}$ [kW]	Rapporto $H_{c_{jw}}^{bassa T} / P_e$	Rapporto $H_{exhausts}^{alta T} / P_e$	$H_{c_{jw}}^{bassa T}$ [kW]	$H_{exhausts}^{alta T}$ [kW]
Motore n. 1	240	180	0,66	0,51	118	93
Motore n. 2	264	198	0,66	0,51	130	102
Motore n. 3	360	270	0,66	0,51	177	139
Motore n. 4	360	270	0,66	0,51	177	139
Motore n. 5	360	270	0,66	0,51	177	139
Motore n. 6	360	270	0,66	0,51	177	139

8.2.3 Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali

Il calcolo dei diametri delle condotte è basato sulla valutazione preliminare delle portate d'acqua circolanti (essendo note le potenze termiche da trasferire, nelle condizioni più gravose di progetto, lungo ciascun ramo ed il ΔT tra mandata e ritorno). In accordo con la prassi progettuale nel campo delle reti di teleriscaldamento, nota la portata, il diametro viene calcolato in modo da conseguire perdite di carico distribuite nell'ordine dei 140-160 Pa/m; ovviamente, occorrerà poi optare per un diametro commerciale prossimo a quello desiderato. Poiché le tubazioni commerciali pre-isolate per teleriscaldamento sono in genere disponibili, almeno da catalogo di alcuni tra i principali produttori, solo a partire da un diametro nominale di 20 mm (DN20), si è assunto che ove la domanda termica di picco suggerisse un diametro teorico anche ben inferiore a 20 mm (al fine di realizzare la suddetta perdita di carico per metro di linea) la tubazione installata sia del tipo DN20.

I diametri nominali ottenuti per i diversi vari rami di rete sono, in virtù di quanto detto sull'adozione di un'unica Area, coincidenti tra loro ed assumono i valori mostrati in **Tabella 75**. Si può osservare come, a valle del calcolo della portata massica fluente in condizioni di massimo carico di progetto, sia stato dapprima identificato un diametro teorico derivato dalla perdita di carico imposta, quindi il più appropriato diametro nominale tra quelli commercialmente disponibili per la tipologia di tubazione in esame.

Tabella 75 Dimensionamento dei rami delle dorsali principali della rete di distribuzione*

	Potenza di picco [kW]	Potenza di picco [kW]	Portata massica [kg/s]	Portata massica [kg/s]	$d^{teorico}$ [mm]	$d^{teorico}$ [mm]	DN effettivo [mm]	DN effettivo [mm]
T1	275,6	119,1	2,63	1,14	54	41	50	40
T2	275,6	119,1	2,63	1,14	54	41	50	40
T3	275,6	119,1	2,63	1,14	54	41	50	40
T4	137,8	59,6	1,32	0,57	44	29	40	32
T5	137,8	59,6	1,32	0,57	44	29	40	32
T6	137,8	59,6	1,32	0,57	44	29	40	32
T7	137,8	59,6	1,32	0,57	44	29	40	32
T8	137,8	59,6	1,32	0,57	44	29	40	32
Tb1	275,6	119,1	2,63	1,14	54	41	50	40

* in rosa le celle relative allo scenario A, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico del privato che avanza richiesta di connessione, in celeste le celle relative allo scenario B, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete

È assolutamente arduo effettuare una stima di massima degli elementi speciali che saranno utilizzati; tuttavia, trascurare il costo degli stessi potrebbe portare a sottostimare l'investimento complessivo, inficiando le conclusioni dello studio di pre-fattibilità. Pertanto si effettua la seguente stima di massima, che ovviamente incorpora significativi margini di errore, specie su alcune voci assolutamente difficili da prevedere ed analizzabili solo ad un livello più approfondito di studio di fattibilità:

- Non è necessario installare un notevole numero di muffole per isolamento giunzioni, in quanto la tipologia di tubazione adottata, in materiale plastico, viene in genere fornita in rotoli della lunghezza richiesta e può conformarsi alla traccia, così abbattendo i costi di posa. Si assume quindi, a titolo conservativo, un numero di muffole per ripristino giunzioni pari ad 8 sulle dorsali principali, nonché altre 14 per tubazioni di diametro DN20 per le condotte di distribuzione interne all'area esaminata, sino alle singole utenze;
- Derivazioni a TEE: non sono presenti derivazioni di questo tipo sulle dorsali principali. Il numero di derivazioni su rete intra-area (rami di piccolo diametro) è stimato pari a 16. Occorrerebbe aggiungere il numero di giunzioni in prossimità delle utenze; tuttavia, i costi relativi alle derivazioni alle utenze saranno inclusi in un generico costo di sottostazione, che pertanto includerà oltre ai costi di contabilizzatore di calore, scambiatore e organi di controllo/misura/sicurezza, anche questa componente connessa al costo di derivazione.

Si ribadisce che il reale utilizzo di tali elementi è scarsamente predicibile al livello di dettaglio della presente analisi, e pertanto i valori assunti non intendono in alcun modo rappresentare una reale quantificazione degli elementi che si renderanno realmente necessari in fase progettuale.

8.3 Analisi economica di massima

Sulla base delle soluzioni identificate nella sezione precedente e dei livelli di domanda termica e frigorifera attesa, è possibile condurre una valutazione economica di massima. Essa conterà delle seguenti 3 fasi elementari:

1. Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo;
2. Stima dei proventi annui dalla vendita di calore;
3. Calcolo di indicatori sintetici, ed in particolare del tempo di ritorno atteso dell'investimento.

1.1 Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo

Il costo complessivo d'investimento include diverse componenti, tra cui:

- a. Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo
- b. Costo per l'acquisto della rete, degli elementi accessori e della componentistica di controllo e misura, escluso ciò che si è assunto di comprendere nel costo delle sottostazioni;
- c. Costo delle opere civili per la posa delle condotte di distribuzione e realizzazione in-situ di elementi speciali, saldature e tutto quanto attiene alla posa;
- d. Costo delle sottostazioni di distribuzione, inclusivo dei costi per scambiatori di calore, contabilizzatore di calore ed elementi di controllo/misura/sicurezza.

Tutte le sopraccitate componenti di costo saranno calcolate sia per lo scenario A (oneri di connessione alla rete in carico al privato che richiede la fornitura di calore) che per quello B (oneri relativi alle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete).

Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

Tale componente di costo (comprensiva di oneri per installazione) è calcolata sulla base di valori medi, tratti da report o databases [20,22], ed è pari a $c_{exhausts}^{alta T} = 120 \text{ €/kW}$ per gli scambiatori a recupero ad alta temperatura dai gas di scarico (tale valore è leggermente più elevato rispetto a quelli utilizzati per il retrofit di motori di taglia maggiore, in virtù dell'esistenza di fattori di scala significativi sia per gli scambiatori di calore, che per i costi di installazione). Di conseguenza si ottiene:

$$C_{retrofit}^{centrale} = \sum_{j \in \{3,5\}} c_{exhausts}^{alta T} \cdot (H_{exhausts}^{alta T})_j \quad (2)$$

la quale, sulla base delle potenzialità termiche di recupero mostrate in **Tabella 74**, porta a calcolare per entrambi gli scenari (i quali si differenziano per altre componenti di costo ma, per le assunzioni fatte, non per quella relativa al retrofit in assetto cogenerativo della centrale), il seguente costo:

$$C_{retrofit}^{centrale} = 83,0 \text{ k€}$$

Costo per acquisto di rete ed elementi speciali

Il costo unitario di acquisto di questa tipologia di rete, in €/m, è ben approssimato dalla seguente relazione quadratica:

$$C_{unitario}^{rete} = 0,0011 \cdot DN^2 + 0,6128 \cdot DN + 12,46$$

Una volta implementata sui rami principali delle dorsali, tale espressione analitica conduce al calcolo dei costi complessivi mostrati in **Tabella 76**.

Tabella 76 Calcolo del costo delle reti di distribuzione, con riferimento ai rami di dorsale principali

	Lunghezza [m]	SCENARIO A			SCENARIO B		
		DN [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	c_{totale}^{ramo} (2 tubi) [€]	DN [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	c_{totale}^{ramo} (2 tubi) [€]
T1	89,5	40	38,73	6936	50	45,85	8210
T2	135,1	40	38,73	10462	50	45,85	12384
T3	146,5	40	38,73	11346	50	45,85	13431
T4	43,5	32	33,20	2890	40	38,73	3372
T5	35,9	32	33,20	2385	40	38,73	2783
T6	63,6	32	33,20	4223	40	38,73	4927
T7	55,3	32	33,20	3671	40	38,73	4284
T8	166,9	32	33,20	11084	40	38,73	12932
Tb1	236,5	40	38,73	18320	50	45,85	21687
Tot. rami dorsali	972,8	-	-	71316	-	-	84010

A tali costi occorre aggiungere, in primo luogo, i costi relativi alle rete capillare interni all'area in esame. In tale area non si è effettuato, come è ovvio, uno specifico dimensionamento di ogni tratto della rete, per cui come chiarito nella precedente sezione si è supposta una potenza trasferita media all'interno di ogni area, cui far corrispondere un diametro medio delle tubazioni installate nell'area e, quindi, un corrispondente costo unitario e costo totale. Tali costi sono presentati in **Tabella 77** per i due scenari A e B; sebbene l'ipotesi di installazione di rete ad elevata ramificazione richieda una copertura pressochè totale delle aree in esame, sussistono delle moderate differenze di costo d'investimento tra i due scenari, connessi alle diverse potenze medie trasferite e ad un fattore riduttivo che tiene conto di eventuali utenze non raggiunte dalla rete (nel caso in cui alcuni residenti piuttosto periferici non chiedano, specie nello scenario A, di connettersi alla rete evitando così di sostenere gli oneri di connessione).

Tabella 77 Costi stimati per le reti ad elevata ramificazione intra-area

	Lunghezza [m]	Scenario A				Scenario B			
		P_{media} [kW]	DN_{medio} [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	$c_{intra-area}^{rete}$ [€]	P_{media} [kW]	DN_{medio} [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	$c_{intra-area}^{rete}$ [€]
Area 1 ≡ Totale	2280	13,1	DN20	25,16	80298	36,2	DN25	28,47	103849

Infine, occorre considerare il costo degli elementi speciali. Riferendosi ai soli elementi indicati nella sezione precedente, si può ipotizzare come costo:

$$C_{muffole} = 8 \cdot 150 \text{ €/cad.} + 14 \cdot 60 \text{ €/cad.} = 2040 \text{ €}$$

$$C_{derivazioni TEE} = 0 + 16 \cdot 150 \text{ €/cad.} = 2400 \text{ €}$$

Il costo complessivo dei suddetti elementi risulterebbe $C_{pezzi speciali} = 4440 \text{ €}$. Invero, le cifre appena calcolate non vogliono rappresentare una reale stima analitica, ma solo valori di riferimento puramente orientativi; ciò in quanto al livello di analisi della presente trattazione non è possibile quantificare il numero di elementi di ciascuna tipologia. Tuttavia, ciò che rassicura sull'uso di tale risultato complessivo in termini

di $C_{pezzi\ speciali}$ è il fatto che esso risulti in ragionevole accordo con l'incidenza media dei costi dei pezzi speciali sul totale dell'acquisto per reti in materiale plastico, che in genere per tubazioni in materiale plastico vale $\frac{C_{pezzispeciali}}{C_{tubazioni\ lineari}} \cong 0.02 - 0.05$. Pertanto, indipendentemente dal fatto che in fase più avanzata

di studio di fattibilità risulti ben maggiore al previsto il numero richiesto di alcuni pezzi speciali e ben inferiore quello di altri, l'inclusione di un costo totale nell'ordine dei 4,5 k€ per l'acquisto di tali elementi appare una valutazione ragionevole.

Costo per opere civili e montaggio

Anche queste voci di costo, come le precedenti, risultano di difficilissima quantificazione al livello di dettaglio della presente analisi. Appare ragionevole pertanto l'assunzione di valori medi derivati dalla prassi relativa al teleriscaldamento urbano, con l'aggiunta di un fattore moltiplicativo pari ad 1,1 per tenere conto dei maggiori oneri per il trasferimento di macchinari e mezzi presso l'isola:

$$C_{opere\ civili} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{opere\ civili}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,94 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,03 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

$$C_{montaggio} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{montaggio}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,24 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 0,264 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

Tali costi, ovviamente, risulteranno diversi nell'ipotesi di scenario A e B, poiché diversi sono i costi associati all'acquisto delle tubazioni come già evidenziato nelle precedenti sottosezioni.

Costo per sottostazioni

Il costo delle sottostazioni viene stimato sulla base di due sole tipologie di utenza, ossia le grosse utenze alberghiere e le piccole residenziali. Esso include i costi per lo scambiatore di calore, il contabilizzatore di calore, gli organi di controllo e misura, i circolatori a portata variabile sul secondario ed, in particolare, le costose valvole a sfera da installare sul primario in corrispondenza delle derivazioni verso l'utenza. Tali costi sono stimati in maniera forfettaria, sulla base anche dei costi di allacciamento risultanti da indagini compiute per reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale, come segue:

$$C_{unitario\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 20\ k\text{€} \qquad C_{unitario\ sottostaz.}^{residenziale} = 3\ k\text{€}$$

Il numero di grosse utenze che si assume di servire è pari ad 1 (l'unico albergo presente), mentre il numero di utenze residenziali risulta pari a 50 nello scenario A ed a 100 nello scenario B, conducendo quindi alla stima dei seguenti costi relativi alle sottostazioni di distribuzione:

$$C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 1\ utenza \cdot 20 \frac{k\text{€}}{utenza} = 20\ k\text{€}$$

$$C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,A} = 50\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 150\ k\text{€} \qquad C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,B} = 100\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 300\ k\text{€}$$

Costo di investimento complessivo nei due scenari

Per ciascuno scenario è possibile, a questo punto, stimare un costo complessivo degli interventi da eseguire e dei materiali da acquisire per il retrofit della centrale e la realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita alle grosse utenze centralizzate ed a quelle residenziali distribuite nella parte della comunità del Giglio esaminata:

$$C_{totale} = C_{retrofit}^{centrale} + C_{frigorif.} + C_{totale}^{rami} + C_{rete}^{intra-Area} + C_{pezzi\ speciali} + C_{opere\ civili} + C_{montaggio} (+C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} + C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale})$$

Le componenti di costo relative alle sottostazioni sono indicate entro parentesi a voler ricordare che sono da includere nel costo totale d'investimento solo nello scenario B, che prevede che siano sostenute a carico della società proprietaria/gestore della rete o, comunque, non dai privati che avanzano richiesta di allacciamento.

Sulla base dei costi presentati nelle precedenti sottosezioni, si ottiene:

$$C_{totale}^{scenario A} \cong 83,0 + 71,3 + 80,3 + 4,5 + 155,8 + 39,9 = 434,8 \text{ k€}$$

$$C_{totale}^{scenario B} \cong 83,0 + 84,0 + 103,9 + 4,5 + 193,5 + 49,6 + 20 + 300 = 838,5 \text{ k€}$$

8.3.1 Stima dei proventi annui dalla vendita di calore

La stima dei proventi annui dalla vendita di calore discende direttamente dalle assunzioni già fatte relativamente alle frazioni della domanda della comunità isolana che si assume di coprire tramite produzione centralizzata in teleriscaldamento/raffrescamento, nonché dalla fissazione di una tariffa di fornitura del calore. In piena coerenza con i valori medi registrati per le reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, nella presente indagine di fattibilità di massima si assumeranno i seguenti prezzi del calore contabilizzato a ciascun utente:

- Calore per acqua calda sanitaria: 45 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze residenziali: 90 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze del settore terziario: 70 €/MWh

In **Tabella 78** e in **Tabella 79** sono riassunti i ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera, su base annua.

Tabella 78 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento A

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	77,72	90	6994,45
Riscaldamento - terziario	5,49	70	384,04
ACS residenziale + terziario	91,75	45	4128,92
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			11507,40

Tabella 79 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento B

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	233,15	90	20983,34
Riscaldamento - terziario	6,98	70	488,78
ACS residenziale + terziario	166,58	45	7496,28
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			28968,39

8.3.2 Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

Sulla base delle stime effettuate in relazione ai costi di investimento ed ai ricavi annui dalla vendita di energia termica e frigorifera al bacino di potenziali utenze identificato, è possibile calcolare alcuni indicatori sintetici, ed in particolare si focalizzerà l'attenzione sui seguenti:

- Valore Attuale Netto, calcolato sviluppando un'analisi in moneta costante e definito come:

$$VAN^{scenario} = -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{n_{life}} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j}$$

in cui n_{life} indica la vita utile attesa dell'installazione, che può essere assunta pari a 30 anni come di consuetudine nello studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento, mentre i_{def} rappresenta il tasso di interesse deflazionato, che nella presente analisi sarà supposto pari a 0,05 (ossia al 5%).

- Discounted Payback Time, calcolato come:

$$DPT^{scenario} = \min k \left[-C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^k \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j} \geq 0 \right]$$

- Profitability Index, calcolato come:

$$PI^{scenario} = \frac{VAN^{scenario}}{C_{totale}^{scenario}}$$

Con riferimento ai due scenari in esame, i valori assunti dai sopraelencati indicatori sono presentati in **Tabella 80**.

Tabella 80 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

	Scenario A	Scenario B
Valore Attuale Netto [k€]	-258,0	-393,2
Discounted Payback Time [anni]	-	-
Profitability Index [-]	-0,593	-0,469

Si può sottolineare come:

- Entrambi gli scenari presentano un Valore Attuale Netto del flusso di cassa negativo, e pertanto in nessuno di essi si recupera l'investimento entro la fine vita attesa dell'impianto;
- Il tempo di ritorno dell'investimento non è pertanto definito;
- Il Profitability Index risulta negativo, il che suggerisce chiaramente come l'alternativa "non investire" rappresenti, nelle condizioni esposte, la scelta economicamente più ragionevole.

Si può tuttavia osservare come a conclusioni più promettenti dal punto di vista della fattibilità economica dell'investimento si giungerebbe qualora, nell'ambito di Progetti finalizzati allo sviluppo territoriale in ambito Europeo o Nazionale, si rendesse disponibile un finanziamento per la realizzazione delle infrastrutture a rete. Poiché i costi per l'acquisto e la posa della rete costituiscono una frazione molto elevata dei costi complessivi d'investimento attesi, ove parte di tali costi non fosse a carico della società proprietaria/gestore della rete i tempi di ritorno attesi e l'indice di profitto dell'investimento risulterebbero significativamente migliori, lasciando intravedere margini per una fattibilità di massima. Inoltre, occorre tenere conto che a partire dal 2011 gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) vedono riconosciuti titoli di efficienza energetica commisurati al risparmio energetico prodotto e calcolabili tramite le espressioni di cui al D.M. 5 settembre 2011. Nel caso in esame non è in alcun modo possibile verificare a priori se l'impianto esistente, modificato in assetto cogenerativo secondo i criteri progettuali discussi in precedenza, possa essere riconosciuto come "impianto CAR", né quale frazione della produzione annua verrebbe qualificata "da cogenerazione" secondo l'articolata disciplina presentata in [25]. Pertanto, è qui di seguito condotta un'ulteriore analisi economica basata sulle seguenti precise ipotesi:

1. L'impianto risulta qualificato come "Cogenerazione ad Alto Rendimento", ma non raggiungendo nel corso dell'anno un'efficienza media superiore al 75%, vede la quantità di energia elettrica ed il consumo di combustibile rispettivamente prodotti e consumati "in cogenerazione", E_{CHP} ed F_{CHP} , calcolati secondo le espressioni di cui al D.M. 4 agosto 2011. Vengono pertanto riconosciuti dei certificati bianchi (o TEE), il cui numero è calcolato tramite l'espressione di cui al D.M. 5 settembre 2011 ed il cui prezzo medio è supposto, in moneta costante e sulla vita utile dell'impianto, pari a 90 €/TEE;
2. Una frazione pari al 40% dei costi relativi alle opere civili, all'acquisto dei componenti della rete di distribuzione ed alla posa degli stessi coperta tramite finanziamenti di natura pubblica.

Nelle suddette ipotesi, si calcolano innanzitutto i possibili introiti derivanti dalla vendita dei Certificati Bianchi riconosciuti, che sono presentati in **Tabella 81**.

Tabella 81 Ricavi connessi alla vendita di certificati bianchi, sulla base delle ipotesi di lavoro proposte

	H _{CHP} [MWh]	E _{CHP} [MWh]	F _{CHP} [MWh]	RISP [MWh]	CB (DM 5 settembre 2011)	P _{CB} [€/CB]	Ricavo [€]
Scenario A	175,0	149,4	426,7	92,4	10	90	900
Scenario B	406,7	347,2	992,0	214,7	24	90	2160

In **Tabella 82** sono riportati i risultati economici ottenuti nelle suddette ipotesi.

Tabella 82 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento, nell'ipotesi di accesso ai Certificati Bianchi e di copertura di parte dei costi di realizzazione della rete tramite finanziamento pubblico

	Scenario A	Scenario B
Finanziamento pubblico [k€]	140,7	302,2
Valore Attuale Netto per il privato investitore [k€]	-103,5	-57,8
Discounted Payback Time [anni]	-	-
Profitability Index [-]	-0,352	-0,108

Si osserva come pur con l'inclusione dei possibili proventi dalla vendita di Certificati Bianchi ed assumendo l'accesso ad un possibile finanziamento pubblica per la copertura di una frazione dei costi di realizzazione della rete, la soluzione impiantistica identificata per l'isola di Marettimo non consegue il recupero dell'investimento entro la fine vita attesa dell'impianto. Non è pertanto definito, anche in queste condizioni più favorevoli, un Payback Time. Questa condizione, che differisce da quanto osservato nel caso di altre isole caratterizzate da un più elevato numero di residenti, discende evidentemente dalle peculiarità relative allo sviluppo del parco abitativo di Marettimo e dall'assenza di utenze puntuali del settore terziario (alberghi, scuole, ecc.) che ha portato alla determinazione di fabbisogni energetici complessivi piuttosto modesti.

Occorre sottolineare come la presente trattazione può rappresentare nulla di più che uno studio di prefattibilità di massima. Nel corso della trattazione, infatti, si è sottolineato più volte come le conclusioni raggiunte risultano condizionate da un notevolissimo numero di assunzioni (in genere gestite tramite l'uso di fattori di correzione) alle quali, peraltro, le risultanze dello studio sono ovviamente molto sensibili.

Del resto la conduzione più puntuale di uno studio di fattibilità per un bacino territoriale così particolare quale una comunità isolana avrebbe richiesto un'attività preliminare d'indagine del tutto incompatibile con le modalità di sviluppo del presente progetto.

9 Ustica

L'Isola di Ustica al 2011 consta di una popolazione residente pari a 1309 e si estende per circa 8,24 km². L'analisi muove da una preliminare suddivisione del bacino territoriale di interesse in un numero convenientemente ridotto di "Aree", identificate sulla base di condizioni specifiche del sito (disposizione del tessuto urbanistico ad uso abitativo/commerciale/industriale, eventuali variabili orografiche quali dislivelli significativi, barriere architettoniche, ecc.) e con l'obiettivo di vedere associato a ciascuna area un consumo di energia su base annua sufficientemente significativo. Nel caso di Ustica si è deciso di operare una suddivisione della parte dell'isola più densamente edificata in 2 Aree (coincidenti con le areole rappresentate in colori diversi in **Figura 62**); esse includono utenze residenziali distribuite, oltre ad alcune grosse utenze tra cui si segnalano come significativi un certo numero di alberghi indicati in figura ed una scuola statale di II grado. Risulta del tutto intuitivo come la produzione centralizzata di acqua calda e fredda per servire utenze più isolate, poste al di fuori delle due aree identificate, sia scarsamente attrattiva.

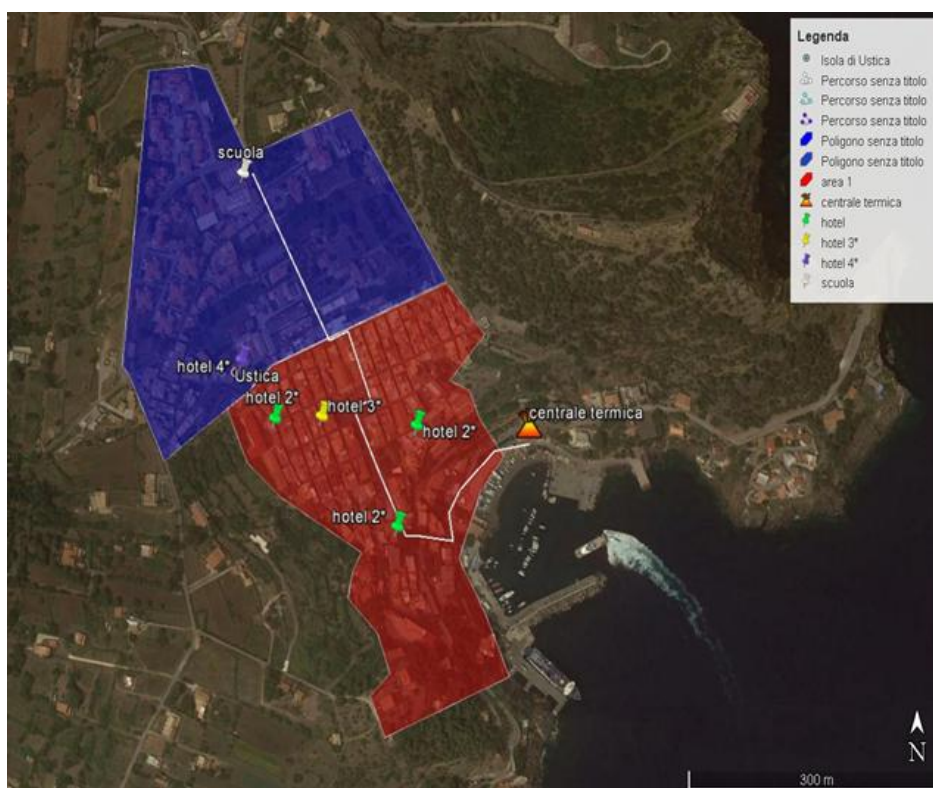


Figura 62 Aree di rilievo per la valutazione del potenziale di sfruttamento del teleriscaldamento/teleraffrescamento ad Ustica

Il numero di utenze residenziali è equamente distribuito all'interno dei due bacini di utenze, mentre l'Istituto Comprensivo Statale di II grado si trova all'interno dell'area 2 dove si trova anche il maggior numero di posti letto distribuito su 4 strutture alberghiere. I risultati delle simulazioni mostrano come l'uso finale dell'energia mostra una diversa distribuzione percentuale rispetto alle isole precedenti pur mantenendo ancora la prevalenza del fabbisogno per il raffrescamento (47%) contro il 42% e 11% rispettivamente per il riscaldamento e la produzione ACS, **Figura 63**. Dal punto di vista costruttivo, si evince dall'analisi dei dati statistici che gli edifici sono stati costruiti prevalentemente in muratura (61%) dopo il 1950 (61%) e si trovano principalmente all'interno del centro abitato (60%); inoltre il 70% delle abitazioni è occupato da popolazione residente, **Figura 64**.

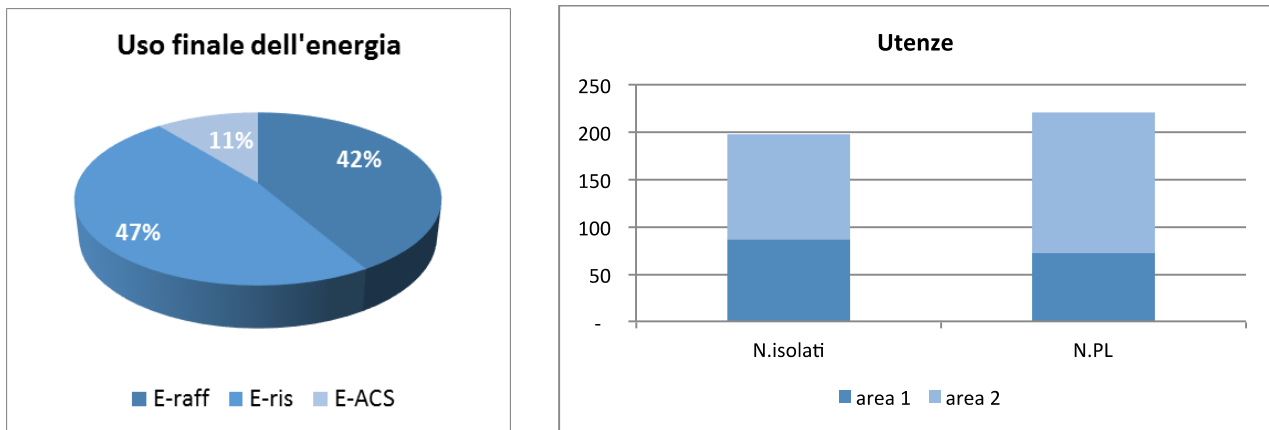


Figura 63 Caratterizzazione delle aree in base al numero di utenze e utilizzo dell'energia.

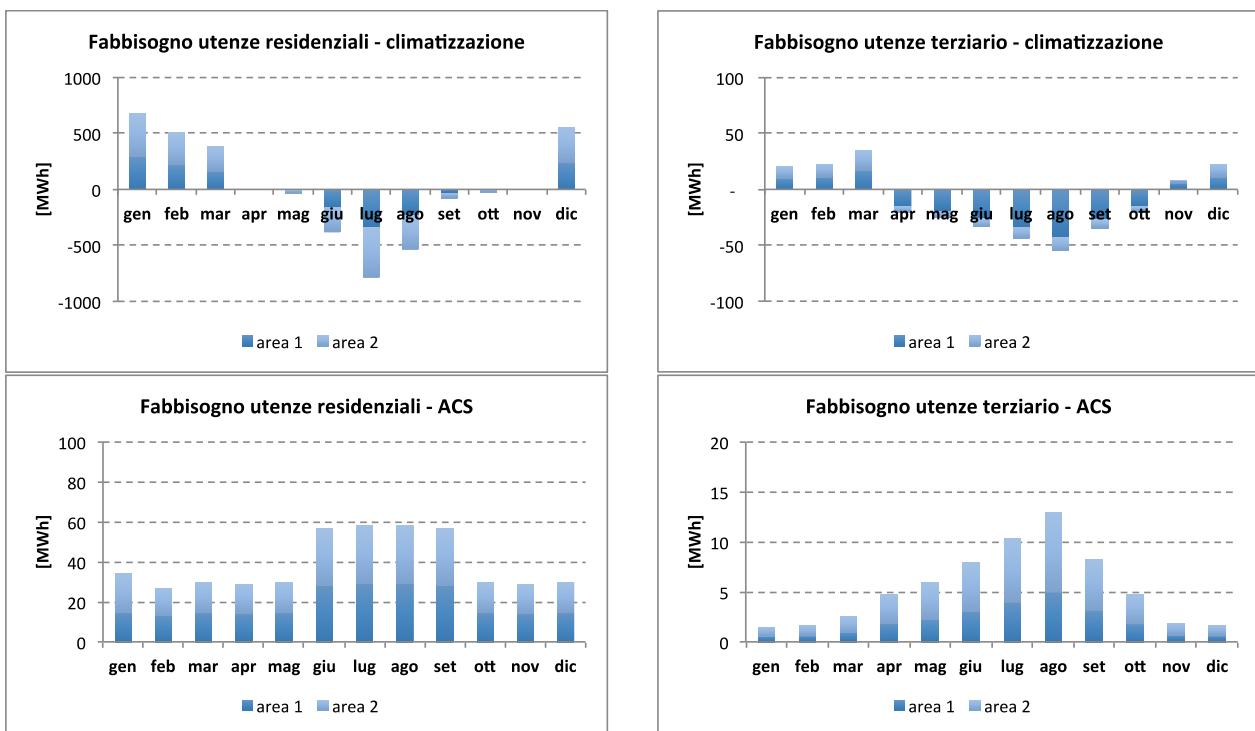


Figura 64 Fabbisogno termico per climatizzazione per ciascun bacino di utenze

La centrale termoelettrica di Ustica "Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c" si trova a alla periferia nord-est del centro abitato (38°42'33.5"N 13°11'43.4"E), all'interno del nucleo urbano. Essa ha una potenza nominale totale di 5835 kW ed è composta da 5 gruppi elettrogeni di diversa targa (Tabella 83) con propulsori a ciclo Diesel e sono raffreddati tramite elettroscambiatori (acqua-aria) a velocità variabile asserviti da un sistema di termoregolazione sull'acqua di ritorno al motore.

Tabella 83 Gruppi elettrogeni dell'Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c

gruppo 1	gruppo 2	gruppo 3	gruppo 4	gruppo 5
3512 kW	3512 kW	3512 kW	3512 kW	3516 kW

I dati in possesso per il 2014 indicano la produzione mensile massima al mese di agosto pari 798610 kWh corrispondente ad un picco di 1829 kW, Figura 42.

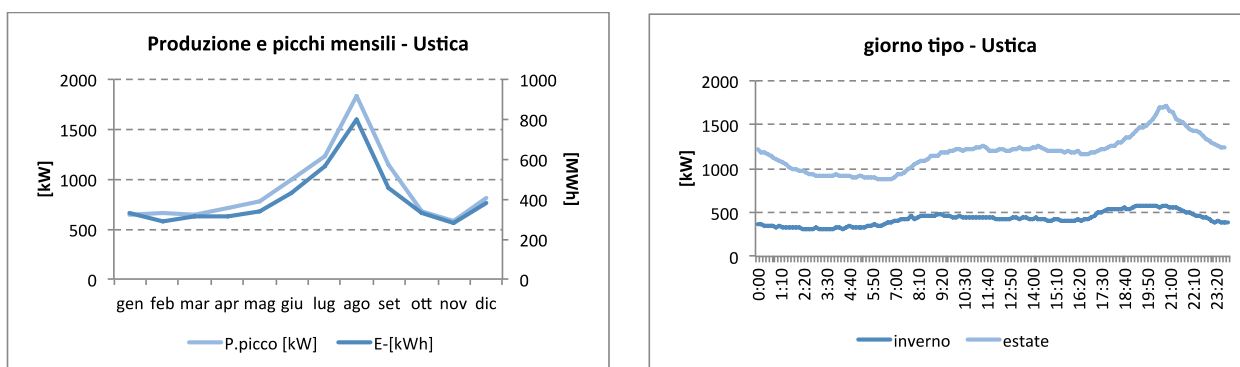


Figura 65 Centrale elettrica D'Anna & Bonaccorsi, dati di produzione.

La presente trattazione descrive, con riferimento all'isola di Ustica, un'analisi di pre-fattibilità per una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento asservita alla comunità isolana ed alimentata tramite recuperi termici dai motori già presenti nella centrale elettrica installata nell'isola.

L'analisi consta delle seguenti sezioni:

1. Studio della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento;
2. Definizione di parametri progettuali di massima dei moduli di recupero e delle reti di distribuzione del calore e/o del freddo;
3. Analisi economica di massima.

La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l'ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

9.1 Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento

9.1.1 Scenario di contesto

È a questo punto necessario procedere all'identificazione di un percorso preferenziale per l'installazione delle principali dorsali di una possibile rete di distribuzione, volta ad assicurare la copertura delle due aree identificate. Si è a tal fine assunto che la soluzione più agevole sia rappresentata da un percorso delle dorsali della rete di distribuzione che insista preferibilmente su strade principali, ed al più secondarie ma non private, così da evitare possibili conflitti relativi alla proprietà ed alla destinazione d'uso delle superfici interessate. L'assunzione fatta non tiene in considerazione l'eventuale sussistenza di difficoltà connesse al valore storico, culturale o turistico dei tratti interessati, all'eventuale pregio di coperture e basolati, e ad ogni ulteriore fattore che avrebbe richiesto di spingere l'indagine ad un livello di dettaglio più elevato e con valutazioni di natura più qualitativa.

Al fine di rendere intuitiva la distribuzione dei fabbisogni di energia nelle medesime aree, in Figura 66 sono mostrate, tramite la classica metodologia dei "grafici a bolle", e quindi a mezzo di areole circolari la cui superficie è proporzionale ai consumi (con scala fissata dall'areola circolare in grigio inserita in legenda), le richieste di energia frigorifera, termica per riscaldamento e termica per Acqua Calda Sanitaria (ACS). Sono peraltro identificate, all'interno delle stesse areole circolari, le frazioni riconducibili ai fabbisogni da parte di utilizzatori residenziali e quelle relative alle poche grosse utenze identificate. Ciò in quanto, come è chiarito nell'ampia descrizione preliminare sugli aspetti metodologici inclusa nel presente Report, mentre la connessione di grosse utenze risulta piuttosto agevole in virtù della notevole richiesta di energia e della frequente presenza di impianti centralizzati ad acqua anche per il raffrescamento (fattori questi che

possono favorire la scelta di connessione ad una rete di distribuzione), ben diverse sono le valutazioni relative alla possibilità di connessione da parte di piccole utenze residenziali, peraltro caratterizzate da notevole stagionalità delle presenze.

Si può osservare come nell'Area 2 solo una modestissima frazione dei consumi dei diversi vettori energetici sia relativa a fabbisogni delle grosse utenze, essendo la parte prevalente connessa invece ad usi distribuiti da parte di utenze residenziali. Nell'Area 1 l'incidenza delle grosse utenze è leggermente superiore, specie per il riscaldamento ambientale, soprattutto a causa della presenza della scuola statale secondaria.

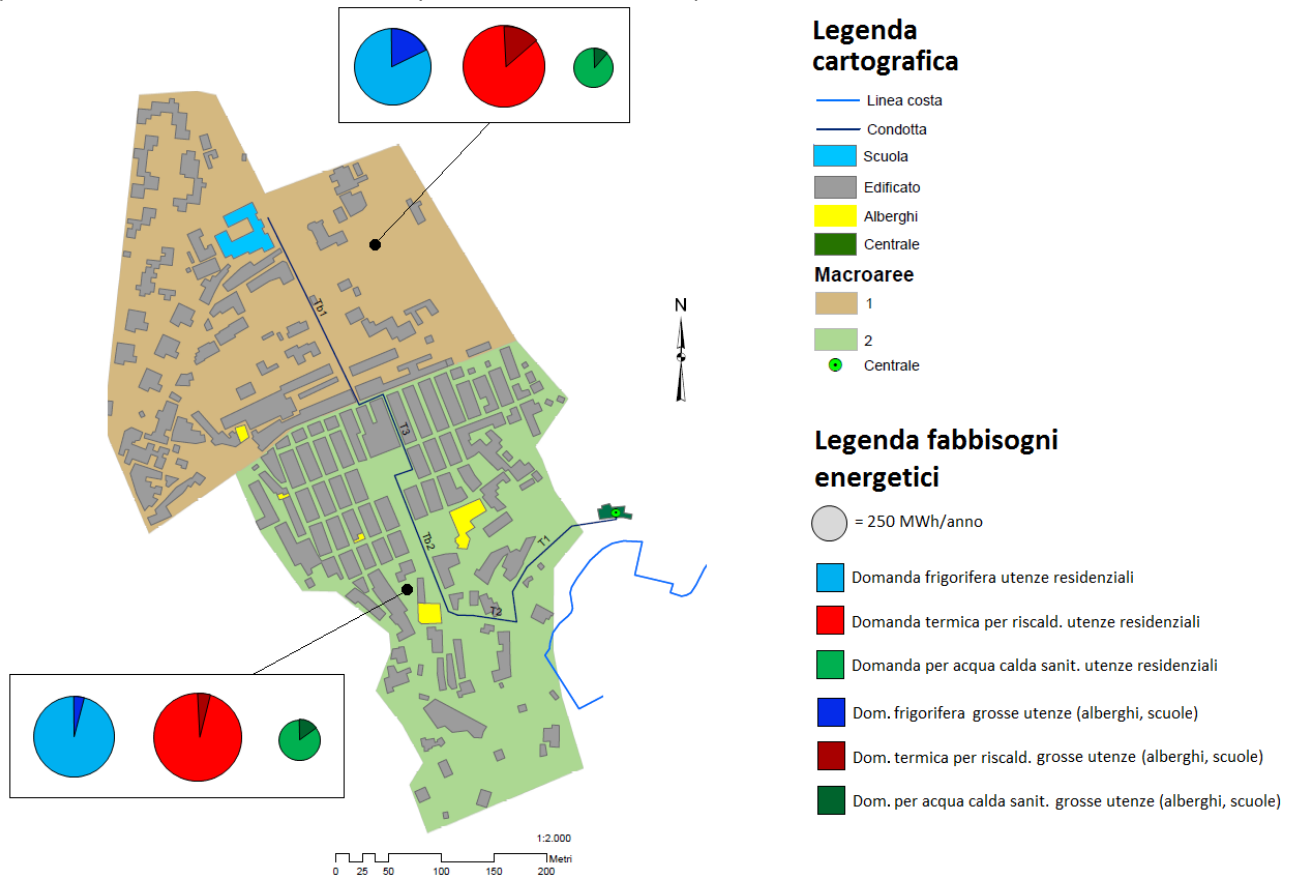


Figura 66 Rappresentazione semplificata delle aree di riferimento e della geometria delle possibili dorsali principali di distribuzione

Si è proceduto quindi all'identificazione di un percorso di massima per una dorsale principale di distribuzione su cui, eventualmente, si potessero innestare all'interno di ciascuna area eventuali micro-reti di distribuzione più capillari che rendessero raggiungibile ciascuna utenza servita. Inoltre, al fine di consentire una più sistematica analisi del potenziale di ciascuna area, i vari tratti della condotta mostrata in **Figura 66** sono stati numerati consecutivamente (come si può dedurre dalla figura stessa) per consentire, nel prosieguo dell'analisi, un'agevole identificazione di ciascun tratto. Si può osservare come:

- I rami delle principali dorsali di distribuzione siano stati numerati consecutivamente da T1 a T3, per rendere agevole una loro gestione tramite tabelle di inferenza legate alle aree servite da ciascuna condotta;
- Sono inclusi nel lay-out dei rami con numerazione del tipo "Tbn", in cui n indica il numero dell'area la cui regione baricentrica è collegata alla dorsale principale dal ramo in esame.

9.1.2 1.2. Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco

La metodologia che si adotta per l'identificazione di una configurazione di massima della rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento è basata sulla "densità di carico termico". Tale termine non va qui inteso come "consumo annuo per unità di superficie", misurabile in MWh/(anno×m²), bensì come "consumo annuo per metro di sviluppo lineare della potenziale rete che serva quella superficie", misurabile quindi in MWh/(anno×m). E' allora necessario quantificare preliminarmente lo sviluppo lineare (in metri) della rete di distribuzione del calore da installare per servire ciascuna area. A tal fine, è bene identificare da subito i due principali scenari di riferimento sulla cui base si sviluppano ipotetiche soluzioni alternative:

- a. Rete di teleriscaldamento "a bassa ramificazione", finalizzata a servire esclusivamente le grosse utenze ubicate presso ciascuna area o a distribuire solo il calore fino alle posizioni baricentriche delle diverse aree;
- b. Rete di teleriscaldamento "ad alta ramificazione", basata sull'assunzione di installare all'interno di ciascuna area una micro-rete capillare (presumibilmente comprendente tubazioni di minore diametro rispetto a quelle delle dorsali principali), in modo da rendere raggiungibile ciascun possibile utilizzatore residenziale presente nell'area.

Una rappresentazione grafica delle configurazioni di rete associate a ciascuno dei sopraccitati livelli di ramificazione è stata fornita nell'analisi preliminare che descrive i fondamenti della metodologia adottata.

Rifacendosi alla medesima nomenclatura, una volta denominata con l_i la lunghezza relativa ad ogni ramo di dorsale principale e con $l_j^{tot} = \sum_{Area j} l_j^k$ la lunghezza totale dei rami interni della rete j (nell'ipotesi di rete ad

elevata ramificazione), è possibile avviare il calcolo della lunghezza totale della rete necessaria alla distribuzione di fluidi termovettori caldi o freddi in ciascuna area. Per i rami di dorsale principale "condivisi" tra le diverse aree, ossia quelli che vedono il loro sviluppo funzionale alla distribuzione dei fluidi termovettori in più di una delle aree esaminate, le relative lunghezze saranno allocate in quota parte su tutte le aree servite. Con riferimento allo schema presentato in **Figura 66**, è ad esempio possibile osservare come i rami T1 e T2 siano utilizzati per la distribuzione dei fluidi termovettori verso entrambe le aree identificate; al contrario, il ramo Tb1 è utilizzato per la distribuzione dei fluidi termovettori solo verso l'area 1. Può essere quindi opportuno sviluppare, in forma tabellare, una matrice di inferenza che sintetizzi la relazione tra gli specifici rami di dorsale principale e le aree da essa servite; tale quadro è presentato in **Tabella 84**, unitamente ai dati sulle lunghezze in pianta di ciascun ramo.

Tabella 84 Quadro sinottico delle aree servite da ciascun ramo di dorsale principale

Ramo di dorsale	Lunghezza [m]	Area 1	Area 2
T1	106,65	x	x
T2	112,77	x	x
Tb2	148,06	x	x
T3	118,99	x	
Tb1	197,42	x	

È a questo punto possibile sviluppare, per ciascuno scenario di riferimento (ossia nell'ipotesi di distribuire calore solo verso le grosse utenze attraverso la rete a bassa ramificazione, o alternativamente verso tutte le possibili utenze tramite quella ad alta ramificazione), il calcolo della lunghezza equivalente di rete associata alla distribuzione di calore verso ogni area. Nel far ciò, si formula la seguente assunzione: ciascun ramo "i" di dorsale il cui impiego è funzionale alla distribuzione del fluido termovettore verso N aree, vedrà imputata a ciascuna di esse una lunghezza equivalente pari ad l_i/N . Sebbene tale approccio sia semplificato, in quanto a rigore nella suddetta espressione ciascuna area andrebbe ponderata con i propri fabbisogni termici e frigoriferi, esso risulta adeguato per questa fase assolutamente preliminare in cui si elabora solo

una definizione di massima dell'estensione della rete, senza procedere al dimensionamento di dettaglio di ciascun suo ramo. I risultati sono presentati in **Tabella 85**.

Tabella 85 Lunghezze equivalenti (esprese in m) relative alla distribuzione dei fluidi termovettori nelle diverse aree

	dorsali, $\Sigma(1/N)*l_i$	$\Sigma(l_{hotels} + l_{scuole})$	Rami interni, l_j^{tot}	Lunghezza totale scenario bassa ramificazione	Lunghezza totale scenario alta ramificazione
Area 1	500,20	93,00	1207,00	593,20	1707,20
Area 2	183,70	154,50	1961,00	338,20	2144,70

In **Tabella 85** è possibile osservare, oltre alla lunghezza dei rami di dorsali complessivamente allocata su ciascuna area (1° colonna) ed alla lunghezza dei rami interni relativi all'ipotesi di servire tutte le possibili utenze (3° colonna), anche un'ulteriore colonna (la 2°) che riporta le lunghezze dei soli rami interni relativi alla connessione alla rete principale delle grosse utenze ubicate in ciascuna area. Le lunghezze presentate in **Tabella 85** sono da intendersi come "metri di sviluppo in pianta della rete", e non come "metri di tubazione di cui effettuare la posa"; infatti, nella quasi totalità dei tratti la lunghezza in metri complessiva delle tubazioni potrà essere ottenuta moltiplicando i sopraccitati metri di sviluppo della rete per un fattore 2, così da tener conto della posa congiunta delle tubazioni di mandata e ritorno.

È a questo punto possibile implementare la metodologia di valutazione tipica per la fattibilità di reti di distribuzione del calore e/o del freddo nell'ambito di *low heat density areas*, basata sul calcolo del costo unitario di distribuzione del calore, C_d , in funzione della densità lineare di richiesta termica annua Q_s/L . L'espressione analitica utilizzata è stata presentata nel report di dettagli relativo allo studio di pre-fattibilità per l'isola di Lampedusa.

Come già visto nell'analisi metodologica preliminare, si effettuano innanzitutto due diverse distinzioni. In primo luogo, si distinguono i seguenti casi:

- Ipotesi di servire solo le utenze "Acqua calda sanitaria" e "riscaldamento";
- Ipotesi di servire, oltre alle utenze "acqua calda sanitaria" e "riscaldamento", anche quelle relative al raffrescamento degli edifici nei quali è possibile supportare una produzione centralizzata dell'energia frigorifera (con distribuzione di acqua o aria fredda), come nel caso delle utenze alberghiere. In tale caso si suppone ovviamente che alla distribuzione di acqua calda faccia seguito una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Un'ulteriore ed altrettanto rilevante classificazione è stata introdotta sulla base del soggetto deputato all'installazione ed alla copertura dei costi relativi alle sottostazioni di distribuzione. Tali sottostazioni, che in ogni caso richiedono un contabilizzatore di calore ed una serie di sistemi di controllo e misura, prevedono l'installazione di scambiatori di calore a piastre (con "temperature approach" estremamente basso, nell'ordine dei 2-4°C) nel caso di accoppiamento cosiddetto "indiretto"; nel caso in esame, tale forma di accoppiamento risulta senz'altro preferibile in virtù della maggiore affidabilità ed indipendenza della rete primaria da eventuali problematiche occorrenti sulle reti secondarie o sui disconnettori idraulici.

Con riferimento a tale classificazione, si distinguono i due seguenti scenari:

- Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico dell'utente, che chiede allacciamento alla rete di distribuzione. In tale caso, poiché il costo delle stazioni di sottodistribuzione è piuttosto elevato (variando in genere dai 3000 ai 20000 € al variare della potenzialità della sottostazione), si suppone un tasso di "connessione" delle utenze distribuite molto basso, ed in particolare pari a:
 - 10% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
 - 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
 - 30% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

Tali percentuali tengono conto del fatto che, oltre alla sussistenza di barriere connesse al costo di connessione, si possono presupporre difficoltà ben più strutturali connesse all'impossibilità di utilizzare, per buona parte del parco residenziale isolano, l'alimentazione tramite acqua calda/fredda prodotte a livello centralizzato. L'assunzione dello 0% di utenze residenziali interessate alla fornitura di acqua fredda per il raffrescamento ambientale, ad esempio, discende dal fatto che pressoché tutte le residenze, siano esse adibite ad uso abitativo o ad accoglienza turistica nel periodo estivo, vedono presumibilmente installate unità split e, pertanto, non potrebbero essere servite tramite acqua fredda a meno di onerose modifiche dell'attuale assetto impiantistico;

B. Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico della società proprietaria/gestore della rete. In tale ipotesi, si suppongono i seguenti tassi di "connessione":

- 30% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 60% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

In entrambi gli scenari A e B, per il calcolo della domanda termica da coprire tramite rete di distribuzione si introdurrà, oltre ai suddetti coefficienti riduttivi connessi alle richieste di connessione alla rete da parte dei privati, anche un ulteriore fattore riduttivo pari a 0,8 per tener conto di un ragionevole fattore di contemporaneità tra la disponibilità dei recuperi termici dalla centrale ed i fabbisogni di calore dell'utenza. In **Figura 67** sono rappresentate tre curve C_d vs. Q_s/L ottenute assumendo tre diversi diametri DN30, DN80 e DN150 cui si associano, per una rete che distribuisca acqua calda ed assumendo un ΔT tra mandata e ritorno nell'ordine dei 30°C, delle potenze trasferite rispettivamente nell'ordine di 70 kW, 500 kW e 3 MW. Nella medesima figura sono riportati i punti rappresentativi dei diversi rami della dorsale principale, nell'ipotesi che sia la società proprietaria/gestore della rete a sostenere interamente i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione; due serie distinte di dati, invece, sono mostrate per le ipotesi di includere o escludere i fabbisogni per il raffrescamento ambientale (modulati attraverso un fattore $1/COP_{\text{assorbitore}}$ per tener conto della necessità di conversione in un frigorifero ad assorbimento).

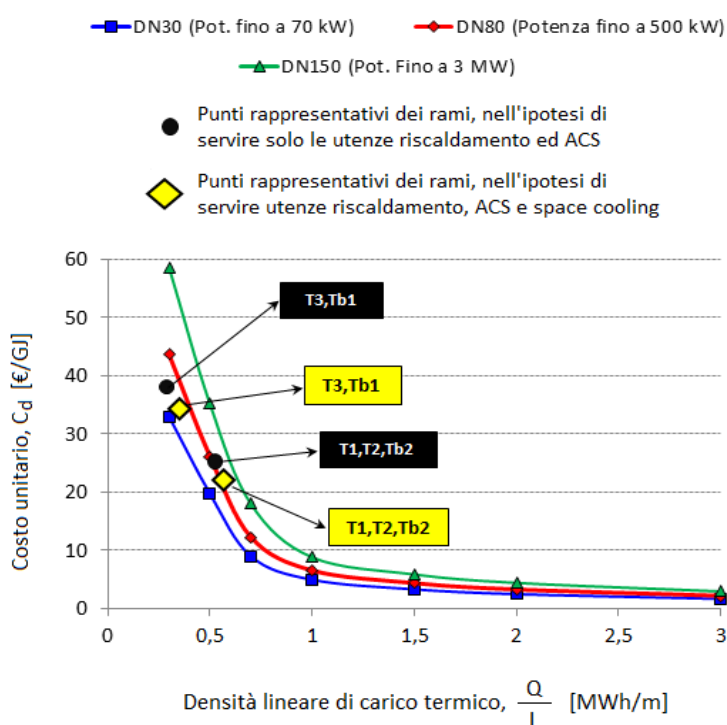


Figura 67 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dall'azienda proprietaria/gestore della rete

Entrambe le serie di dati sono relative all'ipotesi di rete ad elevata ramificazione; come è facilmente deducibile dalla rappresentazione sintetica della distribuzione dei carichi in **Figura 67**, infatti, le utenze centralizzate rappresentano una frazione piuttosto modesta dei carichi energetici complessivi, per cui si può giustificatamente ritenere che non sia economicamente fattibile una soluzione che preveda l'installazione della rete al solo scopo di servire le poche grosse utenze presenti nel territorio in esame. In **Figura 67** è identificato un punto rappresentativo di ciascun ramo di dorsale principale, così da rendere il grafico utile a valutare quali rami possano convenientemente essere inclusi e, viceversa, quali dovrebbero essere esclusi da una possibile rete di distribuzione del calore. Dall'analisi della **Figura 67** si può osservare come:

- I costi unitari di distribuzione estremamente elevati, ben oltre il limite di fattibilità economica di 8-10 €/GJ, a causa della densità lineare di carico termico molto modesta. Tale risultato, peraltro, è assolutamente comune ai due scenari basati rispettivamente sulla sola distribuzione di calore per acqua calda sanitaria e riscaldamento (indicatore con pallino nero in **Figura 67**) e sulla distribuzione di calore destinato sia al soddisfacimento di tali domande termiche che, tramite uso di frigoriferi ad assorbimento, al soddisfacimento della domanda di raffrescamento delle grosse utenze con impianti centralizzati (indicatore con rombo giallo in **Figura 67**);
- Proprio in virtù di tali risultati molto prossimi per le due ipotesi "a." e "b." relative ai fabbisogni energetici da soddisfare, appare del tutto intuitivo come non sia conveniente ipotizzare l'uso di reti di distribuzione ad alta temperatura e l'installazione di frigoriferi ad assorbimento, in quanto il maggior costo di impianto e di esercizio sarebbe chiaramente di difficile recupero;
- I valori estremamente modesti della densità lineare di carico termico sono comuni a tutti i tratti della dorsale principale della rete, compresi quelli più a monte che quindi servirebbero l'intera platea di utenze ricadenti nelle Aree considerate. Tali bassi valori di Q_s/L , ben al di sotto delle soglie di fattibilità in genere identificate con il range di 1-2 GJ/(m×a), sono giustificati dalla modesta densità abitativa e dalla notevole fluttuazione stagionale delle presenze nell'isola. Se infatti tali condizioni sono abbastanza comuni per le comunità isolate del nostro paese, nell'isola di Ustica si riscontra come tali fattori, ben più rispetto a quanto ottenuto ad esempio per l'isola di Lampedusa, rappresentano veri e propri ostacoli alla fattibilità di un retrofit cogenerativo della centrale elettrica orientato all'alimentazione di una rete di teleriscaldamento.

