



**SARDEGNA  
RICERCHE**

# STUDIO PRELIMINARE PER UNA SMART GRID NEL COMUNE DI BENETUTTI

Gennaio 2020



## SOMMARIO

Premessa .....	3
1. Il contesto .....	4
1.1. Territorio e aspetti demografici .....	4
1.2. Aspetti socio-economici .....	5
1.3. Il PAES del Comune di Benetutti .....	7
1.4. La società energetica comunale .....	8
2. Analisi della domanda di energia .....	9
2.1. La domanda di energia elettrica .....	9
2.2. La domanda di energia termica .....	14
2.3. La domanda di energia per la mobilità .....	16
3. Analisi del sistema di distribuzione e produzione di energia .....	17
3.1. La rete di distribuzione dell'energia elettrica .....	17
3.2. La produzione di energia elettrica .....	19
3.3. La produzione di energia termica .....	20
4. Le potenzialità di una filiera delle biomasse .....	22
4.1. Le biomasse residuali .....	22
4.2. Le biomasse forestali .....	24
4.3. La stima della potenzialità energetica .....	25
4.4. I benefici dell'impianto di digestione anaerobica .....	28
5. Aspetti progettuali e dimensionamento preliminare della Smart Grid .....	31
5.1. L'impianto di digestione anaerobica .....	33
5.2. Il sistema di accumulo e rete intelligente .....	40
5.3. Il sistema di cogenerazione e recupero termico .....	46
5.4. Il sistema di gestione e controllo .....	49
6. Stima dei costi di intervento e dei benefici attesi .....	51
6.1. I costi di investimento e di gestione .....	51
6.2. Il costo dell'energia .....	53
7. Attività di comunicazione .....	55
7.1. Scopo e importanza della comunicazione .....	55
7.2. I destinatari principali .....	57
7.3. Elementi per la progettazione della comunicazione .....	57
7.4. La fase di avvio della comunicazione .....	58

## Premessa

Il presente documento riguarda la valutazione di fattibilità tecnico-economica di una Smart Grid nel Comune di Benetutti, in attuazione di una delle linee di attività del Progetto complesso *Reti intelligenti per la gestione efficiente dell'energia*, sviluppato da Sardegna Ricerche con la collaborazione dell'Università di Cagliari e del Comune di Benetutti nell'ambito del PO FESR Sardegna 2014-2020.

Il documento, dopo una descrizione del contesto socio-economico del Comune di Benetutti, si focalizza sull'analisi energetica del territorio, analizzando la domanda in termini di consumi elettrici, termici e associati alla mobilità, la produzione energetica locale elettrica e termica e le infrastrutture energetiche. Nell'analisi vengono anche esposte le potenzialità energetiche del territorio con particolare riferimento alle biomasse forestali e residuali.