Passiamo invece adesso ad esaminare gli analoghi andamenti ottenuti nello scenario alternativo, nel quale i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione risultassero a carico dei privati che avanzassero richiesta di connessione. I risultati sono mostrati in **Figura 68**. E' possibile osservare come ancora una volta i due scenari basati l'uno sulla distribuzione di calore solo per utenze ACS e riscaldamento e l'altro orientato al soddisfacimento tramite frigoriferi ad assorbimento di fabbisogni frigoriferi delle utenze centralizzate conseguano risultati paragonabili

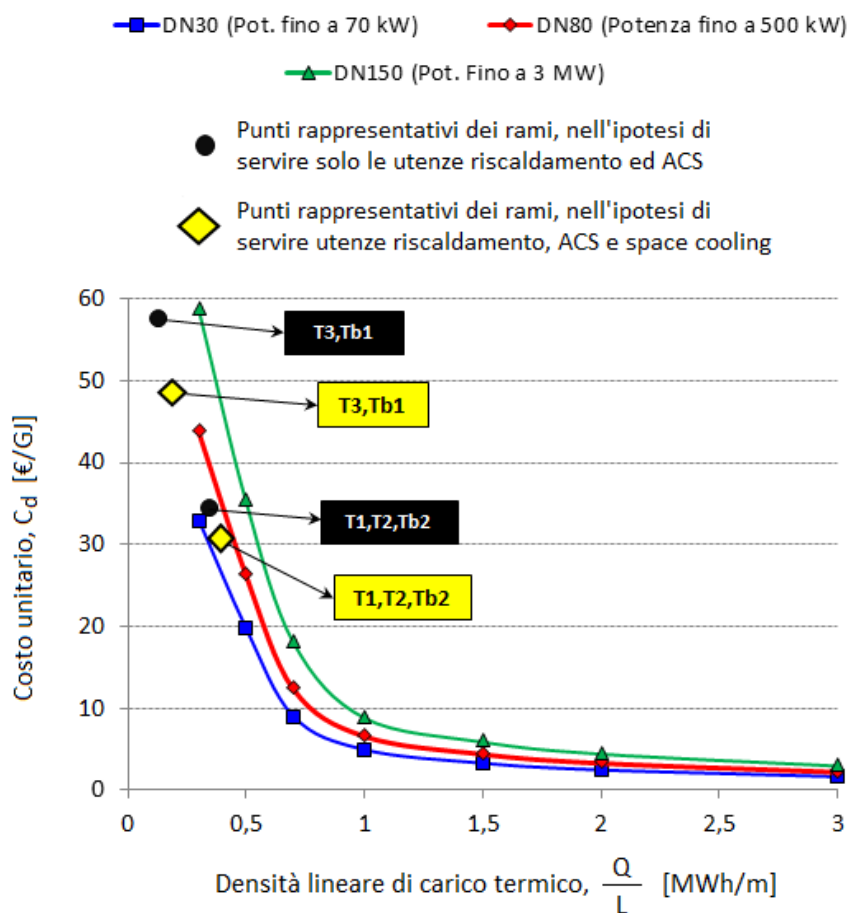


Figura 68 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dal privato che avanza richiesta di connessione

Tuttavia, da un confronto tra la **Figura 67** e la **Figura 68** emerge chiaramente come l'ipotesi di un tasso di "connessione" più modesto (connessa all'assunzione di un minor tasso di volontaria richiesta di connessione dei privati alla rete, indotta dalla necessità di sostenere i relativi costi di allacciamento) porti ad un'ulteriore riduzione della densità lineare di domanda anche sui rami principali di dorsale a monte della rete, con conseguente aumento dei costi unitari di distribuzione (che passa su tali rami da 22-25 €/GJ ad oltre 30 €/GJ).

È del tutto chiaro come l'analisi appena proposta suggerisca l'assenza di un potenziale reale di fattibilità di una rete di distribuzione alimentata tramite i recuperi termici dai motori della centrale elettrica. Tuttavia, per esaustività di indagine e per la significatività dei consumi energetici dell'isola si procederà ugualmente, nelle prossime due sezioni, a mettere a punto delle ipotesi progettuali di massima ed a valutarne i parametri sintetici di performance economica. Ciò sarà ovviamente fatto, alla luce delle risultanze appena discusse, per entrambi gli scenari relativi alla copertura dei costi per le sottostazioni di connessione, ma sempre nell'ipotesi di orientare la progettazione della rete al soddisfacimento dei soli fabbisogni di acqua calda sanitaria e riscaldamento.

9.2 Definizione di alcuni parametri progettuali di massima

La definizione di parametri progettuali di massima riguarda essenzialmente i seguenti aspetti applicativi:

- la definizione delle condizioni di esercizio della rete, in termini di temperatura e pressione, e della tipologia di rete da utilizzare;
- la definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica per consentire i recuperi termici e procedere con il retrofit in modalità cogenerativa dei gruppi;
- la definizione di ragionevoli diametri delle condotte per le dorsali principali e per le reti intra-area, a seconda della potenzialità termica da esse trasportata.

Poiché quella che si deve produrre è una morfologia di massima della rete, non si entrerà in alcun modo nei dettagli relativi all'ubicazione delle pompe e nel calcolo dei costi di pompaggio.

9.2.1 Definizione delle condizioni di esercizio della rete

Questa fase richiede alcune valutazioni di merito relativamente ai livelli termici e di pressione ottimali ai quali esercire la rete, in virtù delle richieste termiche e di alcune altre informazioni inerenti l'orografia del sito. Dal punto di vista delle temperature, si osserva come:

- Al fine di ridurre i costi di pompaggio e consentire un dimensionamento dei diversi rami della rete su diametri più ridotti, è ragionevole ipotizzare un ΔT piuttosto elevato tra mandata e ritorno, nell'ordine dei 25°C;
- Poiché non si contemplerà l'ipotesi di installazione di frigoriferi ad assorbimento e tenendo conto del fatto che le perdite di distribuzione aumentano e la vita utile della rete decresce al crescere della temperatura media di esercizio, si assume una temperatura di mandata decisamente moderata, nell'ordine degli 85 °C, con un ritorno conseguentemente fissato in condizioni nominali a 60 °C.

Per quanto concerne le pressioni di esercizio, non sussistendo la necessità di garantire alcuna pressurizzazione stante l'assunta distribuzione di acqua "sotto raffreddata" (in termini termodinamici), occorre tener conto dell'eventuale dislivello massimo occorrente attraverso i rami della rete. Pertanto, una volta identificato lo sviluppo in pianta delle dorsali principali T1-T3 di cui alla precedente sezione, si sono esaminate i relativi sviluppi altimetrici, mostrati sinteticamente per aree in **Figura 69 a-b**.

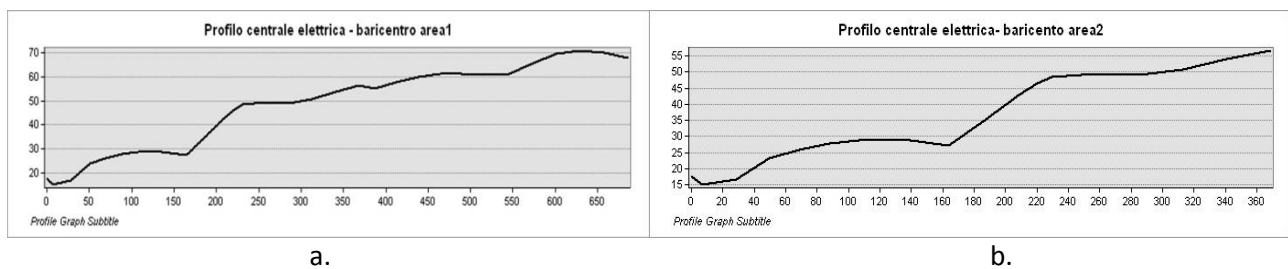


Figura 69 Sviluppo altimetrico delle condotte di trasporto, lungo i rami di dorsale principale, che collegano la centrale elettrica alle diverse aree

Si può osservare come i dislivelli massimi siano nell'ordine dei 65 metri, essendo quindi necessario tenere in considerazione nella scelta delle pressioni di esercizio la prevalenza geodetica indotta, nell'ordine dei 6,5 bar. Combinando le informazioni di cui sopra si osserva che, in virtù della limitata temperatura di mandata supposta, si potrà adottare l'uso di tubazioni flessibili in polietilene reticolato, il cui utilizzo è in genere raccomandato per temperature fino a 90-95 °C. Simili tubazioni consentono in genere posa diretta sul terreno, senza l'utilizzo di canali e, in virtù della loro flessibilità, non richiedono elementi di compensazione per "assorbire" la modesta dilatazione termica. Al fine di assicurare una vita utile della rete nell'ordine dei 30 anni, sulla base dei tipici andamenti della relazione tra vita utile e condizioni di esercizio già evidenziati nell'analisi di dettaglio condotta per altre isole (cfr. sezione del presente Report relativa all'isola di Favignana), è ragionevole assumere una pressione di esercizio pari a 10 bar, e quindi l'eventuale ricorso ad una sottostazione di ripressurizzazione intermedia per la copertura del salto geodetico imposto.

9.2.2 3.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica

La centrale include n. 5 gruppi elettrogeni diesel, per una potenza nominale complessiva di 9.616 kW; per tali gruppi, tuttavia, si può assumere un esercizio alternato in quanto la potenza elettrica richiesta dall'utenza isolana è spesso inferiore. I motori si succedono quindi nell'esercizio, peraltro operando in genere ad una potenza inferiore a quella di picco, e che possiamo assumere pari al 75% del relativo output nominale. Come si vedrà nel paragrafo successivo, la potenza termica di picco di cui la rete di teleriscaldamento potrà necessitare in input può essere stimata, nei due scenari precedentemente esaminati, come segue:

- **Scenario A (costi delle sottostazioni a carico dell'utente):** Potenza termica di picco = 316 kW
- **Scenario B (costi delle sottostazioni a carico della società proprietaria/gestore della rete) :** Potenza termica di picco = 635 kW

Al fine di consentire il soddisfacimento di tali richieste a mezzo di recuperi dal funzionamento dei motori, per tener conto dell'alternanza di funzionamento degli stessi per cause connesse a parzializzazione, manutenzione programmata ed eventuali avarie, è senz'altro necessario dimensionare i sistemi di recupero in logica di ridondanza, e quindi "installare" un'adeguata capacità di recupero su almeno 2 gruppi, per poter ragionevolmente assumere che in ogni condizione di esercizio della centrale sia possibile disporre di almeno 1 di essi per il funzionamento in cogenerazione.

Occorre a questo punto precisare che non si dispone delle schede tecniche dei motori, ragion per cui si faranno discendere delle ragionevoli assunzioni riguardo alla capacità di recupero termico di ciascun motore direttamente dalla capacità elettrica degli stessi e da dati medi relativi al rapporto termico/elettrico tratti (per motori diesel di media taglia) da report o ulteriori dati disponibili in letteratura [20,21].

In **Tabella 86** sono riportati, unitamente ai dati sulle capacità elettriche dei gensets installati, i rapporti termico/elettrico relativamente alle due principali possibilità di recupero termico, dall'acqua di raffreddamento del motore (*cooling jacket water circuit*, *cjw*) e dai gas esausti di scarico. Sono così calcolate, con riferimento alle condizioni tipiche di esercizio a potenza pari al 75% di quella nominale, le potenzialità termiche recuperabili da tali circuiti. Si precisa che:

- Non sono state considerate le potenzialità termiche recuperabili dai circuiti dell'olio di lubrificazione., in virtù del livello termico modesto. Sebbene il livello termico a cui tali recuperi si rendono disponibili ($T < 80\text{ }^{\circ}\text{C}$) possa risultare sufficiente al preriscaldamento del fluido di ritorno in virtù della modesta temperatura assunta (pari a $60\text{ }^{\circ}\text{C}$), la modesta entità dei recuperi stessi suggerisce di evitare l'installazione dei relativi recuperatori;
- Non si dispone di informazioni di dettaglio circa la temperatura di raffreddamento del motore. Tuttavia, in virtù della modesta temperatura di ritorno dell'acqua calda assunta, si ritiene che risulti certamente possibile recuperare tutto il calore dal circuito dell'acqua delle camicie di raffreddamento. In ogni caso il sistema di recupero opererà in parallelo con il radiatore accoppiato a torre evaporativa già installato, per esercire il motore in sicurezza in caso di ridotto carico termico sulla rete. In fase di calcolo dei costi d'investimento sarà ovviamente necessario assumere una superficie di scambiatore dimensionata su tutta la potenza termica recuperabile dall'acqua di raffreddamento;
- Al fine di garantire flessibilità di esercizio, si suppone di installare moduli di recupero termico presso i 2 motori (numerati come n. 1 e 3) evidenziati in azzurro in **Tabella 86**. Si può osservare come l'accensione di uno tra i suddetti motori consenta di coprire anche il picco annuo della domanda termica richiesta dalla rete di distribuzione, anche nello scenario B che presenta il più elevato picco di richiesta. Inoltre, l'installazione di moduli di recupero presso due motori di taglia differente incrementa la flessibilità di esercizio del sistema.

Tabella 86 capacità di generazione elettrica e potenza termica recuperabile dai motori installati presso la centrale

	P_e^{nom} [kW]	$P_e^{esercizio}$ [kW]	Rapporto $H_{cjw}^{bassa T} / P_e$	Rapporto $H_{exhausts}^{alta T} / P_e$	$H_{cjw}^{bassa T}$ [kW]	$H_{exhausts}^{alta T}$ [kW]
Motore n. 1	875	656	0,66	0,51	431	338
Motore n. 2	1275	956	0,66	0,51	628	492
Motore n. 3	810	608	0,66	0,51	399	312
Motore n. 4	875	656	0,66	0,51	431	338
Motore n. 5	2000	1500	0,66	0,51	986	771

I moduli di recupero termico dovranno essere installati in serie su ciascun gruppo (ossia tramite una cascata che preveda dapprima i recuperi effettuati dal circuito dell'acqua, tramite uno scambiatore a piastre saldobrasate, e quindi dai fumi di scarico tramite uno scambiatore a fascio tubiero) ed in parallelo tra i diversi gruppi.

9.2.3 3.3 Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali

Il calcolo dei diametri delle condotte è basato sulla valutazione preliminare delle portate d'acqua circolanti (essendo note le potenze termiche da trasferire, nelle condizioni più gravose di progetto, lungo ciascun ramo ed il ΔT tra mandata e ritorno). In accordo con la prassi progettuale nel campo delle reti di teleriscaldamento, nota la portata, il diametro è calcolato in modo da conseguire perdite di carico distribuite nell'ordine dei 140-160 Pa/m; ovviamente, occorrerà poi optare per un diametro commerciale prossimo a quello desiderato.

I diametri nominali ottenuti per i diversi vari rami di rete sono presentati in **Tabella 87**, sia con riferimento allo scenario A che a quello B sopraccitati. Si può osservare come, a valle del calcolo della portata massica fluente in condizioni di massimo carico di progetto in ciascun ramo della dorsale, sia stato dapprima identificato un diametro teorico derivato dalla perdita di carico imposta, quindi il più appropriato diametro nominale tra quelli commercialmente disponibili per la tipologia di tubazione in esame.

Tabella 87 Dimensionamento dei rami delle dorsali principali della rete di distribuzione*

	Potenza di picco [kW]	Potenza di picco [kW]	Portata massica [kg/s]	Portata massica [kg/s]	d ^{teorico} [mm]	d ^{teorico} [mm]	DN effettivo [mm]	DN effettivo [mm]
T1	635,0	316,6	6,07	3,03	78	58	80	65
T2	635,0	316,6	6,07	3,03	78	58	80	65
Tb2	635,0	316,6	6,07	3,03	78	58	80	65
T3	316,6	175,6	3,03	1,68	58	47	50	50
Tb1	316,6	175,6	3,03	1,68	58	47	50	50

* in rosa le celle relative allo scenario A, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico del privato che avanza richiesta di connessione, in celeste le celle relative allo scenario B, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete

È assolutamente arduo effettuare una stima di massima degli elementi speciali che saranno utilizzati; tuttavia, trascurare il costo degli stessi potrebbe portare a sottostimare significativamente l'investimento complessivo, inficiando le conclusioni dello studio di pre-fattibilità. Pertanto si effettua la seguente stima di massima, che ovviamente incorpora significativi margini di errore, specie su alcune voci assolutamente difficili da prevedere ed analizzabili solo ad un livello più approfondito di studio di fattibilità:

- Non è necessario installare un notevole numero di muffole per isolamento giunzioni, in quanto la tipologia di tubazione adottata, in materiale plastico, viene in genere fornita in rotoli della lunghezza richiesta e può conformarsi alla traccia, così abbattendo i costi di posa. Si assume quindi, a titolo conservativo, un numero di muffole per ripristino giunzioni pari a 10 sulle dorsali principali, nonché altre 20 per tubazioni di diametro inferiore (compreso tra DN25 e DN40) per le condotte di distribuzione interne alle aree identificate, sino alle singole utenze;
- Derivazioni a TEE: non sono presenti derivazioni di questo tipo sulle dorsali principali. Il numero di derivazioni su rete intra-area ad elevata ramificazione (rami di piccolo diametro) è stimato pari a 30. Occorrerebbe aggiungere l'elevato numero di giunzioni in prossimità delle utenze; tuttavia, i costi relativi alle derivazioni asservite alle utenze saranno inclusi in un generico costo di sottostazione, che pertanto includerà oltre ai costi di contabilizzatore di calore, scambiatore e organi di controllo/misura/sicurezza, anche questa componente connessa al costo di derivazione

Si ribadisce che il reale utilizzo di tali elementi è scarsamente predicibile al livello di dettaglio della presente analisi, e pertanto i valori assunti non intendono in alcun modo rappresentare una reale quantificazione degli elementi che si renderanno realmente necessari in fase progettuale.

9.3 Analisi economica di massima

Sulla base delle soluzioni identificate nella sezione precedente e dei livelli di domanda termica e frigorifera attesa, è possibile condurre una valutazione economica di massima. Essa conterà delle seguenti 3 fasi elementari:

1. Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo;
2. Stima dei proventi annui dalla vendita di calore;
3. Calcolo di indicatori sintetici, ed in particolare del tempo di ritorno atteso dell'investimento.

9.3.1 Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo

Il costo complessivo d'investimento include diverse componenti, tra cui:

- Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo
- Costo per l'acquisto della rete, degli elementi accessori e della componentistica di controllo e misura, escluso ciò che si è assunto di comprendere nel costo delle sottostazioni;
- Costo delle opere civili per la posa delle condotte di distribuzione e realizzazione in-situ di elementi speciali, saldature e tutto quanto attiene alla posa;
- Costo delle sottostazioni di distribuzione, inclusivo dei costi per scambiatori di calore, contabilizzatore di calore ed elementi di controllo/misura/sicurezza.

Tutte le sopraccitate componenti di costo saranno calcolate sia per lo scenario A (oneri di connessione alla rete in carico al privato che richiede la fornitura di calore) che per quello B (oneri relativi alle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete).

Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

Tale componente di costo è calcolata sulla base di valori medi, tratti da report o databases [20,22], e rispettivamente pari a $c_{exhausts}^{alta T} = 110 \text{ €/kW}$ per lo scambiatore a recupero ad alta temperatura dai gas di scarico ed a $c_{cjlw}^{bassa T} = 130 \text{ €/kW}$ per lo scambiatore a piastre per il recupero a bassa temperatura; tali costi unitari sono comprensivi degli oneri per installazione. Di conseguenza si ottiene:

$$C_{retrofit}^{centrale} = \sum_{j \in \{1,3\}} c_{exhausts}^{alta T} \cdot (H_{exhausts}^{alta T})_j + c_{cjlw}^{bassa T} \cdot (H_{cjlw}^{bassa T})_j \quad (2)$$

La quale, sulla base delle potenzialità termiche di recupero mostrate in **Tabella 86**, porta a calcolare per entrambi gli scenari (i quali si differenziano per altre componenti di costo ma, per le assunzioni fatte, non per quella relativa al retrofit in assetto cogenerativo della centrale), il seguente costo:

$$C_{retrofit}^{centrale} = 179,5 \text{ k€}$$

Costo per acquisto di rete ed elementi speciali

Il costo unitario di acquisto di questa tipologia di rete, in €/m, è ben approssimato dalla seguente relazione quadratica:

$$C_{unitario}^{rete} = 0,0011 \cdot DN^2 + 0,6128 \cdot DN + 12,46$$

Una volta implementata sui rami principali delle dorsali, tale espressione analitica conduce al calcolo dei costi complessivi mostrati in **Tabella 88**.

Tabella 88 Calcolo del costo delle reti di distribuzione, con riferimento ai rami di dorsale principali

	Lunghezza [m]	SCENARIO A			SCENARIO B		
		DN [mm]	$c_{rete}^{unitario}$ [€/m]	C_{ramo}^{totale} (2 tubi) [€]	DN [mm]	$c_{rete}^{unitario}$ [€/m]	C_{ramo}^{totale} (2 tubi) [€]
T1	106,65	65	56,94	12145	80	68,52	14616
T2	112,77	65	56,94	12842	80	68,52	15455
Tb2	148,06	65	56,94	16861	80	68,52	20291
T3	118,99	50	45,85	10911	50	45,85	10911
Tb1	197,42	50	45,85	18103	50	45,85	18103
Tot. rami dorsali	683,89	-	-	70863	-	-	79377

A tali costi occorre aggiungere, in primo luogo, i costi relativi alle reti capillari (ad alta ramificazione) interni alle singole aree. In tali aree non si è effettuato, come è ovvio, uno specifico dimensionamento di ogni tratto della rete, per cui può avere senso supporre una potenza trasferita media all'interno di ogni area, cui far corrispondere un diametro medio delle tubazioni installate nell'area e, quindi, un corrispondente costo unitario e costo totale. Tali costi sono presentati in **Tabella 89** per i due scenari A e B; sebbene l'ipotesi di installazione di rete ad elevata ramificazione richieda una copertura pressoché totale delle aree in esame, sussistono delle moderate differenze di costo d'investimento tra i due scenari, connessi alle diverse

potenze medie trasferite e ad un fattore riduttivo che tiene conto di eventuali utenze non raggiunte dalla rete (nel caso in cui alcuni residenti piuttosto periferici non chiedano, specie nello scenario A, di connettersi alla rete evitando così di sostenere gli oneri di connessione).

Tabella 89 Costi stimati per le reti ad elevata ramificazione intra-area

	Lunghezza [m]	Scenario A				Scenario B			
		P _{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	c ^{rete} _{intra-area} [€]	P _{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	c ^{rete} _{intra-area} [€]
Area 1	1207	37,833	DN25	28,47	48104	73,032	DN32	33,20	64108
Area 2	1961	27,422	DN20	25,16	69063	73,116	DN32	33,20	104156
Totale					117168				168264

Infine, occorre considerare il costo degli elementi speciali. Riferendosi ai soli elementi indicati nella sezione precedente, si può ipotizzare come costo:

$$C_{muffole} = 10 \cdot 130 \text{ €/cad.} + 20 \cdot 60 \text{ €/cad.} = 2500 \text{ €}$$

$$C_{derivazioni TEE} = 0 + 30 \cdot 180 \text{ €/cad.} = 5400 \text{ €}$$

Il costo complessivo dei suddetti elementi risulterebbe $C_{pezzi speciali} = 7900 \text{ €}$. Invero, le cifre appena calcolate non rappresentano una stima analitica, ma solo valori di riferimento puramente orientativi; ciò in quanto al livello di analisi della presente trattazione non è possibile quantificare il numero di elementi di ciascuna tipologia. Tuttavia, ciò che rassicura sull'uso di tale risultato complessivo in termini di $C_{pezzi speciali}$

è il fatto che esso risulti in ragionevole accordo con l'incidenza media dei costi dei pezzi speciali sul totale dell'acquisto per reti in materiale plastico, che in genere per tubazioni in materiale plastico vale

$$\frac{C_{pezzi speciali}}{C_{tubazioni lineari}} \cong 0.02 - 0.05. \text{ Pertanto, indipendentemente dal fatto che in fase più avanzata di studio di}$$

fattibilità risulti ben maggiore al previsto il numero richiesto di alcuni pezzi speciali e ben inferiore quello di altri, l'inclusione di un costo totale nell'ordine degli 8 k€ per l'acquisto di tali elementi appare una valutazione ragionevole.

Costo per opere civili e montaggio

Anche queste voci di costo, come le precedenti, risultano di difficilissima quantificazione al livello di dettaglio della presente analisi. Appare ragionevole pertanto l'assunzione di valori medi derivati dalla prassi relativa al teleriscaldamento urbano, con l'aggiunta di un fattore moltiplicativo pari ad 1,1 per tenere conto dei maggiori oneri per il trasferimento di macchinari e mezzi presso l'isola:

$$C_{opere civili} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{opere civili}}{C_{tubazioni lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni lineari} = 1,1 \cdot 0,94 \cdot C_{tubazioni lineari} = 1,03 \cdot C_{tubazioni lineari}$$

$$C_{montaggio} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{montaggio}}{C_{tubazioni lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni lineari} = 1,1 \cdot 0,24 \cdot C_{tubazioni lineari} = 0,264 \cdot C_{tubazioni lineari}$$

Tali costi, ovviamente, risulteranno diversi nell'ipotesi di scenario A e B, poiché diversi sono i costi associati all'acquisto delle tubazioni come già evidenziato nelle precedenti sottosezioni.

Costo per sottostazioni

Il costo delle sottostazioni viene stimato sulla base di due sole tipologie di utenza, ossia le grosse utenze alberghiere e le piccole residenziali. Esso include i costi per lo scambiatore di calore, il contabilizzatore di calore, gli organi di controllo e misura, i circolatori a portata variabile sul secondario ed, in particolare, le costose valvole a sfera da installare sul primario in corrispondenza delle derivazioni verso l'utenza. Tali costi sono stimati in maniera forfettaria, sulla base anche dei costi di allacciamento risultanti da indagini compiute per reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale, come segue:

$$C_{grosse utenze unitario sottostaz.} = 20 \text{ k€}$$

$$C_{residenziale unitario sottostaz.} = 3 \text{ k€}$$

Il numero di grosse utenze che si assume di servire è pari a 6 (tra cui cinque alberghi ed una scuola secondaria), mentre il numero di utenze residenziali risulta pari a 60 nello scenario A ed a 120 nello scenario B, conducendo quindi alla stima dei seguenti costi relativi alle sottostazioni di distribuzione:

$$C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{grosse utenze}} = 6 \text{ utenze} \cdot 20 \frac{\text{k€}}{\text{utenza}} = 120 \text{ k€}$$

$$C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{residenziale,A}} = 60 \text{ utenze} \cdot 3 \frac{\text{k€}}{\text{utenza}} = 180 \text{ k€}$$

$$C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{residenziale,B}} = 120 \text{ utenze} \cdot 3 \frac{\text{k€}}{\text{utenza}} = 360 \text{ k€}$$

Costo di investimento complessivo nei due scenari

Per ciascuno scenario è possibile, a questo punto, stimare un costo complessivo degli interventi da eseguire e dei materiali da acquisire per il retrofit della centrale e la realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita alle grosse utenze centralizzate ed a quelle residenziali distribuite nella parte della comunità di Ustica esaminata:

$$C_{\text{totale}} = C_{\text{retrofit}}^{\text{centrale}} + C^{\text{frigorif.}} + C_{\text{totale}}^{\text{rami}} + C_{\text{rete}}^{\text{intra-Area}} + C_{\text{pezzi speciali}} + C_{\text{opere civili}} + C_{\text{montaggio}} (+ C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{grosse utenze}} + C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{residenziale}})$$

Le componenti di costo relative alle sottostazioni sono indicate entro parentesi a voler ricordare che sono da includere nel costo totale d'investimento solo nello scenario B, che prevede che siano sostenute a carico della società proprietaria/gestore della rete o, comunque, non dai privati che avanzano richiesta di allacciamento.

Sulla base dei costi presentati nelle precedenti sottosezioni, si ottiene:

$$C_{\text{totale}}^{\text{scenario A}} \cong 179,5 + 70,8 + 117,2 + 7,9 + 193,6 + 49,6 = 618,6 \text{ k€}$$

$$C_{\text{totale}}^{\text{scenario B}} \cong 179,5 + 79,4 + 168,3 + 7,9 + 255,1 + 65,4 + 120 + 360 = 1.235,4 \text{ k€}$$

9.3.2 Stima dei proventi annui dalla vendita di calore

La stima dei proventi annui dalla vendita di calore discende direttamente dalle assunzioni già fatte relativamente alle frazioni della domanda della comunità isolana che si assume di coprire tramite produzione centralizzata in teleriscaldamento/raffrescamento, nonché dalla fissazione di una tariffa di fornitura del calore. In piena coerenza con i valori medi registrati per le reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, nella presente indagine di fattibilità di massima si assumeranno i seguenti prezzi del calore contabilizzato a ciascun utente:

- Calore per acqua calda sanitaria: 45 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze residenziali: 90 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze del settore terziario: 70 €/MWh

Per quanto riguarda la fornitura di acqua fredda per il soddisfacimento dei fabbisogni di raffrescamento ambientale, si assume che il prezzo unitario di cui alla voce c. dell'elenco di cui sopra, per utenze del terziario, sia maggiorato di un fattore 1,2, per tenere conto dell'efficienza di conversione delle macchine ad assorbimento e della necessità di ammortizzarne il costo.

In **Tabella 90** e in **Tabella 91** sono riassunti i ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera, su base annua.

Tabella 90 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento A

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	212,49	90	19124,22
Riscaldamento - terziario	158,22	70	11075,28
ACS residenziale + terziario	153,36	45	6901,00
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			37100,50

Tabella 91 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento B

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	637,47	90	57372,67
Riscaldamento - terziario	173,34	70	12133,68
ACS residenziale + terziario	275,94	45	12417,43
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			81923,78

9.3.3 Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

Sulla base delle stime effettuate in relazione ai costi di investimento ed ai ricavi annui dalla vendita di energia termica e frigorifera al bacino di potenziali utenze identificato, è possibile calcolare alcuni indicatori sintetici, ed in particolare si focalizzerà l'attenzione sui seguenti:

- Valore Attuale Netto, calcolato sviluppando un'analisi in moneta costante e definito come:

$$VAN^{scenario} = -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{n_{life}} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j}$$

in cui n_{life} indica la vita utile attesa dell'installazione, che può essere assunta pari a 30 anni come di consuetudine nello studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento, mentre i_{def} rappresenta il tasso di interesse deflazionato, che nella presente analisi sarà supposto pari a 0,05 (ossia al 5%).

- Discounted Payback Time, calcolato come:

$$DPT^{scenario} = \min k \left[-C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^k \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j} \geq 0 \right]$$

- Profitability Index, calcolato come:

$$PI^{scenario} = \frac{VAN^{scenario}}{C_{totale}^{scenario}}$$

Con riferimento ai due scenari in esame, i valori assunti dai sopraelencati indicatori sono presentati in **Tabella 98**.

Tabella 92 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

	Scenario A	Scenario B
Valore Attuale Netto [k€]	-48,3	23,9
Discounted Payback Time [anni]	-	-
Profitability Index [-]	-0,078	0,019

Si può sottolineare come:

- Entrambi gli scenari presentano un Valore Attuale Netto del flusso di cassa molto ridotto, leggermente negativo per lo scenario A ed appena positivo per quello B;
- Il tempo di ritorno dell'investimento è pertanto definito solo per lo scenario B, e risulta solo di poco inferiore alla vita utile attesa della rete (assunta pari a 30 anni). Tuttavia, il valore molto ridotto del VAN per lo scenario A fa comprendere come le risultanze associate ai due scenari non sono particolarmente diverse, e se la vita effettiva della rete superasse di poco quella attesa, anche per lo scenario A si giungerebbe in prossimità del 31°-32° anno ad un ritorno dell'investimento;
- In entrambi i casi il Profitability Index risulta molto inferiore all'unità (ed addirittura negativo per lo scenario A), il che suggerisce chiaramente come l'alternativa "non investire" rappresenti di gran lunga la scelta economicamente più ragionevole.

Si può tuttavia osservare come a conclusioni più promettenti dal punto di vista della fattibilità economica dell'investimento si giungerebbe qualora, nell'ambito di Progetti finalizzati allo sviluppo territoriale in ambito Europeo o Nazionale, si rendesse disponibile un finanziamento per la realizzazione delle infrastrutture a rete. Poiché i costi per l'acquisto e la posa della rete costituiscono una frazione molto elevata dei costi complessivi d'investimento attesi, ove parte di tali costi non fosse a carico della società proprietaria/gestore della rete i tempi di ritorno attesi e l'indice di profitto dell'investimento risulterebbero significativamente migliori, lasciando intravedere margini per una fattibilità di massima. Inoltre, occorre tenere conto che a partire dal 2011 gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) vedono riconosciuti titoli di efficienza energetica commisurati al risparmio energetico prodotto e calcolabili tramite le espressioni di cui al D.M. 5 settembre 2011. Nel caso in esame non è in alcun modo possibile verificare a priori se l'impianto esistente, modificato in assetto cogenerativo secondo i criteri progettuali discussi in precedenza, possa essere riconosciuto come "impianto CAR", né quale frazione della produzione annua verrebbe qualificata "da cogenerazione" secondo l'articolata disciplina presentata in [25]. Pertanto, è qui di seguito condotta un'ulteriore analisi economica basata sulle seguenti precise ipotesi:

1. L'impianto risulta qualificato come "Cogenerazione ad Alto Rendimento", ma non raggiungendo nel corso dell'anno un'efficienza media superiore al 75%, vede la quantità di energia elettrica ed il consumo di combustibile rispettivamente prodotti e consumati "in cogenerazione", E_{CHP} ed F_{CHP} , calcolati secondo le espressioni di cui al D.M. 4 agosto 2011. Vengono pertanto riconosciuti dei certificati bianchi (o TEE), il cui numero è calcolato tramite l'espressione di cui al D.M. 5 settembre 2011 ed il cui prezzo medio è supposto, in moneta costante e sulla vita utile dell'impianto, pari a 90 €/TEE;
2. Una frazione pari al 40% dei costi relativi alle opere civili, all'acquisto dei componenti della rete di distribuzione ed alla posa degli stessi coperta tramite finanziamenti di natura pubblica.

Nelle suddette ipotesi, si calcolano innanzitutto i possibili introiti derivanti dalla vendita dei Certificati Bianchi riconosciuti, che sono presentati in **Tabella 93**.

Tabella 93 Ricavi connessi alla vendita di certificati bianchi, sulla base delle ipotesi di lavoro proposte

	H_{CHP} [MWh]	E_{CHP} [MWh]	F_{CHP} [MWh]	RISP [MWh]	CB (DM 5 settembre 2011)	P_{CB} [€/CB]	Ricavo [€]
Scenario A	524,1	447,4	1278,2	276,6	31	90	2790
Scenario B	1086,8	927,7	2650,6	573,7	64	90	5760

In **Tabella 94** sono riportati i risultati economici ottenuti nelle suddette ipotesi.

Tabella 94 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento, nell'ipotesi di accesso ai Certificati Bianchi e di copertura di parte dei costi di realizzazione della rete tramite finanziamento pubblico

	Scenario A	Scenario B
Finanziamento pubblico [k€]	175,6	422,4
Valore Attuale Netto [k€]	170,2	535,5
Discounted Payback Time [anni]	16 anni e 7 mesi	13 anni e 9 mesi
Profitability Index [-]	0,384	0,659

Si osserva come l'inclusione dei possibili proventi dalla vendita di Certificati Bianchi e di accesso ad un possibile finanziamento pubblica per la copertura di una frazione dei costi di realizzazione della rete consenta di conseguire condizioni che, seppur ancora non pienamente attrattive dal punto di vista dell'investimento, consentono almeno il recupero dell'investimento ampiamente entro la fine vita attesa dell'impianto.

Occorre sottolineare come la presente trattazione può rappresentare nulla di più che uno studio di pre-fattibilità di massima. Nel corso della trattazione, infatti, si è sottolineato più volte come le conclusioni

raggiunte risultano condizionate da un notevolissimo numero di assunzioni (in genere gestite tramite l'uso di fattori di correzione) alle quali, peraltro, le risultanze dello studio sono ovviamente molto sensibili. Del resto la conduzione più puntuale di uno studio di fattibilità per un bacino territoriale così particolare quale una comunità isolana avrebbe richiesto un'attività preliminare d'indagine del tutto incompatibile con le modalità di sviluppo del presente progetto.

10 Pantelleria

L'isola di Pantelleria al 2011 consta di una popolazione residente pari a 7364 e si estende per circa 84,53 km². L'analisi muove da una preliminare suddivisione del bacino territoriale di interesse in un numero convenientemente ridotto di "Aree", identificate sulla base di condizioni specifiche del sito (disposizione del tessuto urbanistico ad uso abitativo/commerciale/industriale, eventuali variabili orografiche quali dislivelli significativi, barriere architettoniche, ecc.) e con l'obiettivo di vedere associata a ciascuna area una "massa critica", in termini di consumo di energia su base annua, sufficientemente significativa. Nel caso di Pantelleria, una volta osservato come il parco edilizio ad uso residenziale sia caratterizzato da ridotta densità abitativa, si sono identificate in corrispondenza della superficie maggiormente urbanizzata 2 Aree (coincidenti con le areole rappresentate in colori diversi in **Figura 70**); è evidente come l'insieme delle singole abitazioni isolate identificabili al di fuori di queste aree risulti di scarso interesse per la distribuzione di acqua calda e fredda, in virtù della modesta densità di domanda termica che ci si può attendere. Alle due aree in esame occorre aggiungere 2 utenze puntuali, rappresentate dall'Aerostazione (che, in virtù dei notevoli fabbisogni termici e frigoriferi per il condizionamento ambientale, può rappresentare un'utenza significativa per il presente studio di pre-fattibilità) ed una micro-area a sud-ovest del centro più densamente abitata, dove sono ubicati alcuni alberghi a 2 ed a 3 stelle, identificabili anche essi in **Figura 70**.

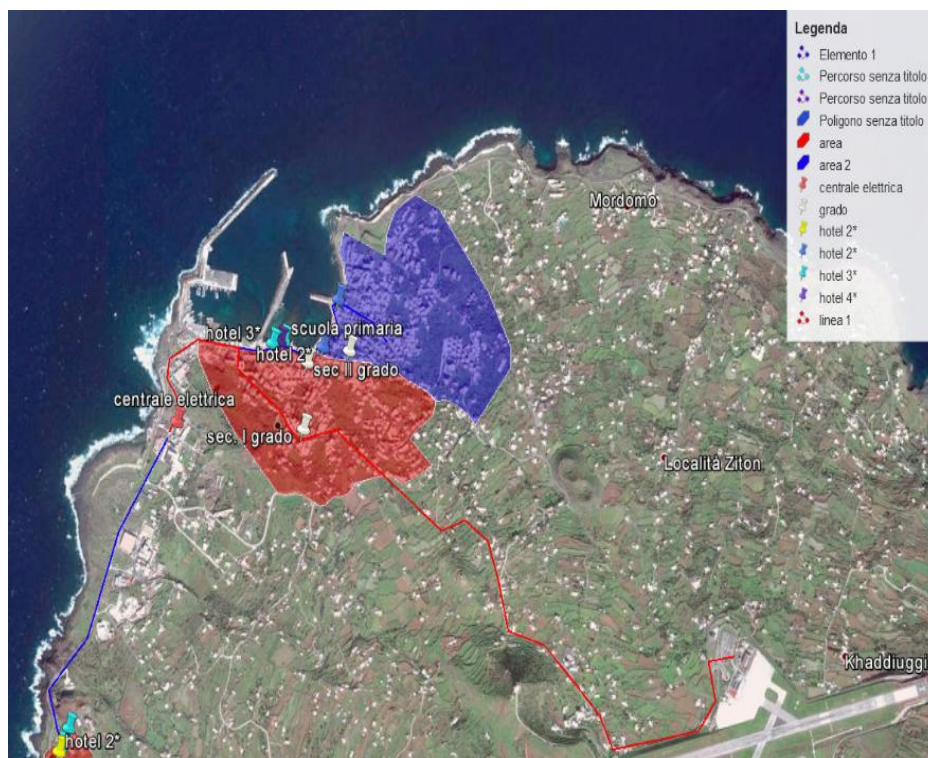


Figura 70 Aree di rilievo per la valutazione del potenziale di sfruttamento del teleriscaldamento/teleraffrescamento a Pantelleria

La centrale termoelettrica di Pantelleria "S.MED.E. Pantelleria s.p.a." si trova all'esterno dell'insediamento urbano a circa 1,5 Km a sud-ovest dal suo centro (36°49'40.4"N 11°56'04.0"E). Essa ha una potenza nominale totale di 25027 kW ed è composta da 8 gruppi elettrogeni di diversa targa (**Tabella 95**).

Tabella 95 Gruppi elettrogeni della Centrale S.MED.E. Pantelleria S.p.A.

gruppo 1	gruppo 2	gruppo 3	gruppo 4	gruppo 5	gruppo 6	gruppo 7	gruppo 8
1188 kW	5040 kW	2928 kW	2920 kW	3089 kW	2582 kW	1760 kW	5520 kW

I gruppi elettrogeni funzionano a rotazione in funzione della domanda di energia elettrica richiesta dalle utenze dell'isola e delle relative fermate (programmate o meno) consentendo un ciclo di produzione/distribuzione di energia elettrica continuo nelle 24 ore e per l'intero anno. I dati in possesso per il 2014, forniti dal gestore, indicano una produzione annua 44038 MWh/a con un picco nel mese di agosto pari a 9400 kW e un consumo complessivo di carburante di 9.540.499 kg. Produzione e picchi mensili così come l'andamento dei picchi giornalieri per i giorni tipo estivo e invernale sono rappresentati in **Figura 71**.

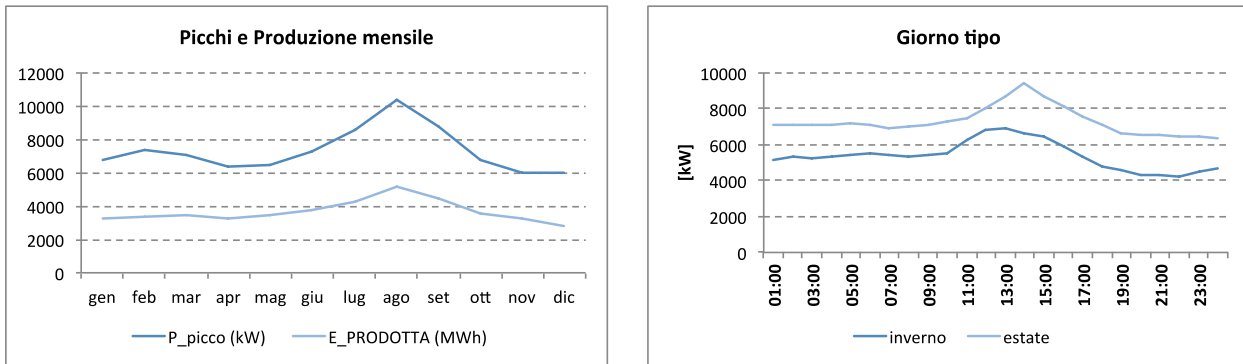


Figura 71 Centrale elettrica Centrale S.MED.E. Pantelleria S.p.A.

In linea di carattere generale, il numero di utenze residenziali è equamente distribuito all'interno dei due bacini di utenze (**Figura 72**); nello specifico dall'analisi dei dati statistici si evince che gli edifici sono stati costruiti prevalentemente in muratura (84%) dopo il 1950 (47%; mentre il 32% risulta costruito ante 1900) e si trovano principalmente all'interno del centro abitato (65%); inoltre il 50% delle abitazioni occupato da popolazione residente. Mentre gli alberghi si concentrano nell'area 2, per un totale di 551 posti letto distribuiti su 6 strutture, così come i plessi dell'Istituto Statale Omnicomprensivo Istruzione Secondaria e del Circolo Didattico "A.D'Ajetti". L'area 0 da sola invece consta di 221 posti letto su due sole strutture, cosa che rende agevole l'intervento impiantistico (**Figura 72**).

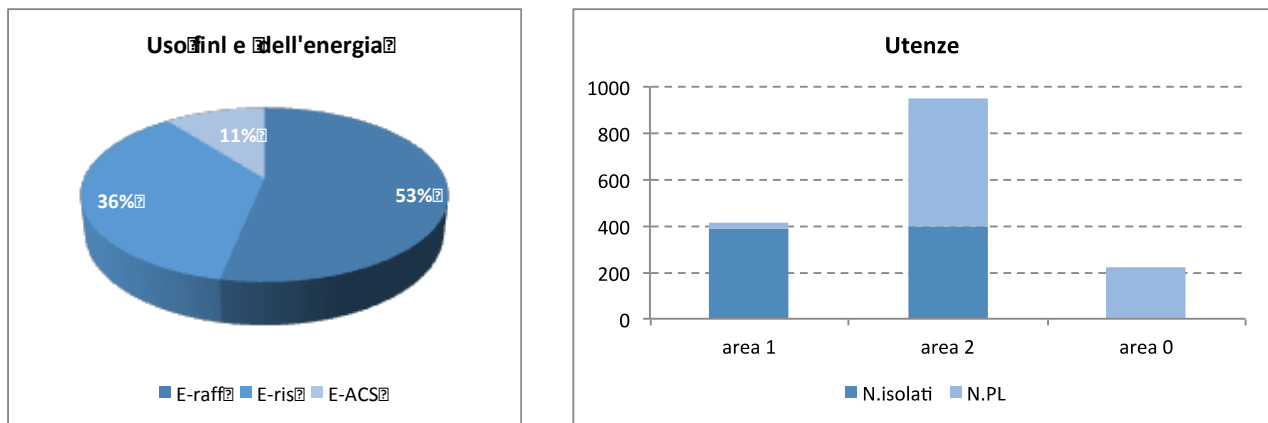


Figura 72 Caratterizzazione delle utenze e uso finale dell'energia.

L'andamento mensile del fabbisogno termico per ciascun bacino di utenze in funzione della loro destinazione d'uso e dell'uso finale dell'energia è di seguito descritto in **Figura 72**.

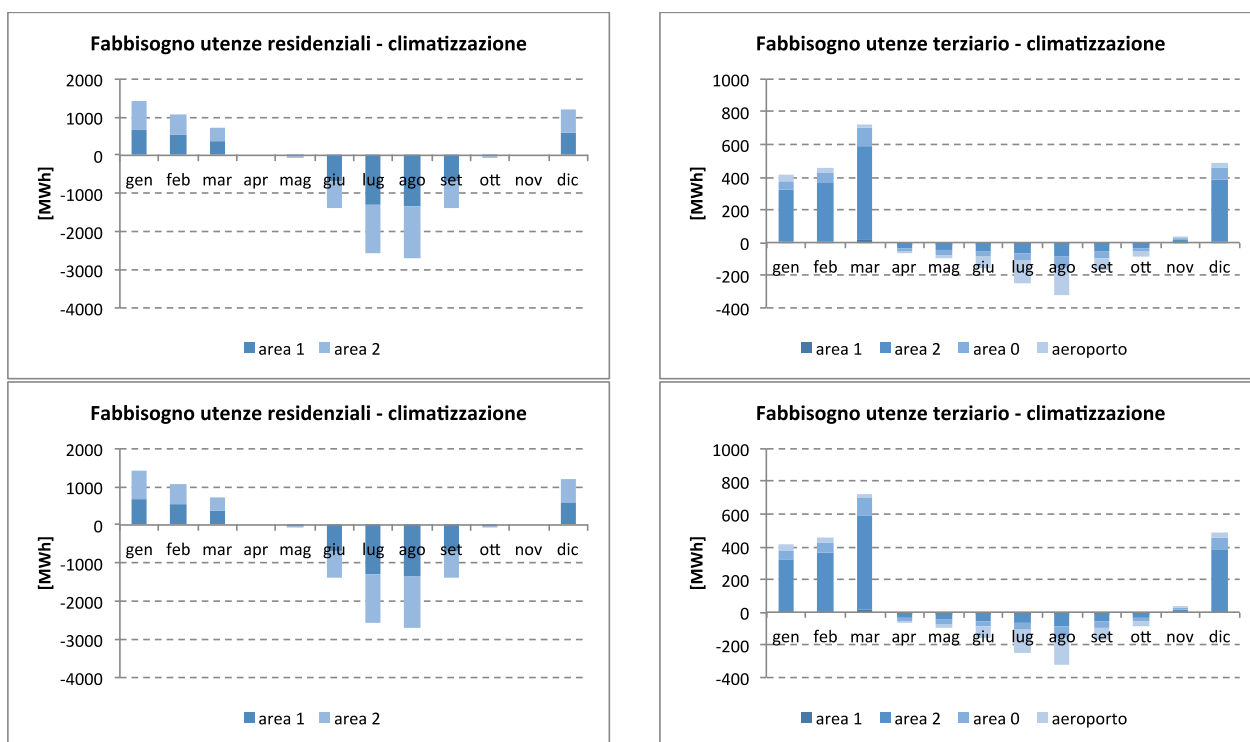


Figura 73 Fabbisogno termico per ciascun bacino di utenze

La presente trattazione descrive, con riferimento all'isola di Pantelleria, un'analisi di pre-fattibilità per una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento asservita alla comunità isolana ed alimentata tramite recuperi termici dai motori già presenti nella centrale elettrica installata nell'isola.

L'analisi consta delle seguenti sezioni:

1. Studio della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento;
2. Definizione di parametri progettuali di massima dei moduli di recupero e delle reti di distribuzione del calore e/o del freddo;
3. Analisi economica di massima.

La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l'ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

10.1 Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento

10.1.1 Scenario di contesto

È a questo punto necessario procedere all'identificazione di un percorso preferenziale per l'installazione delle principali dorsali di una possibile rete di distribuzione, volta ad assicurare la copertura delle 2 aree identificate e delle utenze aeroportuale ed alberghiere decentrate. Si è a tal fine assunto che la soluzione più agevole sia rappresentata da un percorso delle dorsali della rete di distribuzione che insista preferibilmente su strade principali, ed al più secondarie ma non private, così da evitare possibili conflitti relativi alla proprietà ed alla destinazione d'uso delle superfici interessate. L'assunzione fatta non tiene in considerazione l'eventuale sussistenza di difficoltà connesse al valore storico, culturale o turistico dei tratti

interessati, all'eventuale pregio di coperture e basolati, e ad ogni ulteriore fattore che avrebbe richiesto di spingere l'indagine ad un livello di dettaglio più elevato e con valutazioni di natura più qualitativa. Al fine di procedere quindi ad una più sistematica analisi del potenziale di ciascuna area o utenza decentrata, si è proceduto ad una loro numerazione consecutiva ed all'identificazione di un percorso di massima per una dorsale principale di distribuzione su cui, eventualmente, si potessero innestare all'interno di ciascuna area eventuali micro-reti di distribuzione più capillari che rendessero raggiungibile ciascuna utenza servita. La rappresentazione di questo schema di massima è mostrata in **Figura 74**.

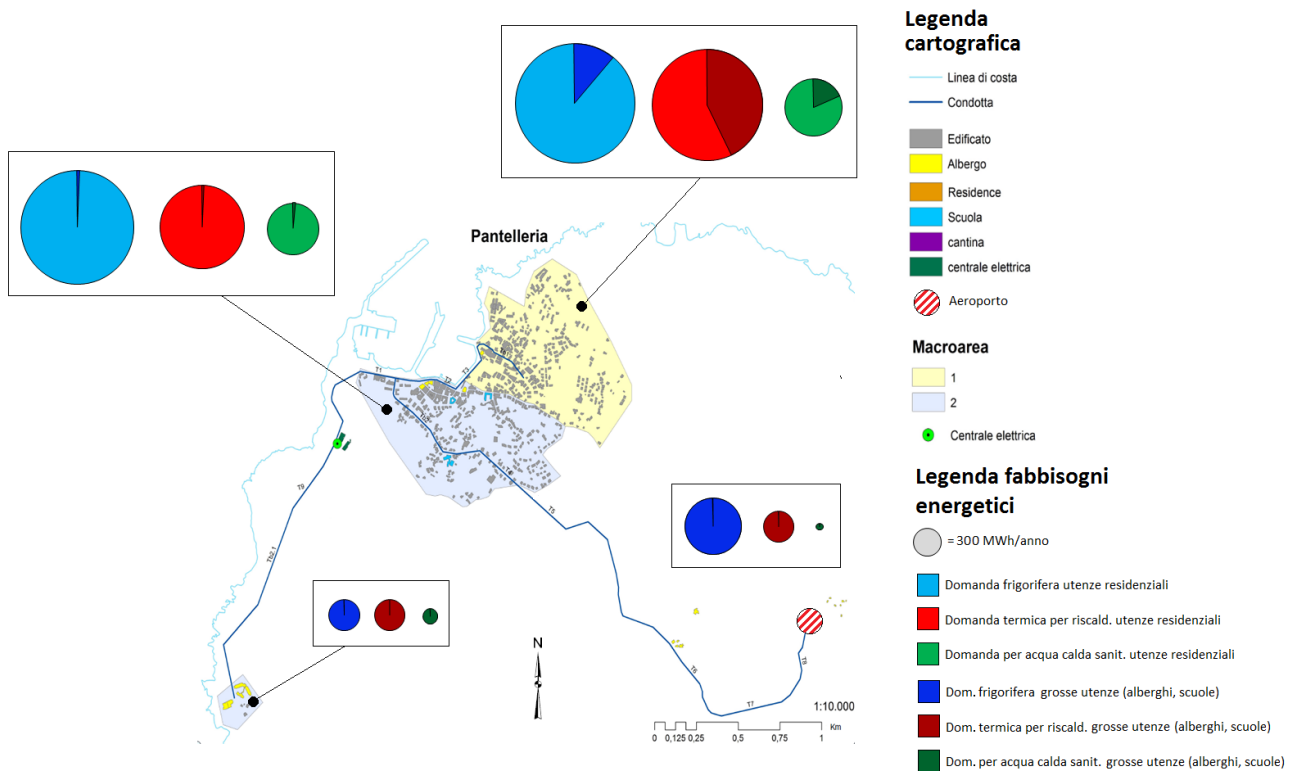


Figura 74 Rappresentazione semplificata delle aree di riferimento e della geometria delle possibili dorsali principali di distribuzione

Si può osservare come:

- I rami delle principali dorsali di distribuzione siano stati numerati consecutivamente da T1 a T9, al fine di rendere agevole una loro gestione tabellare;
- Sono inclusi nel lay-out dei rami con numerazione del tipo "Tbn", in cui n indica il numero dell'area il cui baricentro è collegato alla dorsale principale dal ramo in esame.

Al fine di rendere intuitiva la distribuzione dei fabbisogni di energia nelle medesime aree, in **Figura 75** sono mostrate, tramite la classica metodologia dei "grafici a bolle", e quindi a mezzo di areole circolari la cui superficie è proporzionale ai fabbisogni (con scala fissata dall'areola circolare in grigio inserita in legenda), le richieste di energia frigorifera, termica per riscaldamento e termica per Acqua Calda Sanitaria (ACS). Sono peraltro identificate, all'interno delle stesse areole circolari, le frazioni riconducibili ai fabbisogni da parte di utilizzatori residenziali e quelle relative alle poche grosse utenze identificate (essenzialmente alberghi, scuole e l'aeroporto). Ciò in quanto, come si vedrà più avanti nella presente sezione, mentre la connessione di grosse utenze risulta piuttosto agevole in virtù della notevole richiesta di energia, che può favorire la scelta di connessione ad una rete di distribuzione, ben diverse sono le valutazioni relative alla possibilità di

connessione da parte di piccole utenze residenziali, peraltro caratterizzate da notevole stagionalità delle presenze.

10.1.2 Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco

La metodologia che si adotta per l'identificazione di una configurazione di massima della rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento è la medesima adottata dalle principali società del settore del District Heating allorché, nella progettazione di nuove reti urbane/metropolitane o nell'esercizio di quelle esistenti, si pongono il problema dell'estensione periferica ottimale della rete verso aree sub-urbane caratterizzate da minore densità abitativa e/o di richiesta termica (le cosiddette *low heat density areas*).

In tal senso, il concetto di "densità di carico termico" di seguito utilizzato non va inteso come "consumo annuo per unità di superficie", misurabile in MWh/(anno*m²), bensì come "consumo annuo per metro di sviluppo lineare della potenziale rete che serve quella superficie", misurabile quindi in MWh/(anno*m). E' allora necessario quantificare preliminarmente lo sviluppo lineare (in metri) della rete di distribuzione del calore da installare per servire ciascuna area. A tal fine, in virtù della modesta incidenza (evidenziata in **Figura 74**) delle grosse utenze puntuali (alberghi, scuole, ecc.) sul totale dei fabbisogni energetici, è certamente conveniente considerare solo una rete di teleriscaldamento "ad alta ramificazione", basata sull'assunzione di installare, oltre alle dorsali principali di rete mostrate in **Figura 74**, anche una micro-rete capillare (presumibilmente comprendente tubazioni di minore diametro rispetto a quelle delle dorsali principali) all'interno di ciascuna area, in modo da rendere raggiungibile ciascun possibile utilizzatore residenziale presente nell'area.

Una volta denominata con l_i la lunghezza relativa ad ogni ramo di dorsale principale e con $l_j^{tot} = \sum_{Area j} l_j^k$ la

lunghezza totale dei rami interni della rete j (nell'ipotesi di rete ad elevata ramificazione), è possibile avviare il calcolo della lunghezza totale della rete necessaria alla distribuzione di fluidi termovettori caldi o freddi in ciascuna area. A tal fine è necessario però formulare una premessa metodologica. Numerosi rami di dorsale principale sono "condivisi" tra le diverse aree, ossia vedono il loro sviluppo utile per la distribuzione dei fluidi termovettori in più di una delle aree esaminate. Con riferimento allo schema presentato in **Figura 74**, è ad esempio possibile osservare come il ramo Tb2 sia utilizzati per la distribuzione dei fluidi termovettori sia verso l'Area 2 sia verso il sedime aeroportuale; al contrario, il ramo T3 ad esempio è funzionale alla distribuzione dei fluidi termovettori solo verso l'area 1. Può essere quindi opportuno sviluppare, in forma tabellare, un quadro sinottico che sintetizzi la relazione tra gli specifici rami di dorsale principale e le aree da essa servite; tale quadro è presentato in **Tabella 96**, unitamente ai dati sulle lunghezze in pianta di ciascun ramo.

È a questo punto possibile sviluppare il calcolo della lunghezza equivalente di rete associata alla distribuzione di calore verso ogni area. Nel far ciò, si formula la seguente assunzione: ciascun ramo "i" di dorsale il cui impiego è funzionale alla distribuzione del fluido termovettore verso N aree, vedrà imputata a ciascuna di esse una lunghezza equivalente pari ad l_i/N . Sebbene tale approccio sia semplificativo, in quanto a rigore nella suddetta espressione ciascuna area andrebbe ponderata con i propri fabbisogni termici e frigoriferi, esso risulta adeguato (stante l'approssimativa omogeneità dimensionale tra le aree) per questa fase assolutamente preliminare in cui si elabora solo una definizione di massima dell'estensione della rete, senza procedere al dimensionamento di dettaglio di ciascun suo ramo. I risultati sono presentati in **Tabella 96**.

Tabella 96 Quadro sinottico delle aree servite da ciascun ramo di dorsale principale

Ramo di dorsale	Lunghezza [m]	Area 1	Area 2	Aeroporto	Area "0" (alberghi)
T1	721,60	x	x		
Tb2	514,66		x	x	
T2	371,51	x	x		
T3	411,72	x			
Tb1	229,85	x			
T4	624,04		x	x	
T5	1147,71			x	
T6	409,07			x	
T7	601,94			x	
T8	423,04			x	
T9	422,60				x
Tb2.1	1128,09				x

Tabella 97 Lunghezze equivalenti relative alla distribuzione dei fluidi termovettori nelle diverse aree

	dorsali, $\sum(1/N) \cdot l_j$	Rami interni, l_j^{tot}	Lunghezza totale scenario alta ramificazione
Area 1	1188	3420	4608
Area 2	1116	2550	3666
Aeroporto	3151	0	3151
Area "0" (alberghi)	1551	0	1551

In **Tabella 97** è possibile osservare la lunghezza dei rami di dorsali complessivamente allocata su ciascuna area o utilizzatore puntuale (1° colonna) e la lunghezza dei rami interni relativi all'ipotesi di servire tutte le possibili utenze (2° colonna). Le lunghezze presentate in **Tabella 97** sono da intendersi come "metri di sviluppo in pianta della rete", e non come "metri di tubazione di cui effettuare la posa"; infatti, nella quasi totalità dei tratti la lunghezza in metri complessiva delle tubazioni potrà essere ottenuta moltiplicando i sopraccitati metri di sviluppo della rete per un fattore 2, così da tener conto della posa congiunta delle tubazioni di mandata e ritorno.

È a questo punto possibile implementare la metodologia di valutazione tipica per la fattibilità di reti di distribuzione del calore e/o del freddo nell'ambito di *low heat density areas*, basata sul calcolo del costo unitario di distribuzione del calore, C_d , in funzione della densità lineare di richiesta termica annua Q_s/L . L'espressione analitica utilizzata è stata presentata nel report di dettagli relativo allo studio di pre-fattibilità per l'isola di Lampedusa.

Come già descritto nella trattazione introduttiva, si effettuano preliminarmente due diverse distinzioni. In primo luogo, si distinguono i seguenti casi:

- Ipotesi di servire solo le utenze "Acqua calda sanitaria" e "riscaldamento";
- Ipotesi di servire, oltre alle utenze "acqua calda sanitaria" e "riscaldamento", anche quelle relative al raffrescamento degli edifici nei quali è possibile sopporre una produzione centralizzata dell'energia frigorifera (con distribuzione di acqua o aria fredda), come nel caso delle utenze alberghiere. In tale caso si suppone ovviamente che alla distribuzione di acqua calda faccia seguito una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Un'ulteriore ed altrettanto rilevante classificazione è stata introdotta sulla base del soggetto deputato all'installazione ed alla copertura dei costi relativi alle sottostazioni di distribuzione. Tali sottostazioni, che

in ogni caso richiedono un contabilizzatore di calore ed una serie di sistemi di controllo e misura, prevedono l'installazione di scambiatori di calore a piastre (con "temperature approach" estremamente basso, nell'ordine dei 2-4°C) nel caso di accoppiamento cosiddetto "indiretto"; nel caso in esame, tale forma di accoppiamento risulta senz'altro preferibile in virtù della maggiore affidabilità ed indipendenza della rete primaria da eventuali problematiche occorrenti sulle reti secondarie o sui disconnettori idraulici.

Con riferimento a tale classificazione, si distinguono i due seguenti scenari:

A. Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico dell'utente, che chiede allacciamento alla rete di distribuzione. In tale caso, poiché il costo delle stazioni di sottodistribuzione è piuttosto elevato (variando in genere dai 3000 ai 20000 € al variare della potenzialità della sottostazione), si suppone un tasso di "connessione" delle utenze distribuite molto basso, ed in particolare pari a:

- 10% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 30% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

Tali percentuali tengono conto del fatto che, oltre alla sussistenza di barriere connesse al costo di connessione, si possono presupporre difficoltà ben più strutturali connesse all'impossibilità di utilizzare, per buona parte del parco residenziale isolano, l'alimentazione tramite acqua calda/fredda prodotte a livello centralizzato. L'assunzione dello 0% di utenze residenziali interessate alla fornitura di acqua fredda per il raffrescamento ambientale, ad esempio, discende dal fatto che pressoché tutte le residenze, siano esse adibite ad uso abitativo o ad accoglienza turistica nel periodo estivo, vedono presumibilmente installate unità split e, pertanto, non potrebbero essere servite tramite acqua fredda a meno di onerose modifiche dell'attuale assetto impiantistico;

B. Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico della società proprietaria/gestore della rete. In tale ipotesi, si suppongono i seguenti tassi di "connessione":

- 30% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 60% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

In entrambi gli scenari A e B, per il calcolo della domanda termica da coprire tramite rete di distribuzione si introdurrà, oltre ai suddetti coefficienti riduttivi connessi alle richieste di connessione alla rete da parte dei privati, anche un ulteriore fattore riduttivo pari a 0,8 per tener conto di un ragionevole fattore di contemporaneità tra la disponibilità dei recuperi termici dalla centrale ed i fabbisogni di calore dell'utenza.

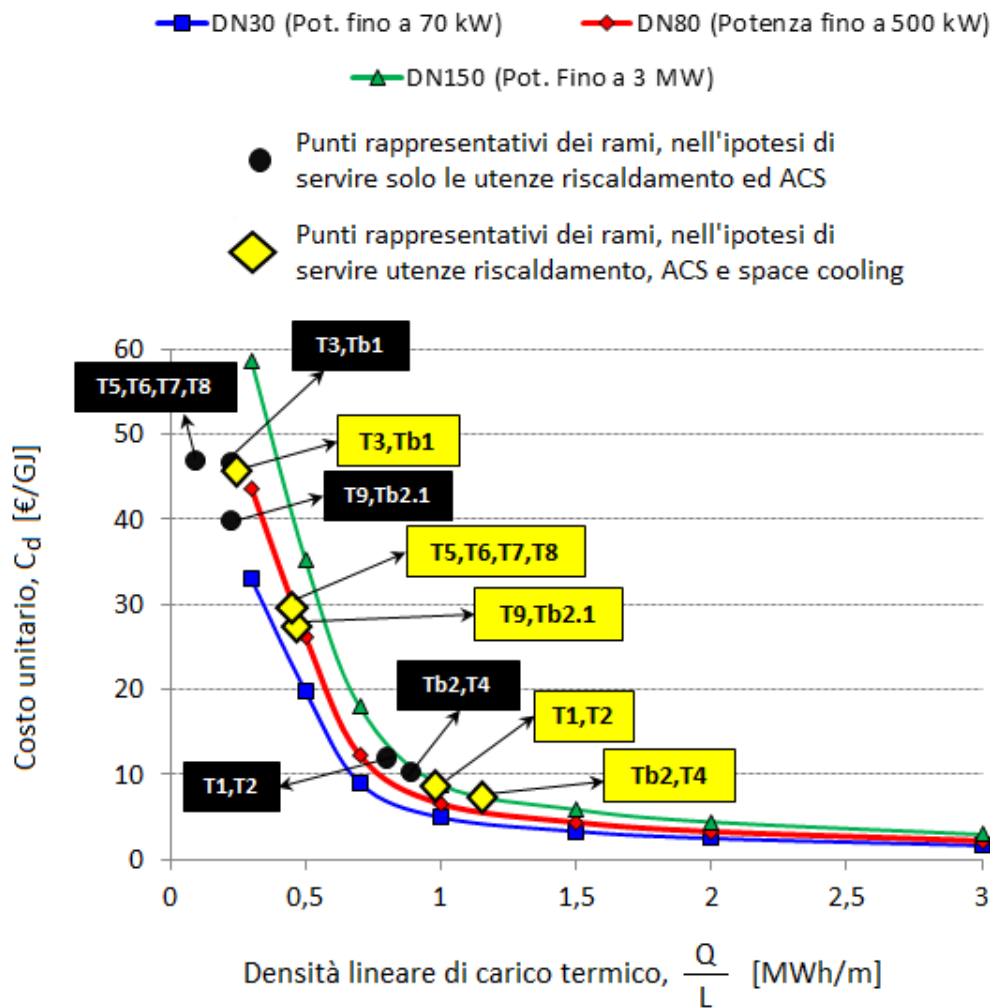


Figura 76 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dall'azienda proprietaria/gestore della rete

In **Figura 76** sono rappresentate tre curve del costo unitario di distribuzione del calore, C_d , ottenute assumendo tre diversi diametri DN30, DN80 e DN150 cui si associano, per una rete che distribuisca acqua calda ed assumendo un ΔT tra mandata e ritorno nell'ordine dei 30°C, delle potenze trasferite rispettivamente dell'ordine di 70 kW, 500 kW e 3 MW.

Nella medesima figura sono riportati i punti rappresentativi dei diversi rami della dorsale principale, nell'ipotesi che sia la società proprietaria/gestore della rete a sostenere interamente i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione; due serie distinte di dati, invece, sono mostrate per le ipotesi di includere o escludere i fabbisogni per il raffrescamento ambientale (modulati attraverso un fattore $1/COP_{\text{assorbitore}}$ per tener conto della necessità di conversione in un frigorifero ad assorbimento).

In **Figura 76** è identificato un punto rappresentativo di ciascun ramo di dorsale principale, così da rendere il grafico utile a valutare quali rami possano convenientemente essere inclusi e, viceversa, quali dovrebbero essere esclusi da una possibile rete di distribuzione del calore.

Dall'analisi della **Figura 76** si può osservare come:

- I costi unitari di distribuzione risultino decisamente elevati, e per molti rami di dorsale anche superiori al limite di fattibilità economica di 8-10 €/GJ, soprattutto nell'ipotesi di distribuire calore solo per acqua calda sanitaria e riscaldamento (indicatore con pallino nero in **Figura 76**). In tale ipotesi, pertanto, avrebbe senso considerare solo una rete di sviluppo estremamente limitato, orientata al più al soddisfacimento delle richieste dell'Area 2 (i rami T1, Tb2 e T4 risulterebbero infatti quelli più sostenibili, dal punto di vista economico). Nemmeno l'utenza aeroportuale, in virtù

dell'elevata distanza dalla centrale e della prevalenza in essa dei fabbisogni energetici per raffrescamento estivo, verrebbe convenientemente servita da una rete di distribuzione orientata al soddisfacimento dei soli fabbisogni per riscaldamento ed acqua calda sanitaria, come testimoniato dal valore estremamente elevato dei costi relativi ai rami T5-T8 (si osservi la posizione dei relativi pallini neri in [Figura 76](#));

- I costi di distribuzione risultino significativamente inferiori nell'ipotesi di servire, oltre alle utenze ACS e riscaldamento, anche quelle relative al raffrescamento estivo (indicatore con rombo giallo in [Figura 76](#)). Tale risultato è ovviamente indotto dalla connotazione dell'isola fortemente orientata al turismo estivo, che vede quindi nei carichi connessi al raffrescamento la quota più significativa dei carichi energetici complessivi. Ciò è in special modo vero per quanto concerne l'utenza aeroportuale (si osservi la posizione degli indicatori di tipo "rombo giallo" per i rami T5-T8) e per l'Area "0" (ossia quella a sud-ovest della centrale che include esclusivamente alberghi, vedasi indicatori di tipo "rombo giallo" per i rami T9 e Tb2.1). Pertanto, si suppone nel complesso la soluzione rappresentata in giallo in [Figura 76](#) come utile ipotesi di progetto, da sottoporre ad analisi di fattibilità più accurata in una successiva fase della presente trattazione.

Passiamo invece adesso ad esaminare gli analoghi andamenti ottenuti nello scenario alternativo, nel quale i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione risultassero a carico dei privati che facessero richiesta di connessione. I risultati sono mostrati in [Figura 77](#). E' possibile osservare come ancora una volta lo scenario che contempla la possibilità di distribuire acqua calda/surriscaldata per l'alimentazione di frigoriferi ad assorbimento ed il soddisfacimento dei fabbisogni frigoriferi delle utenze centralizzate risulti di gran lunga il più promettente. Tuttavia, da un confronto tra la [Figura 76](#) e [Figura 77](#) emerge chiaramente come l'ipotesi di un tasso di "connessione" più modesto (connessa all'assunzione di un minor tasso di volontaria richiesta di connessione dei privati alla rete, provocata dalla necessità di sostenere i relativi costi di allacciamento) porti ad una notevole riduzione della densità lineare di domanda, con conseguente aumento dei costi unitari di distribuzione. Lo scenario che ne deriva, tuttavia, è ancora di qualche interesse in fase di analisi pre-progettuale e sarà più accuratamente sviluppato nella sezione successiva.

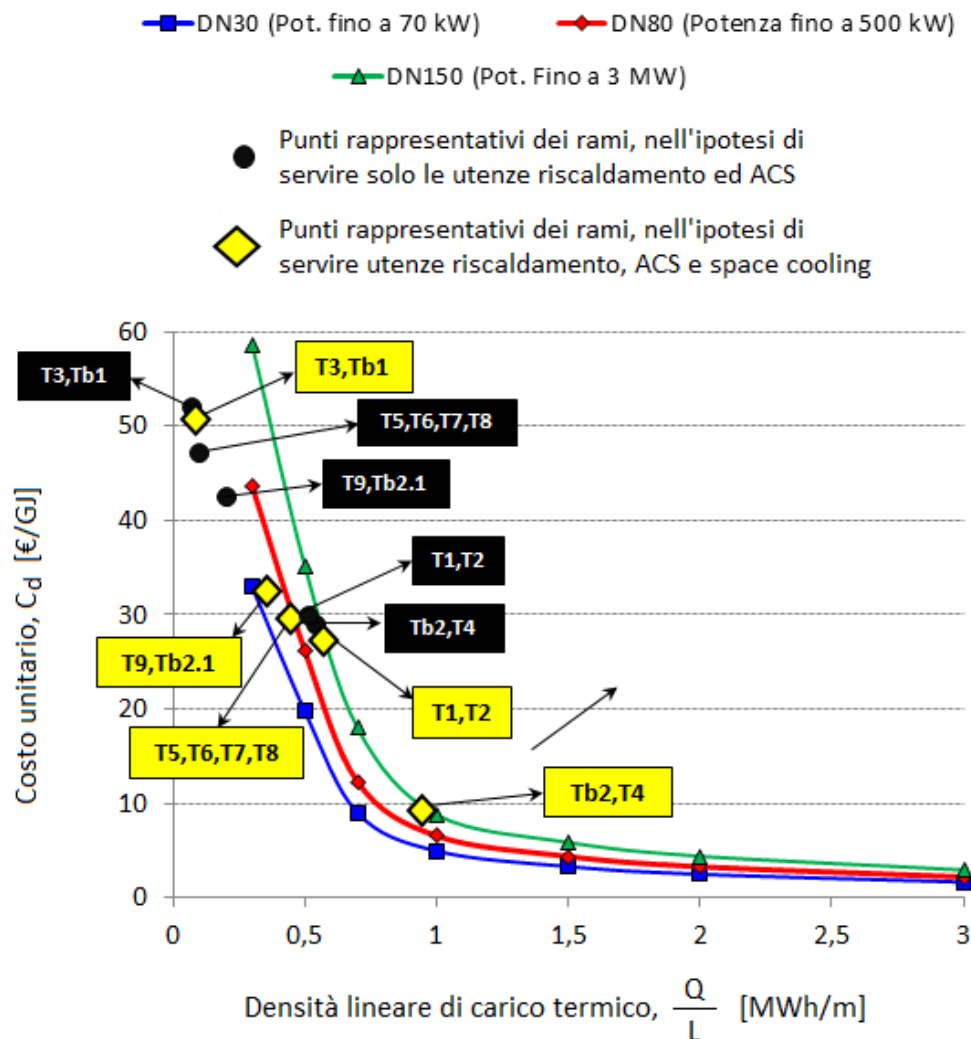


Figura 77 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dal privato che avanza richiesta di connessione

10.2 Definizione di alcuni parametri progettuali di massima

La definizione di parametri progettuali di massima riguarda essenzialmente i seguenti aspetti applicativi:

- la definizione delle condizioni di esercizio della rete, in termini di temperatura e pressione, e della tipologia di rete da utilizzare;
- la definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica per consentire i recuperi termici e procedere con il retrofit in modalità cogenerativa dei gruppi;
- la definizione di ragionevoli diametri delle condotte per le dorsali principali e per le reti intra-area, a seconda della potenzialità termica da esse trasportata.

Poiché quella che si deve produrre è una morfologia di massima della rete, non si entrerà in alcun modo nei dettagli relativi all'ubicazione delle pompe e nel calcolo dei costi di pompaggio.

10.2.1 Definizione delle condizioni di esercizio della rete

Questa fase richiede alcune valutazioni di merito relativamente ai livelli termici e di pressione ottimali ai quali esercire la rete, in virtù delle richieste termiche/frigorifere e di alcune altre informazioni inerenti l'orografia del sito. Dal punto di vista delle temperature, si osserva come:

- Al fine di ridurre i costi di pompaggio e consentire un dimensionamento dei diversi rami della rete su diametri più ridotti, è ragionevole ipotizzare un ΔT piuttosto elevato tra mandata e ritorno, nell'ordine dei 25°C;
- Al fine di alimentare efficientemente dei frigoriferi ad assorbimento a singolo effetto, si assume una temperatura di mandata piuttosto elevata, nell'ordine dei 110 °C, con un ritorno conseguentemente fissato in condizioni nominali ad 85°C.

Per quanto concerne le pressioni di esercizio, ferma restando la necessità di garantire la pressurizzazione utile al trasporto di acqua surriscaldata, occorre tener conto dell'eventuale dislivello massimo occorrente attraverso i rami della rete; se infatti in reti urbane, con sviluppo prevalentemente in piano, il problema delle pressioni indotte dai metri di colonna d'acqua porta, nella connessione di edifici a numerose elevazioni, a prevedere sempre sottostazioni di distribuzione ad accoppiamento "indiretto" e collocate in locali tecnici alla base dell'edificio, nel caso di un territorio così irregolare (dal punto di vista altimetrico) come quello isolano la problematica si pone per ragioni prettamente orografiche. Pertanto, una volta identificato lo sviluppo in pianta delle dorsali principali T1-T9 di cui alla precedente sezione, si sono esaminate i relativi sviluppi altimetrici, mostrati con riferimento alla dorsale di trasporto del calore verso l'Area "0" in **Figura 78**.

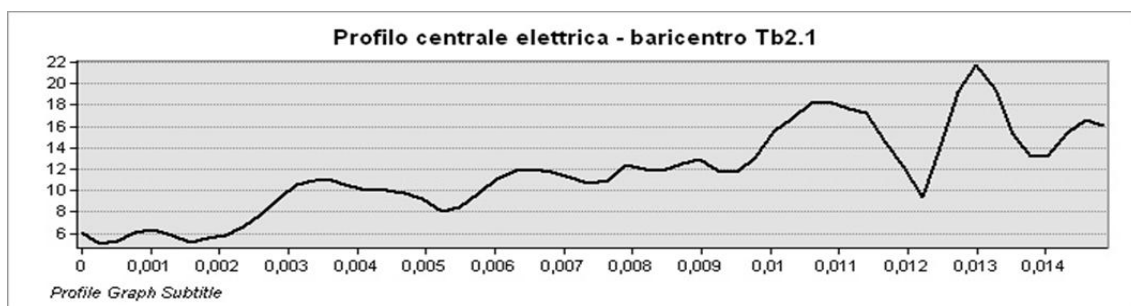


Figura 78 Sviluppo altimetrico delle condotte di trasporto, lungo i rami di dorsale principale, che collegano la centrale elettrica alle diverse aree

Si può osservare come i dislivelli massimi siano nell'ordine dei 22 metri, essendo quindi necessario tenere in considerazione nella scelta delle pressioni di esercizio la prevalenza geodetica indotta, nell'ordine dei 2,2 bar. Combinando le informazioni di cui sopra si osserva che, in virtù dell'elevata temperatura di mandata supposta, si dovrà escludere l'uso di tubazioni flessibili in polietilene reticolato o altro materiale plastico, il cui utilizzo è in genere raccomandato per temperature fino a 90-95 °C; pertanto, si potrà convergere verso l'utilizzo di tubazioni in acciaio pre-isolato che, tipicamente, consentono l'esercizio per temperature fino a 140 °C e pressioni fino a 25 bar circa. Simili tubazioni consentono in genere posa diretta sul terreno, senza l'utilizzo di canali; esse presentano tuttavia necessità di una accurata progettazione dei giunti, in virtù dei rischi di rottura connessi a dilatazione termica. Stante la possibilità di elevate pressioni di esercizio senza compromettere la vita utile della rete, si assume di esercire la rete alla pressione di 12 bar.

10.2.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica

La centrale include n. 8 gruppi elettrogeni diesel, per una potenza nominale complessiva di 22.564 kW; tali gruppi, tuttavia, sono eserciti in maniera alternata in quanto la potenza elettrica richiesta dall'utenza isolana è in genere molto inferiore. I motori si succedono quindi nell'esercizio, peraltro operando in genere

ad una potenza pari al 75% del loro output nominale. Come si vedrà nel paragrafo successivo, la potenza termica di picco di cui la rete di teleriscaldamento potrà necessitare in input può essere stimata, nei due scenari precedentemente esaminati, come segue:

- **Scenario A (costi delle sottostazioni a carico dell'utente):** Potenza termica di picco =1295,9 kW
- **Scenario B (costi delle sottostazioni a carico della società proprietaria/gestore della rete) :** Potenza termica di picco =2011,7 kW

Al fine di consentire il soddisfacimento di tali richieste a mezzo di recuperi dal funzionamento dei motori, per tener conto dell'alternanza di funzionamento degli stessi per cause connesse a parzializzazione, manutenzione programmata ed eventuali avarie, è senz'altro necessario dimensionare i sistemi di recupero in logica di ridondanza, e quindi "installare" un'adeguata capacità di recupero su almeno 3 gruppi, per poter ragionevolmente assumere che in ogni condizione di esercizio della centrale sia possibile disporre di almeno 1-2 gruppi per il funzionamento in cogenerazione.

Occorre a questo punto precisare che non si dispone delle schede tecniche dei motori, ragion per cui si faranno discendere delle ragionevoli assunzioni riguardo alla capacità di recupero termico di ciascun motore direttamente dalla capacità elettrica degli stessi e da dati medi relativi al rapporto termico/elettrico tratti (per motori diesel di media taglia) da report o ulteriori dati disponibili in letteratura [20, 21].

In **Tabella 98** sono riportati, unitamente ai dati sulle capacità elettriche dei gensets installati, i rapporti termico/elettrico relativamente alle due principali possibilità di recupero termico, dall'acqua di raffreddamento del motore (*cooling jacket water circuit, cjw*) e dai gas esausti di scarico. Sono così calcolate, con riferimento alle condizioni tipiche di esercizio a potenza pari al 75% di quella nominale, le potenzialità termiche recuperabili da tali circuiti. Si precisa che:

- Non sono state considerate le potenzialità termiche recuperabili dai circuiti dell'olio di lubrificazione, in virtù del livello termico modesto a cui tali recuperi si rendono disponibili ($T < 80$ °C), insufficiente per l'alimentazione della rete in relazione alla temperatura di ritorno assunta (pari ad 85 °C);
- Non si dispone di informazioni di dettaglio circa la temperatura di raffreddamento del motore. Diversi motori alternativi concepiti per applicazioni CHP sono realizzati con circuito di raffreddamento in pressione operante a 120-125 °C; tuttavia, un convenzionale gruppo elettrogeno ha più frequentemente una temperatura di raffreddamento nell'ordine dei 90-95 °C e, pertanto, in relazione alla elevata temperatura di ritorno dell'acqua calda sulla rete di teleriscaldamento è possibile che non tutto il calore dal circuito dell'acqua delle camicie di raffreddamento possa essere utilmente recuperato, ragion per cui in **Tabella 98** si è inserita una colonna " $H_{cjw}^{bassa T}$ utile" basata sull'assunzione che solo il 60% del calore sia recuperabile, la rimanente parte continuando ad essere smaltita tramite radiatore accoppiato a torre evaporativa. Tuttavia, in fase di calcolo dei costi d'investimento sarà necessario assumere una superficie di scambiatore dimensionata su tutta la potenza termica teoricamente recuperabile dall'acqua di raffreddamento, mentre il sopraccitato valore "potenza termica utile" sarà prudenzialmente utilizzato come base di confronto per verificare la possibilità di soddisfacimento delle richieste della rete;
- Al fine di garantire flessibilità di esercizio, si suppone di installare moduli di recupero termico presso i 3 motori (numerati come n. 3, 5 e 6) evidenziati in azzurro in **Tabella 98**. Si può osservare come l'accensione di uno tra i motori n. 3 e n. 5 (con recupero termico totale rispettivamente pari a 1995 e 2105 kW) consenta di soddisfare un fabbisogno approssimativamente pari al picco annuo

della domanda termica da parte della rete di distribuzione, anche nel più gravoso scenario A. L'ipotesi di installare il solo modulo di recupero ad alta temperatura anche presso il motore n. 6 è volta ad incrementare l'affidabilità e la flessibilità del servizio, anche per far fronte ad eventuali fuori-servizio o manutenzioni simultanee dei due sopraccitati gensets.

Tabella 98 Capacità di generazione elettrica e potenza termica recuperabile dai motori installati presso la centrale

	P_e^{nom} [kW]	$P_e^{esercizio}$ [kW]	Rapporto $H_{c_{jw}}^{bassa T}/P_e$	Rapporto $H_{exhausts}^{alta T}/P_e$	$H_{c_{jw}}^{bassa T}$ [kW]	$H_{c_{jw}}^{bassa T}$ utile [kW]	$H_{exhausts}^{alta T}$ [kW]
Motore n. 1	1188	891	0,66	0,51	586	351	458
Motore n. 2	5040	3780	0,66	0,51	2484	1490	1944
Motore n. 3	2928	2196	0,66	0,51	1443	866	1129
Motore n. 4	2920	2190	0,66	0,51	1439	863	1126
Motore n. 5	3089	2317	0,66	0,51	1522	913	1191
Motore n. 6	2582	1937	0,66	0,51	1273	764	996
Motore n. 7	1760	1320	0,66	0,51	867	520	679
Motore n. 8	5520	4140	0,66	0,51	2721	1632	2129

I moduli di recupero termico dovranno essere installati in serie su ciascun gruppo (ossia tramite una cascata che preveda dapprima i recuperi effettuati dal circuito dell'acqua, tramite uno scambiatore a piastre saldobrasate, e quindi dai fumi di scarico tramite uno scambiatore a fascio tubiero) ed in parallelo tra i diversi gruppi.

10.2.3 Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali

Il calcolo dei diametri delle condotte è basato sulla valutazione preliminare delle portate d'acqua circolanti (essendo note le potenze termiche da trasferire, nelle condizioni più gravose di progetto, lungo ciascun ramo ed il ΔT tra mandata e ritorno). In accordo con la prassi progettuale nel campo delle reti di teleriscaldamento, nota la portata, il diametro è calcolato in modo da conseguire perdite di carico distribuite nell'ordine dei 140-160 Pa/m; ovviamente, occorrerà poi optare per un diametro commerciale prossimo a quello desiderato.

I diametri nominali ottenuti per i diversi vari rami di rete sono presentati in **Tabella 99**, sia con riferimento allo scenario A che a quello B. Si può osservare come, a valle del calcolo della portata massica fluente in condizioni di massimo carico di progetto in ciascun ramo della dorsale, sia stato dapprima identificato un diametro teorico derivato dalla perdita di carico imposta, quindi il più appropriato diametro nominale tra quelli commercialmente disponibili per la tipologia di tubazione in esame.

Tabella 99 Dimensionamento dei rami delle dorsali principali della rete di distribuzione*

	Potenza di picco [kW]	Potenza di picco [kW]	Portata massica [kg/s]	Portata massica [kg/s]	$d^{teorico}$ [mm]	$d^{teorico}$ [mm]	DN effettivo [mm]	DN effettivo [mm]
T1	2011,7	1295,9	19,22	12,38	127	105	125	100
Tb2	1941,5	1551,1	18,55	14,82	125	114	125	125
T2	2011,7	1295,9	19,22	12,38	127	105	125	100
T3	518,5	193,0	4,95	1,84	77	48	80	50
Tb1	518,5	193,0	4,95	1,84	77	48	80	50
T4	1941,5	1551,1	18,55	14,82	125	114	125	125
T5	448,3	448,3	4,28	4,28	64	64	65	65
T6	448,3	448,3	4,28	4,28	64	64	65	65
T7	448,3	448,3	4,28	4,28	64	64	65	65
T8	448,3	448,3	4,28	4,28	64	64	65	65
T9	240,8	192,6	2,30	1,84	54	48	50	50
Tb2.1	240,8	192,6	2,30	1,84	54	48	50	50

* in rosa le celle relative allo scenario A, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico del privato che avanza richiesta di connessione, in celeste le celle relative allo scenario B, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete

È assolutamente arduo effettuare una stima di massima degli elementi speciali che saranno utilizzati; tuttavia, trascurare il costo degli stessi potrebbe portare a sottostimare significativamente l'investimento complessivo, inficiando le conclusioni dello studio di pre-fattibilità. Pertanto si effettua la seguente stima di massima, che ovviamente incorpora significativi margini di errore, specie su alcune voci assolutamente difficili da prevedere ed analizzabili solo ad un livello più approfondito di studio di fattibilità:

- Muffole per ripristino isolamento giunzioni: si assume l'installazione di un numero di muffole approssimativamente pari a 560 sulle dorsali principali, nonché altre 480 per tubazioni di diametro inferiore (compreso tra DN25 e DN40) per le condotte di distribuzione interne alle aree identificate, sino alle singole utenze;
- Derivazioni a TEE: se ne identifica 1 sulle dorsali principali, oltre ad un numero stimato pari a 50 sulla rete ad elevata ramificazione. Occorrerebbe aggiungere l'elevato numero di giunzioni in prossimità delle utenze; tuttavia, i costi relativi alle derivazioni asservite alle utenze saranno inclusi in un generico costo di sottostazione, che pertanto includerà oltre ai costi di contabilizzatore di calore, scambiatore e organi di controllo/misura/sicurezza, anche questa componente connessa al costo di derivazione;
- Elementi di compensazione per deformazione termica, corredati da cuscini di compensazione: si effettua una stima di massima, per i rami di dorsale principale, di 30 elementi di compensazione corredati da relativi cuscini.

Si ribadisce che il reale utilizzo di tali elementi è scarsamente predicibile al livello di dettaglio della presente analisi, e pertanto i valori assunti non intendono in alcun modo rappresentare una reale quantificazione degli elementi che si renderanno realmente necessari in fase progettuale.

10.3 *Analisi economica di massima*

Sulla base delle soluzioni identificate nella sezione precedente e dei livelli di domanda termica e frigorifera attesa, è possibile condurre una valutazione economica di massima. Essa conterà delle seguenti 3 fasi elementari:

1. Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo;
2. Stima dei proventi annui dalla vendita di calore;
3. Calcolo di indicatori sintetici, ed in particolare del tempo di ritorno atteso dell'investimento.

10.3.1 *Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo*

Il costo complessivo d'investimento include diverse componenti, tra cui:

- a. Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo
- b. Costo per l'installazione di frigoriferi ad assorbimento asserviti alle grosse utenze, in virtù della necessità di considerare la copertura dei fabbisogni frigoriferi al fine di rendere sufficientemente elevata la densità lineare di energia termica distribuita su base annua e, quindi,
- c. Costo per l'acquisto della rete, degli elementi accessori e della componentistica di controllo e misura, escluso ciò che si è assunto di comprendere nel costo delle sottostazioni;
- d. Costo delle opere civili per la posa delle condotte di distribuzione e realizzazione in-situ di elementi speciali, saldature e tutto quanto attiene alla posa;
- e. Costo delle sottostazioni di distribuzione, inclusivo dei costi per scambiatori di calore, contabilizzatore di calore ed elementi di controllo/misura/sicurezza.

Tutte le sopraccitate componenti di costo sono calcolate sia per lo scenario A (oneri di connessione alla rete in carico al privato che richiede la fornitura di calore) che per quello B (oneri relativi alle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete).

Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

Tale componente di costo è calcolata sulla base di valori medi, tratti da report o databases [20,22], e rispettivamente pari a $C_{exhausts}^{alta T} = 110$ €/kW per lo scambiatore a recupero ad alta temperatura dai gas di scarico ed a $C_{cjlw}^{bassa T} = 130$ €/kW per lo scambiatore a piastre per il recupero a bassa temperatura; tali costi unitari sono comprensivi degli oneri per installazione. Di conseguenza si ottiene:

$$C_{retrofit}^{centrale} = \sum_{j \in \{3,5,6\}} C_{exhausts}^{alta T} \cdot (H_{exhausts}^{alta T})_j + C_{cjlw}^{bassa T} \cdot (H_{cjlw}^{bassa T})_j \quad (2)$$

La quale, sulla base delle potenzialità termiche di recupero mostrate in **Tabella 98**, porta a calcolare per entrambi gli scenari (i quali si differenziano per altre componenti di costo ma, per le assunzioni fatte, non per quella relativa al retrofit in assetto cogenerativo della centrale), il seguente costo:

$$C_{retrofit}^{centrale} = 750,4 \text{ k€}$$

Costo per l'acquisto ed installazione di frigoriferi ad assorbimento

Nell'ipotesi in studio si è assunto che le utenze frigorifere centralizzate, relative essenzialmente ai fabbisogni per raffrescamento ambientale dell'aeroporto e degli alberghi ubicati nelle aree 1 e 2, nonché degli alberghi ubicati nell'areola indicata come "0", siano servite tramite distribuzione di acqua fredda prodotta da frigoriferi ad assorbimento installati presso i medesimi edifici.

A rigore i costi per l'acquisto di tali unità dovrebbero essere comunque sostenuti dal privato, gestore dell'utenza, che richiede l'allacciamento alla rete; tuttavia, poiché si è chiarito come la copertura di tali richieste sia esiziale per consentire la riduzione dei costi specifici di distribuzione, si assumerà che sia la società proprietaria/gestore della rete a farsi carico di tali costi, configurando così in ultima istanza le proprie infrastrutture come finalizzate alla distribuzione di caldo e freddo.

Inoltre, a rigore un calcolo del costo dei gruppi frigoriferi richiederebbe la formulazione di offerte commerciali o l'uso di appropriate cost figures, che tengano conto sia del numero di unità nelle quali la capacità installata complessiva è frazionata, sia delle specifiche condizioni di fornitura (che per una comunità isolana comportano certamente ulteriori aggravii di costi).

Nella presente trattazione, poiché l'obiettivo dichiarato consiste nella verifica della sostenibilità economica di massima delle soluzioni identificate, si calcola tale componente di costo sulla base delle seguenti assunzioni semplificative:

- a. In assenza di dettagliati profili di domanda e di conseguenti determinazioni del picco della stessa, a partire dal dato di consumo frigorifero del mese più gravoso, ossia Agosto, è stata calcolata la potenza frigorifera media richiesta dalle grosse utenze in ciascuna Area. Poiché i fabbisogni frigoriferi ad Agosto sono risultati notevolmente superiori a quelli relativi agli altri mesi, si può supporre che in tale mese la potenza di picco richiesta da tali grosse utenze sia solo leggermente superiore alla potenza media, per cui si adotta un fattore correttivo $\alpha=1,1$ per passare dalla richiesta media a quella di picco;
- b. Si assume l'installazione di frigoriferi ad assorbimento a singolo effetto operanti con soluzione H₂O-LiBr, e per essi si assume un costo specifico medio $C_{unitario}^{frig. assorb.} = 200$ €/kW.

Il calcolo delle potenze richieste, indifferenziato tra gli scenari A e B esaminati, risulta:

$$P_{picco}^{frigorifera} \cong \alpha \cdot (P_{media}^{frigor. aeroporto} + P_{media}^{frigor. Area2} + P_{media}^{frigor. Area"0"}) = 1,1 \cdot (349,4 + 126,2 + 106,4) = 640,2 \text{ kW}$$

Il costo d'investimento complessivo per l'acquisto e l'installazione dei frigoriferi viene quindi stimato pari a:

$$C_{frigoriferi\ assorb.} = C_{unitario}^{frig. assorb.} \cdot P_{picco}^{frigorifera} = 128,0 \text{ k€}$$

Costo per acquisto di rete ed elementi speciali

Il costo unitario di acquisto di questa tipologia di rete, in €/m, è ben approssimato dalla seguente relazione quadratica:

$$C_{unitario}^{rete} = 0,00200 \cdot DN^2 + 0,123 \cdot DN + 16,73$$

Una volta implementata sui rami principali delle dorsali, tale espressione analitica conduce al calcolo dei costi complessivi mostrati in **Tabella 100**.

Tabella 100 Calcolo del costo delle reti di distribuzione, con riferimento ai rami di dorsale principali

	Lunghezza [m]	SCENARIO A			SCENARIO B		
		DN [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	C_{totale}^{ramo} (2 tubi) [€]	DN [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	C_{totale}^{ramo} (2 tubi) [€]
T1	721,6	100	49,04	70780	125	63,37	91459
T2	514,7	125	63,37	65231	125	63,37	65231
T2	371,5	100	49,04	36441	125	63,37	47087
Tb2	411,7	50	27,89	22963	80	39,38	32428
Tb2	229,9	50	27,89	12820	80	39,38	18104
T3	624,0	125	63,37	79094	125	63,37	79094
Tb2	1147,7	65	33,18	76171	65	33,18	76171
T3	409,1	65	33,18	27149	65	33,18	27149
T2	601,9	65	33,18	39950	65	33,18	39950
Tb2	423,0	65	33,18	28076	65	33,18	28076
T3	422,6	50	27,89	23570	50	27,89	23570
Tb1	1128,1	50	27,89	62918	50	27,89	62918
Tot. rami dorsali	7005,8	-	-	545163	-	-	591237

A tali costi occorre aggiungere, in primo luogo, i costi relativi alle reti capillari (ad alta ramificazione) interni alle singole aree. In tali aree non si è effettuato, come è ovvio, uno specifico dimensionamento di ogni tratto della rete, per cui può avere senso supporre una potenza trasferita media all'interno di ogni area, cui far corrispondere un diametro medio delle tubazioni installate nell'area e, quindi, un corrispondente costo unitario e costo totale. Tali costi sono presentati in **Tabella 101** per i due scenari A e B; sebbene l'ipotesi di installazione di rete ad elevata ramificazione richieda una copertura pressochè totale delle aree in esame, sussistono delle moderate differenze di costo d'investimento tra i due scenari, connessi alle diverse potenze medie trasferite e ad un fattore riduttivo che tiene conto di eventuali utenze non raggiunte dalla rete (nel caso in cui alcuni residenti piuttosto periferici non chiedano, specie nello scenario A, di connettersi alla rete evitando così di sostenere gli oneri di connessione).

Tabella 101 Costi stimati per le reti ad elevata ramificazione intra-area

	Lunghezza [m]	Scenario A				Scenario B			
		P_{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	$c_{intra-area}^{rete}$ [€]	P_{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	$c_{intra-area}^{rete}$ [€]
Area 1	3420	32,3	DN25	21,01	100613	81,0	DN32	22,66	124000
Area 2	2550	238,0	DN50	27,80	99235	339,3	DN65	33,07	134914
Totale					199848				258914

Infine, occorre considerare il costo degli elementi speciali. Riferendosi ai soli elementi indicati nella sezione precedente, si può ipotizzare come costo:

$$C_{muffole} = 560 \cdot 180 \text{ €/cad.} + 480 \cdot 60 \text{ €/cad.} = 129600 \text{ €}$$

$$C_{derivazioni\ TEE} = 1 \cdot 400 \text{ €/cad.} + 50 \cdot 100 \text{ €/cad.} = 5400 \text{ €}$$

$$C_{compensazione} = 30 \cdot (c_{elementi} + c_{cuscini}) = 30 \cdot (2 \cdot 240 + 180 + 60) = 21600 \text{ €}$$

$$C_{curve} = 400 \cdot 200 \text{ €/cad.} = 8000 \text{ €}$$

Il costo complessivo dei suddetti elementi risulterebbe $C_{pezzi\ speciali} = 164600 \text{ €}$. Invero, le cifre appena calcolate non vogliono rappresentare una reale stima analitica, ma solo valori di riferimento puramente orientativi; ciò in quanto al livello di analisi della presente trattazione non è possibile quantificare il numero di elementi di ciascuna tipologia. Tuttavia, ciò che rassicura sull'uso di tale risultato complessivo in termini di $C_{pezzi\ speciali}$ è il fatto che esso risulti in ragionevole accordo con l'incidenza media dei costi dei pezzi

speciali sul totale dell'acquisto per reti, laddove in genere vale $\frac{C_{pezzispeciali}}{C_{tubazionilineari}} \cong 0.10 - 0.15$. Pertanto, indipendentemente dal fatto che in fase più avanzata di studio di fattibilità risulti ben maggiore al previsto il numero richiesto di alcuni pezzi speciali e ben inferiore quello di altri, l'inclusione di un costo totale nell'ordine dei 170 k€ per l'acquisto di tali elementi appare una valutazione ragionevole.

Costo per opere civili e montaggio

Anche queste voci di costo, come le precedenti, risultano di difficilissima quantificazione al livello di dettaglio della presente analisi. Appare ragionevole pertanto l'assunzione di valori medi derivati dalla prassi relativa al teleriscaldamento urbano, con l'aggiunta di un fattore moltiplicativo pari ad 1,1 per tenere conto dei maggiori oneri per il trasferimento di macchinari e mezzi presso l'isola:

$$C_{opere\ civili} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{opere\ civili}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,94 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,03 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

$$C_{montaggio} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{montaggio}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,62 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 0,68 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

Tali costi, ovviamente, risulteranno diversi nell'ipotesi di scenario A e B, poiché diversi sono i costi associati all'acquisto delle tubazioni come già evidenziato nelle precedenti sottosezioni.

Costo per sottostazioni

Il costo delle sottostazioni viene stimato sulla base di due sole tipologie di utenza, ossia le grosse utenze alberghiere e le piccole residenziali. Esso include i costi per lo scambiatore di calore, il contabilizzatore di calore, gli organi di controllo e misura, i circolatori a portata variabile sul secondario ed, in particolare, le costose valvole a sfera da installare sul primario in corrispondenza delle derivazioni verso l'utenza. Tali costi sono stimati in maniera forfettaria, sulla base anche dei costi di allacciamento risultanti da indagini compiute per reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale, come segue:

$$C_{unitario\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 20\ k\text{€} \qquad C_{unitario\ sottostaz.}^{residenziale} = 3\ k\text{€}$$

Il numero di grosse utenze che si assume di servire è pari a 9 (aeroporto + scuole + alberghi/residence), mentre il numero di utenze residenziali risulta pari a 235 nello scenario A ed a 470 nello scenario B, conducendo quindi alla stima dei seguenti costi relativi alle sottostazioni di distribuzione:

$$C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} = 9\ utenze \cdot 20 \frac{k\text{€}}{utenza} = 180\ k\text{€}$$

$$C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,A} = 235\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 705\ k\text{€} \qquad C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale,B} = 470\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 1410\ k\text{€}$$

Costo di investimento complessivo nei due scenari

Per ciascuno scenario è possibile, a questo punto, stimare un costo complessivo degli interventi da eseguire e dei materiali da acquisire per il retrofit della centrale e la realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita alle grosse utenze centralizzate ed a quelle residenziali distribuite nella parte della comunità di Lampedusa esaminata:

$$C_{totale} = C_{retrofit}^{centrale} + C^{frigorif.} + C_{totale}^{rami} + C_{intra-Area}^{rete} + C_{pezzi\ speciali} + C_{opere\ civili} + C_{montaggio} (+ C_{totale\ sottostaz.}^{grosse\ utenze} + C_{totale\ sottostaz.}^{residenziale})$$

Le componenti di costo relative alle sottostazioni sono indicate entro parentesi a voler ricordare che sono da includere nel costo totale d'investimento solo nello scenario B, che prevede che siano sostenute a carico della società proprietaria/gestore della rete o, comunque, non dai privati che avanzano richiesta di allacciamento.

Sulla base dei costi presentati nelle precedenti sottosezioni, si ottiene:

$$C_{totale}^{scenario A} \cong 750,4 + 128,0 + 545,1 + 199,8 + 164,6 + 767,2 + 506,5 = 3061,6 \text{ k€}$$

$$C_{totale}^{scenario B} \cong 750,4 + 128,0 + 591,2 + 258,9 + 164,6 + 875,6 + 578,1 + 180 + 1410 = 4936,8 \text{ M€}$$

10.3.2 Stima dei proventi annui dalla vendita di calore

La stima dei proventi annui dalla vendita di calore discende direttamente dalle assunzioni già fatte relativamente alle frazioni della domanda della comunità isolana che si assume di coprire tramite produzione centralizzata in teleriscaldamento/raffrescamento, nonché dalla fissazione di una tariffa di fornitura del calore. In piena coerenza con i valori medi registrati per le reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, nella presente indagine di fattibilità di massima si assumeranno i seguenti prezzi del calore contabilizzato a ciascun utente:

- Calore per acqua calda sanitaria: 45 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze residenziali: 90 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze del settore terziario: 70 €/MWh

Per quanto riguarda la fornitura di acqua fredda per il soddisfacimento dei fabbisogni di raffrescamento ambientale, si assume che il prezzo unitario di cui alla voce c. dell'elenco di cui sopra, per utenze del terziario, sia maggiorato di un fattore 1,2, per tenere conto dell'efficienza di conversione delle macchine ad assorbimento e della necessità di ammortizzarne il costo.

In **Tabella 102** ed **Tabella 103** sono riassunti i ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera, su base annua.

Tabella 102 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento A

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	440,95	90	39685,93
Riscaldamento - terziario	1207,79	70	84545,07
ACS residenziale + terziario	547,78	45	24649,90
Raffrescamento - terziario	1131,91	84	95080,12
Totale			243961,03

Tabella 103 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento B

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	1322,86	90	119057,80
Riscaldamento - terziario	1509,16	70	105641,20
ACS residenziale + terziario	980,45	45	44120,16
Raffrescamento - terziario	1239,80	84	104143,17
Totale			372962,33

10.3.3 Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

Sulla base delle stime effettuate in relazione ai costi di investimento ed ai ricavi annui dalla vendita di energia termica e frigorifera al bacino di potenziali utenze identificato, è possibile calcolare alcuni indicatori sintetici, ed in particolare si focalizzerà l'attenzione sui seguenti:

- Valore Attuale Netto, calcolato sviluppando un'analisi in moneta costante e definito come:

$$VAN^{scenario} = -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{n_{lfe}} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j}$$

in cui n_{life} indica la vita utile attesa dell'installazione, che può essere assunta pari a 30 anni come di consuetudine nello studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento, mentre i_{def} rappresenta il tasso di interesse deflazionato, che nella presente analisi sarà supposto pari a 0,05 (ossia al 5%).

- Discounted Payback Time, calcolato come:

$$DPT^{scenario} = \min k \left[-C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^k \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j} \geq 0 \right]$$

- Profitability Index, calcolato come:

$$PI^{scenario} = \frac{VAN^{scenario}}{C_{totale}^{scenario}}$$

Con riferimento ai due scenari in esame, i valori assunti dai sopraelencati indicatori sono presentati in **Tabella 104**.

Tabella 104 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

	Scenario A	Scenario B
Valore Attuale Netto [k€]	687,7	797,1
Discounted Payback Time [anni]	20 anni e 3 mesi	23 anni e 1 mese
Profitability Index [-]	0,225	0,161

Si può sottolineare come:

- Entrambi gli scenari presentano un Valore Attuale Netto del flusso di cassa positivo, e pertanto recuperano entro la fine vita attesa dell'impianto l'investimento;
- Il tempo di ritorno dell'investimento risulta decisamente elevato per entrambi gli scenari, indicando come l'investimento non sia, alle condizioni esposte, particolarmente attrattivo per un investitore privato che intende esporre capitale di rischio;
- Ciò è ancora più evidente considerando il Profitability Index molto minore dell'unità in entrambi i casi, che suggerisce chiaramente come la redditività dell'investimento sia modesta;
- Lo scenario A presenta risultati economici leggermente superiori a quello B, sia in termini di tempo di ritorno che di redditività dell'investimento. Tuttavia, esso deriva le proprie risultanze dall'ipotesi che una prefissata frazione delle utenze residenziali ed alberghiere avanzi richiesta di connessione alla rete pur dovendo sostenere gli elevati costi connessi alle sottostazioni di distribuzione; qualora tale frazione di utenti si rivelasse inferiore a quella assunta, i risultati relativi allo scenario A potrebbero significativamente peggiorare. Pertanto, non si esprime una preferibilità tra gli scenari A e B, essendo necessarie più accurate indagini da condurre tramite ulteriori strumenti (quali ad es. interviste ai potenziali utenti) per discriminare sull'opzione realmente più attrattiva.

Si può tuttavia osservare come a conclusioni più promettenti dal punto di vista della fattibilità economica dell'investimento si giungerebbe qualora, nell'ambito di Progetti finalizzati allo sviluppo territoriale in ambito Europeo o Nazionale, si rendesse disponibile un finanziamento per la realizzazione delle infrastrutture a rete. Poiché i costi per l'acquisto e la posa della rete costituiscono una frazione molto elevata dei costi complessivi d'investimento attesi, ove parte di tali costi non fosse a carico della società proprietaria/gestore della rete i tempi di ritorno attesi e l'indice di profitto dell'investimento risulterebbero significativamente migliori, lasciando intravedere margini per una fattibilità di massima. Inoltre, occorre tenere conto che a partire dal 2011 gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) vedono riconosciuti titoli di efficienza energetica commisurati al risparmio energetico prodotto e calcolabili tramite

le espressioni di cui al D.M. 5 settembre 2011. Nel caso in esame non è in alcun modo possibile verificare a priori se l'impianto esistente, modificato in assetto cogenerativo secondo i criteri progettuali discussi in precedenza, possa essere riconosciuto come "impianto CAR", né quale frazione della produzione annua verrebbe qualificata "da cogenerazione" secondo l'articolata disciplina presentata in [25]. Pertanto, è qui di seguito condotta un'ulteriore analisi economica basata sulle seguenti precise ipotesi:

1. L'impianto risulta qualificato come "Cogenerazione ad Alto Rendimento", ma non raggiungendo nel corso dell'anno un'efficienza media superiore al 75%, vede la quantità di energia elettrica ed il consumo di combustibile rispettivamente prodotti e consumati "in cogenerazione", E_{CHP} ed F_{CHP} , calcolati secondo le espressioni di cui al D.M. 4 agosto 2011. Vengono pertanto riconosciuti dei certificati bianchi (o TEE), il cui numero è calcolato tramite l'espressione di cui al D.M. 5 settembre 2011 ed il cui prezzo medio è supposto, in moneta costante e sulla vita utile dell'impianto, pari a 90 €/TEE;
2. Una frazione pari al 40% dei costi relativi alle opere civili, all'acquisto dei componenti della rete di distribuzione ed alla posa degli stessi coperta tramite finanziamenti di natura pubblica.

Nelle suddette ipotesi, si calcolano innanzitutto i possibili introiti derivanti dalla vendita dei Certificati Bianchi riconosciuti, che sono presentati in **Tabella 105**

Tabella 105 Ricavi connessi alla vendita di certificati bianchi, sulla base delle ipotesi di lavoro proposte

	H_{CHP} [MWh]	E_{CHP} [MWh]	F_{CHP} [MWh]	RISP [MWh]	CB (DM 5 settembre 2011)	P_{CB} [€/CB]	Ricavo [€]
Scenario A	3705,7	3163,4	9038,4	1956,1	219	90	19710
Scenario B	5465,5	4665,7	13330,6	2885,1	323	90	29070

In **Tabella 106** sono riportati i risultati economici ottenuti nelle suddette ipotesi.

Tabella 106 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento, nell'ipotesi di accesso ai Certificati Bianchi e di copertura di parte dei costi di realizzazione della rete tramite finanziamento pubblico

	Scenario A	Scenario B
Finanziamento pubblico [k€]	873,2	1623,4
Valore Attuale Netto per il privato investitore [k€]	1863,8	2867,4
Discounted Payback Time [anni]	11 anni e 1 mese	11 anni e 10 mesi
Profitability Index [-]	0,852	0,865

Si osserva come l'inclusione dei possibili proventi dalla vendita di Certificati Bianchi e di accesso ad un possibile finanziamento pubblica per la copertura di una frazione dei costi di realizzazione della rete consenta di conseguire condizioni che, seppur non pienamente attrattive dal punto di vista dell'investimento, consentono il recupero dell'investimento in un tempo non eccessivamente lungo ed ampiamente inferiore alla vita utile attesa dell'impianto.

Occorre sottolineare come la presente trattazione può rappresentare nulla di più che uno studio di prefattibilità di massima. Nel corso della trattazione, infatti, si è sottolineato più volte come le conclusioni raggiunte risultano condizionate da un notevolissimo numero di assunzioni (in genere gestite tramite l'uso di fattori di correzione) alle quali, peraltro, le risultanze dello studio sono ovviamente molto sensibili.

Del resto la conduzione più puntuale di uno studio di fattibilità per un bacino territoriale così particolare quale una comunità isolana avrebbe richiesto un'attività preliminare d'indagine del tutto incompatibile con le modalità di sviluppo del presente progetto.

11 Lipari

L'Isola di Lipari è la più grande fra le isole dell'arcipelago delle Eolie con le quali costituisce un unico Comune (ad eccezione dell'Isola di Salina). Al 2011 consta di una popolazione presente pari a 11136 per una estensione di circa 37,29 km². Dai dati ISTAT si evince che gli edifici sono stati costruiti prevalentemente in muratura (94%) dopo il 1950 (44%; mentre il 35% risulta costruito ante 1900 e il 21% nel periodo compreso fra il 1900 e il 1950) e si trovano principalmente all'interno del centro abitato (65%); inoltre solo il 50% delle abitazioni occupato da popolazione residente. La centrale termoelettrica di Lipari "Società Elettrica Liparese S.r.l.", di cui non si hanno notizie dirette e per la quale si è proceduto per analogia con le altre, si trova a circa 1 Km a nord dall'insediamento urbano e circa 2 km a sud dal centro della località Canneto (38°28'26.6"N 14°57'11.8"E).

L'analisi muove da una preliminare suddivisione del bacino territoriale di interesse in un numero convenientemente ridotto di "Aree", identificate sulla base di condizioni specifiche del sito (disposizione del tessuto urbanistico ad uso abitativo/commerciale/industriale, eventuali variabili orografiche quali dislivelli significativi, barriere architettoniche, ecc.) e con l'obiettivo di vedere associato a ciascuna area un fabbisogno di energia su base annua sufficientemente significativo. Nel caso di Lipari si è deciso di operare una suddivisione della parte dell'isola più urbanizzata in 4 Aree (coincidenti con le areole rappresentate in colori diversi in [Figura 79](#)).



Figura 79 Aree di rilievo per la valutazione del potenziale di sfruttamento del teleriscaldamento/teleraffrescamento a Lipari

Tutte le aree includono utenze residenziali distribuite, oltre ad alcune grosse utenze tra cui si segnalano come significativi un certo numero di alberghi e residence indicati in figura ed una scuola statale. Nello specifico, il maggior numero di utenze residenziali si concentra nell'area 1 mentre le strutture alberghiere si dislocano in tutte e tre le aree; in particolare nell'area 1 sono presenti tre strutture per un totale di 210 posti; nell'area 2, sei strutture (420 PL); nell'area 3, sei strutture (460 PL); nell'area 4, due strutture (160 PL). L'area 0, per completezza di informazione, individua gli unici due alberghi esterni ai bacini di utenze propriamente definiti che rimangono di scarso interesse per le finalità del presente studio. Risulta però del tutto intuitivo come la produzione centralizzata di acqua calda e fredda per servire utenze più isolate, poste al di fuori delle quattro aree identificate, sia scarsamente attrattiva. Infine, unica altra utenza puntuale nel settore terziario, al di là degli alberghi, è l'Istituto Comprensivo Statale che si trova nell'area 2.

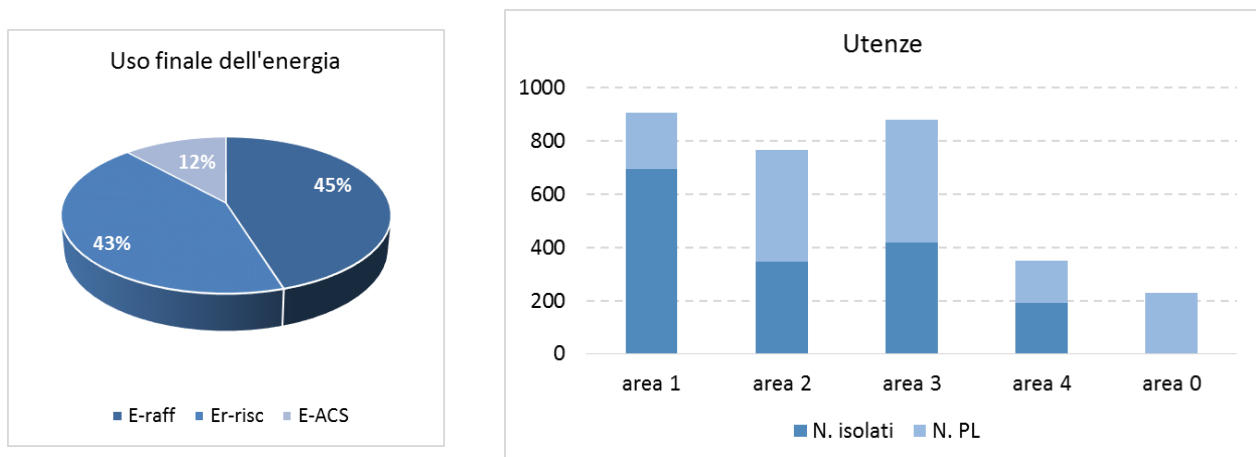


Figura 80 Caratterizzazione delle utenze e uso finale dell'energia. L'area 0 comprende i posti letto delle strutture alberghiere esterne ai bacini di utenza così come definiti.

L'andamento mensile del fabbisogno termico in funzione della destinazione d'uso dell'utenza e dell'uso finale dell'energia è di seguito descritto in **Figura 81**.

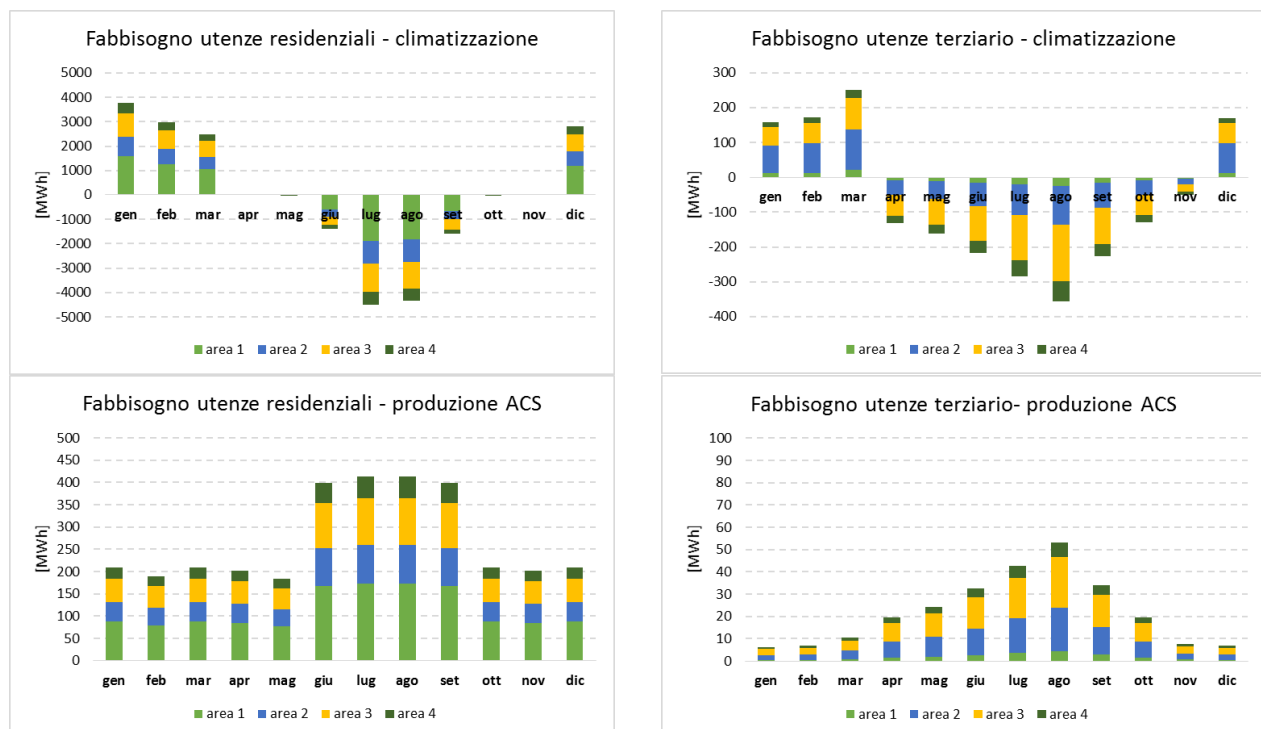


Figura 81 Fabbisogno termico per ciascun bacino di utenze (Lipari)

La seguente trattazione descrive un'analisi di pre-fattibilità per una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento asservita alla comunità isolana ed alimentata tramite recuperi termici dai motori già presenti nella centrale elettrica installata nell'isola. L'analisi consta delle seguenti sezioni:

- a. Studio della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento;
- b. Definizione di parametri progettuali di massima dei moduli di recupero e delle reti di distribuzione del calore e/o del freddo;
- c. Analisi economica di massima.

La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l'ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

11.1 Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento

11.1.1 Scenario di contesto

È a questo punto necessario procedere all'identificazione di un percorso preferenziale per l'installazione delle principali dorsali di una possibile rete di distribuzione, volta ad assicurare la copertura delle 4 aree identificate e dell'utenza aeroportuale. Si è a tal fine assunto che la soluzione più agevole sia rappresentata da un percorso delle dorsali della rete di distribuzione che insista preferibilmente su strade principali, ed al più secondarie ma non private, così da evitare possibili conflitti relativi alla proprietà ed alla destinazione d'uso delle superfici interessate. L'assunzione fatta non tiene in considerazione l'eventuale sussistenza di difficoltà connesse al valore storico, culturale o turistico dei tratti interessati, all'eventuale pregio di coperture e basolati, e ad ogni ulteriore fattore che avrebbe richiesto di spingere l'indagine ad un livello di dettaglio più elevato e con valutazioni di natura più qualitativa.

Al fine di rendere intuitiva la distribuzione dei consumi di energia nelle medesime aree, in **Figura 82** sono mostrate, tramite la classica metodologia dei "grafici a bolle", e quindi a mezzo di areole circolari la cui superficie è proporzionale ai fabbisogni (con scala fissata dall'areola circolare in grigio inserita in legenda), le richieste di energia frigorifera, termica per riscaldamento e termica per Acqua Calda Sanitaria (ACS). Sono peraltro identificate, all'interno delle stesse areole circolari, le frazioni riconducibili ai consumi da parte di utilizzatori residenziali e quelle relative alle poche grosse utenze identificate (essenzialmente alberghi, residence ed una scuola). Ciò in quanto, come è chiarito nell'ampia descrizione effettuata nella parte introduttiva del presente Report, mentre la connessione di grosse utenze risulta piuttosto agevole in virtù della notevole richiesta di energia, che può favorire la scelta di connessione ad una rete di distribuzione, ben diverse sono le valutazioni relative alla possibilità di connessione da parte di piccole utenze residenziali, peraltro caratterizzate da notevole stagionalità delle presenze.

Si può osservare come nell'Area 1 solo una modestissima frazione dei consumi dei diversi vettori energetici sia relativa a fabbisogni delle grosse utenze, essendo la parte prevalente connessa invece ad usi distribuiti da parte di utenze residenziali. Nelle Aree 2, 3 e 4 l'incidenza delle utenze puntuali sul totale dei fabbisogni è invece superiore (sino a raggiungere circa il 20% nella zona 3), in virtù della maggiore concentrazione di alberghi e residence.

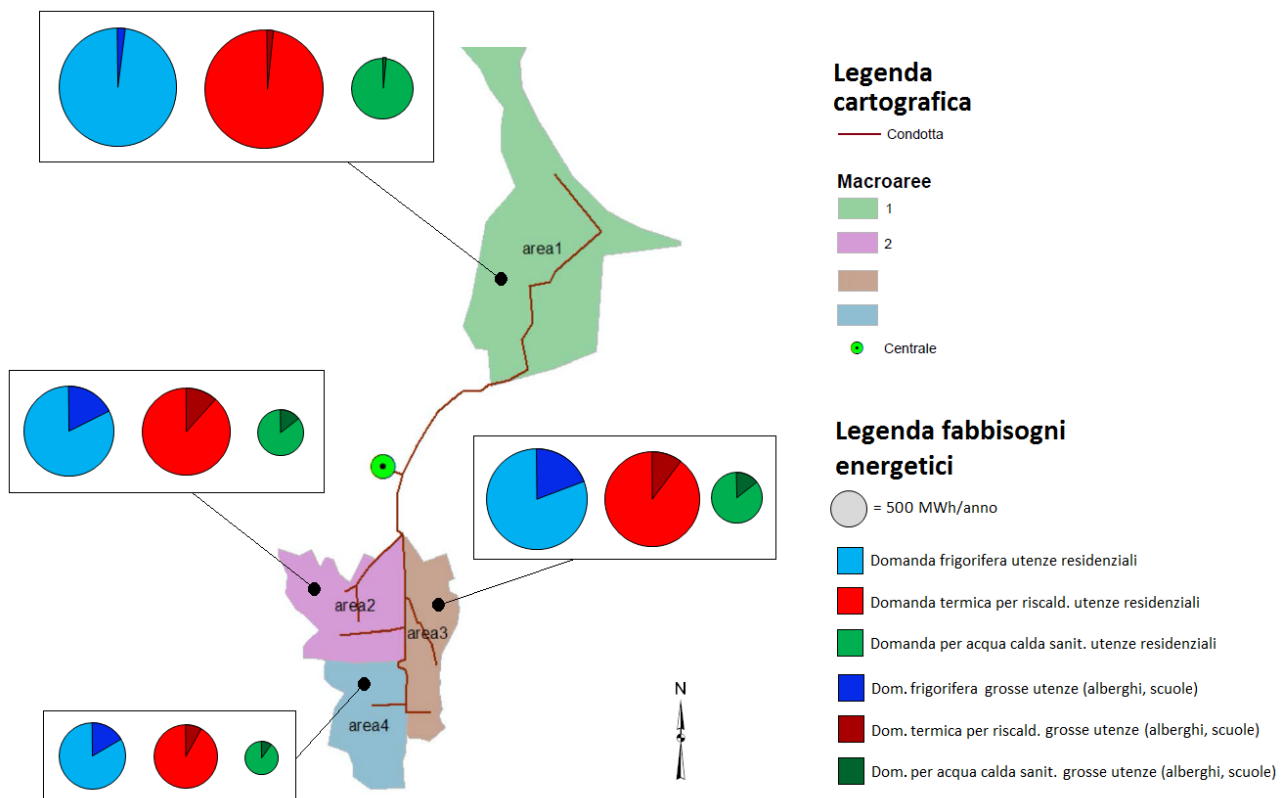


Figura 82 Rappresentazione semplificata delle aree di riferimento e della geometria delle possibili dorsali principali di distribuzione

Si è proceduto quindi all'identificazione di un percorso di massima per una dorsale principale di distribuzione su cui, eventualmente, si potessero innestare all'interno di ciascuna area eventuali micro-reti di distribuzione più capillari che rendessero raggiungibile ciascuna utenza servita. Inoltre, al fine di consentire una più sistematica analisi del potenziale di ciascuna area, i vari tratti della condotta mostrata in **Figura 82** sono stati numerati consecutivamente; in **Figura 83** sono mostrati, ad una scala di rappresentazione di maggiore leggibilità, i diversi tratti e le relative notazioni numeriche che consentiranno, nel prosieguo dell'analisi, un'agevole identificazione. Si può osservare come:

- I. I rami delle principali dorsali di distribuzione siano stati numerati consecutivamente da T1 a T31, per rendere agevole una loro gestione tramite tabelle di inferenza legate alle aree servite da ciascuna condotta;
- II. Sono inclusi nel lay-out dei rami con numerazione del tipo "Tbn" e "Tbn.m", in cui n indica il numero dell'unica area servita da quel ramo e la cui regione baricentrica è collegata alla dorsale principale dal ramo in esame.

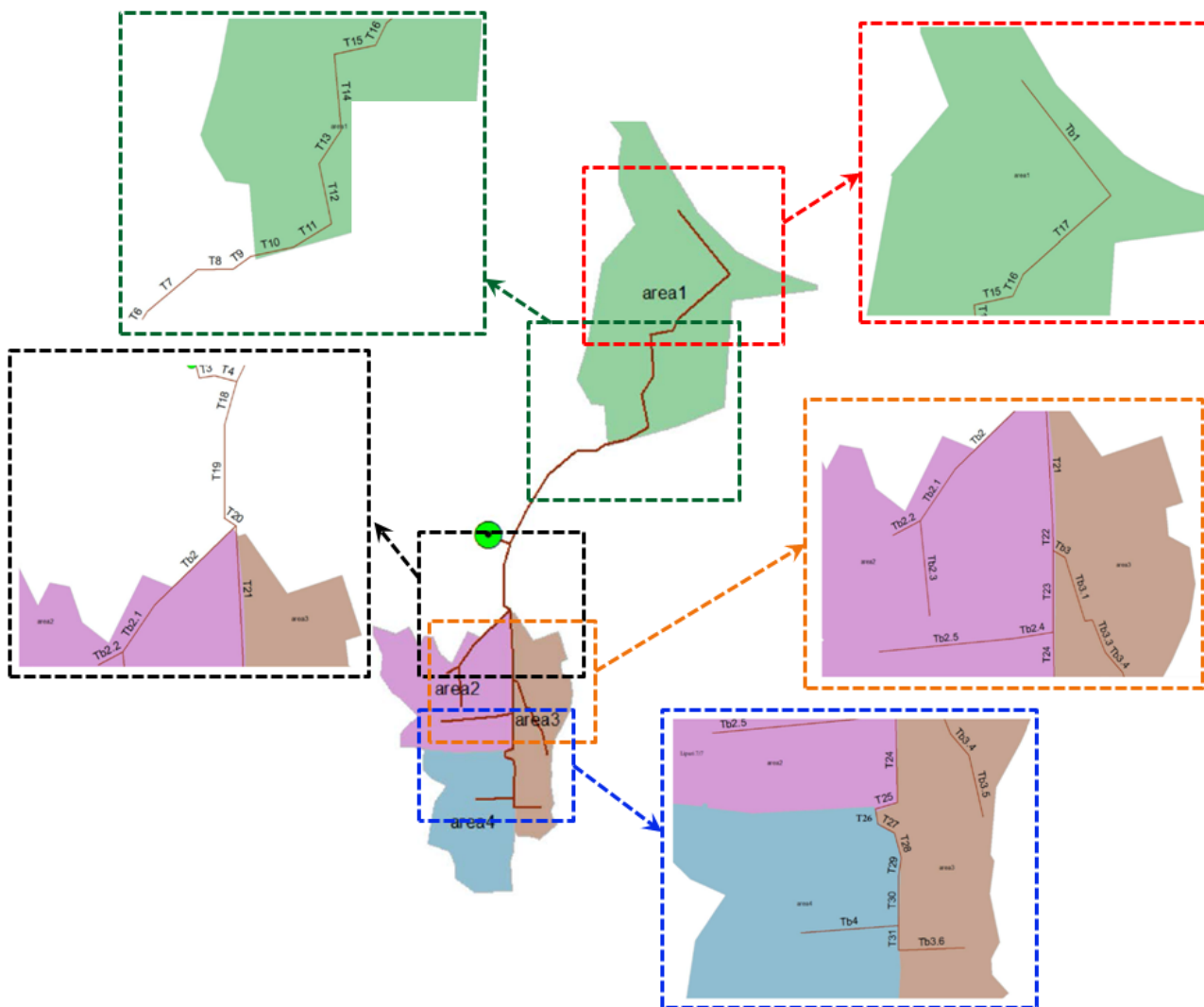


Figura 83 Numerazione progressiva dei diversi rami della dorsale principale di distribuzione

11.1.2 Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco

La metodologia che si adotta per l'identificazione di una configurazione di massima della rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento è basata sulla "densità di carico termico". Tale termine non va qui inteso come "consumo annuo per unità di superficie", misurabile in MWh/(anno*m²), bensì come "consumo annuo per metro di sviluppo lineare della potenziale rete che serve quella superficie", misurabile quindi in MWh/(anno*m). E' allora necessario quantificare preliminarmente lo sviluppo lineare (in metri) della rete di distribuzione del calore da installare per servire ciascuna area. A tal fine, è bene identificare da subito i due principali scenari di riferimento sulla cui base si sviluppano ipotetiche soluzioni alternative:

- a. Rete di teleriscaldamento "a bassa ramificazione", finalizzata a servire esclusivamente le grosse utenze ubicate presso ciascuna area o a distribuire solo il calore fino alle posizioni baricentriche delle diverse aree;
- b. Rete di teleriscaldamento "ad alta ramificazione", basata sull'assunzione di installare all'interno di ciascuna area una micro-rete capillare (presumibilmente comprendente tubazioni di minore diametro rispetto a quelle delle dorsali principali), in modo da rendere raggiungibile ciascun possibile utilizzatore residenziale presente nell'area.

Una rappresentazione grafica delle configurazioni di rete associate a ciascuno dei sopraccitati livelli di ramificazione è stata fornita nell'analisi puntuale proposta per l'isola di Lampedusa.

Rifacendosi alla medesima nomenclatura, una volta denominata con l_i la lunghezza relativa ad ogni ramo di dorsale principale e con $l_j^{tot} = \sum_{Area j} l_j^k$ la lunghezza totale dei rami interni della rete j (nell'ipotesi di rete ad

elevata ramificazione), è possibile avviare il calcolo della lunghezza totale della rete necessaria alla distribuzione di fluidi termovettori caldi o freddi in ciascuna area. Per i rami di dorsale principale "condivisi" tra le diverse aree, ossia quelli che vedono il loro sviluppo funzionale alla distribuzione dei fluidi termovettori in più di una delle aree esaminate, le relative lunghezze saranno allocate in quota parte su tutte le aree servite. Con riferimento allo schema presentato in **Figura 83**, è ad esempio possibile osservare come i rami da T1 a T4 siano utilizzati per la distribuzione dei fluidi termovettori verso tutte le 3 aree identificate; al contrario, i rami da T6 a T9 sono ad esempio utilizzati per la distribuzione dei fluidi termovettori solo verso l'area 1. Può essere quindi opportuno sviluppare, in forma tabellare, una matrice di inferenza che sintetizzi la relazione tra gli specifici rami di dorsale principale e le aree da essa servite; tale quadro è presentato in **Tabella 107**, unitamente ai dati sulle lunghezze in pianta di ciascun ramo.

Tabella 107 Quadro sinottico delle aree servite da ciascun ramo di dorsale principale

Ramo di dorsale	Lunghezza [m]	Area 1	Area 2	Area 3	Area 4
T1	7,18	x	x	x	x
T2	35,38	x	x	x	x
T3	33,65	x	x	x	x
T4	51,15	x	x	x	x
T5	167,28	x			
T6	214,27	x			
T7	169,62	x			
T8	95,68	x			
T9	55,97	x			
T10	114,51	x			
T11	116,61	x			
T12	159,72	x			
T13	105,64	x			
T14	199,29	x			
T15	110,21	x			
T16	65,12	x			
T17	321,42	x			
T18	97,52		x	x	x
T19	206,46		x	x	x
T20	30,42		x	x	x
T21	283,16		x	x	x
T22	54,41		x	x	x
T23	162,12		x	x	x
T24	170,37		x	x	x
T25	43,86			x	x
T26	29,20			x	x
T27	36,46			x	x
T28	48,94			x	x
T29	32,45			x	x
T30	96,35			x	x
T31	47,17			x	x
Tb1	395,16	x			
Tb2	250,54		x		
Tb2.1	124,61		x		
Tb2.2	62,31		x		
Tb2.3	189,87		x		
Tb2.4	81,44		x		
Tb2.5	270,25		x		
Tb3	27,36			x	
Tb3.1	131,78			x	
Tb3.2	14,81			x	
Tb3.3	69,74			x	
Tb3.4	54,10			x	
Tb3.5	119,55			x	
Tb3.6	125,57			x	
Tb4	186,91				x

È a questo punto possibile sviluppare, per ciascuno scenario di riferimento (ossia nell'ipotesi di distribuire calore solo verso le grosse utenze attraverso la rete a bassa ramificazione, o alternativamente verso tutte le possibili utenze tramite quella ad alta ramificazione), il calcolo della lunghezza equivalente di rete associata alla distribuzione di calore verso ogni area. Nel far ciò, si formula la seguente assunzione: ciascun ramo "i"

di dorsale il cui impiego è funzionale alla distribuzione del fluido termovettore verso N aree, vedrà imputata a ciascuna di esse una lunghezza equivalente pari ad l_i/N . Sebbene tale approccio sia semplificato, in quanto a rigore nella suddetta espressione ciascuna area andrebbe ponderata con i propri fabbisogni termici e frigoriferi, esso risulta adeguato per questa fase assolutamente preliminare in cui si elabora solo una definizione di massima dell'estensione della rete, senza procedere al dimensionamento di dettaglio di ciascun suo ramo. I risultati sono presentati in **Tabella 108**.

Tabella 108 Lunghezze equivalenti (espresse in m) relative alla distribuzione dei fluidi termovettori nelle diverse aree

	dorsali, $\sum(1/N)*l_i$	$\sum(l_{hotels}+l_{residence}+l_{scuola})$	Rami interni, l_j^{tot}	Lunghezza totale scenario bassa ramificazione	Lunghezza totale scenario alta ramificazione
Area 1	2290	395,2	987,9	2686	3278
Area 2	1356	237,1	1526,3	1593	2883
Area 3	1087	197,6	2029,5	1285	3117
Area 4	731	0	1814,1	731	2545

In **Tabella 108** è possibile osservare, oltre alla lunghezza dei rami di dorsali complessivamente allocata su ciascuna area (1° colonna) ed alla lunghezza dei rami interni relativi all'ipotesi di servire tutte le possibili utenze (3° colonna), anche un'ulteriore colonna (la 2°) che riporta le lunghezze dei rami interni relativi alla connessione alla rete principale delle grosse utenze ubicate in ciascuna area. Le lunghezze presentate in **Tabella 108** sono da intendersi come "metri di sviluppo in pianta della rete", e non come "metri di tubazione di cui effettuare la posa"; infatti, nella quasi totalità dei tratti la lunghezza in metri complessiva delle tubazioni potrà essere ottenuta moltiplicando i sopraccitati metri di sviluppo della rete per un fattore 2, così da tener conto della posa congiunta delle tubazioni di mandata e ritorno.

Prima di procedere con la valutazione di massima della morfologia di rete, occorre osservare come l'orografia del suolo suggerisca l'opportunità di escludere dal prosieguo dell'analisi l'ipotesi di distribuire acqua calda o surriscaldata verso l'area 1. Come si può osservare in **Figura 84**, infatti, i rami di dorsale destinati a distribuire il calore verso tale area dovrebbero superare degli ostacoli naturali (tratti con significative pendenze in ascesa o in discesa, superiore al 20%, con dislivello massimo nell'ordine dei 70 metri, connessi alla presenza dell'altura denominata "Collo Pirrera"), con evidenti difficoltà tecniche e significativo aumento dei costi per componentistica, opere civili e posa. Pertanto, si esaminerà esclusivamente la fattibilità di distribuzione del calore verso le aree indicate come "Area 2", "Area 3" ed "Area 4".

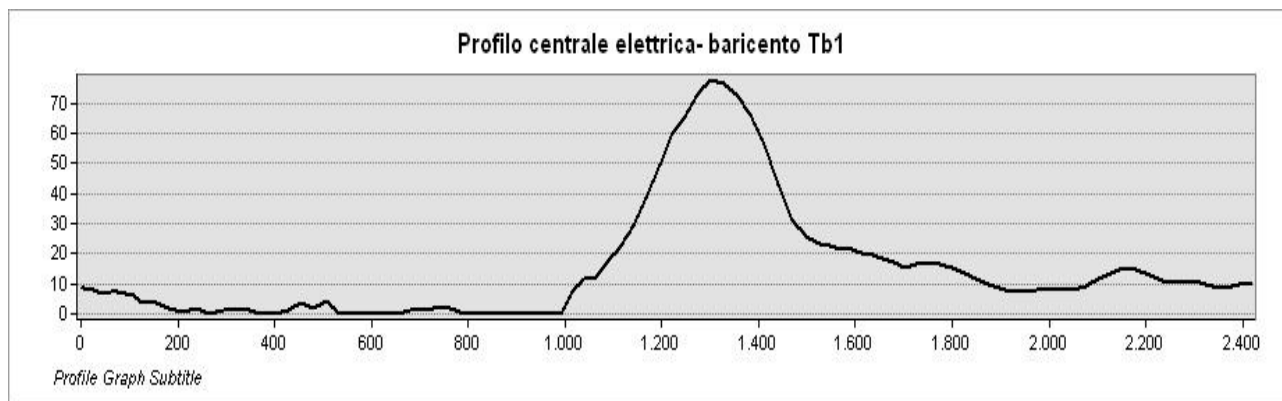


Figura 84 Sviluppo altimetrico delle condotte di trasporto lungo i rami di dorsale principale destinati alla distribuzione del calore verso l'Area 1

È a questo punto possibile implementare la metodologia di valutazione tipica per la fattibilità di reti di distribuzione del calore e/o del freddo nell'ambito di *low heat density areas*, basata sul calcolo del costo

unitario di distribuzione del calore, C_d , in funzione della densità lineare di richiesta termica annua Q_s/L . L'espressione analitica utilizzata è stata presentata nella sezione introduttiva del presente Report.

Come già visto nell'analisi introduttiva, si effettuano preliminarmente due diverse distinzioni. In primo luogo, si distinguono i seguenti casi:

- a. Ipotesi di servire solo le utenze "Acqua calda sanitaria" e "riscaldamento";
- b. Ipotesi di servire, oltre alle utenze "acqua calda sanitaria" e "riscaldamento", anche quelle relative al raffrescamento degli edifici nei quali è possibile supportare una produzione centralizzata dell'energia frigorifera (con distribuzione di acqua o aria fredda), come nel caso delle utenze alberghiere. In tale caso si suppone ovviamente che alla distribuzione di acqua calda faccia seguito una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Un'ulteriore ed altrettanto rilevante classificazione è stata introdotta sulla base del soggetto deputato all'installazione ed alla copertura dei costi relativi alle sottostazioni di distribuzione. Tali sottostazioni, che in ogni caso richiedono un contabilizzatore di calore ed una serie di sistemi di controllo e misura, prevedono l'installazione di scambiatori di calore a piastre (con "temperature approach" estremamente basso, nell'ordine dei 2-4°C) nel caso di accoppiamento cosiddetto "indiretto"; nel caso in esame, tale forma di accoppiamento risulta senz'altro preferibile in virtù della maggiore affidabilità ed indipendenza della rete primaria da eventuali problematiche occorrenti sulle reti secondarie o sui disconnettori idraulici. Con riferimento a tale classificazione, si distinguono i due seguenti scenari:

- A.** Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico dell'utente, che chiede allacciamento alla rete di distribuzione. In tale caso, poiché il costo delle stazioni di sottodistribuzione è piuttosto elevato (variando in genere dai 3000 ai 20000 € al variare della potenzialità della sottostazione), si suppone un tasso di "connessione" delle utenze distribuite molto basso, ed in particolare pari a:
- 10% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
 - 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
 - 30% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

Tali percentuali tengono conto del fatto che, oltre alla sussistenza di barriere connesse al costo di connessione, si possono presupporre difficoltà ben più strutturali connesse all'impossibilità di utilizzare, per buona parte del parco residenziale isolano, l'alimentazione tramite acqua calda/fredda prodotte a livello centralizzato. L'assunzione dello 0% di utenze residenziali interessate alla fornitura di acqua fredda per il raffrescamento ambientale, ad esempio, discende dal fatto che pressoché tutte le residenze, siano esse adibite ad uso abitativo o ad accoglienza turistica nel periodo estivo, vedono presumibilmente installate unità split e, pertanto, non potrebbero essere servite tramite acqua fredda a meno di onerose modifiche dell'attuale assetto impiantistico;

- B.** Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico della società proprietaria/gestore della rete. In tale ipotesi, si suppongono i seguenti tassi di "connessione":
- 30% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
 - 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
 - 60% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

In entrambi gli **scenari A e B**, per il calcolo della domanda termica da coprire tramite rete di distribuzione si introdurrà, oltre ai suddetti coefficienti riduttivi connessi alle richieste di connessione alla rete da parte dei privati, anche un ulteriore fattore riduttivo pari a 0,8 per tener conto di un ragionevole fattore di contemporaneità tra la disponibilità dei recuperi termici dalla centrale ed i fabbisogni di calore dell'utenza. In **Figura 85** sono rappresentate tre curve C_d vs. Q_s/L ottenute assumendo tre diversi diametri DN30, DN80 e DN150 cui si associano, per una rete che distribuisca acqua calda ed assumendo un ΔT tra mandata e ritorno nell'ordine dei 30°C, delle potenze trasferite rispettivamente nell'ordine di 70 kW, 500 kW e 3 MW. Nella medesima figura sono riportati i punti rappresentativi dei diversi rami della dorsale principale, nell'ipotesi che sia la società proprietaria/gestore della rete a sostenere interamente i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione; due serie distinte di dati, invece, sono mostrate per le ipotesi di includere o escludere i fabbisogni per il raffrescamento ambientale (modulati attraverso un fattore $1/COP_{\text{assorbitore}}$ per tener conto della necessità di conversione in un frigorifero ad assorbimento). Entrambe le serie di dati sono relative all'ipotesi di rete ad elevata ramificazione; come è facilmente deducibile dalla rappresentazione sintetica della distribuzione dei carichi in **Figura 83**, infatti, le utenze centralizzate rappresentano una frazione piuttosto modesta dei carichi energetici complessivi, ragion per cui si può giustificatamente ritenere (tale ipotesi è stata anche rapidamente verificata) che non sia economicamente fattibile una soluzione che preveda l'installazione della rete al solo scopo di servire le poche grosse utenze presenti nel territorio in esame. In **Figura 85** è identificato un punto rappresentativo di ciascun ramo di dorsale principale, così da rendere il grafico utile a valutare quali rami possano convenientemente essere inclusi e, viceversa, quali dovrebbero essere esclusi da una possibile rete di distribuzione del calore.

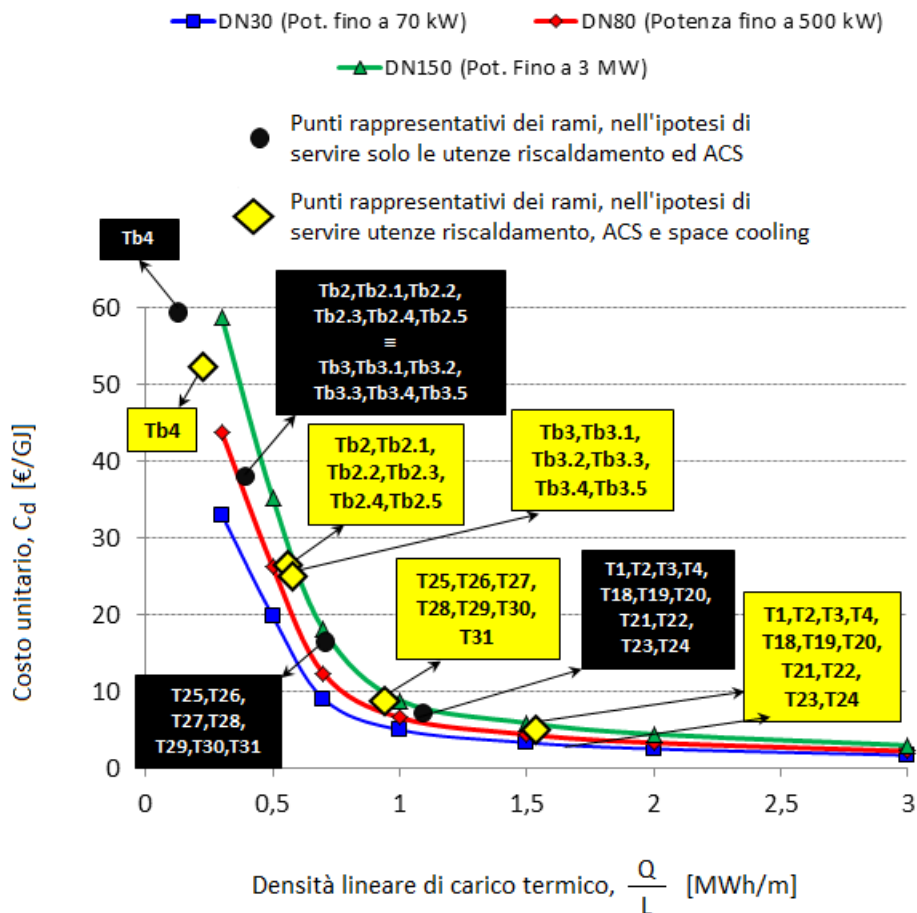


Figura 85 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dall'azienda proprietaria/gestore della rete

Dall'analisi della **Figura 85** si può osservare come:

- I. I costi unitari di distribuzione piuttosto elevati, e superano per molti tratti maggiormente periferici il limite di fattibilità economica di 8-10 €/GJ, a causa della densità lineare di carico termico molto modesta. Tale risultato, peraltro, è assolutamente comune ai due scenari basati rispettivamente sulla sola distribuzione di calore per acqua calda sanitaria e riscaldamento (indicatore con pallino nero in **Figura 85**) e sulla distribuzione di calore destinato sia al soddisfacimento di tali domande termiche che, tramite uso di frigoriferi ad assorbimento, al soddisfacimento della domanda di raffrescamento delle grosse utenze con impianti centralizzati;
- II. Proprio in virtù di tali risultati abbastanza prossimi per le due ipotesi "a." e "b." relative ai fabbisogni energetici da soddisfare, appare del tutto intuitivo come non sia conveniente ipotizzare l'uso di reti di distribuzione ad alta temperatura e l'installazione di frigoriferi ad assorbimento, in quanto il maggior costo di impianto e di esercizio sarebbe chiaramente di difficile recupero;
- III. I valori modesti della densità lineare di carico termico sono comuni a quasi tutti i tratti della dorsale principale della rete, tranne che a quelli estremamente a monte che quindi servirebbero l'intero gruppo di utenze ricadenti nelle tre aree considerate. Tali bassi valori di Q_s/L , spesso al di sotto delle soglie di fattibilità in genere identificate con il range di 1-2 GJ/(m×a), sono giustificati dalla notevole fluttuazione stagionale delle presenze nell'isola.

Passiamo invece adesso ad esaminare gli analoghi andamenti ottenuti nello scenario alternativo, nel quale i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione risultassero a carico dei privati che avanzassero richiesta di connessione. I risultati sono mostrati in **Figura 86**. È possibile osservare come ancora una volta i due scenari basati l'uno sulla distribuzione di calore solo per utenze ACS e riscaldamento e l'altro orientato al soddisfacimento tramite frigoriferi ad assorbimento di fabbisogni frigoriferi delle utenze centralizzate conseguano risultati paragonabili. Tuttavia, da un confronto tra le **Figura 85** e **Figura 86** emerge chiaramente come l'ipotesi di un tasso di "connessione" più modesto (connessa all'assunzione di un minor tasso di volontaria richiesta di connessione dei privati alla rete, indotta dalla necessità di sostenere i relativi costi di allacciamento) porti ad un'ulteriore riduzione della densità lineare di domanda anche sui rami principali di dorsale a monte della rete, con conseguente aumento dei costi unitari di distribuzione (che passa su tali rami da 7-16 €/GJ a valori compresi tra 14 e 40 €/GJ).

È del tutto chiaro come l'analisi appena proposta suggerisca l'assenza di un potenziale reale di fattibilità di una rete di distribuzione alimentata tramite i recuperi termici dai motori della centrale elettrica. Tuttavia, per esaustività di indagine e per la significatività dei consumi energetici dell'isola si procederà ugualmente, nelle prossime due sezioni, a mettere a punto delle ipotesi progettuali di massima ed a valutarne i parametri sintetici di performance economica. Ciò sarà ovviamente fatto, alla luce delle risultanze appena discusse, per entrambi gli scenari relativi alla copertura dei costi per le sottostazioni di connessione, ma sempre nell'ipotesi di orientare la progettazione della rete al soddisfacimento dei soli fabbisogni di acqua calda sanitaria e riscaldamento.

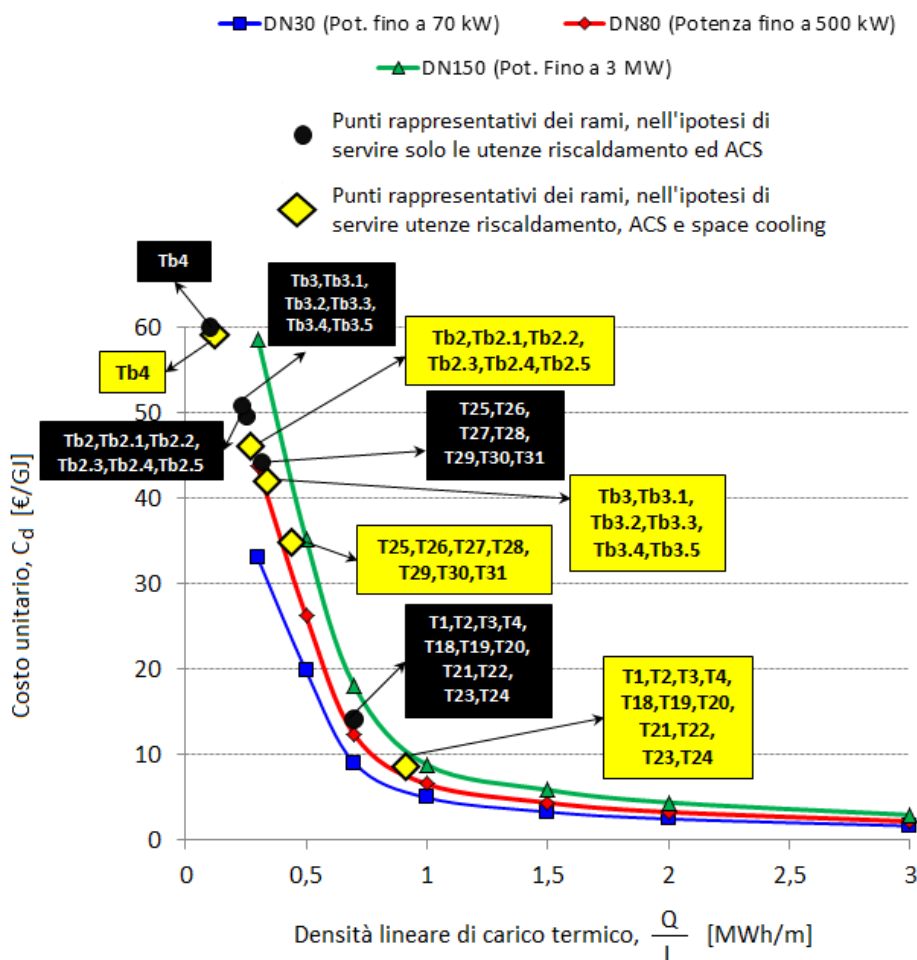


Figura 86 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dal privato che avanza richiesta di connessione

11.2 Definizione di alcuni parametri progettuali di massima

La definizione di parametri progettuali di massima riguarda essenzialmente i seguenti aspetti applicativi:

- I. la definizione delle condizioni di esercizio della rete, in termini di temperatura e pressione, e della tipologia di rete da utilizzare;
- II. la definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica per consentire i recuperi termici e procedere con il retrofit in modalità cogenerativa dei gruppi;
- III. la definizione di ragionevoli diametri delle condotte per le dorsali principali e per le reti intra-area, a seconda della potenzialità termica da esse trasportata.

Poiché quella che si deve produrre è una morfologia di massima della rete, non si entrerà in alcun modo nei dettagli relativi all'ubicazione delle pompe e nel calcolo dei costi di pompaggio.

11.2.1 Definizione delle condizioni di esercizio della rete

Questa fase richiede alcune valutazioni di merito relativamente ai livelli termici e di pressione ottimali ai quali esercire la rete, in virtù delle richieste termiche e di alcune altre informazioni inerenti l'orografia del sito. Dal punto di vista delle temperature, si osserva come:

- Al fine di ridurre i costi di pompaggio e consentire un dimensionamento dei diversi rami della rete su diametri più ridotti, è ragionevole ipotizzare un ΔT piuttosto elevato tra mandata e ritorno, nell'ordine dei 25°C;
- Poiché non si contemplerà l'ipotesi di installazione di frigoriferi ad assorbimento e tenendo conto del fatto che le perdite di distribuzione aumentano e la vita utile della rete decresce al crescere della temperatura media di esercizio, si assume una temperatura di mandata decisamente moderata, nell'ordine degli 85 °C, con un ritorno conseguentemente fissato in condizioni nominali a 60 °C.

Per quanto concerne le pressioni di esercizio, non sussistendo la necessità di garantire alcuna pressurizzazione stante l'assunta distribuzione di acqua "sotto raffreddata" (in termini termodinamici), occorre tener conto dell'eventuale dislivello massimo occorrente attraverso i rami della rete. Pertanto, una volta identificato lo sviluppo in pianta delle dorsali principali T1-T4 e T18-T31 di cui alla precedente sezione, si sono esaminate i relativi sviluppi altimetrici, mostrati sinteticamente per aree in **Figura 87a-f**.

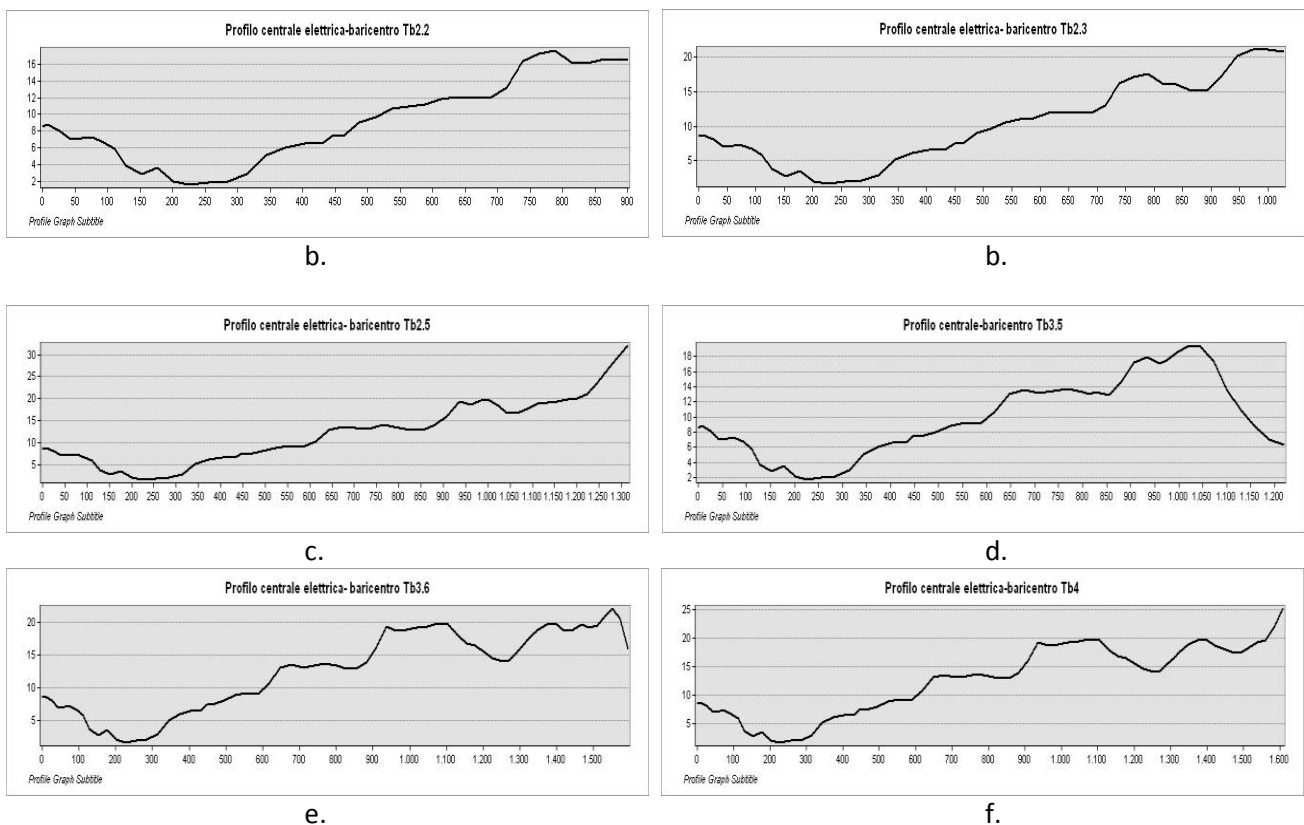


Figura 87 Sviluppo altimetrico delle condotte di trasporto, lungo i rami di dorsale principale, che collegano la centrale elettrica alle diverse aree

Si può osservare come i dislivelli massimi siano nell'ordine dei 25 metri, essendo quindi necessario tenere in considerazione nella scelta delle pressioni di esercizio la prevalenza geodetica indotta, nell'ordine dei 2,5 bar. Combinando le informazioni di cui sopra si osserva che, in virtù della limitata temperatura di mandata supposta, si potrà adottare l'uso di tubazioni flessibili in polietilene reticolato, il cui utilizzo è in genere raccomandato per temperature fino a 90-95 °C. Simili tubazioni consentono in genere posa diretta sul terreno, senza l'utilizzo di canali e, in virtù della loro flessibilità, non richiedono elementi di compensazione per "assorbire" la modesta dilatazione termica. Al fine di assicurare una vita utile della rete nell'ordine dei 30 anni, sulla base dei tipici andamenti della relazione tra vita utile e condizioni di esercizio mostrate in **Tabella 109**, è ragionevole assumere una pressione di esercizio pari a 10 bar.

Tabella 109 Tipico andamento* della relazione tra vita utile della rete e temperatura e pressione di esercizio

Temperatura d'esercizio °C	Sanitario			
	Pressione d'esercizio (bar)			
	1 anno	10 anni	25 anni	50 anni
10	28.3	27.6	27.3	27.1
20	25.1	24.4	24.2	24.0
30	22.3	21.7	21.4	21.3
40	19.8	19.3	19.1	19.8
50	17.7	17.2	17.0	16.8
60	15.8	15.3	15.2	15.0
70	14.1	13.7	13.6	13.4
80	12.7	12.3	12.1	10.8
90	11.4	11.0	10.6	10.2
95	10.8	10.3	10.0	9.6

Valori estrapolati

* Fonte: Catalogo BRUGG PypeSystem

11.2.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica

L'isola di Lipari rappresenta, insieme a quella di San Domino nell'arcipelago delle Tremiti, uno dei pochi casi nei quali non si è reso possibile acquisire informazioni tecniche di dettaglio riguardo alla capacità dei singoli gruppi di generazione elettrica installati. Tuttavia, si può osservare come in tutte le isole esaminate per le quali erano disponibili sufficienti dati sulla capacità di produzione elettrica installata, il potenziale di recupero termico è sempre risultato in forte esubero rispetto ai fabbisogni dell'utenza, al punto che si è liberamente potuto valutare su quali tra i gruppi presenti fosse conveniente, per ragioni di affidabilità e flessibilità del servizio, installare i moduli di recupero termico. Per l'isola di Lipari si opererà pertanto in analogia, assumendo che vi sia un sufficiente numero di motori ed una sufficiente capacità di recupero per la copertura dei fabbisogni termici di picco da parte del bacino di utenze servito dalla rete di distribuzione del calore; anche i costi di investimento per il retrofit in assetto cogenerativo dei gensets presenti sarà stimato di conseguenza. Ovviamente, non si potrà dettagliare in alcun modo l'esatta capacità di recupero ad alta ed a bassa temperatura dai motori, né la suddivisione di tale capacità in più scambiatori accoppiati alle diverse unità di produzione; al fine di stimare appropriatamente i costi, si assumerà che il 60% della capacità di recupero sia basata sull'installazione di scambiatori a piastre accoppiati al circuito di raffreddamento ed il 40% della stessa sull'installazione di scambiatori a fascio tubiero accoppiati al circuito di scarico dei gas esausti.

Come si vedrà nel paragrafo successivo, la potenza termica di picco di cui la rete di teleriscaldamento potrà necessitare in input può essere stimata, nei due scenari precedentemente esaminati, come segue:

- **Scenario A (costi delle sottostazioni a carico dell'utente):** Potenza termica di picco =992,9 kW
- **Scenario B (costi delle sottostazioni a carico della società proprietaria/gestore della rete) :** Potenza termica di picco =2,058 MW

11.2.3 Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali

Il calcolo dei diametri delle condotte è basato sulla valutazione preliminare delle portate d'acqua circolanti (essendo note le potenze termiche da trasferire, nelle condizioni più gravose di progetto, lungo ciascun ramo ed il ΔT tra mandata e ritorno). In accordo con la prassi progettuale nel campo delle reti di teleriscaldamento, nota la portata, il diametro è calcolato in modo da conseguire perdite di carico distribuite nell'ordine dei 140-160 Pa/m; ovviamente, occorrerà poi optare per un diametro commerciale prossimo a quello desiderato.

I diametri nominali ottenuti per i diversi vari rami di rete sono presentati in **Tabella 110**, sia con riferimento allo scenario A che a quello B sopraccitati. Si può osservare come, a valle del calcolo della portata massica

fluente in condizioni di massimo carico di progetto in ciascun ramo della dorsale, sia stato dapprima identificato un diametro teorico derivato dalla perdita di carico imposta, quindi il più appropriato diametro nominale tra quelli commercialmente disponibili per la tipologia di tubazione in esame.

Tabella 110 Dimensionamento dei rami delle dorsali principali della rete di distribuzione*

	Potenza di picco [kW]	Potenza di picco [kW]	Portata massica [kg/s]	Portata massica [kg/s]	d ^{teorico} [mm]	d ^{teorico} [mm]	DN effettivo [mm]	DN effettivo [mm]
T1	2058,2	992,9	19,67	9,49	122	96	125	100
T2	2058,2	992,9	19,67	9,49	122	96	125	100
T3	2058,2	992,9	19,67	9,49	122	96	125	100
T4	2058,2	992,9	19,67	9,49	122	96	125	100
T18	2058,2	992,9	19,67	9,49	122	96	125	100
T19	2058,2	992,9	19,67	9,49	122	96	125	100
T20	2058,2	992,9	19,67	9,49	122	96	125	100
T21	2058,2	992,9	19,67	9,49	122	96	125	100
T22	2058,2	992,9	19,67	9,49	122	96	125	100
T23	2058,2	992,9	19,67	9,49	122	96	125	100
T24	2058,2	992,9	19,67	9,49	122	96	125	100
T25	1286,6	607,5	12,29	5,80	107	78	100	80
T26	1286,6	607,5	12,29	5,80	107	78	100	80
T27	1286,6	607,5	12,29	5,80	107	78	100	80
T28	1286,6	607,5	12,29	5,80	107	78	100	80
T29	1286,6	607,5	12,29	5,80	107	78	100	80
T30	1286,6	607,5	12,29	5,80	107	78	100	80
T31	1286,6	607,5	12,29	5,80	107	78	100	80
Tb2	771,6	385,4	7,37	3,68	81	60	80	50
Tb2.1	771,6	385,4	7,37	3,68	81	60	80	50
Tb2.2	771,6	385,4	7,37	3,68	81	60	80	50
Tb2.3	771,6	385,4	7,37	3,68	81	60	80	50
Tb2.4	771,6	385,4	7,37	3,68	81	60	80	50
Tb2.5	771,6	385,4	7,37	3,68	81	60	80	50
Tb3	904,2	438,0	8,64	4,18	92	64	100	65
Tb3.1	904,2	438,0	8,64	4,18	92	64	100	65
Tb3.2	904,2	438,0	8,64	4,18	92	64	100	65
Tb3.3	904,2	438,0	8,64	4,18	92	64	100	65
Tb3.4	904,2	438,0	8,64	4,18	92	64	100	65
Tb3.5	904,2	438,0	8,64	4,18	92	64	100	65
Tb3.6	904,2	438,0	8,64	4,18	92	64	100	65
Tb4	382,5	169,5	3,65	1,62	60	48	65	50

* in rosa le celle relative allo scenario A, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico del privato che avanza richiesta di connessione, in celeste le celle relative allo scenario B, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete

È assolutamente arduo effettuare una stima di massima degli elementi speciali che saranno utilizzati; tuttavia, trascurare il costo degli stessi potrebbe portare a sottostimare significativamente l'investimento complessivo, inficiando le conclusioni dello studio di pre-fattibilità. Pertanto si effettua la seguente stima di massima, che ovviamente incorpora significativi margini di errore, specie su alcune voci assolutamente difficili da prevedere ed analizzabili solo ad un livello più approfondito di studio di fattibilità:

- Non è necessario installare un notevole numero di muffole per isolamento giunzioni, in quanto la tipologia di tubazione adottata, in materiale plastico, viene in genere fornita in rotoli della lunghezza richiesta e può conformarsi alla traccia, così abbattendo i costi di posa. Si assume quindi, a titolo conservativo, un numero di muffole per ripristino giunzioni pari a 70 sulle dorsali principali, nonché altre 32 per tubazioni di diametro inferiore (compreso tra DN25 e DN50) per le condotte di distribuzione interne alle aree identificate, sino alle singole utenze;
- Derivazioni a TEE: se ne identificano 5 sulle dorsali principali, oltre ad un numero oltre ad un numero stimato pari a 38 sulla rete ad elevata ramificazione. Occorrerebbe aggiungere l'elevato numero di giunzioni in prossimità delle utenze; tuttavia, i costi relativi alle derivazioni asservite alle utenze saranno inclusi in un generico costo di sottostazione, che pertanto includerà oltre ai costi di contabilizzatore di calore, scambiatore e organi di controllo/misura/sicurezza, anche questa componente connessa al costo di derivazione.

Si ribadisce che il reale utilizzo di tali elementi è scarsamente predicibile al livello di dettaglio della presente analisi, e pertanto i valori assunti non intendono in alcun modo rappresentare una reale quantificazione degli elementi che si renderanno realmente necessari in fase progettuale.

11.3 Analisi economica di massima

Sulla base delle soluzioni identificate nella sezione precedente e dei livelli di domanda termica e frigorifera attesa, è possibile condurre una valutazione economica di massima. Essa conterà delle seguenti 3 fasi elementari:

- I. Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo;
- II. Stima dei proventi annui dalla vendita di calore;
- III. Calcolo di indicatori sintetici, ed in particolare del tempo di ritorno atteso dell'investimento.

11.3.1 Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo

Il costo complessivo d'investimento include diverse componenti, tra cui:

- a. Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo
- b. Costo per l'acquisto della rete, degli elementi accessori e della componentistica di controllo e misura, escluso ciò che si è assunto di comprendere nel costo delle sottostazioni;
- c. Costo delle opere civili per la posa delle condotte di distribuzione e realizzazione in-situ di elementi speciali, saldature e tutto quanto attiene alla posa;
- d. Costo delle sottostazioni di distribuzione, inclusivo dei costi per scambiatori di calore, contabilizzatore di calore ed elementi di controllo/misura/sicurezza.

Tutte le sopraccitate componenti di costo saranno calcolate sia per lo scenario A (oneri di connessione alla rete in carico al privato che richiede la fornitura di calore) che per quello B (oneri relativi alle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete).

Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

Tale componente di costo è calcolata sulla base di valori medi, tratti da report o databases [20,22], e rispettivamente pari a $C_{exhausts}^{alta T} = 110$ €/kW per lo scambiatore a recupero ad alta temperatura dai gas di scarico ed a $C_{cjlw}^{bassa T} = 130$ €/kW per lo scambiatore a piastre per il recupero a bassa temperatura; tali costi unitari sono comprensivi degli oneri per installazione. Di conseguenza si ottiene:

$$C_{retrofit}^{centrale} = \sum_{j \in \{motori\}} C_{exhausts}^{alta T} \cdot (H_{exhausts}^{alta T})_j + C_{cjlw}^{bassa T} \cdot (H_{cjlw}^{bassa T})_j \quad (2)$$

La quale, sulla base delle potenzialità termiche di recupero mostrate in [Tabella 110](#), porta a calcolare per entrambi gli scenari (i quali si differenziano per altre componenti di costo ma, per le assunzioni fatte, non per quella relativa al retrofit in assetto cogenerativo della centrale), il seguente costo:

$$C_{retrofit}^{centrale} = 376,6 \text{ k€}$$

Costo per acquisto di rete ed elementi speciali

Il costo unitario di acquisto di questa tipologia di rete, in €/m, è ben approssimato dalla seguente relazione quadratica:

$$C_{unitario}^{rete} = 0,0011 \cdot DN^2 + 0,6128 \cdot DN + 12,46$$

Una volta implementata sui rami principali delle dorsali, tale espressione analitica conduce al calcolo dei costi complessivi mostrati in [Tabella 111](#).

Tabella 111 Calcolo del costo delle reti di distribuzione, con riferimento ai rami di dorsale principali

	Lunghezza [m]	SCENARIO A			SCENARIO B		
		DN [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	C ^{ramo} _{totale (2 tubi)} [€]	DN [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	C ^{ramo} _{totale (2 tubi)} [€]
T1	7,2	100	84,74	1218	125	106,25	1527
T2	35,4	100	84,74	5997	125	106,25	7519
T3	33,7	100	84,74	5703	125	106,25	7151
T4	51,1	100	84,74	8668	125	106,25	10868
T18	97,5	100	84,74	16528	125	106,25	20722
T19	206,5	100	84,74	34991	125	106,25	43871
T20	30,4	100	84,74	5155	125	106,25	6464
T21	283,2	100	84,74	47989	125	106,25	60169
T22	54,4	100	84,74	9222	125	106,25	11562
T23	162,1	100	84,74	27477	125	106,25	34450
T24	170,4	100	84,74	28875	125	106,25	36203
T25	43,9	80	68,52	6011	100	84,74	7433
T26	29,2	80	68,52	4001	100	84,74	4948
T27	36,5	80	68,52	4996	100	84,74	6179
T28	48,9	80	68,52	6707	100	84,74	8295
T29	32,4	80	68,52	4447	100	84,74	5499
T30	96,4	80	68,52	13205	100	84,74	16330
T31	47,2	80	68,52	6464	100	84,74	7994
Tb2	250,5	50	45,85	22975	80	68,52	34336
Tb2.1	124,6	50	45,85	11426	80	68,52	17077
Tb2.2	62,3	50	45,85	5714	80	68,52	8540
Tb2.3	189,9	50	45,85	17411	80	68,52	26021
Tb2.4	81,4	50	45,85	7468	80	68,52	11161
Tb2.5	270,2	50	45,85	24782	80	68,52	37037
Tb3	27,4	65	56,94	3116	100	84,74	4637
Tb3.1	131,8	65	56,94	15007	100	84,74	22334
Tb3.2	14,8	65	56,94	1687	100	84,74	2510
Tb3.3	69,7	65	56,94	7942	100	84,74	11820
Tb3.4	54,1	65	56,94	6161	100	84,74	9169
Tb3.5	119,5	65	56,94	13614	100	84,74	20261
Tb3.6	125,6	65	56,94	14299	100	84,74	21281
Tb4	186,9	50	45,85	17140	65	56,94	21285
Tot. rami dorsali	3175,1	-	-	406394	-	-	544653

A tali costi occorre aggiungere, in primo luogo, i costi relativi alle reti capillari (ad alta ramificazione) interni alle singole aree. In tali aree non si è effettuato, come è ovvio, uno specifico dimensionamento di ogni tratto della rete, per cui può avere senso supporre una potenza trasferita media all'interno di ogni area, cui far corrispondere un diametro medio delle tubazioni installate nell'area e, quindi, un corrispondente costo unitario e costo totale. Tali costi sono presentati in **Tabella 112** per i due scenari A e B; sebbene l'ipotesi di installazione di rete ad elevata ramificazione richieda una copertura pressochè totale delle aree in esame, sussistono delle moderate differenze di costo d'investimento tra i due scenari, connessi alle diverse potenze medie trasferite e ad un fattore riduttivo che tiene conto di eventuali utenze non raggiunte dalla rete (nel caso in cui alcuni residenti piuttosto periferici non chiedano, specie nello scenario A, di connettersi alla rete evitando così di sostenere gli oneri di connessione).

Tabella 112 Costi stimati per le reti ad elevata ramificazione intra-area

	Lunghezza [m]	Scenario A				Scenario B			
		P _{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/m]	c ^{rete} _{intra-area} [€]	P _{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c ^{rete} _{unitario} [€/r]	c ^{rete} _{intra-area} [€]
Area 2	1526	67,9	DN32	33,20	70935	166,3	DN50	45,85	111971
Area 3	2029	77,9	DN32	33,20	94319	195,4	DN50	45,85	148883
Area 4	1814	32,1	DN25	28,47	72299	84,5	DN32	33,20	96352
Totale					237553				357206

Infine, occorre considerare il costo degli elementi speciali. Riferendosi ai soli elementi indicati nella sezione precedente, si può ipotizzare come costo:

$$C_{muffole} = 70 \cdot 180 \text{ €/cad.} + 32 \cdot 60 \text{ €/cad.} = 14520 \text{ €}$$

$$C_{\text{derivazioni TEE}} = 5 \cdot 400 \text{ €/cad.} + 38 \cdot 180 = 8840 \text{ €}$$

Il costo complessivo dei suddetti elementi risulterebbe $C_{\text{pezzi speciali}} = 23360 \text{ €}$. Invero, le cifre appena calcolate non rappresentano una stima analitica, ma solo valori di riferimento puramente orientativi; ciò in quanto al livello di analisi della presente trattazione non è possibile quantificare il numero di elementi di ciascuna tipologia. Tuttavia, ciò che rassicura sull'uso di tale risultato complessivo in termini di $C_{\text{pezzi speciali}}$ è il fatto che esso risulti in ragionevole accordo con l'incidenza media dei costi dei pezzi speciali sul totale dell'acquisto per reti in materiale plastico, che in genere per tubazioni in materiale plastico vale $\frac{C_{\text{pezzi speciali}}}{C_{\text{tubazioni lineari}}} \cong 0.02 - 0.05$. Pertanto, indipendentemente dal fatto che in fase più avanzata di studio di fattibilità risulti ben maggiore al previsto il numero richiesto di alcuni pezzi speciali e ben inferiore quello di altri, l'inclusione di un costo totale nell'ordine dei 23,5 k€ per l'acquisto di tali elementi appare una valutazione ragionevole.

Costo per opere civili e montaggio

Anche queste voci di costo, come le precedenti, risultano di difficilissima quantificazione al livello di dettaglio della presente analisi. Appare ragionevole pertanto l'assunzione di valori medi derivati dalla prassi relativa al teleriscaldamento urbano, con l'aggiunta di un fattore moltiplicativo pari ad 1,1 per tenere conto dei maggiori oneri per il trasferimento di macchinari e mezzi presso l'isola:

$$C_{\text{opere civili}} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{\text{opere civili}}}{C_{\text{tubazioni lineari}}}_{\text{medio}} \right) \cdot C_{\text{tubazioni lineari}} = 1,1 \cdot 0,94 \cdot C_{\text{tubazioni lineari}} = 1,03 \cdot C_{\text{tubazioni lineari}}$$

$$C_{\text{montaggio}} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{\text{montaggio}}}{C_{\text{tubazioni lineari}}}_{\text{medio}} \right) \cdot C_{\text{tubazioni lineari}} = 1,1 \cdot 0,24 \cdot C_{\text{tubazioni lineari}} = 0,264 \cdot C_{\text{tubazioni lineari}}$$

Tali costi, ovviamente, risulteranno diversi nell'ipotesi di scenario A e B, poiché diversi sono i costi associati all'acquisto delle tubazioni come già evidenziato nelle precedenti sottosezioni.

Costo per sottostazioni

Il costo delle sottostazioni viene stimato sulla base di due sole tipologie di utenza, ossia le grosse utenze alberghiere e le piccole residenziali. Esso include i costi per lo scambiatore di calore, il contabilizzatore di calore, gli organi di controllo e misura, i circolatori a portata variabile sul secondario ed, in particolare, le costose valvole a sfera da installare sul primario in corrispondenza delle derivazioni verso l'utenza. Tali costi sono stimati in maniera forfettaria, sulla base anche dei costi di allacciamento risultanti da indagini compiute per reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale, come segue:

$$C_{\text{unitario sottostaz.}}^{\text{grosse utenze}} = 20 \text{ k€}$$

$$C_{\text{unitario sottostaz.}}^{\text{residenziale}} = 3 \text{ k€}$$

Il numero di grosse utenze che si assume di servire è pari a 7 (casa di reclusione + scuole + alberghi), mentre il numero di utenze residenziali risulta pari a 234 nello scenario A ed a 468 nello scenario B, conducendo quindi alla stima dei seguenti costi relativi alle sottostazioni di distribuzione:

$$C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{grosse utenze}} = 16 \text{ utenze} \cdot 20 \frac{\text{k€}}{\text{utenza}} = 320 \text{ k€}$$

$$C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{residenziale,A}} = 288 \text{ utenze} \cdot 3 \frac{\text{k€}}{\text{utenza}} = 864 \text{ k€}$$

$$C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{residenziale,B}} = 576 \text{ utenze} \cdot 3 \frac{\text{k€}}{\text{utenza}} = 1728 \text{ k€}$$

Costo di investimento complessivo nei due scenari

Per ciascuno scenario è possibile, a questo punto, stimare un costo complessivo degli interventi da eseguire e dei materiali da acquisire per il retrofit della centrale e la realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita alle grosse utenze centralizzate ed a quelle residenziali distribuite nella parte della comunità di Favignana esaminata:

$$C_{totale} = C_{retrofit}^{centrale} + C_{frigorif.} + C_{rami}^{totale} + C_{rete}^{intra-Area} + C_{pezzi\ speciali} + C_{opere\ civili} + C_{montaggio} (+C_{grosse\ utenze}^{totale\ sottostaz.} + C_{residenziale}^{totale\ sottostaz.})$$

Le componenti di costo relative alle sottostazioni sono indicate entro parentesi a voler ricordare che sono da includere nel costo totale d'investimento solo nello scenario B, che prevede che siano sostenute a carico della società proprietaria/gestore della rete o, comunque, non dai privati che avanzano richiesta di allacciamento.

Sulla base dei costi presentati nelle precedenti sottosezioni, si ottiene:

$$C_{totale}^{scenario\ A} \cong 376,6 + 406,4 + 237,6 + 23,4 + 663,3 + 170,0 = 1.877,3 \text{ k€}$$

$$C_{totale}^{scenario\ B} \cong 376,6 + 544,6 + 357,2 + 23,4 + 928,8 + 238,1 + 320 + 1728 = 4.516,7 \text{ k€}$$

11.3.2 Stima dei proventi annui dalla vendita di calore

La stima dei proventi annui dalla vendita di calore discende direttamente dalle assunzioni già fatte relativamente alle frazioni della domanda della comunità isolana che si assume di coprire tramite produzione centralizzata in teleriscaldamento/raffrescamento, nonché dalla fissazione di una tariffa di fornitura del calore. In piena coerenza con i valori medi registrati per le reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, nella presente indagine di fattibilità di massima si assumeranno i seguenti prezzi del calore contabilizzato a ciascun utente:

- Calore per acqua calda sanitaria: 45 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze residenziali: 90 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze del settore terziario: 70 €/MWh

Nelle **Tabella 113** e **Tabella 114** sono riassunti i ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera, su base annua.

Tabella 113 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento A

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	699,85	90	62986,60
Riscaldamento - terziario	385,47	70	26982,92
ACS residenziale + terziario	605,19	45	27233,73
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			117203,26

Tabella 114 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento B

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	2099,55	90	188959,81
Riscaldamento - terziario	474,43	70	33209,75
ACS residenziale + terziario	1094,36	45	49246,25
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			271415,81

11.3.3 Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

Sulla base delle stime effettuate in relazione ai costi di investimento ed ai ricavi annui dalla vendita di energia termica e frigorifera al bacino di potenziali utenze identificato, è possibile calcolare alcuni indicatori sintetici, ed in particolare si focalizzerà l'attenzione sui seguenti:

- Valore Attuale Netto, calcolato sviluppando un'analisi in moneta costante e definito come:

$$VAN^{scenario} = -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{n_{life}} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j}$$

in cui n_{life} indica la vita utile attesa dell'installazione, che può essere assunta pari a 30 anni come di consuetudine nello studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento, mentre i_{def} rappresenta il tasso di interesse deflazionato, che nella presente analisi sarà supposto pari a 0,05 (ossia al 5%).

- Discounted Payback Time, calcolato come:

$$DPT^{scenario} = \min \kappa \left[-C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{\kappa} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j} \geq 0 \right]$$

- Profitability Index, calcolato come:

$$PI^{scenario} = \frac{VAN^{scenario}}{C_{totale}^{scenario}}$$

Con riferimento ai due scenari in esame, i valori assunti dai sopraelencati indicatori sono presentati in **Tabella 115**.

Tabella 115 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

	Scenario A	Scenario B
Valore Attuale Netto [k€]	-75,6	-344,4
Discounted Payback Time [anni]	-	-
Profitability Index [-]	-0,040	-0,076

Si può sottolineare come:

- Entrambi gli scenari presentano un Valore Attuale Netto del flusso di cassa negativo, e pertanto in nessuno di essi si recupera l'investimento entro la fine vita attesa dell'impianto;
- Il tempo di ritorno dell'investimento non è pertanto definito;
- Il Profitability Index risulta negativo, il che suggerisce chiaramente come l'alternativa "non investire" rappresenti di gran lunga la scelta economicamente più ragionevole.

Si può tuttavia osservare come a conclusioni più promettenti dal punto di vista della fattibilità economica dell'investimento si giungerebbe qualora, nell'ambito di Progetti finalizzati allo sviluppo territoriale in ambito Europeo o Nazionale, si rendesse disponibile un finanziamento per la realizzazione delle infrastrutture a rete. Poiché i costi per l'acquisto e la posa della rete costituiscono una frazione molto elevata dei costi complessivi d'investimento attesi, ove parte di tali costi non fosse a carico della società proprietaria/gestore della rete i tempi di ritorno attesi e l'indice di profitto dell'investimento risulterebbero significativamente migliori, lasciando intravedere margini per una fattibilità di massima. Inoltre, occorre tenere conto che a partire dal 2011 gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) vedono riconosciuti titoli di efficienza energetica commisurati al risparmio energetico prodotto e calcolabili tramite le espressioni di cui al D.M. 5 settembre 2011. Nel caso in esame non è in alcun modo possibile verificare a priori se l'impianto esistente, modificato in assetto cogenerativo secondo i criteri progettuali discussi in precedenza, possa essere riconosciuto come "impianto CAR", né quale frazione della produzione annua verrebbe qualificata "da cogenerazione" secondo l'articolata disciplina presentata in [25]. Pertanto, è qui di seguito condotta un'ulteriore analisi economica basata sulle seguenti precise ipotesi:

1. L'impianto risulta qualificato come "Cogenerazione ad Alto Rendimento", ma non raggiungendo nel corso dell'anno un'efficienza media superiore al 75%, vede la quantità di energia elettrica ed il consumo di combustibile rispettivamente prodotti e consumati "in cogenerazione", ECHP ed FCHP, calcolati secondo le espressioni di cui al D.M. 4 agosto 2011. Vengono pertanto riconosciuti dei

certificati bianchi (o TEE), il cui numero è calcolato tramite l'espressione di cui al D.M. 5 settembre 2011 ed il cui prezzo medio è supposto, in moneta costante e sulla vita utile dell'impianto, pari a 90 €/TEE;

2. Una frazione pari al 40% dei costi relativi alle opere civili, all'acquisto dei componenti della rete di distribuzione ed alla posa degli stessi coperta tramite finanziamenti di natura pubblica.

Nelle suddette ipotesi, si calcolano innanzitutto i possibili introiti derivanti dalla vendita dei Certificati Bianchi riconosciuti, che sono presentati in **Tabella 116**.

Tabella 116 Ricavi connessi alla vendita di certificati bianchi, sulla base delle ipotesi di lavoro proposte

	H _{CHP} [MWh]	E _{CHP} [MWh]	F _{CHP} [MWh]	RISP [MWh]	CB (DM 5 settembre 2011)	P _{CB} [€/CB]	Ricavo [€]
Scenario A	1690,5	1443,1	4123,2	892,4	100	90	9000
Scenario B	3668,3	3131,5	8947,2	1936,4	216	90	19440

In **Tabella 117** sono riportati i risultati economici ottenuti nelle suddette ipotesi.

Tabella 117 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento, nell'ipotesi di accesso ai Certificati Bianchi e di copertura di parte dei costi di realizzazione della rete tramite finanziamento pubblico

	Scenario A	Scenario B
Finanziamento pubblico [k€]	600,3	1656
Valore Attuale Netto [k€]	663,0	1609,9
Discounted Payback Time [anni]	15 anni e 5 mesi	14 anni e 10 mesi
Profitability Index [-]	0,519	0,563

Si osserva come l'inclusione dei possibili proventi dalla vendita di Certificati Bianchi e di accesso ad un possibile finanziamento pubblica per la copertura di una frazione dei costi di realizzazione della rete consenta di conseguire condizioni che, seppur non particolarmente attrattive dal punto di vista dell'investimento, consentono comunque il recupero dell'investimento ampiamente entro la fine vita attesa dell'impianto.

Occorre sottolineare come la presente trattazione può rappresentare nulla di più che uno studio di prefattibilità di massima. Nel corso della trattazione, infatti, si è sottolineato più volte come le conclusioni raggiunte risultano condizionate da un notevolissimo numero di assunzioni (in genere gestite tramite l'uso di fattori di correzione) alle quali, peraltro, le risultanze dello studio sono ovviamente molto sensibili.

Del resto la conduzione più puntuale di uno studio di fattibilità per un bacino territoriale così particolare quale una comunità isolana avrebbe richiesto un'attività preliminare d'indagine del tutto incompatibile con le modalità di sviluppo del presente progetto.

12 Isole Tremiti – San Domino

Le Isole Tremiti sono un arcipelago del mare adriatico di cui l'Isola di San Domino, che si estende per 2,08 km² e in cui si trova la centrale, è la più abitata. Similmente alle altre isole, si tratta di un territorio a forte vocazione turistica in cui le abitazioni occupate stabilmente nel corso dell'anno costituiscono il 63% del parco edilizio e in cui sono presenti 17 alberghi per un totale di 620 posti letto (fonte censimento ISTAT).

San Domino presenta un numero di residenti ed utenze ben inferiore a buona parte delle isole esaminate nell'ambito del presente progetto. Pertanto, in perfetta analogia a quanto fatto per le isole di Levanzo e Marettimo, saranno seguiti degli approcci metodologicamente semplificati rispetto a quanto proposto per isole caratterizzate da un parco edilizio di maggiori dimensioni e da un più elevato numero di residenti e di grosse utenze (alberghi, scuole, ecc.). La più significativa differenziazione consiste nella scelta di non suddividere la superficie più densamente edificata in Aree, come si è fatto invece in diversi altri casi. Pertanto, come visibile in **Figura 88**, tutta la comunità isolana verrà inclusa in un'unica Area 1, il cui perimetro è definito in modo da comprendere tutti i clusters di abitazioni più vicini tra loro; come già osservato nell'analisi di fattibilità relativa ad altre isole, infatti, l'ipotesi di estendere un'eventuale rete di teleriscaldamento per raggiungere utenze isolate (fornendo loro acqua calda per usi sanitari e di riscaldamento) risulta scarsamente sostenibile.

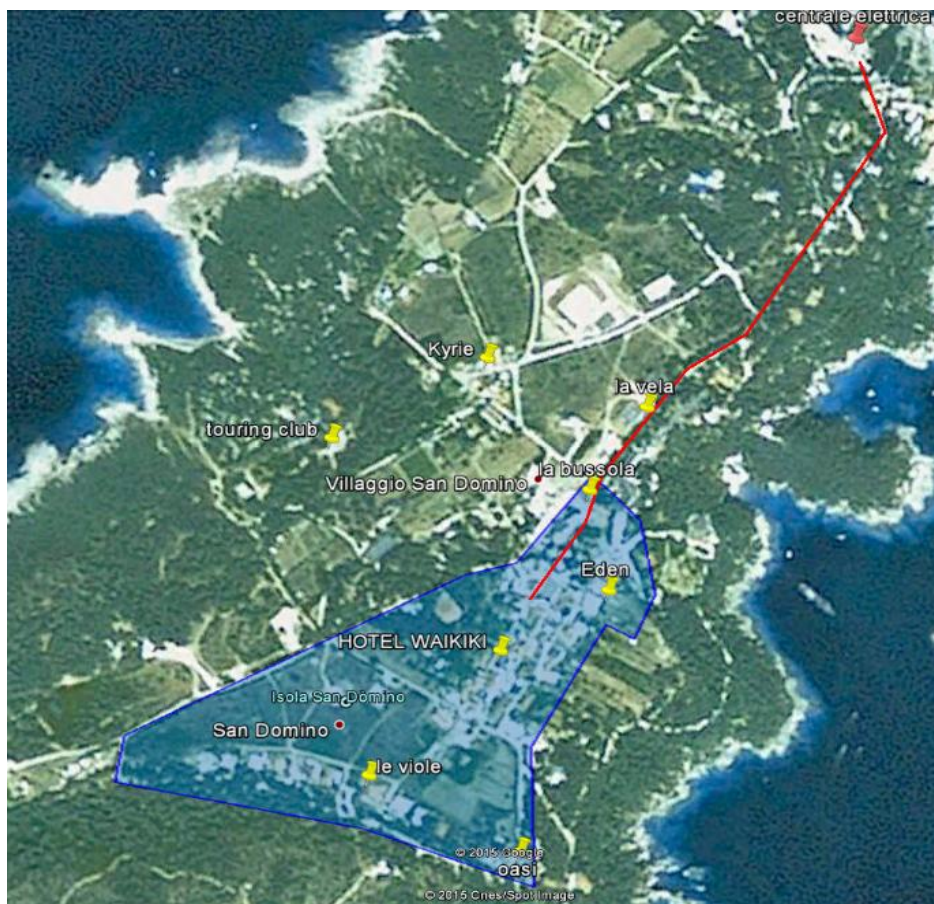


Figura 88 Aree di rilievo per la valutazione del potenziale di sfruttamento del teleriscaldamento/teleraffrescamento a San Domino (Tremiti)

Dal punto di vista costruttivo, gli edifici sono stati costruiti per la maggior parte (64%) dopo il 1950 e la tipologia costruttiva più diffusa è quella in muratura (52%) seguita da quella intelaiata in calcestruzzo armato (31%), fonte dati ISTAT. Note quindi le loro caratteristiche è stato possibile effettuare le dovute simulazioni energetiche da cui si evince che il fabbisogno per il riscaldamento è pari al 49%, contro il 42%

per il raffrescamento e il 9% per la produzione di ACS. L'andamento mensile del fabbisogno per la climatizzazione è mostrato **Figura 89**

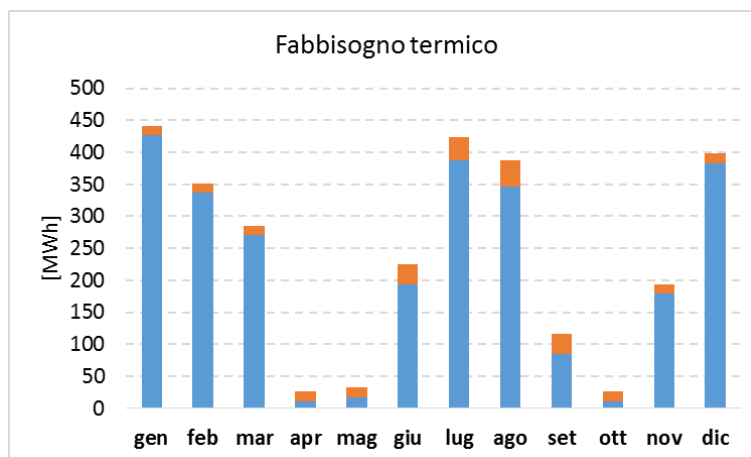


Figura 89 Fabbisogno termico per climatizzazione, utenze residenziali e terziarie.

La presente trattazione descrive, con riferimento all'isola di San Domino, nell'arcipelago delle Tremiti, un'analisi di pre-fattibilità per una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento asservita alla comunità isolana ed alimentata tramite recuperi termici dai motori già presenti nella centrale elettrica installata nell'isola. L'analisi consta delle seguenti sezioni:

1. Studio della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento;
2. Definizione di parametri progettuali di massima dei moduli di recupero e delle reti di distribuzione del calore e/o del freddo;
3. Analisi economica di massima.

La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l'ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

12.1 Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento

12.1.1 Scenario di contesto

È a questo punto necessario procedere all'identificazione di un percorso preferenziale per l'installazione delle principali dorsali di una possibile rete di distribuzione, volta ad assicurare la copertura dell'area identificata. Si è a tal fine assunto che la soluzione più agevole sia rappresentata da un percorso delle dorsali della rete di distribuzione che insista preferibilmente su strade esistenti e non su terreni privati, così da limitare i possibili conflitti relativi alla proprietà ed alla destinazione d'uso delle superfici interessate. L'assunzione fatta non tiene in considerazione l'eventuale sussistenza di difficoltà connesse al valore storico, culturale o turistico dei tratti interessati, all'eventuale pregio di coperture e basolati, e ad ogni ulteriore fattore che avrebbe richiesto di spingere l'indagine ad un livello di dettaglio più elevato e con valutazioni di natura più qualitativa.

Al fine di rendere intuitiva la distribuzione dei fabbisogni di energia nell'area in esame, in **Figura 90** sono mostrate, tramite la classica metodologia dei "grafici a bolle", e quindi a mezzo di areole circolari la cui

superficie è proporzionale ai consumi (con scala fissata dall'areola circolare in grigio inserita in legenda), le richieste di energia frigorifera, termica per riscaldamento e termica per Acqua Calda Sanitaria (ACS). Sono peraltro identificate, all'interno delle stesse areole circolari, le frazioni riconducibili ai fabbisogni da parte di utilizzatori residenziali e quelle relative alle grosse utenze identificate (che nell'isola di San Domino sono essenzialmente rappresentate dagli 8 alberghi indicati in figura). Tale distinzione è operata in quanto, come è chiarito nella presentazione introduttiva della metodologia adottata, mentre la connessione di grosse utenze risulta piuttosto agevole in virtù della notevole richiesta di energia e della frequente presenza di impianti centralizzati ad acqua anche per il raffrescamento (fattori questi che possono favorire la scelta di connessione ad una rete di distribuzione), ben diverse sono le valutazioni relative alla possibilità di connessione da parte delle abitazioni, peraltro caratterizzate da notevole stagionalità delle presenze. Si può osservare come nell'Area 1 identificata solo una modesta frazione dei consumi dei diversi vettori energetici (nell'ordine dell'8-14% per quanto concerne gli usi riscaldamento ed acqua calda sanitaria e del 28% circa per quanto concerne il raffrescamento estivo) sia relativa a fabbisogni delle grosse utenze puntuali, essendo la parte prevalente connessa invece ad usi distribuiti da parte di utenze residenziali.

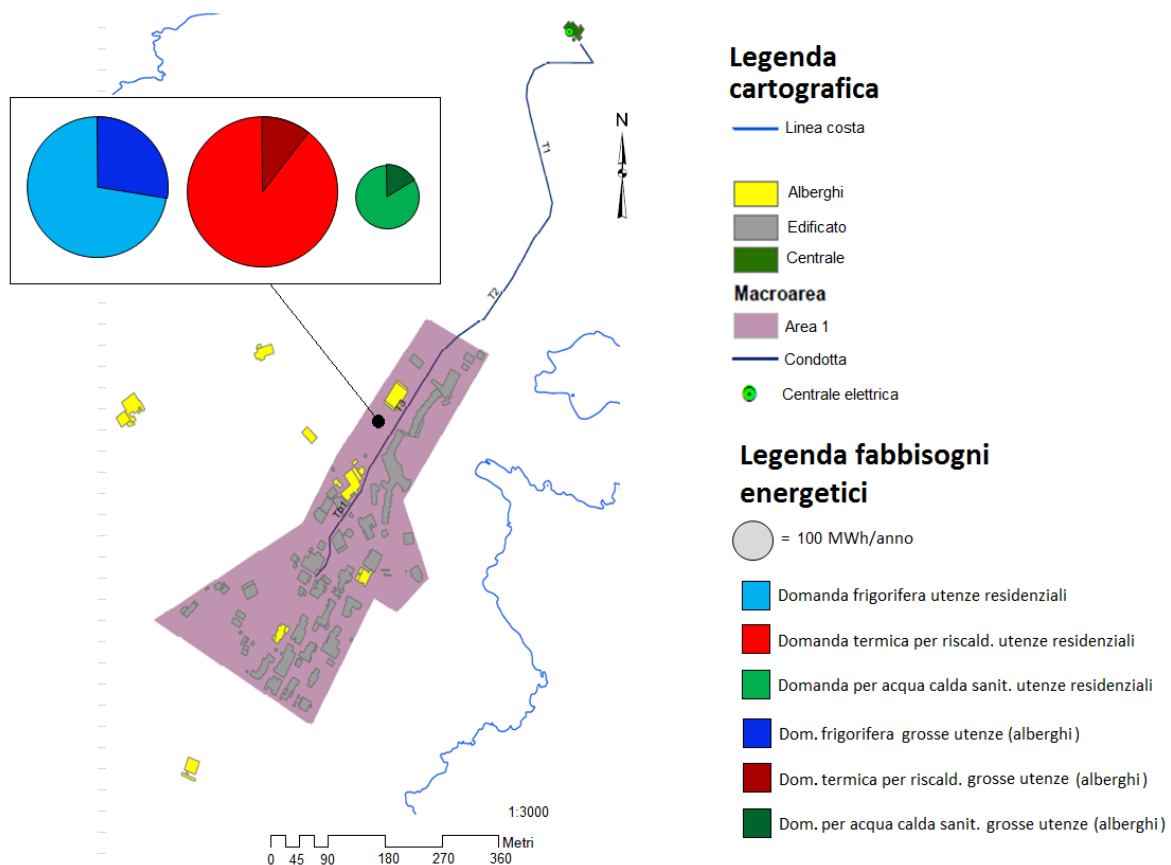


Figura 90. Rappresentazione semplificata delle aree di riferimento e della geometria delle possibili dorsali principali di distribuzione

Si è proceduto quindi all'identificazione di un percorso di massima per una dorsale principale di distribuzione su cui, eventualmente, si potesse innestare all'interno dell'area esaminata una rete di distribuzione più capillare che rendesse raggiungibile ciascuna micro-utenza servita. Inoltre, al fine di consentire una più sistematica analisi del potenziale di ciascuna area, i vari tratti della condotta mostrata in **Figura 90** sono stati numerati consecutivamente. A rigore tale distinzione non si renderebbe più strettamente necessaria, poiché la scelta di assumere un'unica Area coincidente con l'intera superficie più densamente abitata di San Domino renderà in questo caso non necessario adottare l'approccio, già seguito per altre isole, basato sulla tabella di inferenza tra i diversi rami di dorsale e le aree servite dagli stessi;

tuttavia, la classificazione dei singoli tratti di condotta mantiene una sua utilità al fine di consentire una più agevole comprensione in pianta dello sviluppo geometrico della rete.

12.1.2 Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco

La metodologia che si adotta per l'identificazione di una configurazione di massima della rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento è basata sulla "densità di carico termico". Tale termine non va qui inteso come "consumo annuo per unità di superficie", misurabile in $MWh/(anno \times m^2)$, bensì come "consumo annuo per metro di sviluppo lineare della potenziale rete che serve quella superficie", misurabile quindi in $MWh/(anno \times m)$. E' allora necessario quantificare preliminarmente lo sviluppo lineare (in metri) della rete di distribuzione del calore da installare per servire l'area in esame. Mentre in isole caratterizzate da un "parco-utenze" più articolato e da consumi energetici annui di maggiore entità si è formulata una distinzione tra due ipotetiche configurazioni di rete:

- "a bassa ramificazione", finalizzata a servire esclusivamente le grosse utenze ubicate presso ciascuna area;
- "ad alta ramificazione", basata sull'assunzione di installare all'interno di ciascuna area una micro-rete capillare, in modo da rendere raggiungibile ciascun possibile utilizzatore residenziale,

nel caso dell'isola di San Domino si osserva come, in virtù della modesta incidenza dei fabbisogni delle grosse utenze puntuali, l'ipotesi di una rete a bassa ramificazione non ha alcun interesse pratico. Si osserva tuttavia come siano presenti alcune utenze puntuali (in particolare 4 alberghi) in località esterne ma prossime all'Area 1 definita; pertanto, oltre alla rete ad alta ramificazione all'interno del centro abitato coincidente con l'Area 1 si valuterà la possibilità di servire anche questi 4 edifici posti all'esterno dell'Area 1 considerata, tramite singoli rami di condotta che li colleghino alla rete principale mostrata in [Figura 90](#).

In [Tabella 118](#) è fornito il dettaglio sui singoli rami di dorsale principale di distribuzione già identificati in [Figura 90](#).

Tabella 118 Elenco numerato dei rami di dorsale principale della rete di distribuzione

Condotta	[m]
T1	316,0
T2	272,8
T3	230,0
Tb1	141,7
TOT	960,5

È a questo punto possibile sviluppare, sia per lo scenario di riferimento relativo all'ipotesi di installazione di una rete "ad elevata ramificazione" solo sull'Area 1, sia per lo scenario che vede servite anche le poche utenze puntuali al di fuori di tale area, il calcolo della lunghezza equivalente di rete associata alla distribuzione di calore. I risultati sono presentati in [Tabella 119](#).

Tabella 119 Lunghezze equivalenti (esprese in m) relative alla distribuzione dei fluidi termovettori nelle diverse aree

	dorsali, $\sum l_i$	$\sum l_{hotels}$	Rami interni, l^{tot}	Lunghezza totale della rete che serve l'Area in esame
Area 1	960,5	0,0	530,0	1490,5
Area 1 + alberghi esterni	960,5	720,0	530,0	2210,5

In [Tabella 119](#) è possibile osservare la presenza di una 2° colonna che riporta le lunghezze dei rami che collegherebbero i singoli hotels esterni all'area 1 alla dorsale principale, mentre la 3° colonna riporta le

lunghezze dei rami interni relativi all'area 1 esaminata. Le lunghezze presentate in **Tabella 119** sono da intendersi come "metri di sviluppo in pianta della rete", e non come "metri di tubazione di cui effettuare la posa"; infatti, nella quasi totalità dei tratti la lunghezza in metri complessiva delle tubazioni potrà essere ottenuta moltiplicando i sopraccitati metri di sviluppo della rete per un fattore 2, così da tener conto della posa congiunta delle tubazioni di mandata e ritorno.

È a questo punto possibile implementare la metodologia di valutazione tipica per la fattibilità di reti di distribuzione del calore e/o del freddo nell'ambito di *low heat density areas*, basata sul calcolo del costo unitario di distribuzione del calore, C_d , in funzione della densità lineare di richiesta termica annua Q_s/L . L'espressione analitica utilizzata è stata presentata nella parte introduttiva del presente report, laddove sono stati chiariti i dettagli riguardo all'approccio metodologico.

Come già visto per tutte le altre isole, si effettuano preliminarmente due diverse distinzioni. In primo luogo, si distinguono i seguenti casi:

- a. Ipotesi di servire solo le utenze "Acqua calda sanitaria" e "riscaldamento";
- b. Ipotesi di servire, oltre alle utenze "acqua calda sanitaria" e "riscaldamento", anche quelle relative al raffrescamento degli edifici nei quali è possibile supporre una produzione centralizzata dell'energia frigorifera (con distribuzione di acqua o aria fredda), come nel caso delle utenze alberghiere. In tale caso si suppone ovviamente che alla distribuzione di acqua calda faccia seguito una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Un'ulteriore ed altrettanto rilevante classificazione è stata introdotta sulla base del soggetto deputato all'installazione ed alla copertura dei costi relativi alle sottostazioni di distribuzione. Tali sottostazioni, che in ogni caso richiedono un contabilizzatore di calore ed una serie di sistemi di controllo e misura, prevedono l'installazione di scambiatori di calore a piastre (con "temperature approach" estremamente basso) nel caso di accoppiamento cosiddetto "indiretto"; nel caso in esame, tale forma di accoppiamento risulta senz'altro preferibile in virtù della maggiore affidabilità ed indipendenza della rete primaria da eventuali problematiche occorrenti sulle reti secondarie o sui disconnettori idraulici. Con riferimento a tale classificazione, si distinguono i due seguenti scenari:

- A.** Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico dell'utente, che chiede allacciamento alla rete di distribuzione. In tale caso, poiché il costo delle stazioni di sottodistribuzione è piuttosto elevato (variando in genere dai 3000 ai 20000 € al variare della potenzialità della sottostazione), si suppone un tasso di "connessione" delle utenze domestiche molto basso, ed in particolare pari a:
 - 10% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
 - 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
 - 30% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

Tali percentuali tengono conto del fatto che, oltre alla sussistenza di barriere connesse al costo di connessione, si possono presupporre difficoltà ben più strutturali connesse all'impossibilità di utilizzare, per buona parte del parco residenziale isolano, l'alimentazione tramite acqua calda/fredda prodotte a livello centralizzato. L'assunzione dello 0% di utenze residenziali interessate alla fornitura di acqua fredda per il raffrescamento ambientale, ad esempio, discende dal fatto che pressoché tutte le residenze, siano esse adibite ad uso abitativo o ad accoglienza turistica nel periodo estivo, vedono presumibilmente installate unità split e, pertanto, non potrebbero essere servite tramite acqua fredda a meno di onerose modifiche dell'attuale assetto impiantistico;
- B.** Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico della società proprietaria/gestore della rete. In tale ipotesi, si suppongono i seguenti tassi di "connessione":
 - 30% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
 - 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
 - 60% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

In entrambi gli scenari A e B, per il calcolo della domanda termica da coprire tramite rete di distribuzione si introdurrà, oltre ai suddetti coefficienti riduttivi connessi alle richieste di connessione alla rete da parte dei privati, anche un ulteriore fattore riduttivo pari a 0,7 per tener conto di un ragionevole fattore di contemporaneità tra la disponibilità dei recuperi termici dalla centrale ed i fabbisogni di calore dell'utenza. Non stupisca la scelta di adottare, per una comunità isolana piccola come quella di San Domino, un fattore riduttivo leggermente inferiore a quello utilizzato per altre isole caratterizzate da dimensioni e numeri di abitanti maggiori; ciò è ovviamente connesso all'andamento meno regolare dei carichi sia elettrici che termofrigoriferi, derivante dalla presenza di un minor numero di utenze.

A differenza dell'approccio seguito per le isole di maggiori dimensioni, basato su una rappresentazione grafica della funzione che lega il costo unitario di distribuzione del calore C_d alla densità lineare di richiesta termica annua Q_s/L e sul posizionamento su tale grafico dei punti rappresentativi dei singoli rami di dorsale, si può nel caso di San Domino adottare un più agevole approccio tabellare; ciò in quanto il numero di rami è assolutamente modesto e, come visibile evidente in **Tabella 120**, tutti i rami presentano una medesima "densità lineare media di richiesta termica annua", essendo una soltanto l'area servita.

I valori di tale densità mostrati in **Tabella 120** sono stati calcolati, per l'ipotesi di servire la sola Area 1, assumendo che il ramo medio della micro-rete intra-zonale (quella che dai rami della dorsale principale porta il calore verso le singole utenze) trasporti il 50% dell'energia complessivamente distribuita. Tale indice è connesso al fatto che mentre i rami della dorsale principale più prossimi alla centrale trasferiscono quasi tutta l'energia destinata al cluster di edifici serviti a valle, quelli più periferici trasferiscono una frazione molto modesta di tale energia. Pertanto, tramite un fattore 0,5 è possibile quantificare un transito energetico medio.

Tabella 120 Densità lineare media di richiesta termica annua, in GJ/(m×a)

Ramo di dorsale	Scenario A (sottostazioni di distribuzione a carico del destinatario della fornitura di calore)		Scenario B (sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete)	
	Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria	Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria + Raffrescamento	Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria	Riscaldamento + Acqua Calda Sanitaria + Raffrescamento
T1	0,184	0,274	0,097	0,188
T2	0,184	0,274	0,097	0,188
T3	0,184	0,274	0,097	0,188
Tb1	0,184	0,274	0,097	0,188

Dall'analisi dei valori in Tabella 120, si può osservare come:

- La densità lineare media di carico termico assume valori estremamente modesti, comuni a tutti i tratti della dorsale principale della rete. Tali bassi valori di Q_s/L , ben al di sotto delle soglie di fattibilità in genere identificate con il range di 1-2 GJ/(m×a), sono giustificati dalla modesta densità abitativa e dalla notevole fluttuazione stagionale delle presenze nell'isola. Se infatti tali condizioni sono abbastanza comuni per le comunità isolate del nostro paese, nell'isola di San Domino tali fattori giocano un ruolo ancor più significativo, in virtù delle modeste dimensioni della comunità isolana e del ridottissimo numero di residenti;
- La condizione di modesta densità lineare media di carico termico è assolutamente comune ai due scenari basati rispettivamente sulla sola distribuzione di calore per acqua calda sanitaria e riscaldamento e sulla distribuzione di calore destinato sia al soddisfacimento di tali domande termiche che, tramite uso di frigoriferi ad assorbimento, al soddisfacimento della domanda di raffrescamento delle utenze alberghiere presenti. Pertanto, proprio in virtù di tali risultati molto prossimi per le due ipotesi "a." e "b." relative ai fabbisogni energetici da soddisfare, appare del tutto intuitivo come non sia conveniente ipotizzare l'uso di reti di distribuzione ad alta temperatura e l'installazione di frigoriferi ad assorbimento, in quanto il maggior costo di impianto e di esercizio sarebbe chiaramente di difficile recupero;

- La differenza, in termini di densità lineare media di carico termico, tra i due scenari basati sulle ipotesi di copertura dei costi delle sottostazioni rispettivamente a carico dei privati consumatori di calore (scenario A in **Tabella 120**) e della società proprietaria della rete (Scenario B in **Tabella 120**) è relativamente modesta, stante il fatto che in entrambe le ipotesi i valori di Q_s/L risultano estremamente modesti.

In **Tabella 120** non sono mostrati i valori relativi all'ipotesi di servire, oltre all'area 1, anche le singole utenze puntuali (prevalentemente alberghi) situate all'esterno di essa. Le valutazioni effettuate, infatti, non presentate qui nel dettaglio per brevità di trattazione, dimostrano come l'ipotesi di servire, tramite rami di condotta dedicati, le singole utenze alberghiere conduca ad un decremento della densità lineare media, in quanto i fabbisogni di energia di tali utenze puntuali sono relativamente modesti, mentre come visto in **Tabella 119** sarebbero richiesti ben 730 m aggiuntivi di condotta per servire le utenze stesse.

12.2 Definizione di alcuni parametri progettuali di massima

La definizione di parametri progettuali di massima riguarda essenzialmente i seguenti aspetti applicativi:

- la definizione delle condizioni di esercizio della rete, in termini di temperatura e pressione, e della tipologia di rete da utilizzare;
- la definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica per consentire i recuperi termici e procedere con il retrofit in modalità cogenerativa dei gruppi;
- la definizione di ragionevoli diametri delle condotte per le dorsali principali e per le reti intra-area, a seconda della potenzialità termica da esse trasportata.

Poiché quella che si deve produrre è una morfologia di massima della rete, non si entrerà in alcun modo nei dettagli relativi all'ubicazione delle pompe e nel calcolo dei costi di pompaggio.

12.2.1 Definizione delle condizioni di esercizio della rete

Questa fase richiede alcune valutazioni di merito relativamente ai livelli termici e di pressione ottimali ai quali esercire la rete, in virtù delle richieste termiche e di alcune altre informazioni inerenti l'orografia del sito. Dal punto di vista delle temperature, si osserva come:

- Al fine di ridurre i costi di pompaggio e consentire un dimensionamento dei diversi rami della rete su diametri più ridotti, è ragionevole ipotizzare un ΔT piuttosto elevato tra mandata e ritorno, nell'ordine dei 25°C;
- Poiché non si contemplerà l'ipotesi di installazione di frigoriferi ad assorbimento e tenendo conto del fatto che le perdite di distribuzione aumentano e la vita utile della rete decresce al crescere della temperatura media di esercizio, si assume una temperatura di mandata decisamente moderata, nell'ordine degli 85 °C, con un ritorno conseguentemente fissato in condizioni nominali a 60 °C.

Per quanto concerne le pressioni di esercizio, non sussistendo la necessità di garantire alcuna pressurizzazione stante l'assunta distribuzione di acqua "sotto raffreddata" (in termini termodinamici), occorre tener conto dell'eventuale dislivello massimo occorrente attraverso i rami della rete. Pertanto, una volta identificato lo sviluppo in pianta delle dorsali principali di cui alla precedente sezione, si è esaminato il relativo sviluppo altimetrico, mostrato in **Figura 91**.

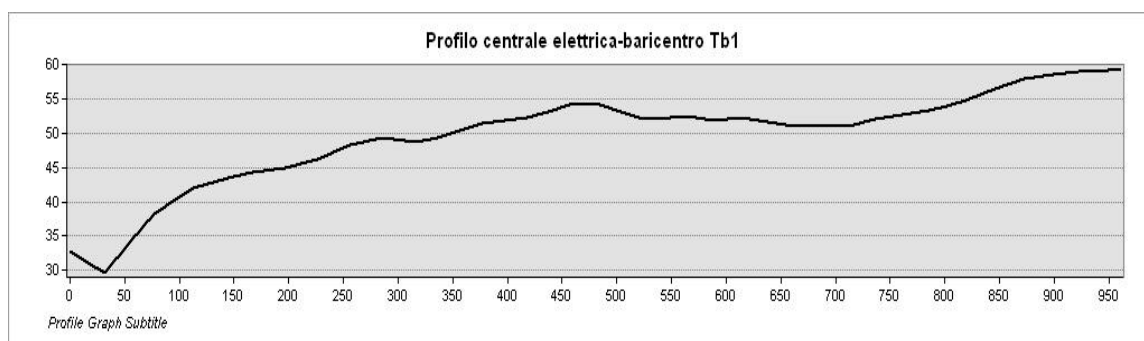


Figura 91 Sviluppo altimetrico delle condotte di trasporto lungo i rami di dorsale principale

Si può osservare come i dislivelli massimi siano nell'ordine di 60 metri, essendo quindi necessario tenere in considerazione nella scelta delle pressioni di esercizio la prevalenza geodetica indotta, nell'ordine di 6 bar. Combinando le informazioni di cui sopra si osserva che, in virtù della limitata temperatura di mandata supposta, si potrà adottare l'uso di tubazioni flessibili in polietilene reticolato, il cui utilizzo è in genere raccomandato per temperature fino a 90-95 °C. Simili tubazioni consentono in genere posa diretta sul terreno, senza l'utilizzo di canali e, in virtù della loro flessibilità, non richiedono elementi di compensazione per "assorbire" la modesta dilatazione termica. Al fine di assicurare una vita utile della rete nell'ordine dei 30 anni, sulla base dei tipici andamenti della relazione tra vita utile e condizioni di esercizio mostrati nella trattazione introduttiva, è ragionevole assumere una pressione di esercizio pari ad 12 bar e quindi l'eventuale ricorso ad una o più sottostazioni di ripressurizzazione intermedia per la copertura del salto geodetico presente.

12.2.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica

L'isola di San Domino rappresenta, insieme a quella di Lipari, uno dei pochi casi nei quali non si è reso possibile acquisire informazioni tecniche di dettaglio riguardo alla capacità dei singoli gruppi di generazione elettrica installati. Tuttavia, si può osservare come in tutte le isole esaminate per le quali erano disponibili sufficienti dati sulla capacità di produzione elettrica installata, il potenziale di recupero termico è sempre risultato in forte esubero rispetto ai fabbisogni dell'utenza, al punto che si è liberamente potuto valutare su quali tra i gruppi presenti fosse conveniente, per ragioni di affidabilità e flessibilità del servizio, installare i moduli di recupero termico. Per l'isola di San Domino si opererà pertanto in analogia, assumendo che vi sia un sufficiente numero di motori ed una sufficiente capacità di recupero per la copertura dei fabbisogni termici di picco da parte del bacino di utenze servito dalla rete di distribuzione del calore; anche i costi di investimento per il retrofit in assetto cogenerativo dei gensets presenti sarà stimato di conseguenza. Ovviamente, non si potrà dettagliare in alcun modo l'esatta capacità di recupero ad alta ed a bassa temperatura dai motori, né la suddivisione di tale capacità in più scambiatori accoppiati alle diverse unità di produzione; al fine di stimare appropriatamente i costi, si assumerà che il 60% della capacità di recupero sia basata sull'installazione di scambiatori a piastre accoppiati al circuito di raffreddamento ed il 40% della stessa sull'installazione di scambiatori a fascio tubiero accoppiati al circuito di scarico dei gas esausti. Come si vedrà nel paragrafo successivo, la potenza termica di picco di cui la rete di teleriscaldamento potrà necessitare in input può essere stimata, nei due scenari precedentemente esaminati, come segue:

- **Scenario A (costi delle sottostazioni a carico dell'utente):** Potenza termica di picco =94,1 kW
- **Scenario B (costi delle sottostazioni a carico della società proprietaria/gestore della rete) :** Potenza termica di picco =185,1 kW

12.2.3 Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali

Il calcolo dei diametri delle condotte è basato sulla valutazione preliminare delle portate d'acqua circolanti (essendo note le potenze termiche da trasferire, nelle condizioni più gravose di progetto, lungo ciascun ramo ed il ΔT tra mandata e ritorno). In accordo con la prassi progettuale nel campo delle reti di teleriscaldamento, nota la portata, il diametro viene calcolato in modo da conseguire perdite di carico distribuite nell'ordine dei 140-160 Pa/m; ovviamente, occorrerà poi optare per un diametro commerciale prossimo a quello desiderato. Poiché le tubazioni commerciali pre-isolate per teleriscaldamento sono in genere disponibili, almeno da catalogo di alcuni tra i principali produttori, solo a partire da un diametro nominale di 20 mm (DN20), si è assunto che ove la domanda termica di picco suggerisse un diametro teorico anche ben inferiore a 20 mm (al fine di realizzare la suddetta perdita di carico per metro di linea) la tubazione installata sia del tipo DN20.

I diametri nominali ottenuti per i diversi vari rami di rete sono, in virtù di quanto detto sull'adozione di un'unica Area, coincidenti tra loro ed assumono i valori mostrati in **Tabella 118**. Si può osservare come, a valle del calcolo della portata massica fluente in condizioni di massimo carico di progetto, sia stato dapprima identificato un diametro teorico derivato dalla perdita di carico imposta, quindi il più appropriato diametro nominale tra quelli commercialmente disponibili per la tipologia di tubazione in esame.

Tabella 121 Dimensionamento dei rami delle dorsali principali della rete di distribuzione*

	Potenza di picco [kW]	Potenza di picco [kW]	Portata massica [kg/s]	Portata massica [kg/s]	d ^{teorico} [mm]	d ^{teorico} [mm]	DN effettivo [mm]	DN effettivo [mm]
T1	185,1	94,1	1,77	0,90	48	33	50	32
T2	185,1	94,1	1,77	0,90	48	33	50	32
T3	185,1	94,1	1,77	0,90	48	33	50	32
Tb1	185,1	94,1	1,77	0,90	48	33	50	32

* in rosa le celle relative allo scenario A, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico del privato che avanza richiesta di connessione, in celeste le celle relative allo scenario B, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete

È assolutamente arduo effettuare una stima di massima degli elementi speciali che saranno utilizzati; tuttavia, trascurare il costo degli stessi potrebbe portare a sottostimare l'investimento complessivo, inficiando le conclusioni dello studio di pre-fattibilità. Pertanto si effettua la seguente stima di massima, che ovviamente incorpora significativi margini di errore, specie su alcune voci assolutamente difficili da prevedere ed analizzabili solo ad un livello più approfondito di studio di fattibilità:

- Non è necessario installare un notevole numero di muffole per isolamento giunzioni, in quanto la tipologia di tubazione adottata, in materiale plastico, viene in genere fornita in rotoli della lunghezza richiesta e può conformarsi alla traccia, così abbattendo i costi di posa. Si assume quindi, a titolo conservativo, un numero di muffole per ripristino giunzioni pari a 12 sulle dorsali principali, nonché altre 4 per tubazioni di diametri nell'ordine di DN20 e DN25 per le condotte di distribuzione interne all'area esaminata, sino alle singole utenze;
- Derivazioni a TEE: non sono presenti derivazioni di questo tipo sulle dorsali principali. Il numero di derivazioni su rete intra-area (rami di piccolo diametro) è stimato pari a 4. Occorrerebbe aggiungere il numero di giunzioni in prossimità delle utenze; tuttavia, i costi relativi alle derivazioni alle utenze saranno inclusi in un generico costo di sottostazione, che pertanto includerà oltre ai costi di contabilizzatore di calore, scambiatore e organi di controllo/misura/sicurezza, anche questa componente connessa al costo di derivazione.

Si ribadisce che il reale utilizzo di tali elementi è scarsamente predicibile al livello di dettaglio della presente analisi, e pertanto i valori assunti non intendono in alcun modo rappresentare una reale quantificazione degli elementi che si renderanno realmente necessari in fase progettuale.

12.3 Analisi economica di massima

Sulla base delle soluzioni identificate nella sezione precedente e dei livelli di domanda termica e frigorifera attesa, è possibile condurre una valutazione economica di massima. Essa conterà delle seguenti 3 fasi elementari:

1. Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo;
2. Stima dei proventi annui dalla vendita di calore;
3. Calcolo di indicatori sintetici, ed in particolare del tempo di ritorno atteso dell'investimento.

12.3.1 Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo

Il costo complessivo d'investimento include diverse componenti, tra cui:

- a. Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo
- b. Costo per l'acquisto della rete, degli elementi accessori e della componentistica di controllo e misura, escluso ciò che si è assunto di comprendere nel costo delle sottostazioni;
- c. Costo delle opere civili per la posa delle condotte di distribuzione e realizzazione in-situ di elementi speciali, saldature e tutto quanto attiene alla posa;

- d. Costo delle sottostazioni di distribuzione, inclusivo dei costi per scambiatori di calore, contabilizzatore di calore ed elementi di controllo/misura/sicurezza.

Tutte le sopraccitate componenti di costo saranno calcolate sia per lo scenario A (oneri di connessione alla rete in carico al privato che richiede la fornitura di calore) che per quello B (oneri relativi alle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete).

Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

Tale componente di costo (comprensiva di oneri per installazione) è calcolata sulla base di valori medi, tratti da report o databases [20, 22], ed è pari a $c_{exhausts}^{alta T} = 130 \text{ €/kW}$ per gli scambiatori a recupero ad alta temperatura dai gas di scarico ed a $c_{cjlw}^{bassa T} = 150 \text{ €/kW}$ per gli scambiatori a piastre per il recupero a bassa temperatura (tali valori sono più elevati rispetto a quelli utilizzati per altre isole, in virtù dell'esistenza di fattori di scala significativi); tali costi unitari sono comprensivi degli oneri per installazione. Di conseguenza si ottiene:

$$C_{retrofit}^{centrale} = \sum_{j \in \{1,3\}} c_{exhausts}^{alta T} \cdot (H_{exhausts}^{alta T})_j + c_{cjlw}^{bassa T} \cdot (H_{cjlw}^{bassa T})_j \quad (2)$$

la quale sulla base delle potenzialità termiche di recupero richieste ed assumendo un fattore di ridondanza nella capacità di recupero pari ad 1,5, porta a calcolare per entrambi gli scenari (i quali si differenziano per altre componenti di costo ma, per le assunzioni fatte, non per quella relativa al retrofit in assetto cogenerativo della centrale), il seguente costo:

$$C_{retrofit}^{centrale} = 41,7 \text{ k€}$$

Costo per acquisto di rete ed elementi speciali

Il costo unitario di acquisto di questa tipologia di rete, in €/m, è ben approssimato dalla seguente relazione quadratica:

$$C_{unitario}^{rete} = 0,0011 \cdot DN^2 + 0,6128 \cdot DN + 12,46$$

Una volta implementata sui rami principali delle dorsali, tale espressione analitica conduce al calcolo dei costi complessivi mostrati in **Tabella 122**.

Tabella 122 Calcolo del costo delle reti di distribuzione, con riferimento ai rami di dorsale principali

	Lunghezza [m]	SCENARIO A			SCENARIO B		
		DN [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	C_{totale}^{ramo} (2 tubi) [€]	DN [mm]	$c_{unitario}^{rete}$ [€/m]	C_{totale}^{ramo} (2 tubi) [€]
T1	316,0	32	33,20	20982	50	45,85	28980
T2	272,8	32	33,20	18110	50	45,85	25013
T3	230,0	32	33,20	15272	50	45,85	21093
Tb1	141,7	32	33,20	9407	50	45,85	12992
Tot. rami dorsali	442,1	-	-	63770	-	-	88078

A tali costi occorre aggiungere, in primo luogo, i costi relativi alle rete capillare interni all'area in esame. In tale area non si è effettuato, come è ovvio, uno specifico dimensionamento di ogni tratto della rete, per cui come chiarito nella precedente sezione si è supposta una potenza trasferita media all'interno di ogni area, cui far corrispondere un diametro medio delle tubazioni installate nell'area e, quindi, un corrispondente costo unitario e costo totale. Tali costi sono presentati in **Tabella 123** per i due scenari A e B; sebbene l'ipotesi di installazione di rete ad elevata ramificazione richieda una copertura pressoché totale delle aree in esame, sussistono delle moderate differenze di costo d'investimento tra i due scenari, connessi alle diverse potenze medie trasferite e ad un fattore riduttivo che tiene conto di eventuali utenze non raggiunte dalla rete (nel caso in cui alcuni residenti piuttosto periferici non chiedano, specie nello scenario A, di connettersi alla rete evitando così di sostenere gli oneri di connessione).

Tabella 123 Costi stimati per le reti ad elevata ramificazione intra-area

		Scenario A				Scenario B			
	Lunghezza [m]	P _{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c _{rete unitario} [€/m]	c _{rete intra-area} [€]	P _{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	c _{rete unitario} [€/m]	c _{rete intra-area} [€]
Area 1	530	33,0	DN25	28,47	21123	81,2	DN32	33,20	28150

Infine, occorre considerare il costo degli elementi speciali. Riferendosi ai soli elementi indicati nella sezione precedente, si può ipotizzare come costo:

$$C_{muffole} = 12 \cdot 120 \text{ €/cad.} + 4 \cdot 60 \text{ €/cad.} = 1680 \text{ €}$$

$$C_{derivazioni TEE} = 0 + 4 \cdot 150 \text{ €/cad.} = 600 \text{ €}$$

Il costo complessivo dei suddetti elementi risulterebbe $C_{pezzi speciali} = 2280 \text{ €}$. Invero, le cifre appena calcolate non rappresentano una stima analitica, ma solo valori di riferimento puramente orientativi; ciò in quanto al livello di analisi della presente trattazione non è possibile quantificare il numero di elementi di ciascuna tipologia. Tuttavia, ciò che rassicura sull'uso di tale risultato complessivo in termini di $C_{pezzi speciali}$

è il fatto che esso risulti in ragionevole accordo con l'incidenza media dei costi dei pezzi speciali sul totale dell'acquisto per reti in materiale plastico, che in genere per tubazioni in materiale plastico vale

$$\frac{C_{pezzi speciali}}{C_{tubazioni lineari}} \cong 0,02 - 0,05. \text{ Pertanto, indipendentemente dal fatto che in fase più avanzata di studio di}$$

fattibilità risulti ben maggiore al previsto il numero richiesto di alcuni pezzi speciali e ben inferiore quello di altri, l'inclusione di un costo totale nell'ordine dei 2,3 k€ per l'acquisto di tali elementi appare una valutazione ragionevole.

Costo per opere civili e montaggio

Anche queste voci di costo, come le precedenti, risultano di difficilissima quantificazione al livello di dettaglio della presente analisi. Appare ragionevole pertanto l'assunzione di valori medi derivati dalla prassi relativa al teleriscaldamento urbano, con l'aggiunta di un fattore moltiplicativo pari ad 1,1 per tenere conto dei maggiori oneri per il trasferimento di macchinari e mezzi presso l'isola:

$$C_{opere civili} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{opere civili}}{C_{tubazioni lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni lineari} = 1,1 \cdot 0,94 \cdot C_{tubazioni lineari} = 1,03 \cdot C_{tubazioni lineari}$$

$$C_{montaggio} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{montaggio}}{C_{tubazioni lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni lineari} = 1,1 \cdot 0,24 \cdot C_{tubazioni lineari} = 0,264 \cdot C_{tubazioni lineari}$$

Tali costi, ovviamente, risulteranno diversi nell'ipotesi di scenario A e B, poiché diversi sono i costi associati all'acquisto delle tubazioni come già evidenziato nelle precedenti sottosezioni.

Costo per sottostazioni

Il costo delle sottostazioni viene stimato sulla base di due sole tipologie di utenza, ossia le grosse utenze alberghiere e le piccole residenziali. Esso include i costi per lo scambiatore di calore, il contabilizzatore di calore, gli organi di controllo e misura, i circolatori a portata variabile sul secondario ed, in particolare, le costose valvole a sfera da installare sul primario in corrispondenza delle derivazioni verso l'utenza. Tali costi sono stimati in maniera forfettaria, sulla base anche dei costi di allacciamento risultanti da indagini compiute per reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale, come segue:

$$C_{unitario sottostaz.}^{grosse utenze} = 20 \text{ k€}$$

$$C_{unitario sottostaz.}^{residenziale} = 3 \text{ k€}$$

Il numero di grosse utenze che si assume di servire è pari ad 4 (rappresentati da altrettanti alberghi ricadenti nell'area), mentre il numero di utenze residenziali risulta pari a 30 nello scenario A ed a 60 nello scenario B, conducendo quindi alla stima dei seguenti costi relativi alle sottostazioni di distribuzione:

$$C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{grosseutenze}} = 4 \text{ utenza} \cdot 20 \frac{\text{k€}}{\text{utenza}} = 80 \text{ k€}$$

$$C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{residenziale,A}} = 30 \text{ utenze} \cdot 3 \frac{\text{k€}}{\text{utenza}} = 90 \text{ k€}$$

$$C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{residenziale,B}} = 60 \text{ utenze} \cdot 3 \frac{\text{k€}}{\text{utenza}} = 180 \text{ k€}$$

Costo di investimento complessivo nei due scenari

Per ciascuno scenario è possibile, a questo punto, stimare un costo complessivo degli interventi da eseguire e dei materiali da acquisire per il retrofit della centrale e la realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita alle grosse utenze centralizzate ed a quelle residenziali distribuite nella parte della comunità del Giglio esaminata:

$$C_{\text{totale}} = C_{\text{retrofit}}^{\text{centrale}} + C_{\text{frigorif.}} + C_{\text{rami}}^{\text{totale}} + C_{\text{rete}}^{\text{intra-Area}} + C_{\text{pezzi speciali}} + C_{\text{opere civili}} + C_{\text{montaggio}} (+ C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{grosse utenze}} + C_{\text{totale sottostaz.}}^{\text{residenziale}})$$

Le componenti di costo relative alle sottostazioni sono indicate entro parentesi a voler ricordare che sono da includere nel costo totale d'investimento solo nello scenario B, che prevede che siano sostenute a carico della società proprietaria/gestore della rete o, comunque, non dai privati che avanzano richiesta di allacciamento.

Sulla base dei costi presentati nelle precedenti sottosezioni, si ottiene:

$$C_{\text{totale}}^{\text{scenarioA}} \cong 41,7 + 63,8 + 21,1 + 2,3 + 87,4 + 22,4 = 238,7 \text{ k€}$$

$$C_{\text{totale}}^{\text{scenarioB}} \cong 41,7 + 88,1 + 28,1 + 2,3 + 119,7 + 30,6 + 80 + 180 = 570,5 \text{ k€}$$

12.3.2 Stima dei proventi annui dalla vendita di calore

La stima dei proventi annui dalla vendita di calore discende direttamente dalle assunzioni già fatte relativamente alle frazioni della domanda della comunità isolana che si assume di coprire tramite produzione centralizzata in teleriscaldamento/raffrescamento, nonché dalla fissazione di una tariffa di fornitura del calore. In piena coerenza con i valori medi registrati per le reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, nella presente indagine di fattibilità di massima si assumeranno i seguenti prezzi del calore contabilizzato a ciascun utente:

- Calore per acqua calda sanitaria: 45 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze residenziali: 90 €/MWh
- Calore per riscaldamento presso utenze del settore terziario: 70 €/MWh

In **Tabella 124** e in **Tabella 125** sono riassunti i ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera, su base annua.

Tabella 124 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento A

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	103,00	90	9270,14
Riscaldamento - terziario	71,17	70	4982,14
ACS residenziale + terziario	67,09	45	3019,19
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			17271,46

Tabella 125 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento B

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	309,00	90	27810,43
Riscaldamento - terziario	90,58	70	6340,90
ACS residenziale + terziario	118,75	45	5343,84
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			39495,16

12.3.3 Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

Sulla base delle stime effettuate in relazione ai costi di investimento ed ai ricavi annui dalla vendita di energia termica e frigorifera al bacino di potenziali utenze identificato, è possibile calcolare alcuni indicatori sintetici, ed in particolare si focalizzerà l'attenzione sui seguenti:

- Valore Attuale Netto, calcolato sviluppando un'analisi in moneta costante e definito come:

$$VAN^{scenario} = -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{n_{life}} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j}$$

in cui n_{life} indica la vita utile attesa dell'installazione, che può essere assunta pari a 30 anni come di consuetudine nello studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento, mentre i_{def} rappresenta il tasso di interesse deflazionato, che nella presente analisi sarà supposto pari a 0,05 (ossia al 5%).

- Discounted Payback Time, calcolato come:

$$DPT^{scenario} = \min k \left[-C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^k \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j} \geq 0 \right]$$

- Profitability Index, calcolato come:

$$PI^{scenario} = \frac{VAN^{scenario}}{C_{totale}^{scenario}}$$

Con riferimento ai due scenari in esame, i valori assunti dai sopraelencati indicatori sono presentati in **Tabella 126**.

Tabella 126 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

	Scenario A	Scenario B
Valore Attuale Netto [k€]	26,8	36,6
Discounted Payback Time [anni]	25 anni e 2 mesi	27 anni e 4 mesi
Profitability Index [-]	0,112	0,064

Si può sottolineare come:

- Entrambi gli scenari presentano un Valore Attuale Netto del flusso di cassa leggermente positivo, e pertanto recuperano entro la fine della vita utile, assunta pari a 30 anni, l'investimento effettuato;
- Il tempo di ritorno dell'investimento è per entrambe le soluzioni piuttosto elevato, e comunque superiore a 25 anni;
- Il Profitability Index risulta positivo, ma decisamente inferiore all'unità, il che suggerisce come l'alternativa non risulti particolarmente attrattiva per l'investimento di capitale di rischio.

Si può tuttavia osservare come a conclusioni più promettenti dal punto di vista della fattibilità economica dell'investimento si giungerebbe qualora, nell'ambito di Progetti finalizzati allo sviluppo territoriale in ambito Europeo o Nazionale, si rendesse disponibile un finanziamento per la realizzazione delle infrastrutture a rete. Poiché i costi per l'acquisto e la posa della rete costituiscono una frazione molto elevata dei costi complessivi d'investimento attesi, ove parte di tali costi non fosse a carico della società proprietaria/gestore della rete i tempi di ritorno attesi e l'indice di profitto dell'investimento risulterebbero significativamente migliori, lasciando intravedere margini per una fattibilità di massima. Inoltre, occorre tenere conto che a partire dal 2011 gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) vedono riconosciuti titoli di efficienza energetica commisurati al risparmio energetico prodotto e calcolabili tramite le espressioni di cui al D.M. 5 settembre 2011. Nel caso in esame non è in alcun modo possibile verificare a priori se l'impianto esistente, modificato in assetto cogenerativo secondo i criteri progettuali discussi in

precedenza, possa essere riconosciuto come “impianto CAR”, né quale frazione della produzione annua verrebbe qualificata “da cogenerazione” secondo l’articolata disciplina presentata in [25]. Pertanto, è qui di seguito condotta un’ulteriore analisi economica basata sulle seguenti precise ipotesi:

1. L’impianto risulta qualificato come “Cogenerazione ad Alto Rendimento”, ma non raggiungendo nel corso dell’anno un’efficienza media superiore al 75%, vede la quantità di energia elettrica ed il consumo di combustibile rispettivamente prodotti e consumati “in cogenerazione”, E_{CHP} ed F_{CHP} , calcolati secondo le espressioni di cui al D.M. 4 agosto 2011. Vengono pertanto riconosciuti dei certificati bianchi (o TEE), il cui numero è calcolato tramite l’espressione di cui al D.M. 5 settembre 2011 ed il cui prezzo medio è supposto, in moneta costante e sulla vita utile dell’impianto, pari a 90 €/TEE;
2. Una frazione pari al 40% dei costi relativi alle opere civili, all’acquisto dei componenti della rete di distribuzione ed alla posa degli stessi coperta tramite finanziamenti di natura pubblica.

Nelle suddette ipotesi, si calcolano innanzitutto i possibili introiti derivanti dalla vendita dei Certificati Bianchi riconosciuti, che sono presentati in **Tabella 127**. Pur a fronte del modesto valore dei possibili proventi dalla vendita di Certificati Bianchi, connesso all’esiguità del risparmio energetico conseguibile su base annua, si includerà comunque tale possibile introito nell’analisi economica che segue.

Tabella 127 Ricavi connessi alla vendita di certificati bianchi, sulla base delle ipotesi di lavoro proposte

	H_{CHP} [MWh]	E_{CHP} [MWh]	F_{CHP} [MWh]	RISP [MWh]	CB (DM 5 settembre 2011)	P_{CB} [€/CB]	Ricavo [€]
Scenario A	241,3	206,0	588,5	127,4	14	90	1260
Scenario B	518,3	442,5	1264,2	273,6	31	90	2790

In **Tabella 128** sono riportati i risultati economici ottenuti nelle suddette ipotesi.

Tabella 128 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell’investimento, nell’ipotesi di accesso ai Certificati Bianchi e di copertura di parte dei costi di realizzazione della rete tramite finanziamento pubblico

	Scenario A	Scenario B
Finanziamento pubblico [k€]	78,8	211,5
Valore Attuale Netto per il privato investitore [k€]	125,0	290,9
Discounted Payback Time [anni]	12 anni e 7 mesi	11 anni e 4 mesi
Profitability Index [-]	0,781	0,810

Si osserva come l’inclusione dei possibili proventi dalla vendita di Certificati Bianchi e di accesso ad un possibile finanziamento pubblica per la copertura di una frazione dei costi di realizzazione della rete consenta di conseguire condizioni che, seppur non particolarmente attrattive dal punto di vista dell’investimento, consentono comunque il recupero dell’investimento ampiamente entro la fine vita attesa dell’impianto.

Occorre sottolineare come la presente trattazione può rappresentare nulla di più che uno studio di prefattibilità di massima. Nel corso della trattazione, infatti, si è sottolineato più volte come le conclusioni raggiunte risultano condizionate da un notevolissimo numero di assunzioni (in genere gestite tramite l’uso di fattori di correzione) alle quali, peraltro, le risultanze dello studio sono ovviamente molto sensibili.

Del resto la conduzione più puntuale di uno studio di fattibilità per un bacino territoriale così particolare quale una comunità isolana avrebbe richiesto un’attività preliminare d’indagine del tutto incompatibile con le modalità di sviluppo del presente progetto.

13 Isola del Giglio

L'isola del Giglio si estende per 24,01 km² e comprende tre differenti nuclei abitati, per un totale di 1299 residenti: Giglio Porto, Giglio Castello e Giglio Campese dove si trova la centrale elettrica.

Quest'ultima, "Centrale Campese", si trova in prossimità della località omonima (42°21'47.47"N 10°52'50.04"E) ed ha una potenza nominale totale di 10238 kW ed è composta da 7 gruppi elettrogeni di diversa targa raffreddati ad aria (Tabella 129).

Tabella 129 Gruppi elettrogeni della Centrale Campese

gruppo 1	gruppo 2	gruppo 3	gruppo 4	gruppo 5	gruppo 6	gruppo 7
1200 kW	1800 kW	1500 kW	1188 kW	1500 kW	1800 kW	1250 kW

I dati in possesso per il 2014, forniti dal gestore, indicano una produzione giornaliera massima 51880 kWh corrispondente un picco nel mese di agosto pari a 3560 kW e un consumo complessivo di carburante di 2120355 kg, Figura 92.

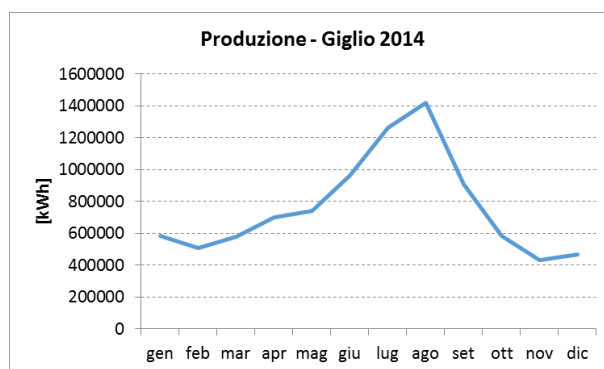


Figura 92 Centrale elettrica Campese.

L'analisi muove da una preliminare suddivisione del bacino territoriale di interesse in un numero convenientemente ridotto di "Aree", identificate sulla base di condizioni specifiche del sito (disposizione del tessuto urbanistico ad uso abitativo/commerciale/industriale, eventuali variabili orografiche quali dislivelli significativi, barriere architettoniche, ecc.) e con l'obiettivo di vedere associato a ciascuna area un consumo di energia su base annua sufficientemente significativo. Nel caso del Giglio, si è deciso di operare una suddivisione della parte dell'isola più densamente abitata in 2 Aree (coincidenti con le areole rappresentate in colori diversi in Figura 93); esse includono utenze residenziali distribuite, oltre ad alcune grosse utenze tra cui si segnalano come significativi un certo numero di hotels e Bed & Breakfast indicati in figura. Risulta del tutto intuitivo come la produzione centralizzata di acqua calda e fredda per servire utenze più isolate, poste al di fuori delle 2 aree identificate, sia scarsamente attrattiva.

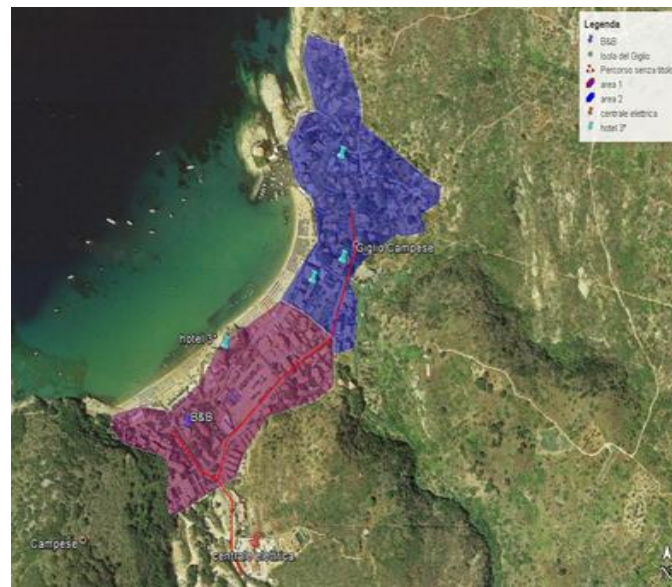


Figura 93 Aree di rilievo per la valutazione del potenziale di sfruttamento del teleriscaldamento/teleraffrescamento nell'isola del Giglio

In linea di carattere generale, il numero di utenze residenziali è equamente distribuito all'interno delle due aree. Dai dati ISTAT si evince che gli edifici sono stati costruiti prevalentemente in muratura (87%) dopo il 1950 (55%) mentre il 40% risulta costruito ante 1900 e si trovano principalmente all'interno del centro abitato (96%); inoltre solo il 27% delle abitazioni occupato da popolazione residente rimarcando una forte vocazione turistico-stagionale dell'isola. Allo stesso tempo, si nota che gli alberghi si concentrano nell'area 2, per un totale di 551 posti letto distribuiti su 6 strutture (**Figura 94**).

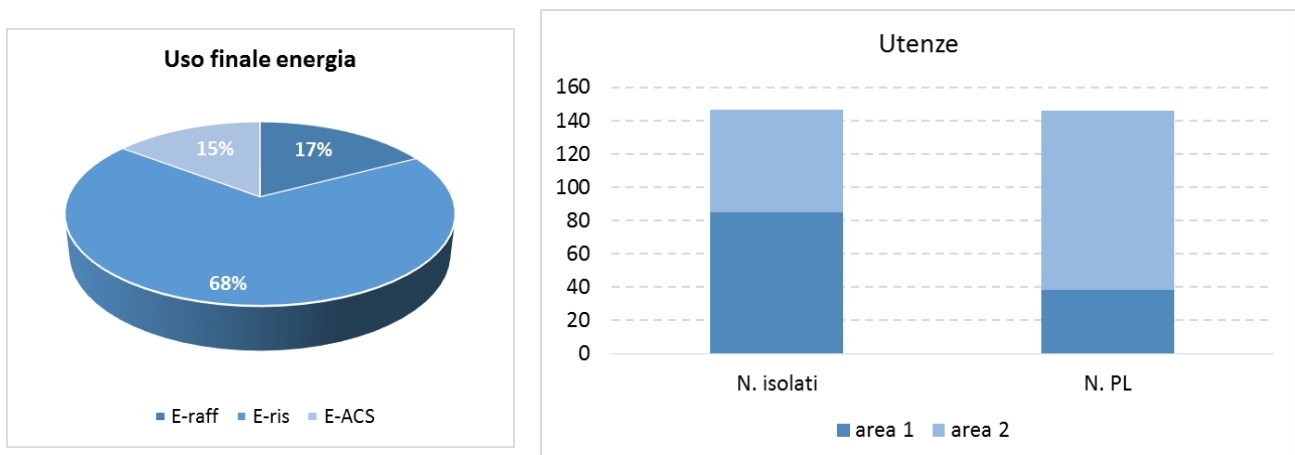


Figura 94 Caratterizzazione delle utenze e uso finale dell'energia.

L'andamento mensile del fabbisogno termico distinto per uso finale dell'energia e in riferimento alla destinazione d'uso delle utenze è descritto in **Figura 95**

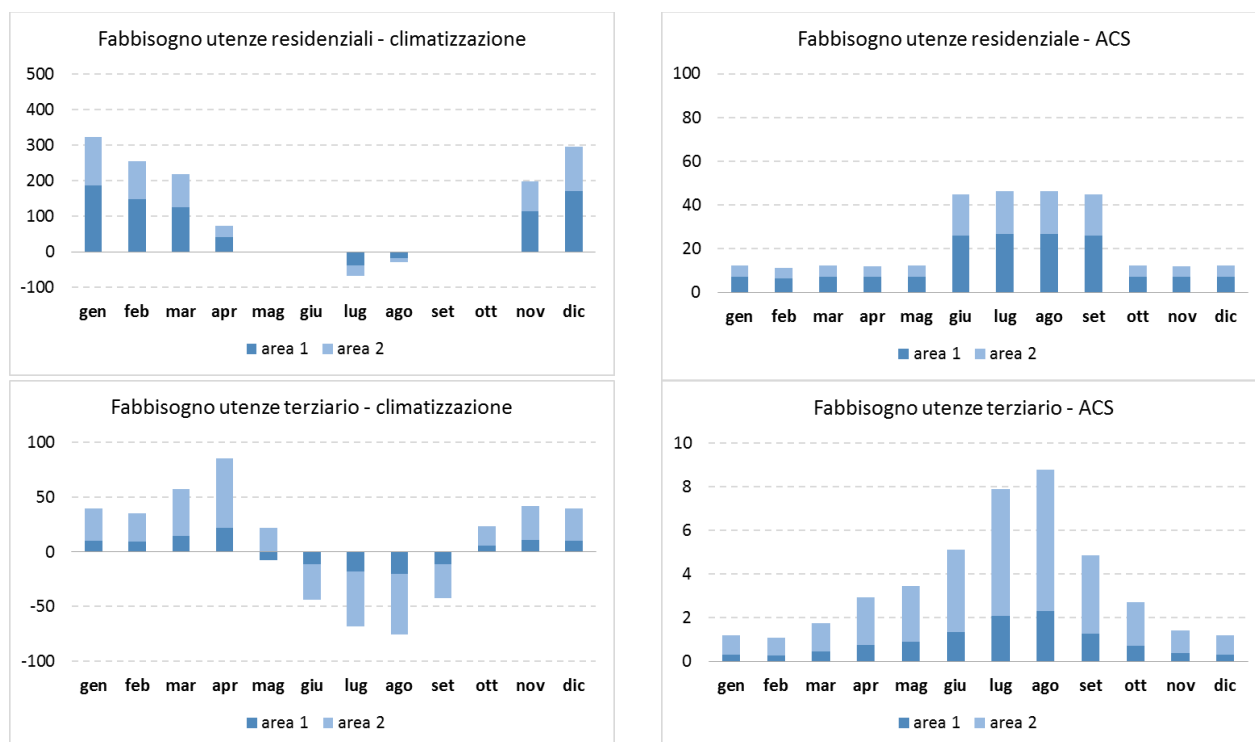


Figura 95 Fabbisogno termico per ciascun bacino di utenze

La presente trattazione descrive, con riferimento all'isola del Giglio, un'analisi di pre-fattibilità per una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento asservita alla comunità isolana ed alimentata tramite recuperi termici dai motori già presenti nella centrale elettrica installata nell'isola.

L'analisi consta delle seguenti sezioni:

1. Studio della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento;
2. Definizione di parametri progettuali di massima dei moduli di recupero e delle reti di distribuzione del calore e/o del freddo;
3. Analisi economica di massima.

La procedura assume come dati di input le risultanze delle elaborazioni esposte in precedenza (condotte con l'ausilio di strumenti cartografici e di software di simulazione) e relative ad aspetti urbanistici, alla definizione orografica del sito ed al calcolo dei fabbisogni relativi ai diversi utilizzatori civili ed industriali ed ai diversi vettori energetici (energia elettrica per usi obbligati, energia termica e frigorifera per il riscaldamento invernale ed il raffrescamento estivo, calore per acqua calda sanitaria o per usi di processo).

13.1 Analisi della possibile configurazione di massima di una rete di teleriscaldamento e/o di teleraffrescamento

13.1.1 Scenario di contesto

È a questo punto necessario procedere all'identificazione di un percorso preferenziale per l'installazione delle principali dorsali di una possibile rete di distribuzione, volta ad assicurare la copertura delle aree identificate. Si è a tal fine assunto che la soluzione più agevole sia rappresentata da un percorso delle dorsali della rete di distribuzione che insista preferibilmente su strade principali, ed al più secondarie ma non private, così da evitare possibili conflitti relativi alla proprietà ed alla destinazione d'uso delle superfici interessate. L'assunzione fatta non tiene in considerazione l'eventuale sussistenza di difficoltà connesse al

valore storico, culturale o turistico dei tratti interessati, all'eventuale pregio di coperture e basolati, e ad ogni ulteriore fattore che avrebbe richiesto di spingere l'indagine ad un livello di dettaglio più elevato e con valutazioni di natura più qualitativa.

Al fine di rendere intuitiva la distribuzione dei consumi di energia nelle medesime aree, in **Figura 96** sono mostrate, tramite la classica metodologia dei "grafici a bolle", e quindi a mezzo di areole circolari la cui superficie è proporzionale ai consumi (con scala fissata dall'areola circolare in grigio inserita in legenda), le richieste di energia frigorifera, termica per riscaldamento e termica per Acqua Calda Sanitaria (ACS). Sono peraltro identificate, all'interno delle stesse areole circolari, le frazioni riconducibili ai fabbisogni da parte di utilizzatori residenziali e quelle relative alle poche grosse utenze identificate (essenzialmente alberghi e B&B). Ciò in quanto, come è chiarito nella presentazione introduttiva della metodologia adottata, mentre la connessione di grosse utenze risulta piuttosto agevole in virtù della notevole richiesta di energia e della frequente presenza di impianti centralizzati ad acqua anche per il raffreddamento (fattori questi che possono favorire la scelta di connessione ad una rete di distribuzione), ben diverse sono le valutazioni relative alla possibilità di connessione da parte di piccole utenze residenziali, peraltro caratterizzate da notevole stagionalità delle presenze.

Si può osservare come in entrambe le Aree solo una frazione relativamente modesta dei fabbisogni dei diversi vettori energetici sia relativa a richieste da parte di grosse utenze, essendo la parte prevalente connessa invece ad usi distribuiti da parte di utenze residenziali.

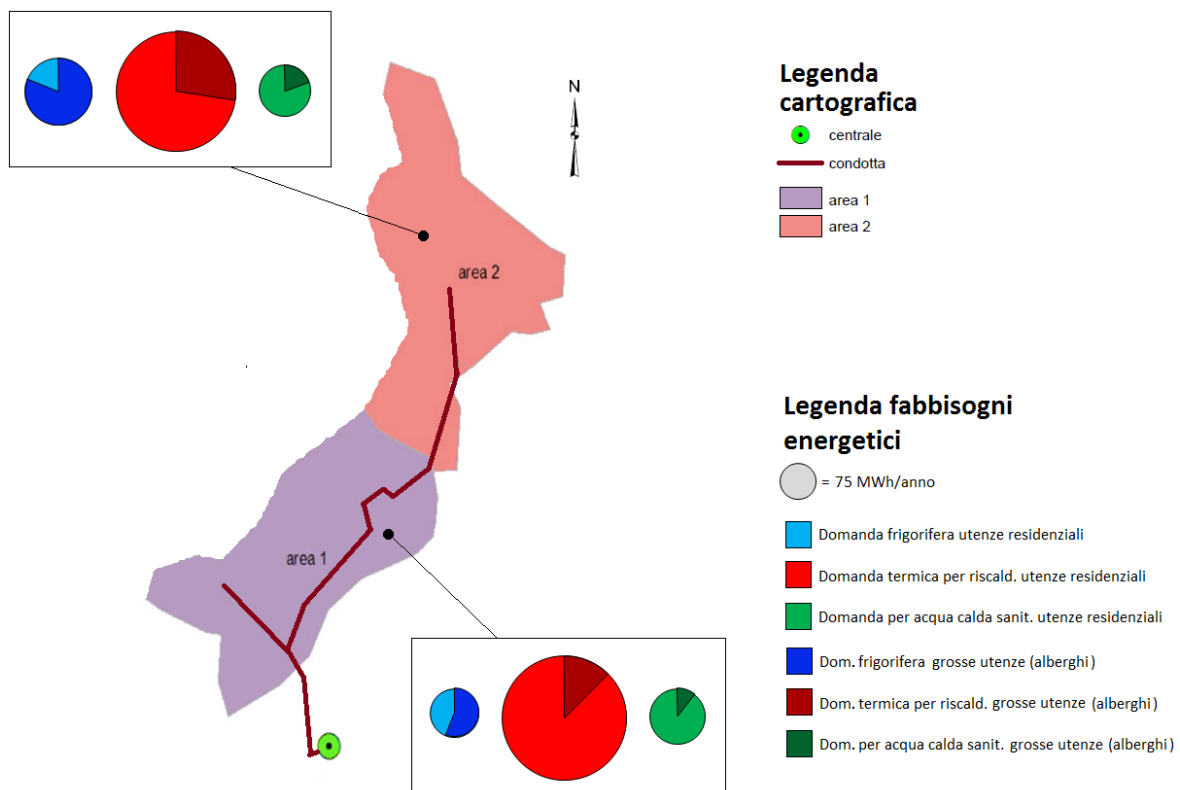


Figura 96 Rappresentazione semplificata delle aree di riferimento e della geometria delle possibili dorsali principali di distribuzione

Si è proceduto quindi all'identificazione di un percorso di massima per una dorsale principale di distribuzione su cui, eventualmente, si potessero innestare all'interno di ciascuna area eventuali micro-reti di distribuzione più capillari che rendessero raggiungibile ciascuna utenza servita. Inoltre, al fine di consentire una più sistematica analisi del potenziale di ciascuna area, i vari tratti della condotta mostrata in **Figura 96** sono stati numerati consecutivamente; in **Figura 97** sono mostrate, ad una scala di

rappresentazione di maggiore leggibilità, i diversi tratti e le relative notazioni numeriche che consentiranno, nel prosieguo dell'analisi, un'agevole identificazione. Si può osservare come:

- I rami delle principali dorsali di distribuzione siano stati numerati consecutivamente da T1 a T15, per rendere agevole una loro gestione tramite tabelle di inferenza legate alle aree servite da ciascuna condotta;
- Sono inclusi nel lay-out dei rami con numerazione del tipo "Tbn" e "Tbn.m", in cui n indica il numero dell'area la cui regione baricentrica è collegata alla dorsale principale dal ramo in esame.

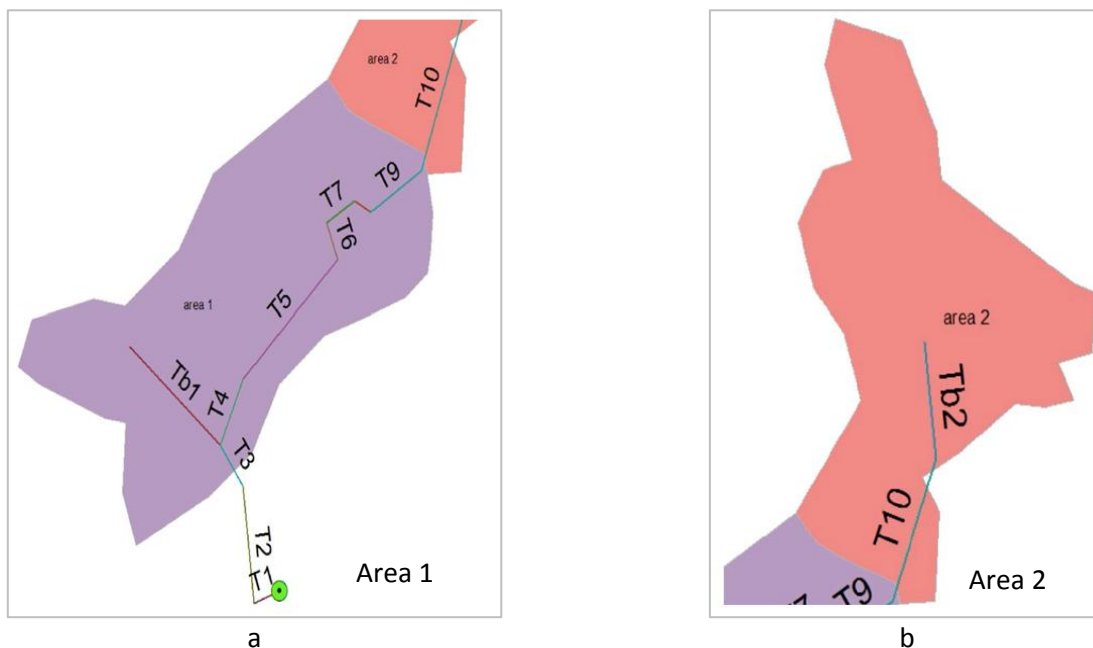


Figura 97 Numerazione progressiva dei diversi rami della dorsale principale di distribuzione

13.1.2 Calcolo delle densità di carico termico/frigorifero e delle potenze di picco

La metodologia che si adotta per l'identificazione di una configurazione di massima della rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento è basata sulla "densità di carico termico". Tale termine non va qui inteso come "fabbisogno annuo per unità di superficie", misurabile in $MWh/(anno \times m^2)$, bensì come "fabbisogno annuo per metro di sviluppo lineare della potenziale rete che serve quella superficie", misurabile quindi in $MWh/(anno \times m)$. E' allora necessario quantificare preliminarmente lo sviluppo lineare (in metri) della rete di distribuzione del calore da installare per servire ciascuna area. A tal fine, è bene identificare da subito i due principali scenari di riferimento sulla cui base si sviluppano ipotetiche soluzioni alternative:

- a. Rete di teleriscaldamento "a bassa ramificazione", finalizzata a servire esclusivamente le grosse utenze ubicate presso ciascuna area o a distribuire solo il calore fino alle posizioni baricentriche delle diverse aree;
- b. Rete di teleriscaldamento "ad alta ramificazione", basata sull'assunzione di installare all'interno di ciascuna area una micro-rete capillare (presumibilmente comprendente tubazioni di minore diametro rispetto a quelle delle dorsali principali), in modo da rendere raggiungibile ciascun possibile utilizzatore residenziale presente nell'area.

Una rappresentazione grafica delle configurazioni di rete associate a ciascuno dei sopraccitati livelli di ramificazione è stata fornita nell'analisi puntuale proposta per l'isola di Lampedusa.

Rifacendosi alla medesima nomenclatura, una volta denominata con l_i la lunghezza relativa ad ogni ramo di dorsale principale e con $l_j^{tot} = \sum_{Area j} l_j^k$ la lunghezza totale dei rami interni della rete j (nell'ipotesi di rete ad

elevata ramificazione), è possibile avviare il calcolo della lunghezza totale della rete necessaria alla distribuzione di fluidi termovettori caldi o freddi in ciascuna area. Per i rami di dorsale principale "condivisi" tra le diverse aree, ossia quelli che vedono il loro sviluppo funzionale alla distribuzione dei fluidi termovettori in più di una delle aree esaminate, le relative lunghezze saranno allocate in quota parte su tutte le aree servite. Con riferimento allo schema presentato in **Figura 96**, è ad esempio possibile osservare come i rami da T1 a T3 siano utilizzati per la distribuzione dei fluidi termovettori verso entrambe le aree identificate; al contrario, i rami T10 e Tb2 sono ad esempio utilizzati per la distribuzione dei fluidi termovettori solo verso l'area 2. Può essere quindi opportuno sviluppare, in forma tabellare, una matrice di inferenza che sintetizzi la relazione tra gli specifici rami di dorsale principale e le aree da essa servite; tale quadro è presentato in **Tabella 130**, unitamente ai dati sulle lunghezze in pianta di ciascun ramo.

Tabella 130 Quadro sinottico delle aree servite da ciascun ramo di dorsale principale

Ramo di dorsale	Lunghezza [m]	Area 1	Area 2
T1	29,84	X	X
T2	99,5	X	X
T3	41,99	X	X
T4	60,82	X	X
T5	143,52	X	X
T6	33,51	X	X
T7	35,3	X	X
T8	19,99	X	X
T9	64,13	X	X
T10	134,52		X
Tb1	129,11	X	X
Tb2	103,66		X

È a questo punto possibile sviluppare, per ciascuno scenario di riferimento (ossia nell'ipotesi di distribuire calore solo verso le grosse utenze attraverso la rete a bassa ramificazione, o alternativamente verso tutte le possibili utenze tramite quella ad alta ramificazione), il calcolo della lunghezza equivalente di rete associata alla distribuzione di calore verso ogni area. Nel far ciò, si formula la seguente assunzione: ciascun ramo "i" di dorsale il cui impiego è funzionale alla distribuzione del fluido termovettore verso N aree, vedrà imputata a ciascuna di esse una lunghezza equivalente pari ad l_i/N . Sebbene tale approccio sia semplificato, in quanto a rigore nella suddetta espressione ciascuna area andrebbe ponderata con i propri fabbisogni termici e frigoriferi, esso risulta adeguato per questa fase assolutamente preliminare in cui si elabora solo una definizione di massima dell'estensione della rete, senza procedere al dimensionamento di dettaglio di ciascun suo ramo. I risultati sono presentati in **Tabella 131**.

Tabella 131 Lunghezze equivalenti (espresse in m) relative alla distribuzione dei fluidi termovettori nelle diverse aree

	dorsali, $\sum(1/N)*l_i$	Rami interni, l_j^{tot}	Lunghezza totale scenario alta ramificazione
Area 1	328,86	1180	1508,86
Area 2	567,04	1575	2142,04

In **Tabella 131** è possibile osservare il dettaglio riguardo alla lunghezza dei rami di dorsali complessivamente allocata su ciascuna area (1° colonna) ed a quella dei rami interni relativi all'ipotesi di servire tutte le possibili utenze (2° colonna); si può notare come, a differenza di quanto fatto nelle analisi relative ad altre comunità isolate, non è presentata in **Tabella 131** l'ulteriore colonna con le lunghezze dei soli rami di connessione tra le dorsali principali e le utenze puntuali del settore terziario; ciò in quanto, in virtù della modesta incidenza dei fabbisogni da parte di tali utenze, pare evidente come lo scenario denominato "a bassa ramificazione" risulti di scarso interesse nel caso dell'isola del Giglio. Le lunghezze presentate in **Tabella 131** sono da intendersi come "metri di sviluppo in pianta della rete", e non come "metri di tubazione di cui effettuare la posa"; infatti, nella quasi totalità dei tratti la lunghezza in metri complessiva delle tubazioni potrà essere ottenuta moltiplicando i sopraccitati metri di sviluppo della rete per un fattore 2, così da tener conto della posa congiunta delle tubazioni di mandata e ritorno.

È a questo punto possibile implementare la metodologia di valutazione tipicamente utilizzata per la fattibilità di reti di distribuzione del calore e/o del freddo nell'ambito di *low heat density areas*, basata sul calcolo del costo unitario di distribuzione del calore, $C_{d,r}$, in funzione della densità lineare di richiesta termica annua Q_c/L . L'espressione analitica utilizzata è stata presentata nella sezione metodologica introduttiva del presente Report. Come già visto nel caso di altre isole, si effettuano preliminarmente due diverse distinzioni. In primo luogo, si distinguono i seguenti casi:

- a. Ipotesi di servire solo le utenze "Acqua calda sanitaria" e "riscaldamento";
- b. Ipotesi di servire, oltre alle utenze "acqua calda sanitaria" e "riscaldamento", anche quelle relative al raffrescamento degli edifici nei quali è possibile supporre una produzione centralizzata dell'energia frigorifera (con distribuzione di acqua o aria fredda), come nel caso delle utenze alberghiere. In tale caso si suppone ovviamente che alla distribuzione di acqua calda faccia seguito una conversione in loco del calore in energia frigorifera a mezzo di frigoriferi ad assorbimento.

Un'ulteriore ed altrettanto rilevante classificazione è stata introdotta sulla base del soggetto deputato all'installazione ed alla copertura dei costi relativi alle sottostazioni di distribuzione. Tali sottostazioni, che in ogni caso richiedono un contabilizzatore di calore ed una serie di sistemi di controllo e misura, prevedono l'installazione di scambiatori di calore a piastre (con "temperature approach" estremamente basso, nell'ordine dei 2-4°C) nel caso di accoppiamento cosiddetto "indiretto"; nel caso in esame, tale forma di accoppiamento risulta senz'altro preferibile in virtù della maggiore affidabilità ed indipendenza della rete primaria da eventuali problematiche occorrenti sulle reti secondarie o sui disconnettori idraulici. Con riferimento a tale classificazione, si distinguono i due seguenti scenari:

- A.** Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico dell'utente, che chiede allacciamento alla rete di distribuzione. In tale caso, poiché il costo delle stazioni di sottodistribuzione è piuttosto elevato (variando in genere dai 3000 ai 20000 € al variare della potenzialità della sottostazione), si suppone un tasso di "connessione" delle utenze distribuite molto basso, ed in particolare pari a:
 - 10% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
 - 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
 - 30% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

Tali percentuali tengono conto del fatto che, oltre alla sussistenza di barriere connesse al costo di connessione, si possono presupporre difficoltà ben più strutturali connesse all'impossibilità di utilizzare, per buona parte del parco residenziale isolano, l'alimentazione tramite acqua calda/fredda prodotte a livello centralizzato. L'assunzione dello 0% di utenze residenziali interessate alla fornitura di acqua fredda per il raffrescamento ambientale, ad esempio, discende dal fatto che pressoché tutte le residenze, siano esse adibite ad uso abitativo o ad accoglienza turistica nel periodo estivo, vedono presumibilmente installate unità split e, pertanto, non

potrebbero essere servite tramite acqua fredda a meno di onerose modifiche dell'attuale assetto impiantistico;

B. Costi relativi all'installazione delle sottostazioni interamente a carico della società proprietaria/gestore della rete. In tale ipotesi, si suppongono i seguenti tassi di "connessione":

- 30% delle utenze domestiche, per quanto riguarda il riscaldamento distribuito;
- 0% delle utenze per quanto riguarda i fabbisogni per raffrescamento ambientale;
- 60% delle utenze per quanto concerne la produzione di acqua calda sanitaria.

In entrambi gli scenari A e B, per il calcolo della domanda termica da coprire tramite rete di distribuzione si introdurrà, oltre ai suddetti coefficienti riduttivi connessi alle richieste di connessione alla rete da parte dei privati, anche un ulteriore fattore riduttivo pari a 0,8 per tener conto di un ragionevole fattore di contemporaneità tra la disponibilità dei recuperi termici dalla centrale ed i fabbisogni di calore dell'utenza.

In **Figura 98** sono rappresentate tre curve C_d vs. Q_s/L ottenute assumendo tre diversi diametri DN30, DN80 e DN150 cui si associano, per una rete che distribuisca acqua calda ed assumendo un ΔT tra mandata e ritorno nell'ordine dei 30°C, delle potenze trasferite rispettivamente nell'ordine di 70 kW, 500 kW e 3 MW. Nella medesima figura sono riportati i punti rappresentativi dei diversi rami della dorsale principale, nell'ipotesi che sia la società proprietaria/gestore della rete a sostenere interamente i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione; due serie distinte di dati, invece, sono mostrate per le ipotesi di includere o escludere i fabbisogni per il raffrescamento ambientale (modulati attraverso un fattore $1/COP_{\text{assorbitore}}$ per tener conto della necessità di conversione in un frigorifero ad assorbimento).

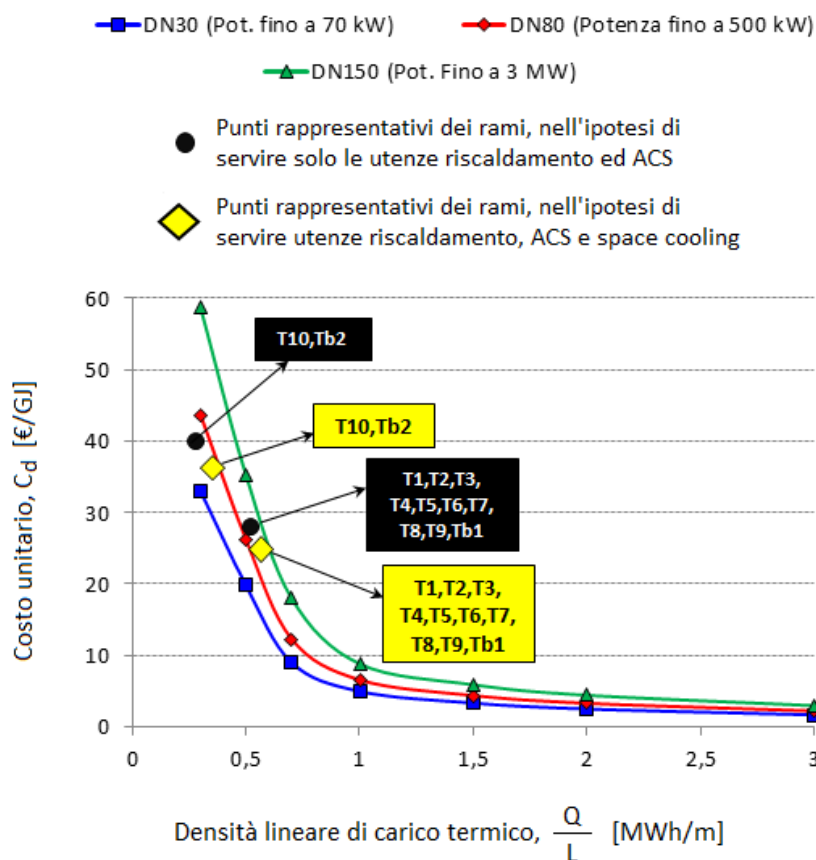


Figura 98 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dall'azienda proprietaria/gestore della rete

Entrambe le serie di dati sono relative all'ipotesi di rete ad elevata ramificazione; come già detto e come evidente dalla distribuzione dei fabbisogni presentata in [Figura 96](#), infatti, le utenze centralizzate rappresentano una frazione estremamente modesta delle richieste energetiche complessive e, peraltro, tali utenze sono prevalentemente situate a notevole distanza dalla centrale elettrica, ragion per cui si può giustificatamente ritenere che non sia economicamente fattibile una soluzione che preveda l'installazione della rete al solo scopo di servire le poche grosse utenze presenti nel territorio in esame. In [Figura 98](#) è identificato un punto rappresentativo di ciascun ramo di dorsale principale, così da rendere il grafico utile a valutare quali rami possano convenientemente essere inclusi e, viceversa, quali dovrebbero essere esclusi da una possibile rete di distribuzione del calore. Dall'analisi della [Figura 98](#) si può osservare come:

- I costi unitari di distribuzione estremamente elevati, ben oltre il limite di fattibilità economica di 8-10 €/GJ, a causa della densità lineare di carico termico molto modesta. Tale risultato, peraltro, è assolutamente comune ai due scenari basati rispettivamente sulla sola distribuzione di calore per acqua calda sanitaria e riscaldamento (indicatore con pallino nero in [Figura 98](#)) e sulla distribuzione di calore destinato sia al soddisfacimento di tali domande termiche che, tramite uso di frigoriferi ad assorbimento, al soddisfacimento della domanda di raffrescamento delle grosse utenze con impianti centralizzati;
- Proprio in virtù di tali risultati molto prossimi per le due ipotesi "a." e "b." relative ai fabbisogni energetici da soddisfare, appare del tutto intuitivo come non sia conveniente ipotizzare l'uso di reti di distribuzione ad alta temperatura e l'installazione di frigoriferi ad assorbimento, in quanto il maggior costo di impianto e di esercizio sarebbe chiaramente di difficile recupero;
- I valori estremamente modesti della densità lineare di carico termico comuni a tutti i tratti della dorsale principale della rete, compresi quelli più a monte che quindi servirebbero l'intera platea di utenze ricadenti nelle Aree considerate. Tali bassi valori di Q_c/L , ben al di sotto delle soglie di fattibilità in genere identificate con il range di 1-2 GJ/(m×a), sono giustificati dalla modesta densità abitativa e dalla notevole fluttuazione stagionale delle presenze nell'isola. Se infatti tali condizioni sono abbastanza comuni per le comunità isolate del nostro paese, nell'isola di Favignana si riscontra come tali fattori, ben più rispetto a quanto ottenuto ad esempio per l'isola di Lampedusa, rappresentano vere e proprie barriere alla fattibilità di un retrofit cogenerativo della centrale elettrica orientato all'alimentazione di una rete di teleriscaldamento.

Passiamo invece adesso ad esaminare gli analoghi andamenti ottenuti nello scenario alternativo, nel quale i costi relativi alle sottostazioni di distribuzione risultassero a carico dei privati che avanzassero richiesta di connessione. I risultati sono mostrati in [Figura 99](#).

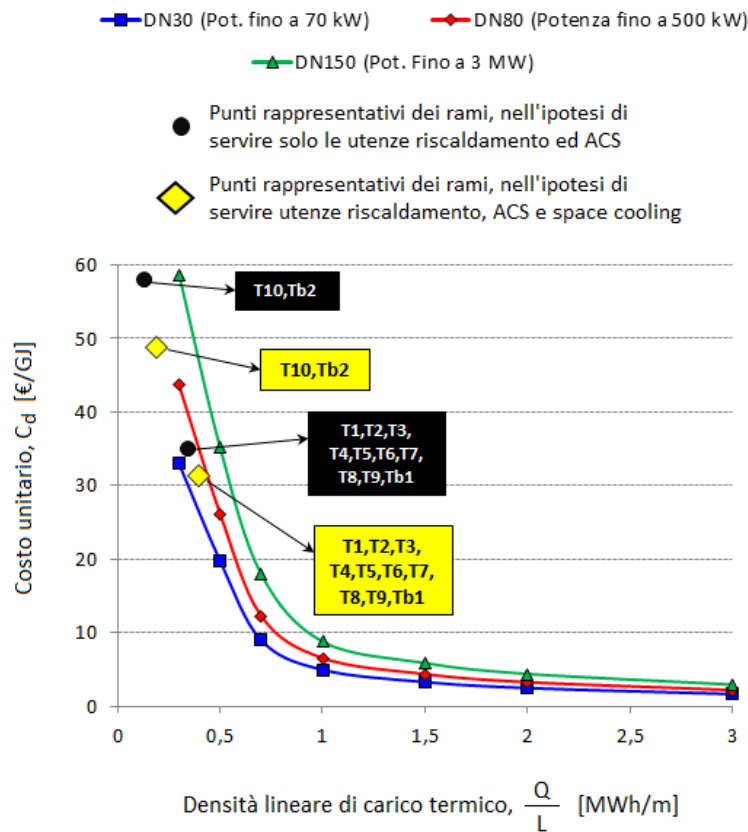


Figura 99 Costo unitario di distribuzione del calore, nell'ipotesi che i costi di installazione delle sottostazioni di distribuzione siano sostenuti dal privato che avanza richiesta di connessione

E' possibile osservare come ancora una volta i due scenari basati l'uno sulla distribuzione di calore solo per utenze ACS e riscaldamento e l'altro orientato soddisfacimento tramite frigoriferi ad assorbimento di fabbisogni frigoriferi delle utenze centralizzate conseguano risultati paragonabili. Tuttavia, da un confronto tra la **Figura 98** e la **Figura 99** emerge chiaramente come l'ipotesi di un tasso di "connessione" più modesto (connessa all'assunzione di un minor tasso di volontaria richiesta di connessione dei privati alla rete, indotta dalla necessità di sostenere i relativi costi di allacciamento) porti ad un'ulteriore riduzione della densità lineare di domanda anche sui rami principali di dorsale a monte della rete, con conseguente aumento dei costi unitari di distribuzione (che passa su tali rami da 16-24 €/GJ ad oltre 30 €/GJ).

È del tutto chiaro come l'analisi appena proposta suggerisca l'assenza di un potenziale reale di fattibilità di una rete di distribuzione alimentata tramite i recuperi termici dai motori della centrale elettrica. Tuttavia, per completezza di indagine e per la significatività dei consumi energetici dell'isola si procederà ugualmente, nelle prossime due sezioni, a mettere a punto delle ipotesi progettuali di massima ed a valutarne i parametri sintetici di performance economica.

Ciò sarà ovviamente fatto, alla luce delle risultanze appena discusse, per entrambi gli scenari relativi alla copertura dei costi per le sottostazioni di connessione, ma sempre nell'ipotesi di orientare la progettazione della rete al soddisfacimento dei soli fabbisogni di acqua calda sanitaria e riscaldamento.

13.2 Definizione di alcuni parametri progettuali di massima

La definizione di parametri progettuali di massima riguarda essenzialmente i seguenti aspetti applicativi:

- la definizione delle condizioni di esercizio della rete, in termini di temperatura e pressione, e della tipologia di rete da utilizzare;
- la definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica per consentire i recuperi termici e procedere con il retrofit in modalità cogenerativa dei gruppi;

- la definizione di ragionevoli diametri delle condotte per le dorsali principali e per le reti intra-area, a seconda della potenzialità termica da esse trasportata.

Poiché quella che si deve produrre è una morfologia di massima della rete, non si entrerà in alcun modo nei dettagli relativi all'ubicazione delle pompe e nel calcolo dei costi di pompaggio.

13.2.1 Definizione delle condizioni di esercizio della rete

Questa fase richiede alcune valutazioni di merito relativamente ai livelli termici e di pressione ottimali ai quali esercire la rete, in virtù delle richieste termiche e di alcune altre informazioni inerenti l'orografia del sito. Dal punto di vista delle temperature, si osserva come:

- Al fine di ridurre i costi di pompaggio e consentire un dimensionamento dei diversi rami della rete su diametri più ridotti, è ragionevole ipotizzare un ΔT piuttosto elevato tra mandata e ritorno, nell'ordine dei 25°C;
- Poiché non si contemplerà l'ipotesi di installazione di frigoriferi ad assorbimento e tenendo conto del fatto che le perdite di distribuzione aumentano e la vita utile della rete decresce al crescere della temperatura media di esercizio, si assume una temperatura di mandata decisamente moderata, nell'ordine degli 85 °C, con un ritorno conseguentemente fissato in condizioni nominali a 60 °C.

Per quanto concerne le pressioni di esercizio, non sussistendo la necessità di garantire alcuna pressurizzazione stante l'assunta distribuzione di acqua "sotto raffreddata" (in termini termodinamici), occorre tener conto dell'eventuale dislivello massimo occorrente attraverso i rami della rete. Pertanto, una volta identificato lo sviluppo in pianta delle dorsali principali T1-T10 di cui alla precedente sezione, si sono esaminate i relativi sviluppi altimetrici, mostrati sinteticamente per aree in **Figura 100 a-b**.

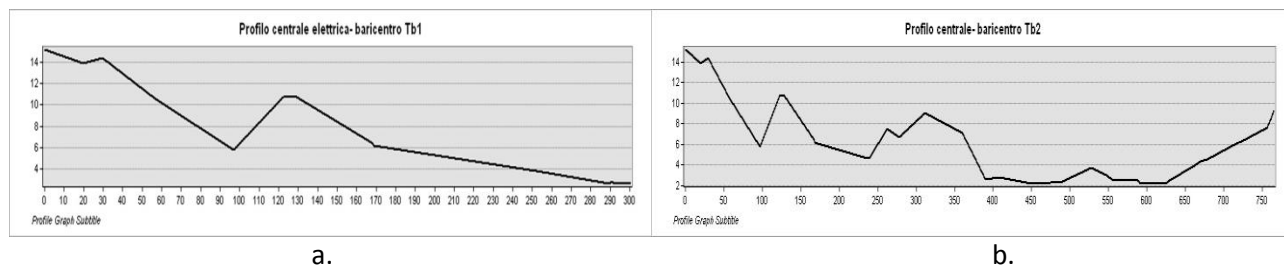


Figura 100 Sviluppo altimetrico delle condotte di trasporto, lungo i rami di dorsale principale, che collegano la centrale elettrica alle due aree esaminate

Si può osservare come i dislivelli massimi siano nell'ordine dei 15 metri, essendo quindi necessario tenere in considerazione nella scelta delle pressioni di esercizio la prevalenza geodetica indotta, nell'ordine di 1,5 bar. Combinando le informazioni di cui sopra si osserva che, in virtù della limitata temperatura di mandata supposta, si potrà adottare l'uso di tubazioni flessibili in polietilene reticolato, il cui utilizzo è in genere raccomandato per temperature fino a 90-95 °C. Simili tubazioni consentono in genere posa diretta sul terreno, senza l'utilizzo di canali e, in virtù della loro flessibilità, non richiedono elementi di compensazione per "assorbire" la modesta dilatazione termica. Al fine di assicurare una vita utile della rete nell'ordine dei 30 anni, sulla base dei tipici andamenti della relazione tra vita utile e condizioni di esercizio già evidenziati nell'analisi di dettaglio condotta per altre isole (cfr. sezione del presente Report relativa all'isola di Favignana), è ragionevole assumere una pressione di esercizio pari a 10 bar.

13.2.2 Definizione di massima degli interventi da effettuare presso la centrale elettrica

La centrale include n. 7 gruppi elettrogeni diesel, per una potenza nominale complessiva di 8.190 kW; per tali gruppi, tuttavia, si può assumere un esercizio alternato in quanto la potenza elettrica richiesta dall'utenza isolana è spesso inferiore. I motori si succedono quindi nell'esercizio, peraltro operando in

genere ad una potenza inferiore a quella di picco, e che possiamo assumere pari al 75% del relativo output nominale. Come si vedrà nel paragrafo successivo, la potenza termica di picco di cui la rete di teleriscaldamento potrà necessitare in input può essere stimata, nei due scenari precedentemente esaminati, come segue:

- **Scenario A (costi delle sottostazioni a carico dell'utente):** Potenza termica di picco = 0,203 MW
- **Scenario B (costi delle sottostazioni a carico della società proprietaria/gestore della rete) :** Potenza termica di picco = 0,368 MW

Al fine di consentire il soddisfacimento di tali richieste a mezzo di recuperi dal funzionamento dei motori, per tener conto dell'alternanza di funzionamento degli stessi per cause connesse a parzializzazione, manutenzione programmata ed eventuali avarie, è senz'altro necessario dimensionare i sistemi di recupero in logica di ridondanza, e quindi "installare" un'adeguata capacità di recupero su almeno 2 gruppi, per poter ragionevolmente assumere che in ogni condizione di esercizio della centrale sia possibile disporre di almeno 1 di essi per il funzionamento in cogenerazione.

Occorre a questo punto precisare che non si dispone delle schede tecniche dei motori, ragion per cui si faranno discendere delle ragionevoli assunzioni riguardo alla capacità di recupero termico di ciascun motore direttamente dalla capacità elettrica degli stessi e da dati medi relativi al rapporto termico/elettrico tratti (per motori diesel di media taglia) da report o ulteriori dati disponibili in letteratura [20, 21].

In **Tabella 132** sono riportati, unitamente ai dati sulle capacità elettriche dei gensets installati, i rapporti termico/elettrico relativamente alle due principali possibilità di recupero termico, dall'acqua di raffreddamento del motore (*cooling jacket water circuit*, *cjw*) e dai gas esausti di scarico. Sono così calcolate, con riferimento alle condizioni tipiche di esercizio a potenza pari al 75% di quella nominale, le potenzialità termiche recuperabili da tali circuiti. Si precisa che:

- Non sono state considerate le potenzialità termiche recuperabili dai circuiti dell'olio di lubrificazione., in virtù del livello termico modesto. Sebbene il livello termico a cui tali recuperi si rendono disponibili ($T < 80$ °C) possa risultare sufficiente al preriscaldamento del fluido di ritorno in virtù della modesta temperatura assunta (pari a 60° C), la modesta entità dei recuperi stessi suggerisce di evitare l'installazione dei relativi recuperatori;
- Al fine di garantire flessibilità di esercizio, si suppone di installare moduli di recupero termico presso i 2 motori (numerati come n. 1 e 4) evidenziati in azzurro in **Tabella 132**. Si può osservare come l'accensione di uno tra i suddetti motori n. 1 e n. 4 consenta di coprire anche il picco annuo della domanda termica richiesta dalla rete di distribuzione, tramite i soli recuperi termici possibili dai gas di scarico;
- Pertanto, pur se non si dispone di informazioni di dettaglio circa la temperatura di raffreddamento del motore, non si ritiene necessario installare un pre-riscaldatore dell'acqua tramite recuperi effettuati dall'acqua di raffreddamento, e pertanto i radiatori continueranno ad essere raffreddati ad aria, come nell'odierna configurazione.

Tabella 132 capacità di generazione elettrica e potenza termica recuperabile dai motori installati presso la centrale

	P_e^{nom} [kW]	$P_e^{esercizio}$ [kW]	Rapporto $H_{cjw}^{bassa T} / P_e$	Rapporto $H_{exhausts}^{alta T} / P_e$	$H_{cjw}^{bassa T}$ [kW]	$H_{exhausts}^{alta T}$ [kW]
Motore n. 1	960	720	0,66	0,51	473	370
Motore n. 2	1440	1080	0,66	0,51	710	555
Motore n. 3	1200	900	0,66	0,51	591	463
Motore n. 4	950,4	713	0,66	0,51	468	367
Motore n. 5	1200	900	0,66	0,51	591	463
Motore n. 6	1440	1080	0,66	0,51	710	555
Motore n. 7	1000	750	0,66	0,51	493	386

I moduli di recupero termico dovranno essere installati in serie su ciascun gruppo (ossia tramite una cascata che preveda dapprima i recuperi effettuati dal circuito dell'acqua, tramite uno scambiatore a piastre saldobrasate, e quindi dai fumi di scarico tramite uno scambiatore a fascio tubiero) ed in parallelo tra i diversi gruppi.

3.3 Definizione di massima dei diametri delle condotte e stima di massima dell'installazione di elementi speciali

Il calcolo dei diametri delle condotte è basato sulla valutazione preliminare delle portate d'acqua circolanti (essendo note le potenze termiche da trasferire, nelle condizioni più gravose di progetto, lungo ciascun ramo ed il ΔT tra mandata e ritorno). In accordo con la prassi progettuale nel campo delle reti di teleriscaldamento, nota la portata, il diametro è calcolato in modo da conseguire perdite di carico distribuite nell'ordine dei 140-160 Pa/m; ovviamente, occorrerà poi optare per un diametro commerciale prossimo a quello desiderato.

I diametri nominali ottenuti per i diversi vari rami di rete sono presentati in **Tabella 133**, sia con riferimento allo scenario A che a quello B sopraccitati. Si può osservare come, a valle del calcolo della portata massica fluente in condizioni di massimo carico di progetto in ciascun ramo della dorsale, sia stato dapprima identificato un diametro teorico derivato dalla perdita di carico imposta, quindi il più appropriato diametro nominale tra quelli commercialmente disponibili per la tipologia di tubazione in esame.

Tabella 133 Dimensionamento dei rami delle dorsali principali della rete di distribuzione*

	Potenza di picco [kW]	Potenza di picco [kW]	Portata massica [kg/s]	Portata massica [kg/s]	d ^{teorico} [mm]	d ^{teorico} [mm]	DN effettivo [mm]	DN effettivo [mm]
T1	368,2	202,7	3,52	1,94	61	49	65	50
T2	368,2	202,7	3,52	1,94	61	49	65	50
T3	368,2	202,7	3,52	1,94	61	49	65	50
T4	368,2	202,7	3,52	1,94	61	49	65	50
T5	368,2	202,7	3,52	1,94	61	49	65	50
T6	368,2	202,7	3,52	1,94	61	49	65	50
T7	368,2	202,7	3,52	1,94	61	49	65	50
T8	368,2	202,7	3,52	1,94	61	49	65	50
T9	368,2	202,7	3,52	1,94	61	49	65	50
T10	187,9	118,0	1,80	1,13	47	40	50	40
Tb1	368,2	202,7	3,52	1,94	61	49	65	50
Tb2	187,9	118,0	1,80	1,13	47	40	50	40

* in rosa le celle relative allo scenario A, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico del privato che avanza richiesta di connessione, in celeste le celle relative allo scenario B, con costi delle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete

È assolutamente arduo effettuare una stima di massima degli elementi speciali che saranno utilizzati; tuttavia, trascurare il costo degli stessi potrebbe portare a sottostimare significativamente l'investimento complessivo, inficiando le conclusioni dello studio di pre-fattibilità. Pertanto si effettua la seguente stima di massima, che ovviamente incorpora significativi margini di errore, specie su alcune voci assolutamente difficili da prevedere ed analizzabili solo ad un livello più approfondito di studio di fattibilità:

- Non è necessario installare un notevole numero di muffole per isolamento giunzioni, in quanto la tipologia di tubazione adottata, in materiale plastico, viene in genere fornita in rotoli della lunghezza richiesta e può conformarsi alla traccia, così abbattendo i costi di posa. Si assume quindi, a titolo conservativo, un numero di muffole per ripristino giunzioni pari a 12 sulle dorsali principali, nonché altre 20 per tubazioni di diametro inferiore (compreso tra DN25 e DN40) per le condotte di distribuzione interne alle aree identificate, sino alle singole utenze;
- Derivazioni a TEE: non sono presenti derivazioni di questo tipo sulle dorsali principali Il numero di derivazioni su rete intra-area ad elevata ramificazione (rami di piccolo diametro) è stimato pari a 20. Occorrerebbe aggiungere l'elevato numero di giunzioni in prossimità delle utenze; tuttavia, i costi relativi alle derivazioni alle utenze saranno inclusi in un generico costo di sottostazione, che

pertanto includerà oltre ai costi di contabilizzatore di calore, scambiatore e organi di controllo/misura/sicurezza, anche questa componente connessa al costo di derivazione.

Si ribadisce che il reale utilizzo di tali elementi è scarsamente predicibile al livello di dettaglio della presente analisi, e pertanto i valori assunti non intendono in alcun modo rappresentare una reale quantificazione degli elementi che si renderanno realmente necessari in fase progettuale.

13.3 Analisi economica di massima

Sulla base delle soluzioni identificate nella sezione precedente e dei livelli di domanda termica e frigorifera attesa, è possibile condurre una valutazione economica di massima. Essa conterà delle seguenti 3 fasi elementari:

1. Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo;
2. Stima dei proventi annui dalla vendita di calore;
3. Calcolo di indicatori sintetici, ed in particolare del tempo di ritorno atteso dell'investimento.

13.3.1 Calcolo di un valore indicativo del costo d'investimento complessivo

Il costo complessivo d'investimento include diverse componenti, tra cui:

- a. Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo
- b. Costo per l'acquisto della rete, degli elementi accessori e della componentistica di controllo e misura, escluso ciò che si è assunto di comprendere nel costo delle sottostazioni;
- c. Costo delle opere civili per la posa delle condotte di distribuzione e realizzazione in-situ di elementi speciali, saldature e tutto quanto attiene alla posa;
- d. Costo delle sottostazioni di distribuzione, inclusivo dei costi per scambiatori di calore, contabilizzatore di calore ed elementi di controllo/misura/sicurezza.

Tutte le sopraccitate componenti di costo saranno calcolate sia per lo scenario A (oneri di connessione alla rete in carico al privato che richiede la fornitura di calore) che per quello B (oneri relativi alle sottostazioni di distribuzione a carico della società proprietaria/gestore della rete).

Costo per il retrofit della centrale elettrica in assetto cogenerativo

Tale componente di costo è calcolata sulla base di valori medi, tratti da report o databases [20,22], ed è pari a $C_{exhausts}^{alta T} = 110$ €/kW per gli scambiatori a recupero ad alta temperatura dai gas di scarico; tale costi unitari sono comprensivi degli oneri per installazione. Di conseguenza si ottiene:

$$C_{retrofit}^{centrale} = \sum_{j \in \{1,4\}} C_{exhausts}^{alta T} \cdot (H_{exhausts}^{alta T})_j \quad (2)$$

La quale, sulla base delle potenzialità termiche di recupero mostrate in [Tabella 132](#), porta a calcolare per entrambi gli scenari (i quali si differenziano per altre componenti di costo ma, per le assunzioni fatte, non per quella relativa al retrofit in assetto cogenerativo della centrale), il seguente costo:

$$C_{retrofit}^{centrale} = 81,0 \text{ k€}$$

Costo per acquisto di rete ed elementi speciali

Il costo unitario di acquisto di questa tipologia di rete, in €/m, è ben approssimato dalla seguente relazione quadratica:

$$C_{unitario}^{rete} = 0,0011 \cdot DN^2 + 0,6128 \cdot DN + 12,46$$

Una volta implementata sui rami principali delle dorsali, tale espressione analitica conduce al calcolo dei costi complessivi mostrati in [Tabella 134](#).

Tabella 134 Calcolo del costo delle reti di distribuzione, con riferimento ai rami di dorsale principali

	Lunghezza [m]	SCENARIO A			SCENARIO B		
		DN [mm]	$c_{rete}^{unitario}$ [€/m]	C_{ramo}^{ramo} totale (2 tubi) [€]	DN [mm]	$c_{rete}^{unitario}$ [€/m]	C_{ramo}^{ramo} totale (2 tubi) [€]
T1	29,8	50	45,85	2736	65	56,94	3398
T2	99,5	50	45,85	9124	65	56,94	11331
T3	42,0	50	45,85	3850	65	56,94	4782
T4	60,8	50	45,85	5577	65	56,94	6926
T5	143,5	50	45,85	13161	65	56,94	16344
T6	33,5	50	45,85	3073	65	56,94	3816
T7	35,3	50	45,85	3237	65	56,94	4020
T8	20,0	50	45,85	1833	65	56,94	2276
T9	64,1	50	45,85	5881	65	56,94	7303
T10	134,5	40	38,73	10420	50	45,85	12335
Tb1	129,1	50	45,85	11839	65	56,94	14703
Tb2	103,7	40	38,73	8030	50	45,85	9506
Tot. rami dorsali	895,9	-	-	78762	-	-	96740

A tali costi occorre aggiungere, in primo luogo, i costi relativi alle reti capillari (ad alta ramificazione) interni alle singole aree. In tali aree non si è effettuato, come è ovvio, uno specifico dimensionamento di ogni tratto della rete, per cui può avere senso supporre una potenza trasferita media all'interno di ogni area, cui far corrispondere un diametro medio delle tubazioni installate nell'area e, quindi, un corrispondente costo unitario e costo totale. Tali costi sono presentati in **Tabella 135** per i due scenari A e B; sebbene l'ipotesi di installazione di rete ad elevata ramificazione richieda una copertura pressoché totale delle aree in esame, sussistono delle moderate differenze di costo d'investimento tra i due scenari, connessi alle diverse potenze medie trasferite e ad un fattore riduttivo che tiene conto di eventuali utenze non raggiunte dalla rete (nel caso in cui alcuni residenti piuttosto periferici non chiedano, specie nello scenario A, di connettersi alla rete evitando così di sostenere gli oneri di connessione).

Tabella 135 Costi stimati per le reti ad elevata ramificazione intra-area

	Lunghezza [m]	Scenario A				Scenario B			
		P_{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	$c_{rete}^{unitario}$ [€/m]	$c_{rete}^{intra-area}$ [€]	P_{media} [kW]	DN _{medio} [mm]	$c_{rete}^{unitario}$ [€/m]	$c_{rete}^{intra-area}$ [€]
Area 1	1180	14,6	DN20	25,16	41558	36,9	DN25	28,47	53747
Area 2	1575	17,9	DN20	25,16	55469	36,6	DN25	28,47	71738
Totale					97027				125485

Infine, occorre considerare il costo degli elementi speciali. Riferendosi ai soli elementi indicati nella sezione precedente, si può ipotizzare come costo:

$$C_{muffole} = 12 \cdot 120 \text{ €/cad.} + 20 \cdot 60 \text{ €/cad.} = 2640 \text{ €}$$

$$C_{derivazioni TEE} = 0 + 20 \cdot 180 \text{ €/cad.} = 3600 \text{ €}$$

Il costo complessivo dei suddetti elementi risulterebbe $C_{pezzi speciali} = 6240 \text{ €}$. Invero, le cifre appena calcolate non rappresentano una stima analitica, ma solo valori di riferimento puramente orientativi; ciò in quanto al livello di analisi della presente trattazione non è possibile quantificare il numero di elementi di ciascuna tipologia. Tuttavia, ciò che rassicura sull'uso di tale risultato complessivo in termini di $C_{pezzi speciali}$

è il fatto che esso risulti in ragionevole accordo con l'incidenza media dei costi dei pezzi speciali sul totale dell'acquisto per reti in materiale plastico, che in genere per tubazioni in materiale plastico vale

$$\frac{C_{pezzi speciali}}{C_{tubazioni lineari}} \cong 0.02 - 0.05. \text{ Pertanto, indipendentemente dal fatto che in fase più avanzata di studio di}$$

fattibilità risulti ben maggiore al previsto il numero richiesto di alcuni pezzi speciali e ben inferiore quello di altri, l'inclusione di un costo totale nell'ordine dei 6 k€ per l'acquisto di tali elementi appare una valutazione ragionevole.

Costo per opere civili e montaggio

Anche queste voci di costo, come le precedenti, risultano di difficilissima quantificazione al livello di dettaglio della presente analisi. Appare ragionevole pertanto l'assunzione di valori medi derivati dalla prassi relativa al teleriscaldamento urbano, con l'aggiunta di un fattore moltiplicativo pari ad 1,1 per tenere conto dei maggiori oneri per il trasferimento di macchinari e mezzi presso l'isola:

$$C_{opere\ civili} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{opere\ civili}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,94 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,03 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

$$C_{montaggio} = 1,1 \cdot \left(\frac{C_{montaggio}}{C_{tubazioni\ lineari}} \right)_{medio} \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 1,1 \cdot 0,24 \cdot C_{tubazioni\ lineari} = 0,264 \cdot C_{tubazioni\ lineari}$$

Tali costi, ovviamente, risulteranno diversi nell'ipotesi di scenario A e B, poiché diversi sono i costi associati all'acquisto delle tubazioni come già evidenziato nelle precedenti sottosezioni.

Costo per sottostazioni

Il costo delle sottostazioni viene stimato sulla base di due sole tipologie di utenza, ossia le grosse utenze alberghiere e le piccole residenziali. Esso include i costi per lo scambiatore di calore, il contabilizzatore di calore, gli organi di controllo e misura, i circolatori a portata variabile sul secondario ed, in particolare, le costose valvole a sfera da installare sul primario in corrispondenza delle derivazioni verso l'utenza. Tali costi sono stimati in maniera forfettaria, sulla base anche dei costi di allacciamento risultanti da indagini compiute per reti di teleriscaldamento installate sul territorio nazionale, come segue:

$$C_{grosse\ utenze\ unitario\ sottostaz.} = 20\ k\text{€} \qquad C_{residenziale\ unitario\ sottostaz.} = 3\ k\text{€}$$

Il numero di grosse utenze che si assume di servire è pari a 5 (4 alberghi + 1 bed & breakfast), mentre il numero di utenze residenziali risulta pari a 44 nello scenario A ed a 88 nello scenario B, conducendo quindi alla stima dei seguenti costi relativi alle sottostazioni di distribuzione:

$$C_{grosse\ utenze\ totale\ sottostaz.} = 5\ utenze \cdot 20 \frac{k\text{€}}{utenza} = 100\ k\text{€}$$

$$C_{residenziale,A\ totale\ sottostaz.} = 44\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 132\ k\text{€} \qquad C_{residenziale,B\ totale\ sottostaz.} = 88\ utenze \cdot 3 \frac{k\text{€}}{utenza} = 264\ k\text{€}$$

Costo di investimento complessivo nei due scenari

Per ciascuno scenario è possibile, a questo punto, stimare un costo complessivo degli interventi da eseguire e dei materiali da acquisire per il retrofit della centrale e la realizzazione di una rete di teleriscaldamento asservita alle grosse utenze centralizzate ed a quelle residenziali distribuite nella parte della comunità del Giglio esaminata:

$$C_{totale} = C_{centrale\ retrofit} + C_{frigorif.} + C_{rami\ totale} + C_{rete\ intra-Area} + C_{pezzi\ speciali} + C_{opere\ civili} + C_{montaggio} (+ C_{grosse\ utenze\ totale\ sottostaz.} + C_{residenziale\ totale\ sottostaz.})$$

Le componenti di costo relative alle sottostazioni sono indicate entro parentesi a voler ricordare che sono da includere nel costo totale d'investimento solo nello scenario B, che prevede che siano sostenute a carico della società proprietaria/gestore della rete o, comunque, non dai privati che avanzano richiesta di allacciamento.

Sulla base dei costi presentati nelle precedenti sottosezioni, si ottiene:

$$C_{totale}^{scenario\ A} \cong 81,0 + 78,7 + 95,0 + 6,2 + 181,0 + 46,4 = 488,3\ k\text{€}$$

$$C_{totale}^{scenario\ B} \cong 81,0 + 96,7 + 125,5 + 6,2 + 228,9 + 58,7 + 100 + 264 = 961,0\ k\text{€}$$

13.3.2 Stima dei proventi annui dalla vendita di calore

La stima dei proventi annui dalla vendita di calore discende direttamente dalle assunzioni già fatte relativamente alle frazioni della domanda della comunità isolana che si assume di coprire tramite produzione centralizzata in teleriscaldamento/raffrescamento, nonché dalla fissazione di una tariffa di

fornitura del calore. In piena coerenza con i valori medi registrati per le reti di teleriscaldamento sul territorio nazionale, nella presente indagine di fattibilità di massima si assumeranno i seguenti prezzi del calore contabilizzato a ciascun utente:

- a. Calore per acqua calda sanitaria: 45 €/MWh
- b. Calore per riscaldamento presso utenze residenziali: 90 €/MWh
- c. Calore per riscaldamento presso utenze del settore terziario: 70 €/MWh

Per quanto riguarda la fornitura di acqua fredda per il soddisfacimento dei fabbisogni di raffrescamento ambientale, si assume che il prezzo unitario di cui alla voce c. dell'elenco di cui sopra, per utenze del terziario, sia maggiorato di un fattore 1,2, per tenere conto dell'efficienza di conversione delle macchine ad assorbimento e della necessità di ammortizzarne il costo.

In **Tabella 136** e in **Tabella 137** sono riassunti i ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera, su base annua.

Tabella 136 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento A

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	459,34	90	41340,49
Riscaldamento - terziario	318,39	70	22287,44
ACS residenziale + terziario	907,62	45	40842,73
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			104470,66

Tabella 137 Ricavi attesi dalla vendita dell'energia termica e frigorifera nello scenario di riferimento B

Fabbisogno ed utilizzatore	Quantità venduta [MWh/anno]	Costo unitario [€/MWh]	Ricavo [€/anno]
Riscaldamento - residenziale	1378,02	90	124021,48
Riscaldamento - terziario	391,87	70	27430,69
ACS residenziale + terziario	1293,44	45	58204,63
Raffrescamento - terziario	0,00	84	0,00
Totale			209656,79

13.3.3 Calcolo di indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

Sulla base delle stime effettuate in relazione ai costi di investimento ed ai ricavi annui dalla vendita di energia termica e frigorifera al bacino di potenziali utenze identificato, è possibile calcolare alcuni indicatori sintetici, ed in particolare si focalizzerà l'attenzione sui seguenti:

- Valore Attuale Netto, calcolato sviluppando un'analisi in moneta costante e definito come:

$$VAN^{scenario} = -C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^{n_{life}} \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j}$$

in cui n_{life} indica la vita utile attesa dell'installazione, che può essere assunta pari a 30 anni come di consuetudine nello studio di fattibilità di reti di teleriscaldamento, mentre i_{def} rappresenta il tasso di interesse deflazionato, che nella presente analisi sarà supposto pari a 0,05 (ossia al 5%).

- Discounted Payback Time, calcolato come:

$$DPT^{scenario} = \min k \left[-C_{totale}^{scenario} + \sum_{j=1}^k \frac{Ricavo_j^{scenario}}{(1+i_{def})^j} \geq 0 \right]$$

- Profitability Index, calcolato come:

$$PI^{scenario} = \frac{VAN^{scenario}}{C_{totale}^{scenario}}$$

Con riferimento ai due scenari in esame, i valori assunti dai sopraelencati indicatori sono presentati in **Tabella 138**.

Tabella 138 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento

	Scenario A	Scenario B
Valore Attuale Netto [k€]	-25,6	-21,7
Discounted Payback Time [anni]	-	-
Profitability Index [-]	-0,052	-0,023

Si può sottolineare come:

- Entrambi gli scenari presentano un Valore Attuale Netto del flusso di cassa negativo, e pertanto in nessuno di essi si recupera l'investimento entro la fine vita attesa dell'impianto;
- Il tempo di ritorno dell'investimento non è pertanto definito;
- Il Profitability Index risulta negativo, il che suggerisce chiaramente come l'alternativa "non investire" rappresenti di gran lunga la scelta economicamente più ragionevole.

Si può tuttavia osservare come a conclusioni più promettenti dal punto di vista della fattibilità economica dell'investimento si giungerebbe qualora, nell'ambito di Progetti finalizzati allo sviluppo territoriale in ambito Europeo o Nazionale, si rendesse disponibile un finanziamento per la realizzazione delle infrastrutture a rete. Poiché i costi per l'acquisto e la posa della rete costituiscono una frazione molto elevata dei costi complessivi d'investimento attesi, ove parte di tali costi non fosse a carico della società proprietaria/gestore della rete i tempi di ritorno attesi e l'indice di profitto dell'investimento risulterebbero significativamente migliori, lasciando intravedere margini per una fattibilità di massima. Inoltre, occorre tenere conto che a partire dal 2011 gli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) vedono riconosciuti titoli di efficienza energetica commisurati al risparmio energetico prodotto e calcolabili tramite le espressioni di cui al D.M. 5 settembre 2011. Nel caso in esame non è in alcun modo possibile verificare a priori se l'impianto esistente, modificato in assetto cogenerativo secondo i criteri progettuali discussi in precedenza, possa essere riconosciuto come "impianto CAR", né quale frazione della produzione annua verrebbe qualificata "da cogenerazione" secondo l'articolata disciplina presentata in [25]. Pertanto, è qui di seguito condotta un'ulteriore analisi economica basata sulle seguenti precise ipotesi:

- L'impianto risulta qualificato come "Cogenerazione ad Alto Rendimento", ma non raggiungendo nel corso dell'anno un'efficienza media superiore al 75%, vede la quantità di energia elettrica ed il consumo di combustibile rispettivamente prodotti e consumati "in cogenerazione", E_{CHP} ed F_{CHP} , calcolati secondo le espressioni di cui al D.M. 4 agosto 2011. Vengono pertanto riconosciuti dei certificati bianchi (o TEE), il cui numero è calcolato tramite l'espressione di cui al D.M. 5 settembre 2011 ed il cui prezzo medio è supposto, in moneta costante e sulla vita utile dell'impianto, pari a 90 €/TEE;
- Una frazione pari al 40% dei costi relativi alle opere civili, all'acquisto dei componenti della rete di distribuzione ed alla posa degli stessi coperta tramite finanziamenti di natura pubblica.

Nelle suddette ipotesi, si calcolano innanzitutto i possibili introiti derivanti dalla vendita dei Certificati Bianchi riconosciuti, che sono presentati in **Tabella 139**.

Tabella 139 Ricavi connessi alla vendita di certificati bianchi, sulla base delle ipotesi di lavoro proposte

	H _{CHP} [MWh]	E _{CHP} [MWh]	F _{CHP} [MWh]	RISP [MWh]	CB (DM 5 settembre 2011)	P _{CB} [€/CB]	Ricavo [€]
Scenario A	425,2	363,0	1037,0	224,4	25	90	2250
Scenario B	816,5	697,0	1991,6	431,0	48	90	4320

In **Tabella 140** sono riportati i risultati economici ottenuti nelle suddette ipotesi.

Tabella 140 Valori assunti dagli indicatori sintetici di performance economica dell'investimento, nell'ipotesi di accesso ai Certificati Bianchi e di copertura di parte dei costi di realizzazione della rete tramite finanziamento pubblico

	Scenario A	Scenario B
Finanziamento pubblico [k€]	162,9	352,1
Valore Attuale Netto per il privato investitore [k€]	171,9	396,7
Discounted Payback Time [anni]	15 anni e 4 mesi	13 anni e 10 mesi
Profitability Index [-]	0,528	0,651

Si osserva come l'inclusione dei possibili proventi dalla vendita di Certificati Bianchi e di accesso ad un possibile finanziamento pubblica per la copertura di una frazione dei costi di realizzazione della rete consenta di conseguire condizioni che, seppur ancora non attrattive dal punto di vista dell'investimento, consentono almeno il recupero dell'investimento entro la fine vita attesa dell'impianto.

Occorre sottolineare come la presente trattazione può rappresentare nulla di più che uno studio di prefattibilità di massima. Nel corso della trattazione, infatti, si è sottolineato più volte come le conclusioni raggiunte risultano condizionate da un notevolissimo numero di assunzioni (in genere gestite tramite l'uso di fattori di correzione) alle quali, peraltro, le risultanze dello studio sono ovviamente molto sensibili.

Del resto la conduzione più puntuale di uno studio di fattibilità per un bacino territoriale così particolare quale una comunità isolana avrebbe richiesto un'attività preliminare d'indagine del tutto incompatibile con le modalità di sviluppo del presente progetto.

14 Ponza

L'isola di Ponza ha una popolazione presente alla data del Censimento Popolazione e Abitazioni pari 3035, si tratta di un'isola a forte vocazione turistica con un nucleo urbano composto prevalentemente da edifici in linea realizzati in muratura portante (95%) in epoca antecedente il 1900 (46%) o successiva al 1950 (35%). Allo stato attuale, l'isola è dotata di due centrali termoelettriche:

1. la centrale "Le Forna" che si trova all'esterno del centro abitato con una potenza installata pari a 2600 kW su due gruppi elettrogeni
2. la centrale Giancos alla periferia del nucleo urbano, è composta da 5 gruppi elettrogeni per un totale di 5850 kW,

Le due centrali hanno finora lavorato in parallelo al fine di coprire il fabbisogno dell'isola anche se seguito di un'ordinanza commissariale del 2011, l'utilizzo della Centrale Giancos è limitato a condizioni di emergenza o per la copertura dei picchi di domanda elettrica (**Figura 101**). Per questi motivi, è stata recentemente ultimata la centrale "Centrale di Monte Pagliaro" che secondo allegato al bando di gara di appalto [19] dovrà avere potenza non inferiore agli 8MW. La centrale "Le Forna" sarà utilizzata esclusivamente come sistema di generazione di emergenza mentre la centrale "Giancos" verrà dismessa.

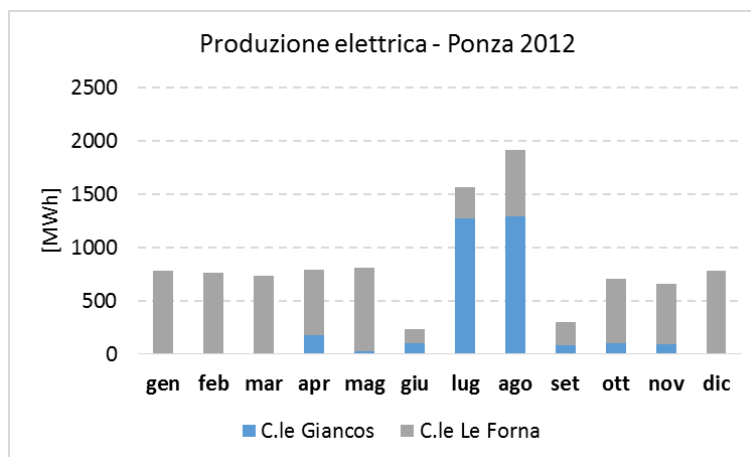


Figura 101 Produzione elettrica delle centrali.

Considerato quindi il nuovo scenario e analizzata l'orografia dei luoghi, si evidenzia una scarsa fattibilità tecnica delle opere per la realizzazione di una rete che da Monte Pagliaro possa giungere sino al centro abitato. I profili delle strade infatti mostrano un dislivello di circa 120 metri, con tratti caratterizzati da elevata pendenza lungo l'ipotetica linea di posa, per una lunghezza del tratto pari a ben 2.2 km (strada 4 e 5, in **Figura 102**); differenze di quota sono poi evidenti anche all'interno dello stesso centro urbano (profilo 1, in **Figura 102**).

Data la mancanza di una cartografia adeguata, sul fronte della stima del fabbisogno è stato possibile solamente individuare e valutare le sole utenze del settore terziario, **Figura 103**.

Sulla base delle valutazioni sopraesposte, si ritiene di poter affermare a-priori la mancata sussistenza di condizioni che consentano una fattibilità tecnico-economica per un eventuale retrofit cogenerativo della nuova centrale ed un suo accoppiamento ad una rete di teleriscaldamento per la distribuzione del calore di recupero verso le aree dell'isola più densamente abitate. Pertanto, nel caso di Ponza non si procederà oltre con l'indagine puntuale di fattibilità dell'ipotesi progettuale.

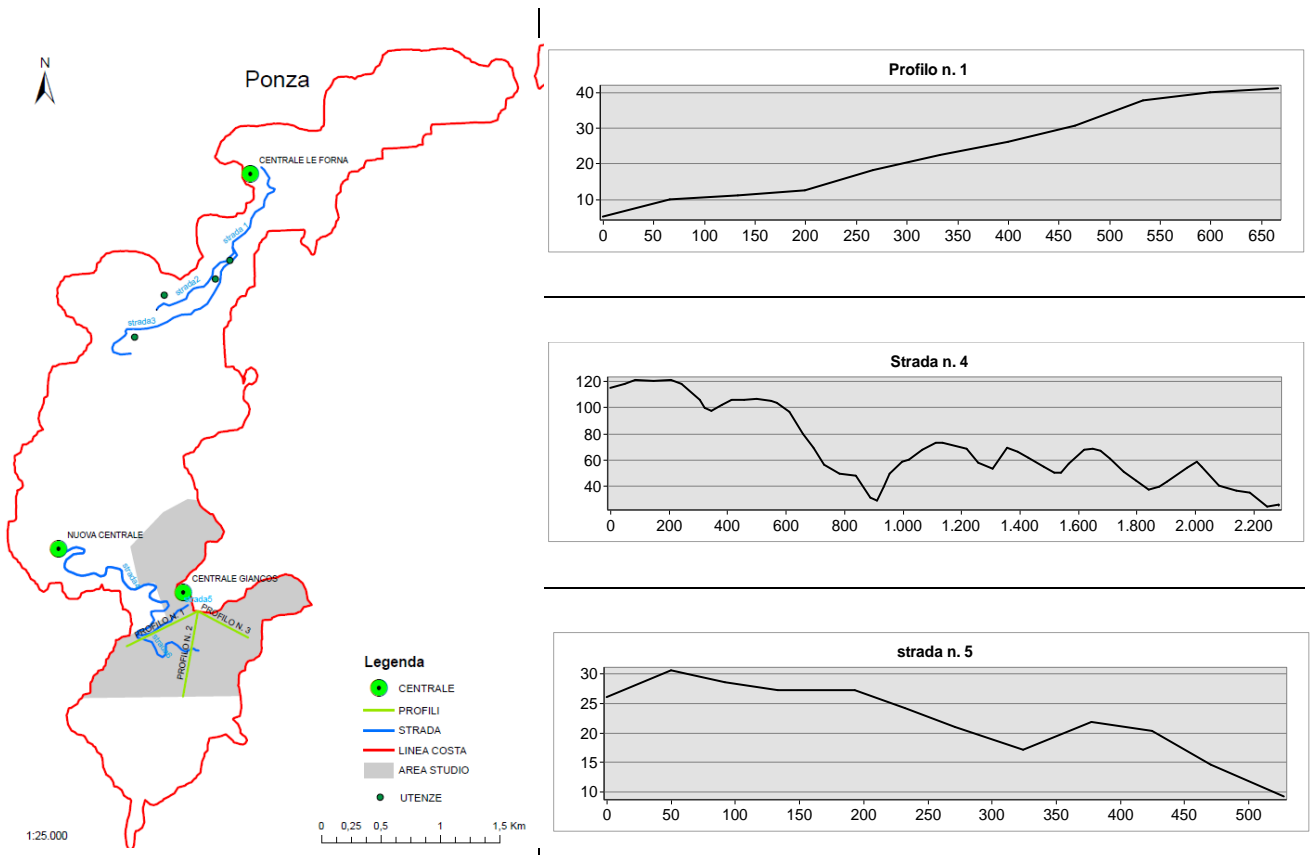


Figura 102 Analisi orografica dei luoghi

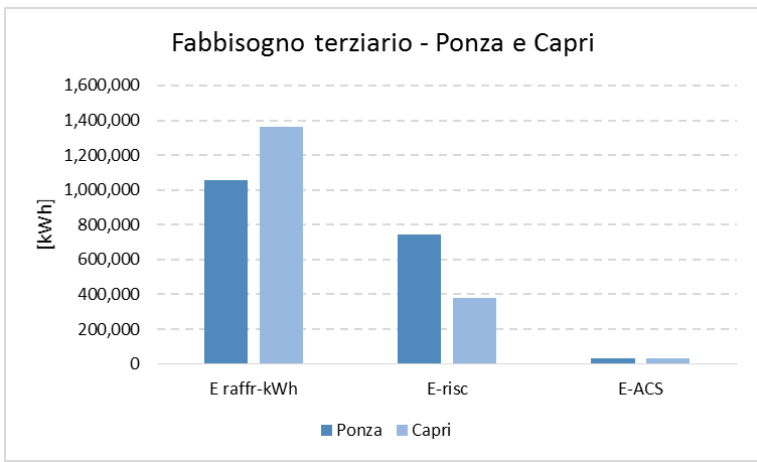


Figura 103 Fabbisogno termico delle isole di Ponza e Capri

15 Isola di Capri

L'isola di Capri si estende per 10.4 km² e comprende due comuni: Anacapri e Capri, dove si trova effettivamente la centrale termoelettrica SIPPIC. Quest'ultimo ha una popolazione presente alla data del Censimento Popolazione e Abitazioni pari 7536 abitanti, si tratta di un'isola a forte vocazione turistica con un nucleo urbano composto prevalentemente da edifici in linea realizzati in muratura portante (77%) in epoca successiva al 1950 (66%). Non sono noti dati specifici sulla centrale né una cartografia appropriata che permetta di stimare il fabbisogno termico delle utenze residenziali secondo il metodo elaborato. Ciononostante un'analisi preliminare del territorio (**Figura 104**) in termini di orografia e distribuzione delle maggiori utenze puntuali permette di mettere in luce alcune criticità:

1. Data l'orografia dei luoghi è possibile individuare un potenziale bacino di utenze (macroarea) che abbia la principale caratteristica di avere pressoché stessa quota altimetrica della centrale;
2. la maggior parte delle utenze puntuali, che sono state considerate come polo attrattivo per la rete, si trovano al di fuori della macroarea individuata ad una quota superiore rispetto la quota della centrale, con pendenze molto accentuate (profilo 1,2,3 e 4 in **Figura 104**);
3. nella macroarea sono presenti solamente 6 strutture alberghiere per una media di 470 posti letto i cui fabbisogni stagionali per la climatizzazione e la produzione di ACS non sono effettivamente rilevanti ai fini del presente studio (**Figura 103**).

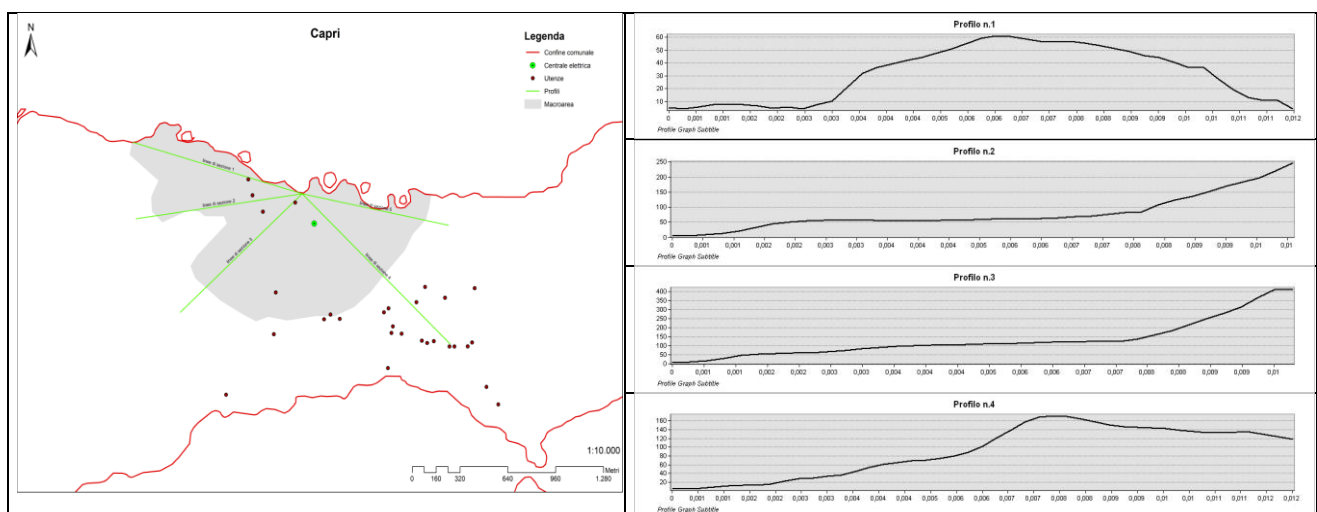


Figura 104 Analisi orografica del territorio

Sulla base delle valutazioni sopraesposte, si ritiene di poter affermare a-priori la mancata sussistenza, per l'isola di Capri, di condizioni che consentano una fattibilità tecnico-economica per un eventuale retrofit cogenerativo della nuova centrale ed un suo accoppiamento ad una rete di teleriscaldamento per la distribuzione del calore di recupero verso le aree dell'isola più densamente abitate. Pertanto, anche in questo caso, come già visto per l'isola di Ponza, non si procederà oltre con l'indagine puntuale di fattibilità dell'ipotesi progettuale.

16 Metodologia adottata per la creazione del SIT (Sistema Informativo Territoriale)

L'attività svolta ha visto la progettazione e la realizzazione del Sistema Informativo Territoriale relativo alle 12 Isole Minori oggetto di studio: Favignana, Marettimo, Levanzo, Pantelleria, Lampedusa, Linosa, Ustica, Lipari, Capri, Isola del Giglio, Tremiti e Ponza.

Al fine dell'identificazione dei dati geografici necessari, del potenziale bacino di utenze significative (puntuale e cluster), e dello studio dell'orografia delle aree oggetto di studio, si è proceduto in ambiente GIS:

- a. all'acquisizione ed all'estrapolazione dei dati spaziali "Tematismi", utili all'identificazione geometrica e topologica delle Entità investigate –Abitazioni civili, Alberghi/Strutture ricettive, Scuole, Casa di reclusione, etc.– ed all'acquisizione del Digital Elevation Model (DEM).

Nello specifico, i dati spaziali multi sorgente e multi temporali impiegati sono stati: la Cartografia Tecnica Regionale (CTR) formato (.dwg e .dxf) con scala numerica 1:10.000; 1:5.000; 1:2000; Limiti Amministrativi ISTAT in formato (.dwg); Digital Elevation Model (DEM) formato (.GeoTiff) – con risoluzione ~ 30 metri – modello SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) e ASTER (NASA Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) Global 1 arc second Data); Ortofoto ed Immagini satellitari (fonte Google Earth Pro); elaborazioni relative allo studio di fattibilità in oggetto in formato (.xls); vedi **Tabella 141**.

Tabella 141 riepilogativa dei metadati utilizzati

Isola	Cartografia	DEM
Favignana	CTR ATA 2007-08 1:10.000 604080 605050	http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/NGA SRTM 1 arc sec
Marettimo	CTR ATA 2007-08 1:10.000 604010	http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/NGA SRTM 1 arc sec
Levanzo	CTR ATA 2007-08 1:10.000 604040	http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/NGA SRTM 1 arc sec
Ustica	CTR ATA 2007-08 1:10.000 585999	http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/NGA SRTM 1 arc sec
Lipari	CTR ATA 2007-08 1:10.000 581080 e 581120	http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/NGA SRTM 1 arc sec
Pantelleria	CTR ATA 2007-08 1:10.000 626910	http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/NGA SRTM 1 arc sec
Linosa	CTR ATA 2007-08 1:10.000 635930	http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/NGA SRTM 1 arc sec
Lampedusa	CTR ATA 2007-08 1:10.000 635920	http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/NGA SRTM 1 arc sec
Tremiti	CTR 2007-08 1:2.000 383061, 383062, 383073 e 383074	Elaborazione dati CTR
Giglio	CTR 2005 1:2.000 02I14, 02I21, 02I22, 02I23, 02I30 e 02I31	Elaborazione dati CTR
Capri	http://www.istat.it/	http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/NGA SRTM 1 arc sec
Ponza	http://www.istat.it/	http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/NGA SRTM 1 arc sec

- b. alla gestione e alla rappresentazione delle informazioni spaziali ottenute attraverso la realizzazione di un modello di dati (geometrico, topologico e descrittivo delle singole entità “attributi”) utile all’omogeneizzazione dei dati spaziali multi sorgente e multi temporali.
In particolare, attuata la georeferenziazione dei dati acquisiti, sistema di proiezione “EPSG:32633 - WGS 84 / UTM zone 33N”, è seguita una fase di elaborazione del DEM, con generazione di curve di livello (equidistanti 10 metri), al fine di creare profili altimetrici utili alla valutazione e alla scelta della distribuzione della Condotta elettrica; infine, si è proceduto alla digitalizzazione/fotointerpretazione ed alla fase di editing degli strati informativi di interesse, al fine dell’implementazione e dell’aggiornamento della banca dati esistente. Gli strati informativi ottenuti risultano essere: Utenze Residenziali (Abitazioni civili) ed Utenze puntuali appartenenti al settore Terziario (Alberghi/strutture ricettive, Scuole, Casa di reclusione, etc); macroAree di interesse; Condotta elettrica (denominando con la lettera (T) e numero progressivo il tracciato principale della condotta, invece, con una doppia lettera (Tb) e numero progressivo il tracciato ricadente pressoché nel baricentro della macroArea d’interesse; Centrale Elettrica; Linea di costa;
- c. alla creazione di un database relazionale ed interrogabile mediante linguaggio di tipo SQL (Structured Query Language): tramite un sistema di gestione dedicato, composto da entità geometriche corredate sia da attributi spaziali sia da informazioni relative allo studio di fattibilità (dati alfanumerici, testi, immagini, etc.), favorendo l’analisi e le elaborazioni dei dati in esso contenuti;
- d. alla restituzione delle informazioni territoriali trattate attraverso la redazione di mappe tematiche in formato digitale (.pdf);
- e. alla pubblicazione del dato relativo ad ogni Isola Minore attraverso l’estensione “Publisher” del software ArcGis Desktop, consultabile con l’applicazione gratuita ArcReader. Il file di pubblicazione (.pmf) del SIT permette, all’utente finale, una visualizzazione interattiva dei diversi strati informativi presenti corredate da una dettagliata simbologia per una più facile lettura e comprensione.

17 Conclusioni

L'output atteso dalla presente attività di ricerca consiste non tanto nelle informazioni sintetiche riferite alla fattibilità economica di reti di teleriscaldamento asservite alle comunità isolate esaminate, quanto nella raccolta ed elaborazione di dati inerenti i fabbisogni energetici delle utenze, la localizzazione delle stesse e le possibili soluzioni impiantistiche in termini di possibilità di recupero termico e sviluppo in pianta delle reti di distribuzione del calore e/o del freddo. Proprio in relazione alla complessità degli output prodotto, è necessario esaminare nel dettaglio le trattazioni condotte per le singole isole nei relativi capitoli del presente Report. In questo paragrafo si intende solo riassumere, in estrema sintesi, l'eterogeneità dei risultati ottenuti, fornendo al contempo un'indicazione di massima in termini di maggiore o minore grado di fattibilità osservato nelle diverse isole per l'impianto "CHP + teleriscaldamento/teleraffrescamento".

Si può innanzitutto osservare come:

In due delle isole esaminate, ossia Capri e Ponza, l'ipotesi impiantistica basata sul retrofit cogenerativo della centrale e sulla distribuzione di fluidi termovettori caldi e/o freddi verso le utenze è apparsa immediatamente di scarsa praticabilità, in relazione essenzialmente a due fattori: a) posizione fortemente decentrata della centrale elettrica rispetto alla distribuzione geografica delle utenze termiche e frigorifere, b) orografia particolarmente complessa del sito, con profilo altimetrico dell'ipotetica linea di posa dei rami di condotta caratterizzato da notevoli dislivelli e/o pendenze, tali da rendere l'ipotesi impiantistica impraticabile dal punto di vista tecnico-economico;

Solo in due delle 12 isole esaminate, ossia Lampedusa e Pantelleria, l'ipotesi di realizzare una rete di teleriscaldamento ad alta temperatura, con produzione decentrata di acqua fredda tramite frigoriferi ad assorbimento, è risultata più promettente di quella basata sulla sola distribuzione di acqua calda. Tale risultato discende da alcune peculiarità di tali isole che, sole tra le 12 esaminate, presentano: a) un'utenza puntuale particolarmente significativa, rappresentata dall'aerostazione, che richiede notevoli quantità di energia frigorifera per il raffrescamento ambientale nei mesi estivi di massimo afflusso turistico, b) un notevole numero di utenze alberghiere, con tassi di presenze particolarmente elevati solo nel periodo estivo, ed una conseguente domanda frigorifera per raffrescamento che può essere soddisfatta tramite produzione centralizzata di acqua fredda.

Al fine di trarre ulteriori spunti per una rapida comparazione dei risultati, nelle [Figura 105](#) ed [Figura 106](#) sono mostrati gli andamenti del Discounted Payback Time e del Profitability Index ottenuti per le diverse isole, nelle più convenienti ipotesi (già dettagliate nel precedente paragrafo) di riconoscimento degli impianti come "Cogenerazione ad Alto Rendimento" (e conseguente attribuzione di Certificati Bianchi in ragione dei risparmi energetici conseguiti) e di parziale copertura dei costi relativi agli impianti ed alle opere civili tramite finanziamento pubblico.

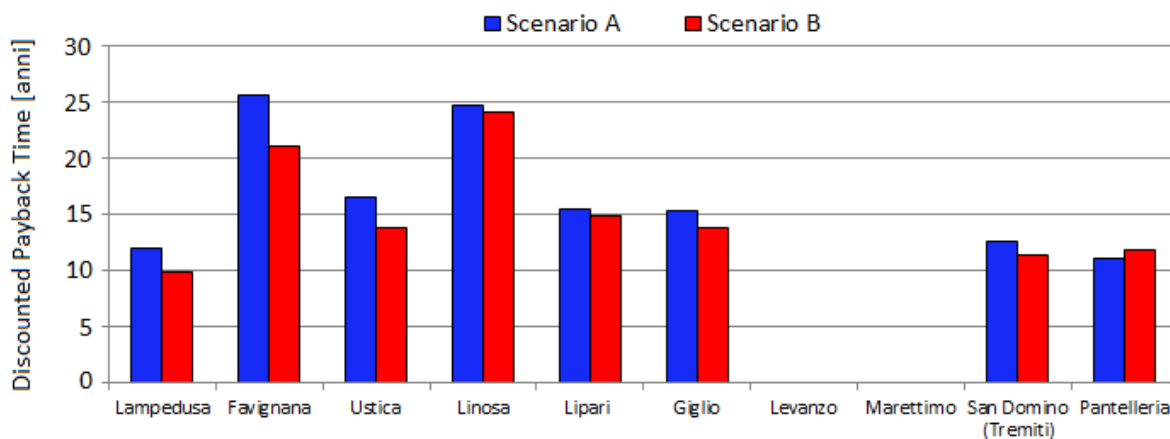


Figura 105 Discounted Payback Time per tutte le isole

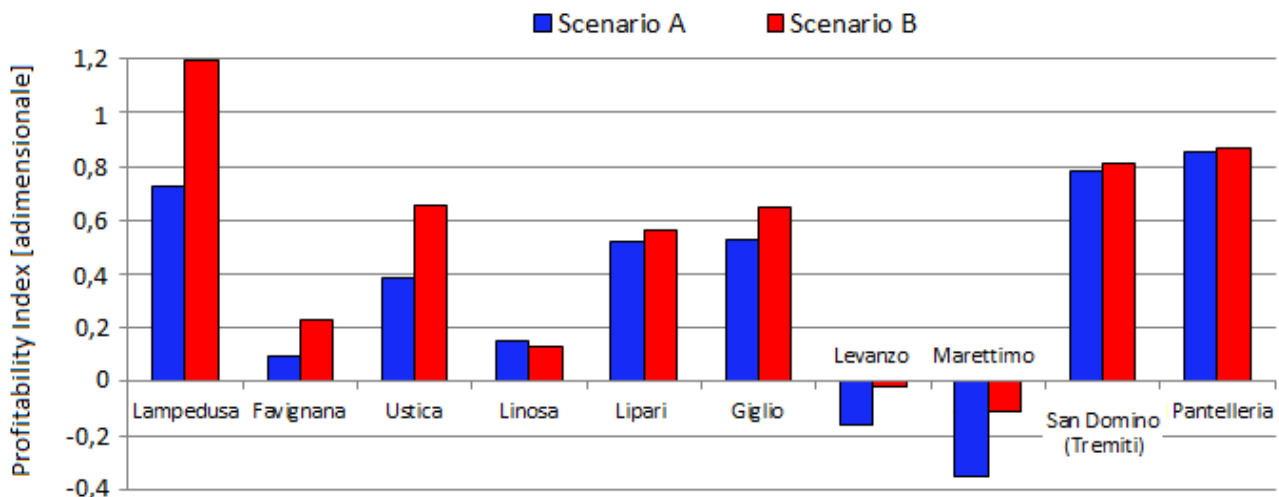


Figura 106 Profitability per tutte le isole per le quali si è condotta nel dettaglio l'analisi di fattibilità

Si può osservare innanzitutto come entrambi gli indicatori forniscano indicazioni essenzialmente coerenti, in quanto le soluzioni con il più elevato indice di redditività (Profitability Index) conseguono in genere il più breve tempo di ritorno. Si osserva come:

- a. Le isole caratterizzate da numeri estremamente ridotti di residenti (in particolare Linosa, Marettimo e Levanzo) risultano le meno promettenti dal punto di vista del possibile sfruttamento della soluzione impiantistica esaminata. Ciò in quanto esse non solo presentano in genere consumi particolarmente modesti da parte delle utenze residenziali, ma vedono anche in genere presenti forme di ricettività turistica basate su soluzioni, quali le "case vacanza", che non consentono un utilizzo agevole e/o sufficientemente continuativo dei vettori acqua calda e/o acqua fredda prodotti in maniera centralizzata;
- b. In quasi tutti i casi i risultati conseguiti nello Scenario B, basato sulla copertura dei costi di connessione a carico dell'azienda proprietaria/gestore della rete di distribuzione, sono migliori di quelli relativi allo Scenario A, basato sulla copertura dei medesimi oneri connessi alle sottostazioni di distribuzione da parte dei privati che avanzano richiesta di connessione. Ciò in quanto, sulla base delle assunzioni effettuate, nello scenario B il maggior costo per l'installazione di tali sottostazioni è più che ripagato dal maggior numero di utenze che, in prospettiva, richiedono la fornitura di acqua calda e/o fredda, così riducendo fortemente l'incidenza dei costi di distribuzione per GJ di energia termica venduta ed incrementando significativamente i ricavi attesi dalla vendita dell'energia;
- c. L'assenza di una elevata capacità ricettiva (ridotto numero di posti letto per abitante o per m² di superficie nel centro abitato) e di utenze puntuali caratterizzate da elevati fabbisogni può ostacolare la fattibilità della soluzione impiantistica esaminata, come pure la modesta densità abitativa; lo stesso può avvenire quando la centrale elettrica sia ubicata ad una elevata distanza dall'area più densamente popolata e caratterizzata dai più elevati fabbisogni di calore o di freddo per m². Entrambe le sopraccitate condizioni si verificano, ad esempio, nell'isola di Favignana che, di conseguenza, consegue un modesto grado di fattibilità economica del retrofit impiantistico esaminato pur a fronte di un numero di residenti decisamente più elevato rispetto ad altre isole.

18 Riferimenti bibliografici

1. ISTAT, “Atlante Storico dei Comuni – Edizione 2014”
2. Comitato Termotecnico Italiano – CTI, “Prestazioni energetiche degli edifici: climatizzazione invernale e preparazione acqua calda sanitaria per usi igienico-sanitari”, Roma, 2003
3. S.P. Corgnati, V. C., M. Filippi, “A method for heating consumption assessment in existing buildings: A field survey concerning 120 Italian schools”, *Energy and Buildings* 40, 801–809, 2008.
4. ISTAT “serie storiche” in <http://www.istat.it/it/archivio/155078>, cit. 28/06/2015
5. Registro imprese, I dati ufficiali della camera di commercio in <http://www.registroimprese.it>, cit. 28/06/2015
6. Regione Siciliana-Assessorato al turismo, comunicazione e trasporti, “Alberghi di Sicilia. Vademecum della ricettività alberghiera ed extra-alberghiera in Sicilia”, 2005-2006.
7. Città di Capri, “Turismo. Alberghi e ristoranti”, <http://www.cittadicapri.it/>, cit. 28/06/2015
8. ProLoco di Ponza. “Alberghi”, <http://www.prolocodiponza.it/it/>, cit. 28/06/2015
9. Associazione Turistica Pro Loco Isola del Giglio e Giannutri G. Bancalà, “Alberghi ed hotel”, <http://www.isoladelgiglio.it/>, cit. 28/06/2015
10. ProLoco Isole Tremiti, “Alberghi”, <http://www.tremiti.eu/isole/home.aspx>, cit. 28/06/2015
11. M. Beccali, M. La Gennusa, L. Lo Coco, G. Rizzo, “An empirical approach for ranking environmental and energy saving measures in the hotel sector”, *Renewable Energy* 34, 82–90, 2009
12. UNI TS 11300 parte 2 – “Prestazioni energetiche degli edifici: Determinazione del fabbisogno di energia primaria e dei rendimenti per la climatizzazione invernale e per la produzione di acqua calda sanitaria”
13. E. Daluiso (a cura di), “Il turismo in Puglia nel 2012-2013 e le prospettive di crescita al 2020, Euroideas, Bruxelles, gennaio 2014
14. <http://cercalatuascuola.istruzione.it/cercalatuascuola/>, cit. 28/06/2015
15. <http://www.upi-poienergia.eu/>, cit. 28/06/2015
16. A. Stoppato, M. Mariano, P. Fornea, M. Marani, “Energetic saving in italian seclusion institutes: experimentation in the town of Padova”, 22nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, 31 agosto –3settembre 2009, Paraná-Brazil.
17. <https://poin.enac.gov.it/>, cit. 28/06/2015
18. U. Persson, S. Werner, “Effective Width -The Relative Demand for District Heating Pipe Lengths in City Areas”, 12nd International Symposium on District Heating and Cooling, September 2010, Tallinn, Estonia
19. U. Persson, “Realise the Potential_ Cost effective and energy efficient Distric Heating in European Urban Areas”, Graduation Thesis, Dpt. of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Gothenburg, 2011
20. U.S. Environmental Protection Agency, “Catalog of CHP technologies - Section 2. Technology Characterization – Reciprocating Internal Combustion Engines”, Marzo 2015, accessibile all'url: http://www.epa.gov/chp/documents/catalog_chptech_2.pdf
21. M. Ebrahimi, A. Keshavarz, “Combined Cooling, Heating and Power - Decision-Making, Design and Optimization”. Elsevier, 2014, Amsterdam, ISBN: 9780080999852.
22. A. Piacentino, “Applicazioni della cogenerazione e della trigenerazione in edifici residenziali e del terziario civile: analisi energetica, exergetica ed economica delle diverse soluzioni impiantistiche utilizzabili”. Tesi di Dottorato, Palermo, 2005.
23. G. Phetteplace *et al*, “District Heating Guide” – ASHRAE, Atlanta, 2013.
24. Autorità Garante per la Concorrenza del Mercato, “Indagine conoscitiva sul settore del teleriscaldamento”, 2011, accesibile all'url: http://www.agcm.it/trasp-statistiche/doc_download/4118-ic46testo-indaginepubb.html
25. GSE – “Guida alla Cogenerazione al Alto Rendimento”, Marzo 2012. Disponibile all'url: http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Guida%20CAR.pdf

26. <http://www.seafavignana.com/>
27. <http://www.comune.ponza.lt.it/news.php?extend.90.1>

19 Appendice 1: curriculum del responsabile scientifico.

Marco Beccali Professore Associato Confermato di Fisica Tecnica Ambientale e Fonti Rinnovabili presso la Scuola Politecnica dell'Università degli Studi di Palermo. Svolge attività di ricerca presso il Dipartimento di Energia, ingegneria dell'Informazione e modelli Matematici (DEIM) della stessa Università.

I suoi principali campi di ricerca sono: la pianificazione energetica a scala urbana, la termofisica dell'edificio, l'uso razionale dell'energia negli edifici, le tecnologie per l'impiego delle fonti energetiche rinnovabili, il ciclo di vita dei materiali dei sistemi tecnologici dell'edificio e degli impianti, le tecnologie di Solar Cooling.

Ha partecipato a diversi progetti di ricerca finanziati dalla Unione Europea, dal Governo Italiano da aziende private. Ha collaborato e coordinato numerosi studi sulle problematiche dell'uso razionale dell'energia, progettazioni nell'ambito ambientale ed energetico, Piani Energetici comunali e regionali fra cui Roma (Ambiente Italia, 1995), Palermo (Ambiente Italia, 1997), Lombardia (Lombardia Risorse, 1993) e Sicilia (Università di Palermo, 2008). E' stato responsabile del settore "Energie Rinnovabili" per la redazione della proposta di Piano Energetico Regionale coordinata dal Dipartimento Dream (Università di Palermo) per conto del Governo della Regione Siciliana.

E' membro dal 2001 di diversi gruppi di esperti dell'International Energy Agency (Solar Heating and Cooling Programme): Task 48 "Quality assurance and support measures for Solar Cooling", Task 38 "Solar Air-Conditioning of buildings", Task 25 "Solar Air Conditioning and Refrigeration", Task 42 "Solar Heat Pumps", Task 53 "New generation of solar cooling systems).

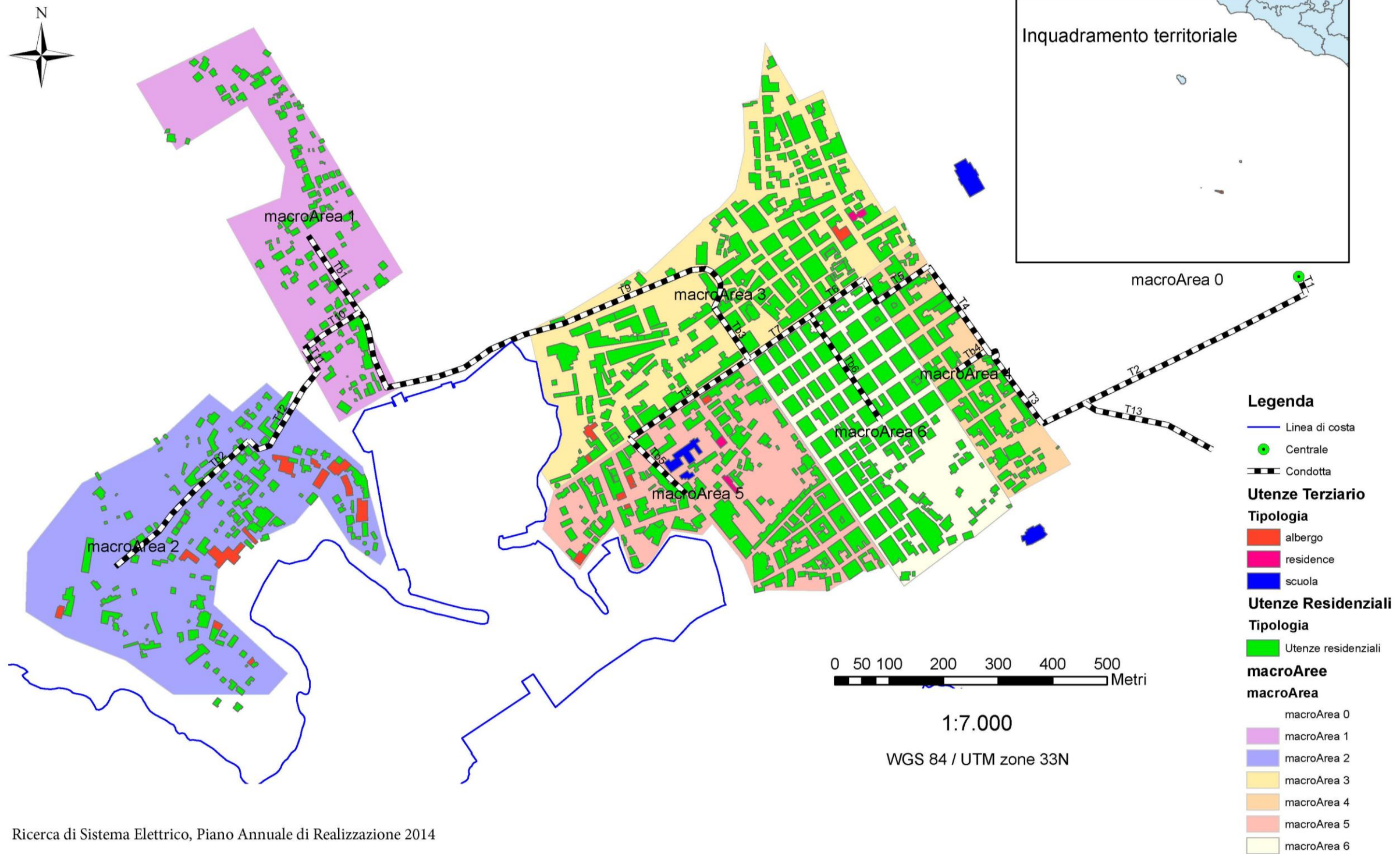
E' autore di 4 libri in italiano e di oltre 170 pubblicazioni scientifiche di cui 40 papers indicizzati nel data base Scopus con 986 citazioni e h-index 17.

20 Allegati

A seguire gli elaborati cartografici di ciascuna isola.



Isola di Lampedusa (AG)



Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Annuale di Realizzazione 2014

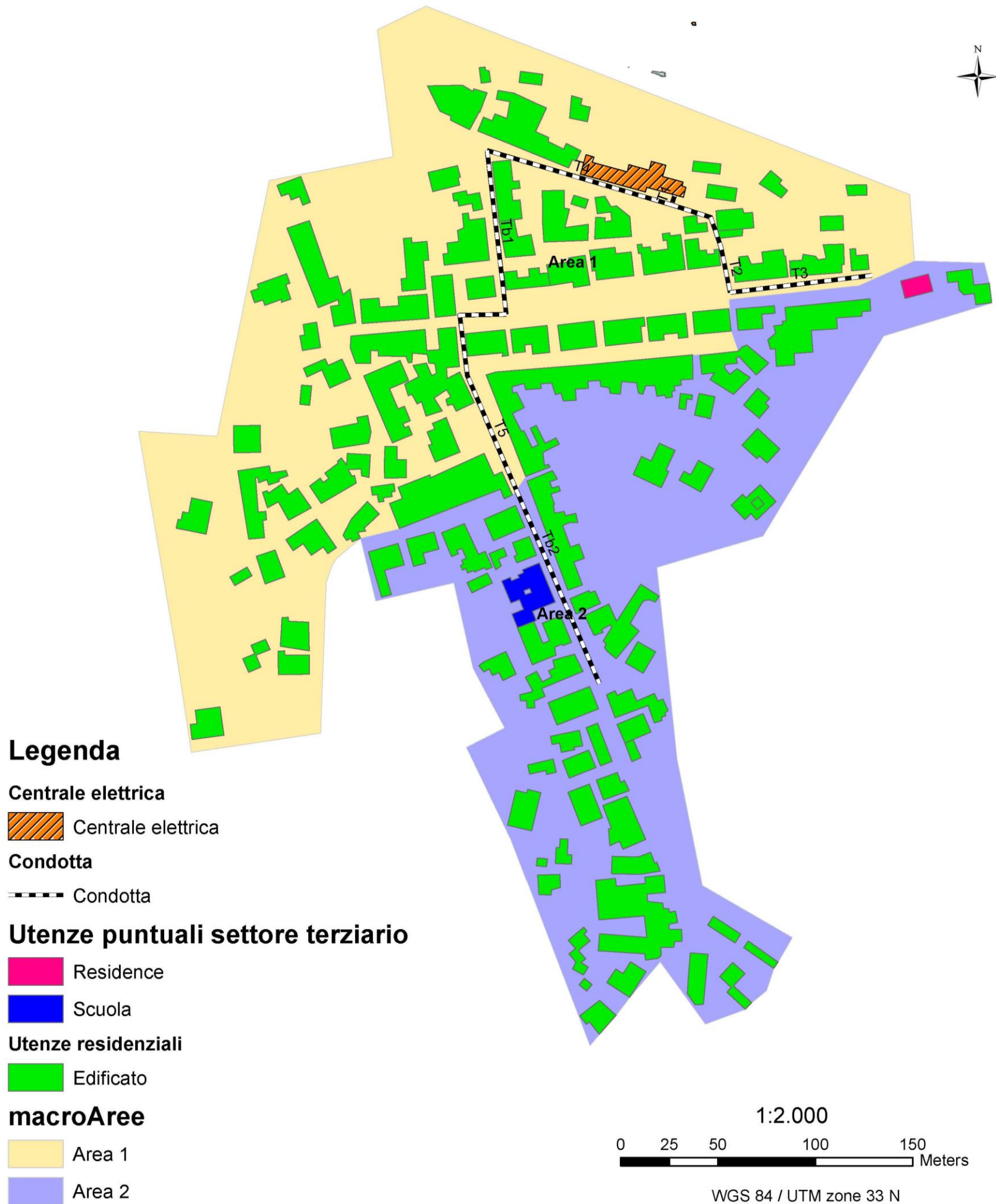
Efficientamento energetico isole minori non connesse al sistema elettrico nazionale: stima del potenziale termico ai fini dello sviluppo di reti di teleriscaldamento e raffreddamento

INQUADRAMENTO
TERRITORIALE

Isola di Linosa (AG)

Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Annuale di Realizzazione 2014

Efficientamento energetico isole minori non connesse al sistema elettrico nazionale: stima del potenziale termico ai fini dello sviluppo di reti di teleriscaldamento e raffreddamento



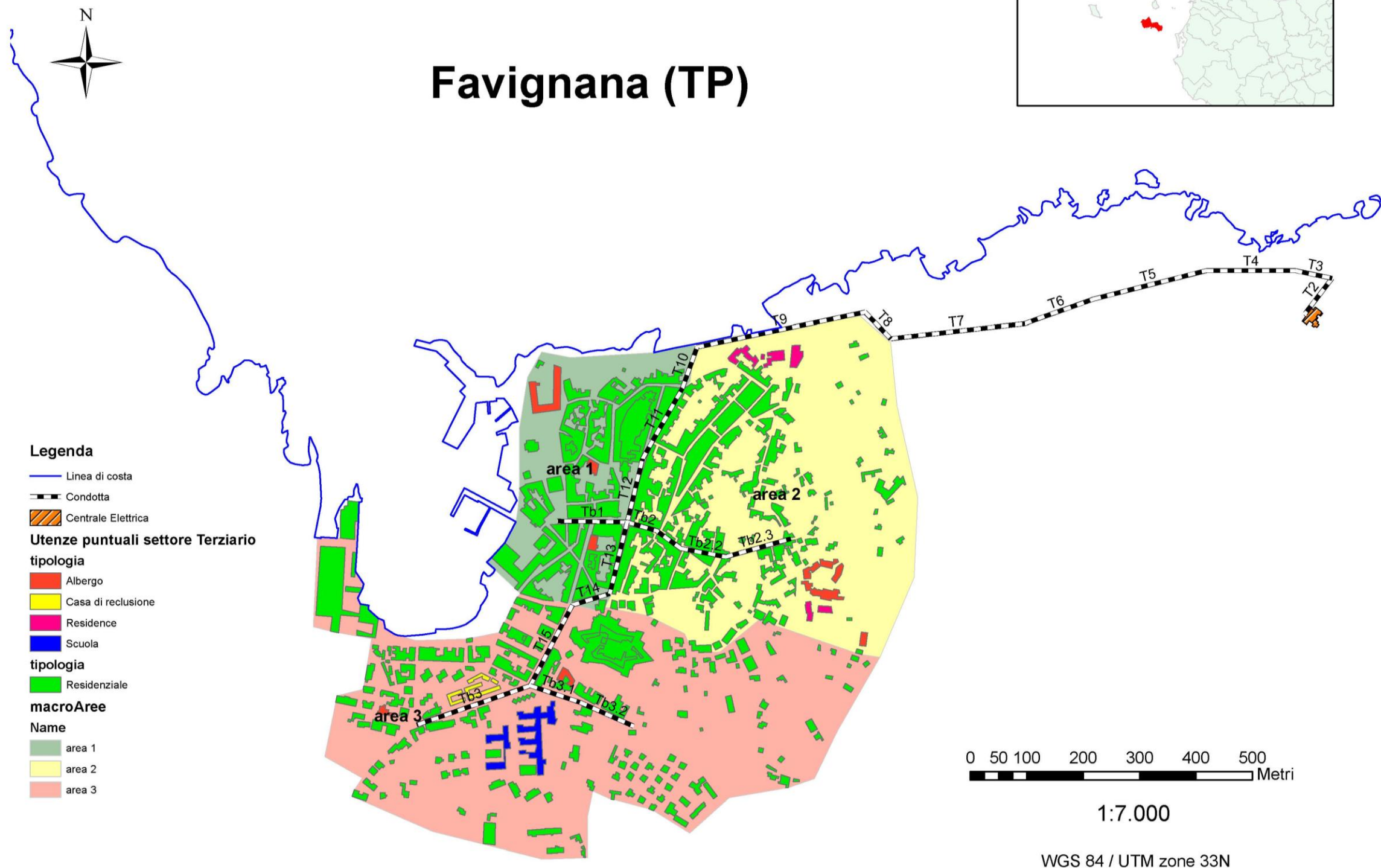


Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Annuale di Realizzazione 2014

Efficientamento energetico isole minori non connesse al sistema elettrico nazionale: stima del potenziale termico ai fini dello sviluppo di reti di teleriscaldamento e raffreddamento

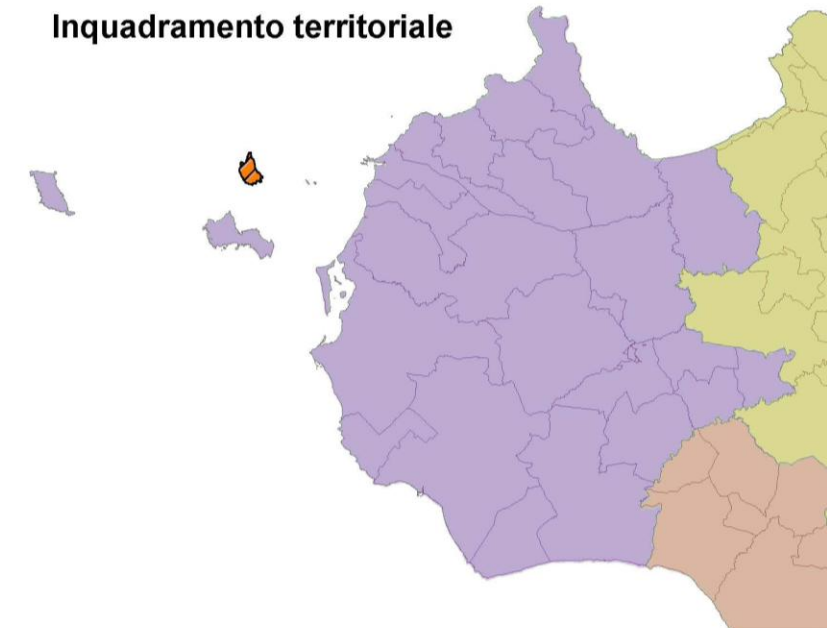


Favignana (TP)



Isola di Levanzo (TP)

Inquadramento territoriale



Legenda

Centrale elettrica

 Centrale elettrica

Condotta

 Condotta

Utenze puntuali

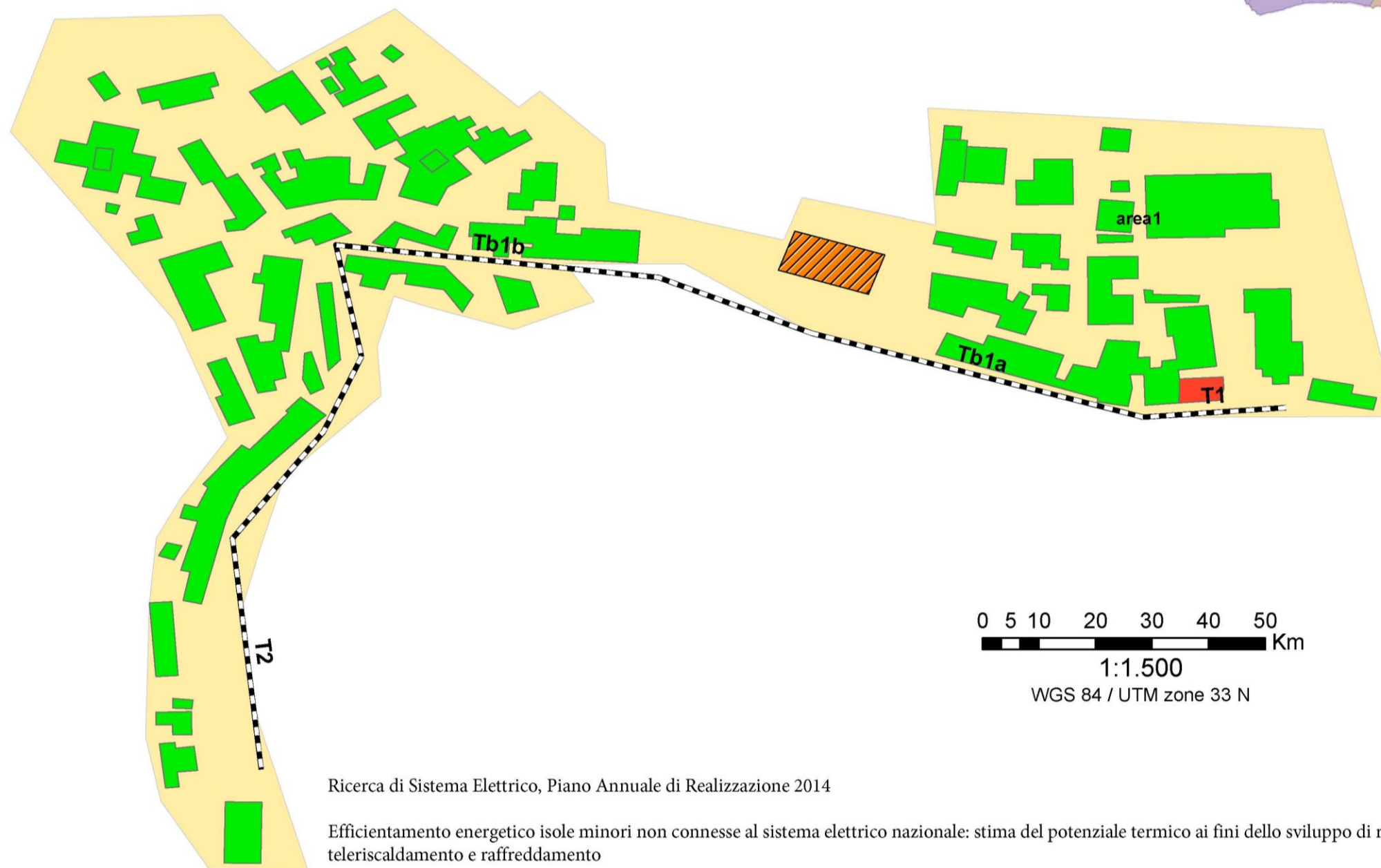
 Albergo

Utenze residenziali

 Edificato

macroAree

 area1



Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Annuale di Realizzazione 2014

Efficientamento energetico isole minori non connesse al sistema elettrico nazionale: stima del potenziale termico ai fini dello sviluppo di reti di teleriscaldamento e raffreddamento



Isola di Marettimo (TP)

Legenda

— Linea di Costa

● Centrale elettrica

--- Condotta

Utenze puntuali Settore Terziario

Tipologia

■ Residence

Utenze residenziali

Tipologia

■ Residenziale

MacroArea

Nome

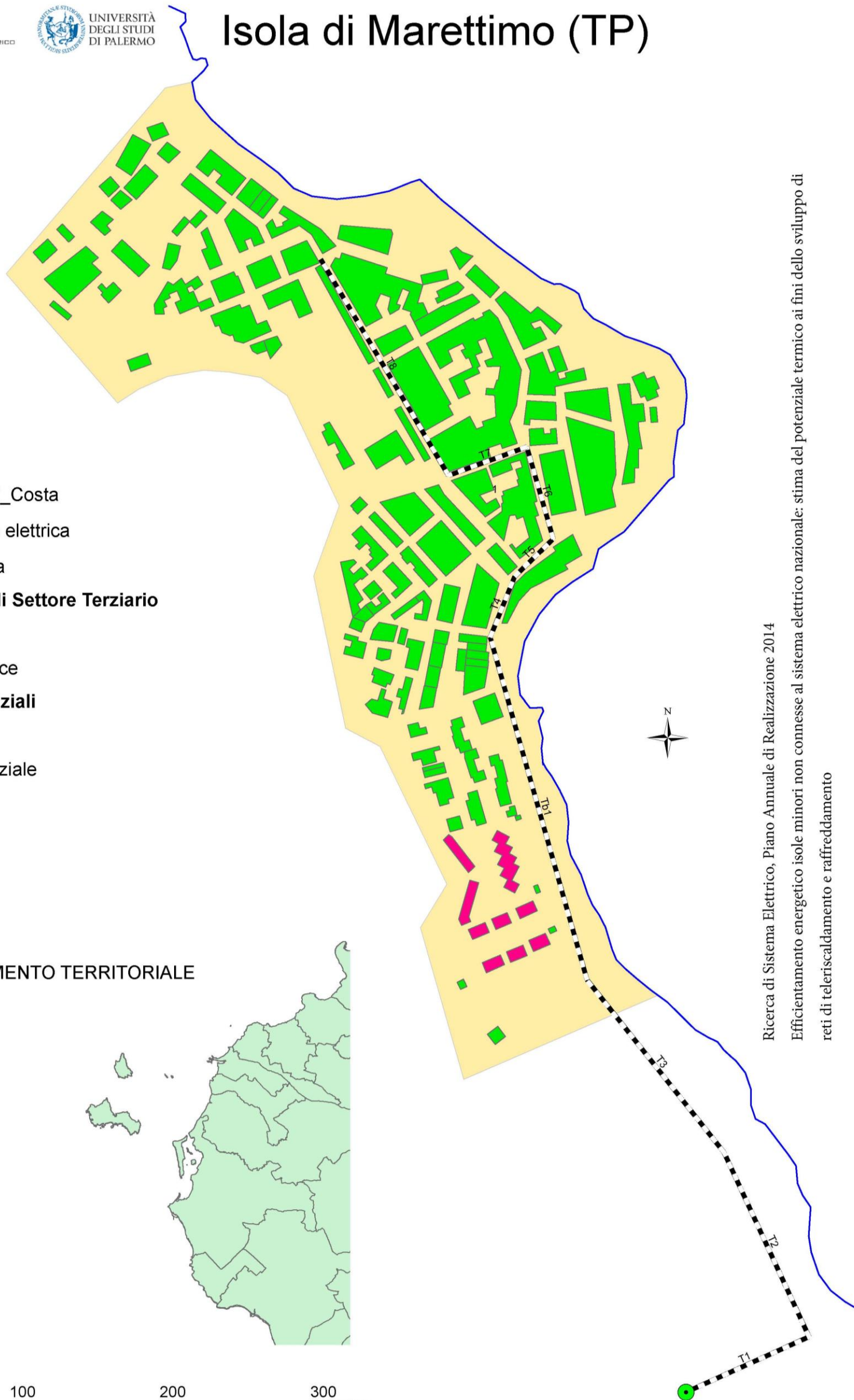
■ Area 1

INQUADRAMENTO TERRITORIALE

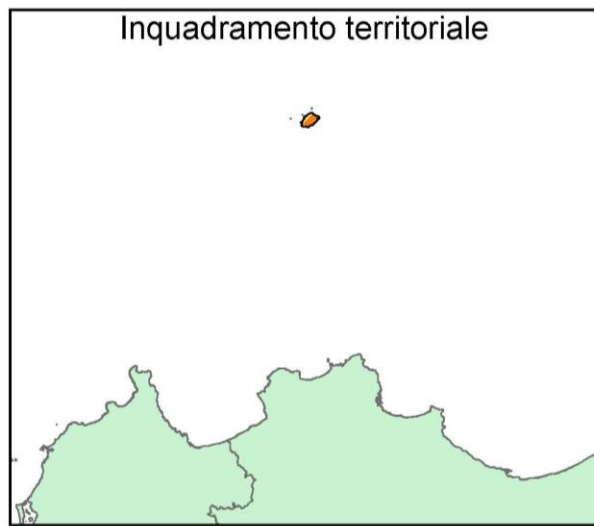


1:2.500

WGS 84 / UTM zone 33 N



Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Annuale di Realizzazione 2014
 Efficiamento energetico isole minori non connesse al sistema elettrico nazionale: stima del potenziale termico ai fini dello sviluppo di reti di teleriscaldamento e raffreddamento



Isola di Ustica (PA)

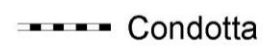


Legenda

Centrale elettrica



Condotta



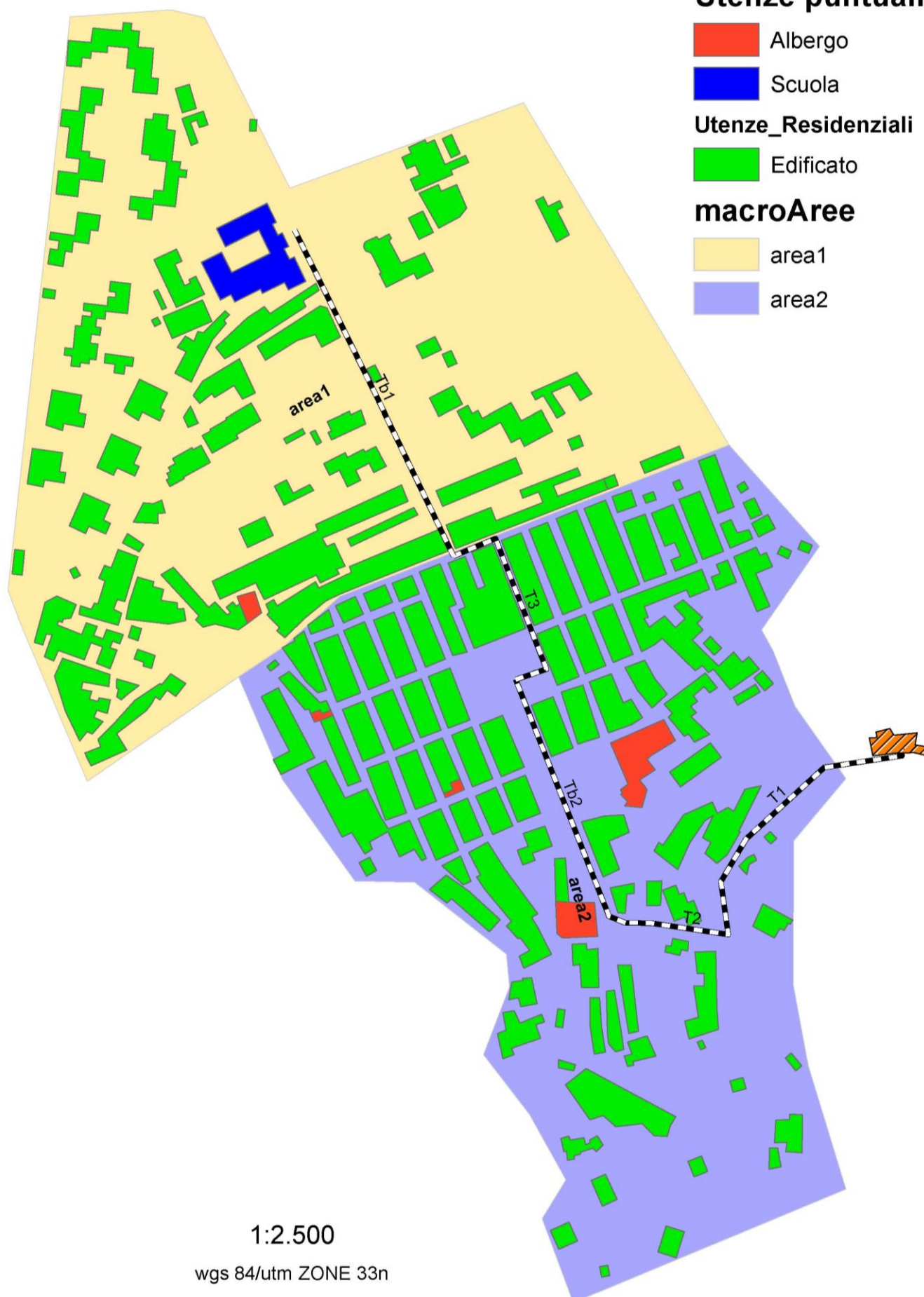
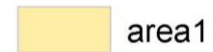
UtENZE puntuali settore terziario



UtENZE_Residenziali



macroAree



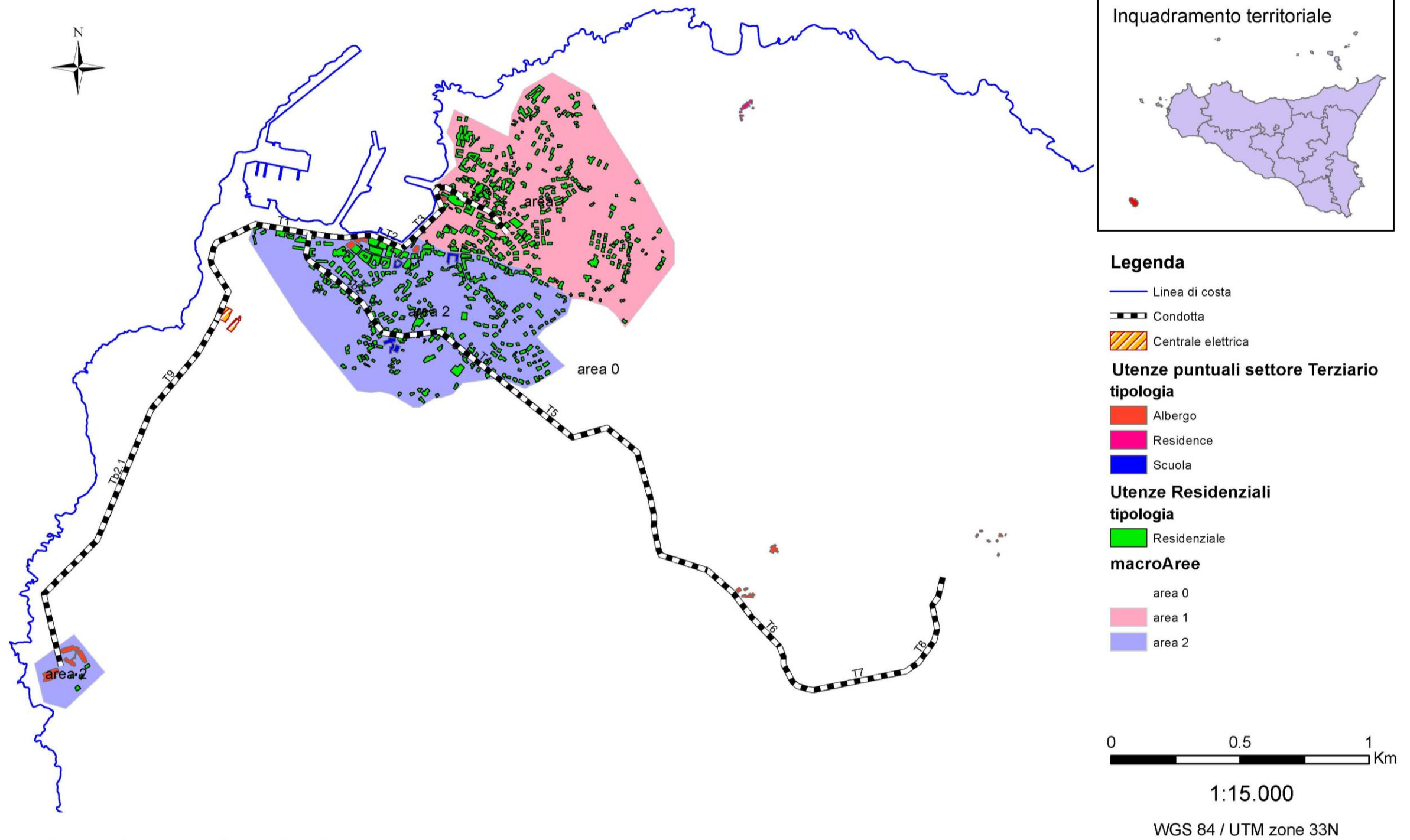
1:2.500

wgs 84/utm ZONE 33n





Pantelleria (TP)



Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Annuale di Realizzazione 2014

Efficientamento energetico isole minori non connesse al sistema elettrico nazionale: stima del potenziale termico ai fini dello sviluppo di reti di teleriscaldamento e raffreddamento



Legenda

Centrale_elettrica

Condotta

Utenze puntuali settore terziario

Tipologia

Albergo

Residence

Scuola

Utenze_residenziali

Tipologia

Edificato

macroAree

Name

area0

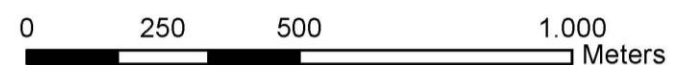
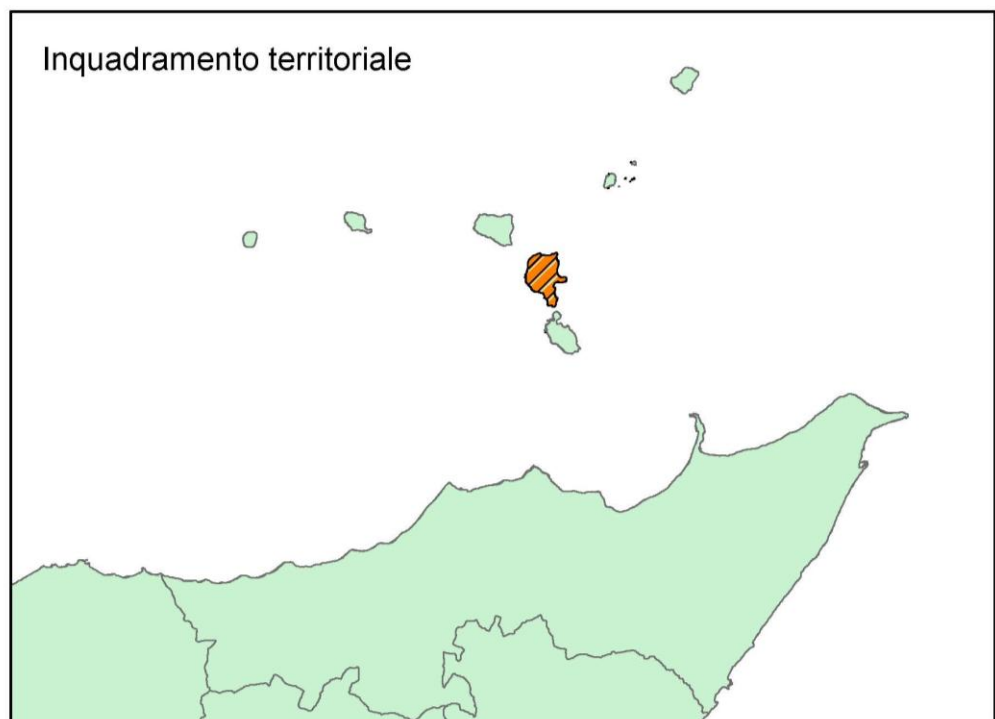
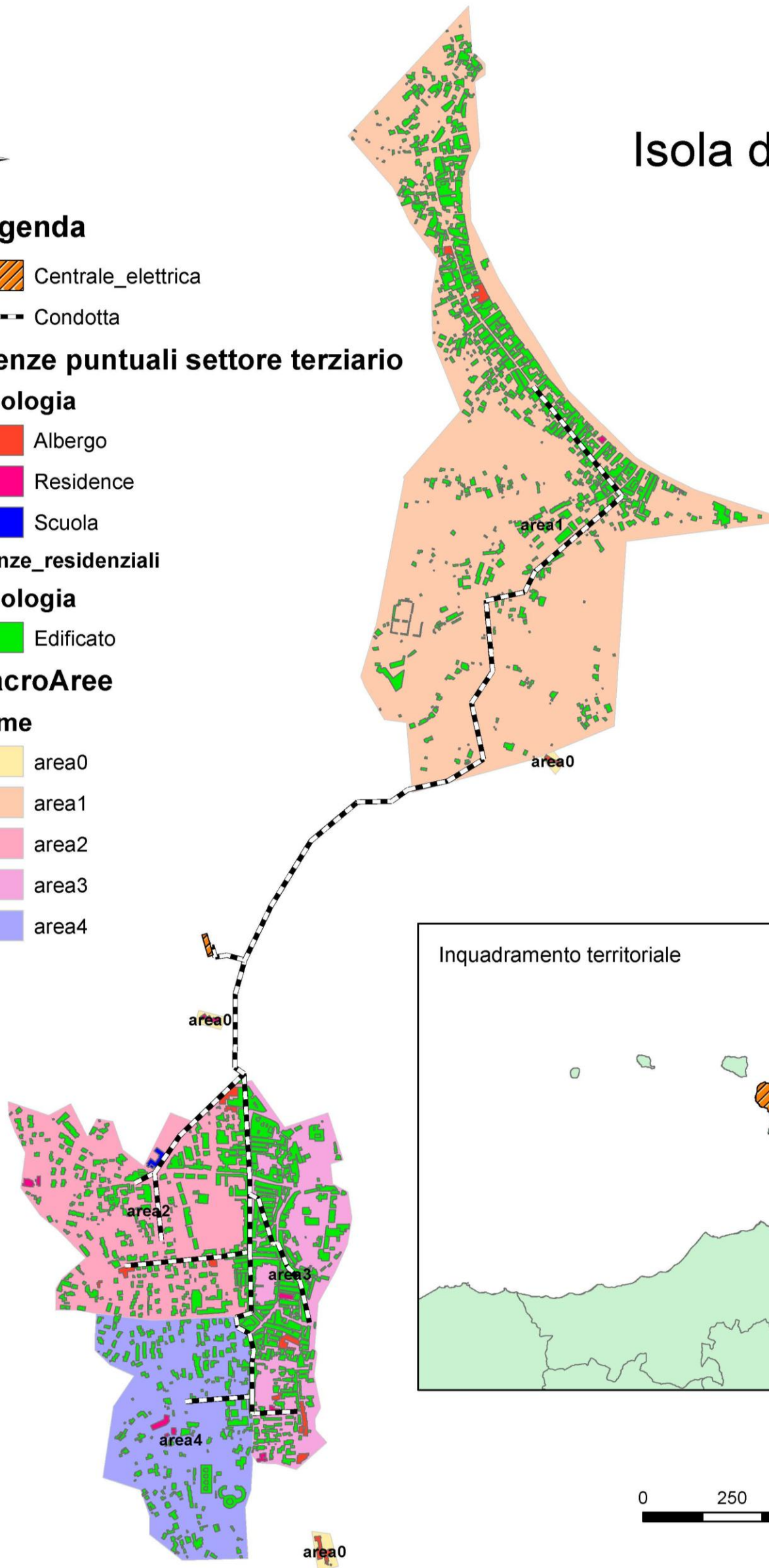
area1

area2

area3

area4

Isola di Lipari (ME)



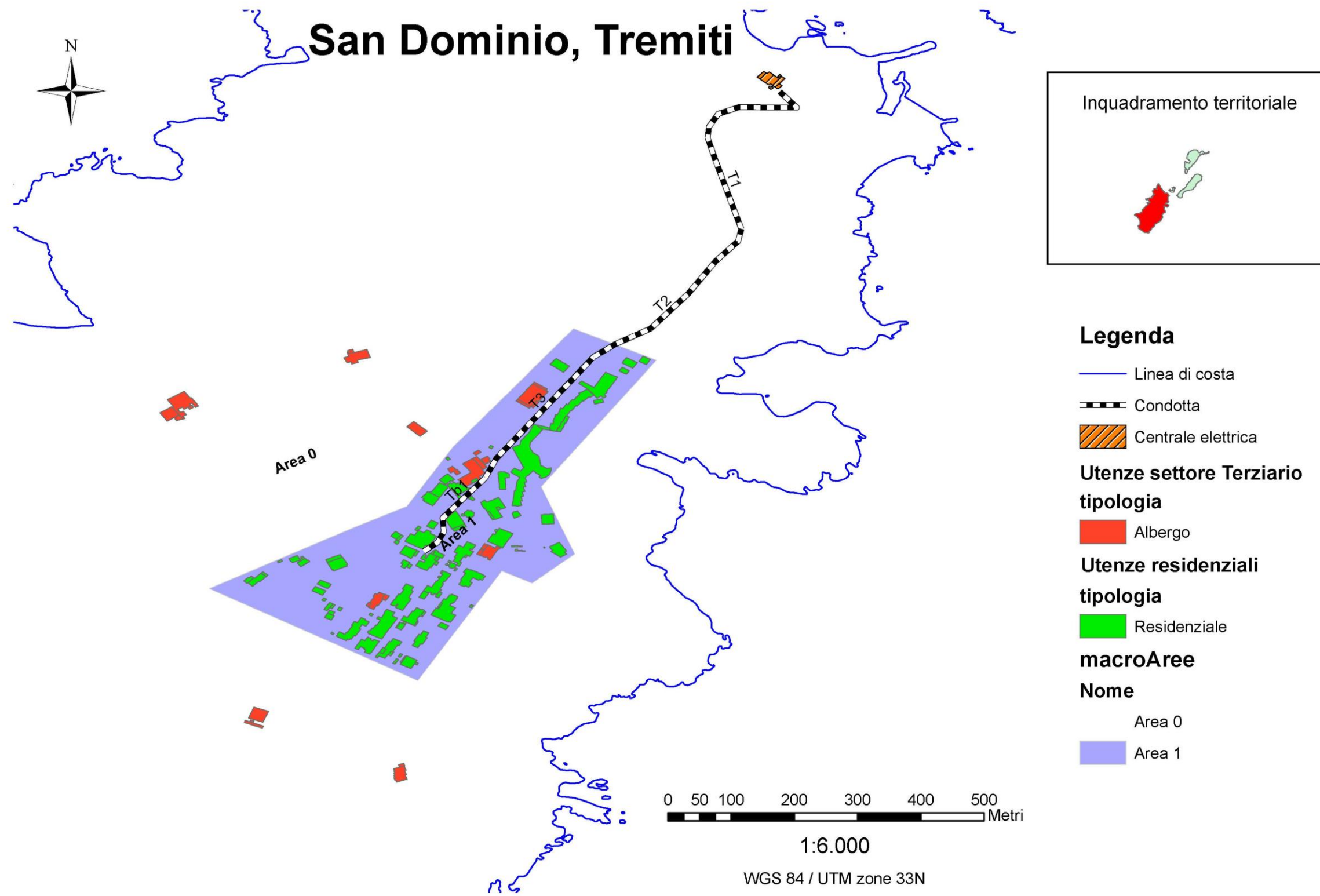
1:12.000

WGS 84 / UTM zone 33 N



Ricerca di Sistema Elettrico, Piano Annuale di Realizzazione 2014

Efficientamento energetico isole minori non connesse al sistema elettrico nazionale: stima del potenziale termico ai fini dello sviluppo di reti di teleriscaldamento e raffreddamento



Isola del Giglio

Legenda

Condotta

Centrale elettrica

Utenze puntuali settore Terziario

Albergo

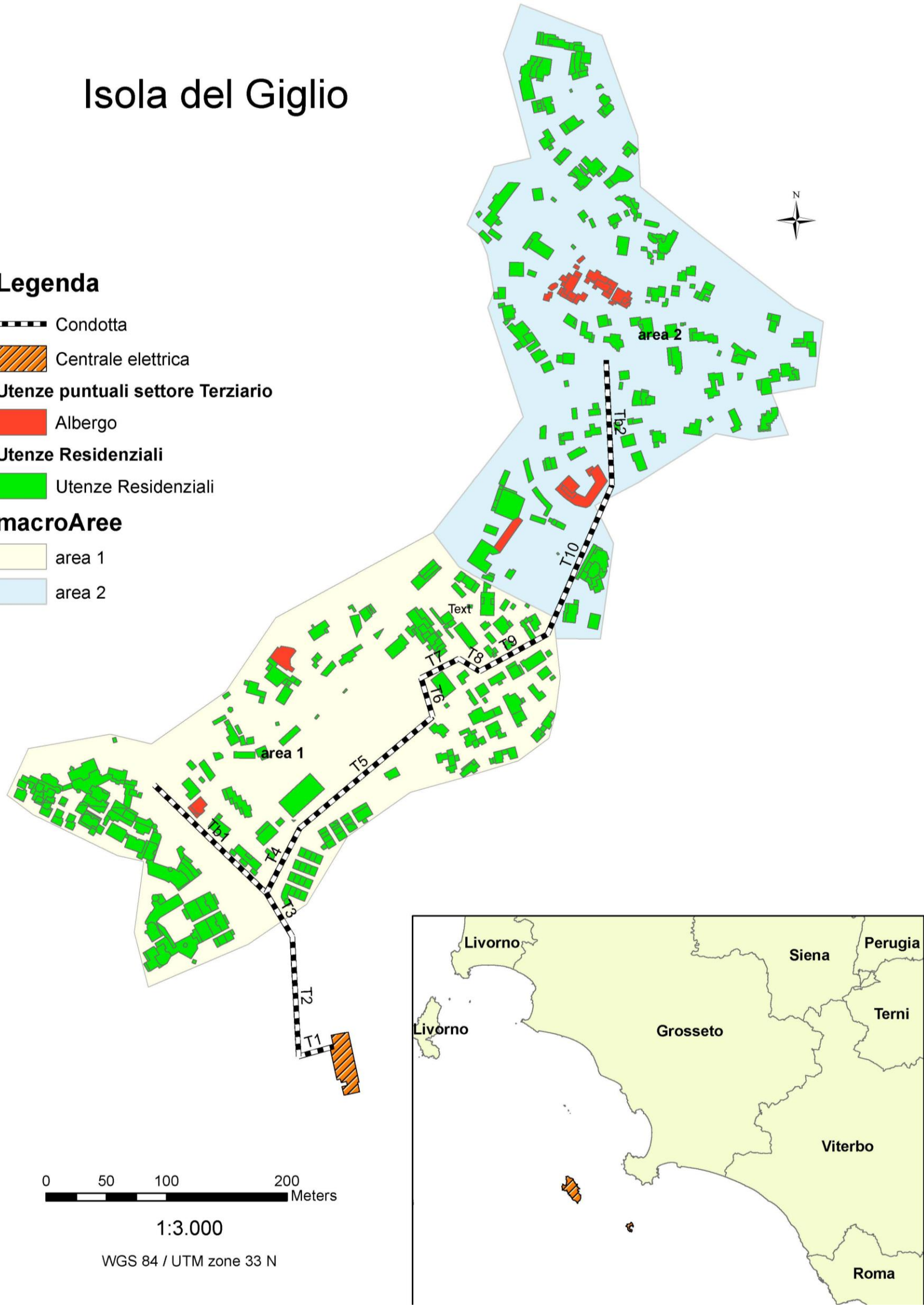
Utenze Residenziali

Utenze Residenziali

macroAree

area 1

area 2



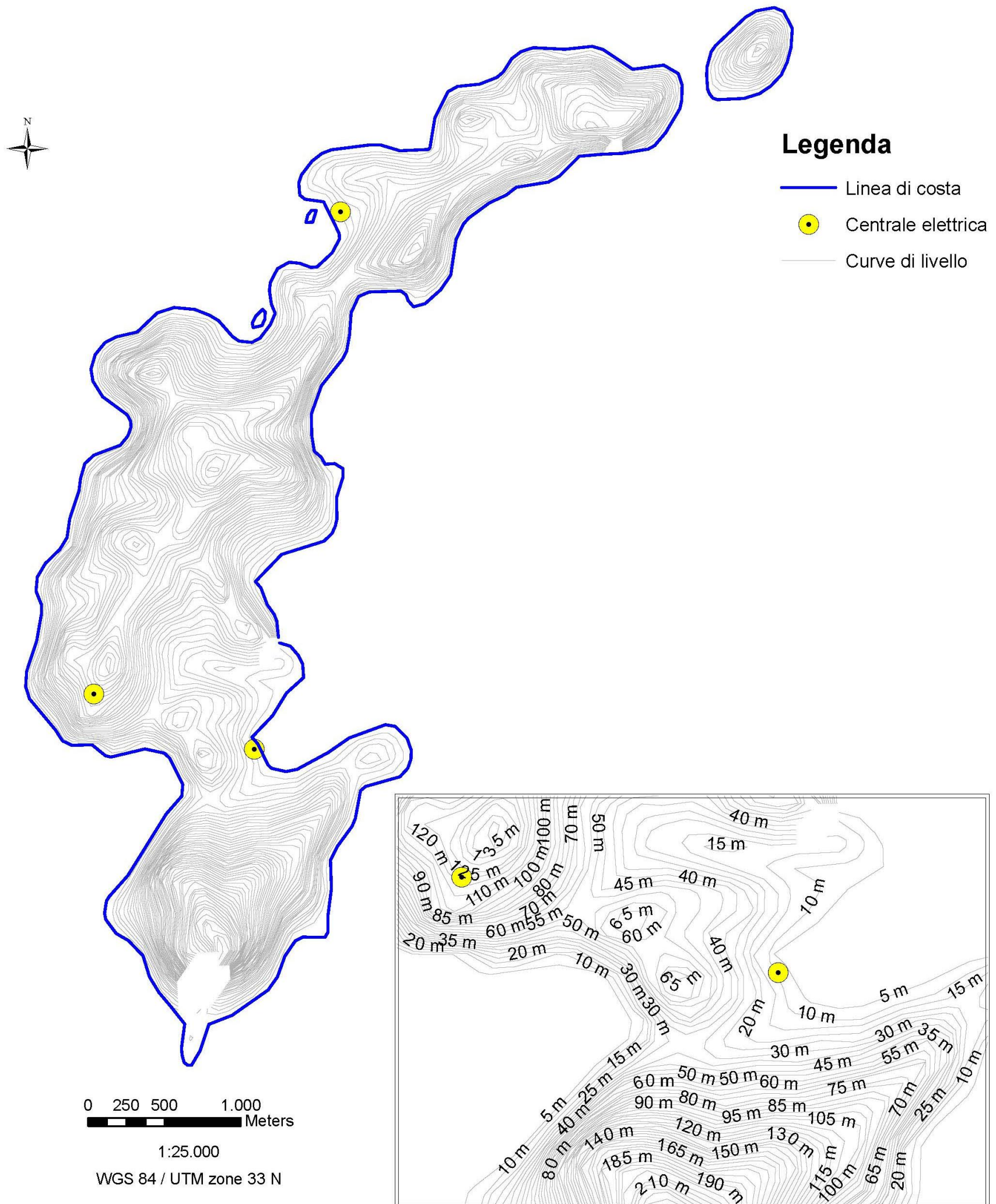
0 50 100 200 Meters

1:3.000

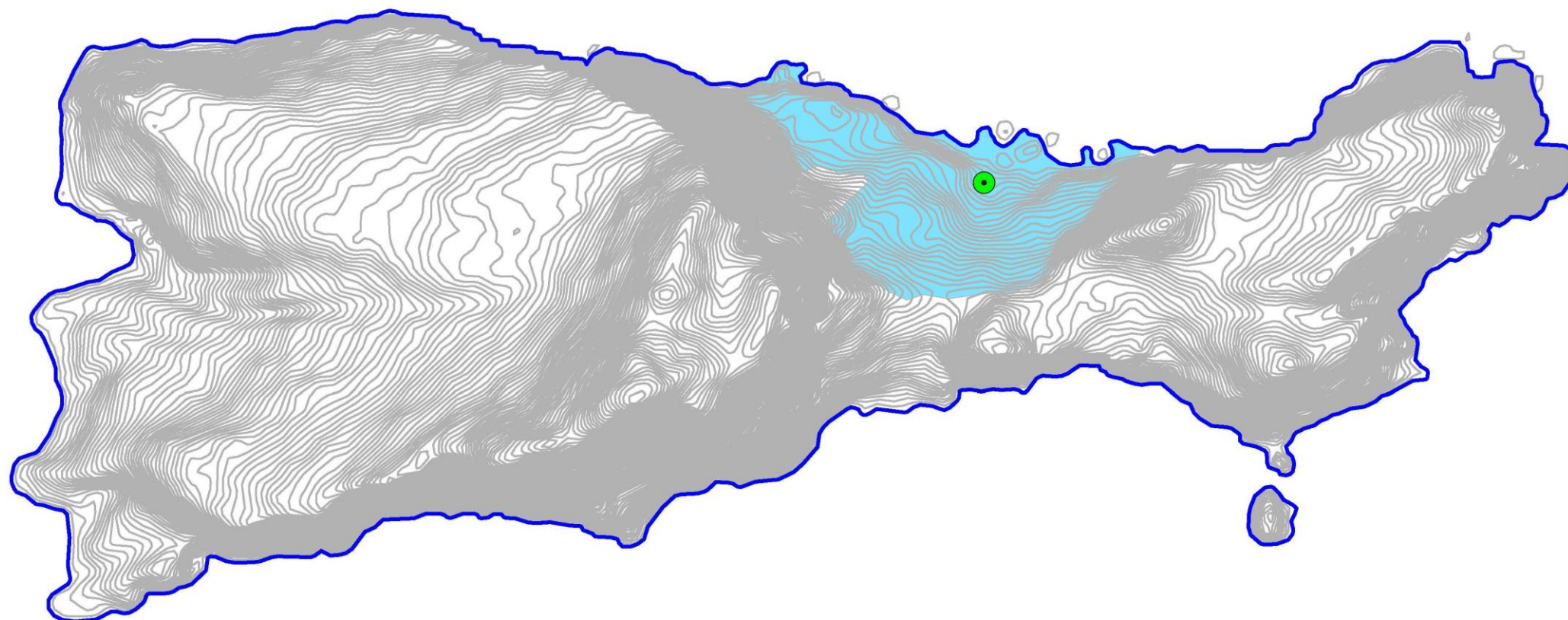
WGS 84 / UTM zone 33 N



Isola di Ponza



Isola di Capri



Legenda

- Linea_di_costa
- Centrale_elettrica
- Curve di livello
- macroArea

0 250 500 1.000 1.500
Meters

1:25.000

WGS 84 / UTM zone 33 N

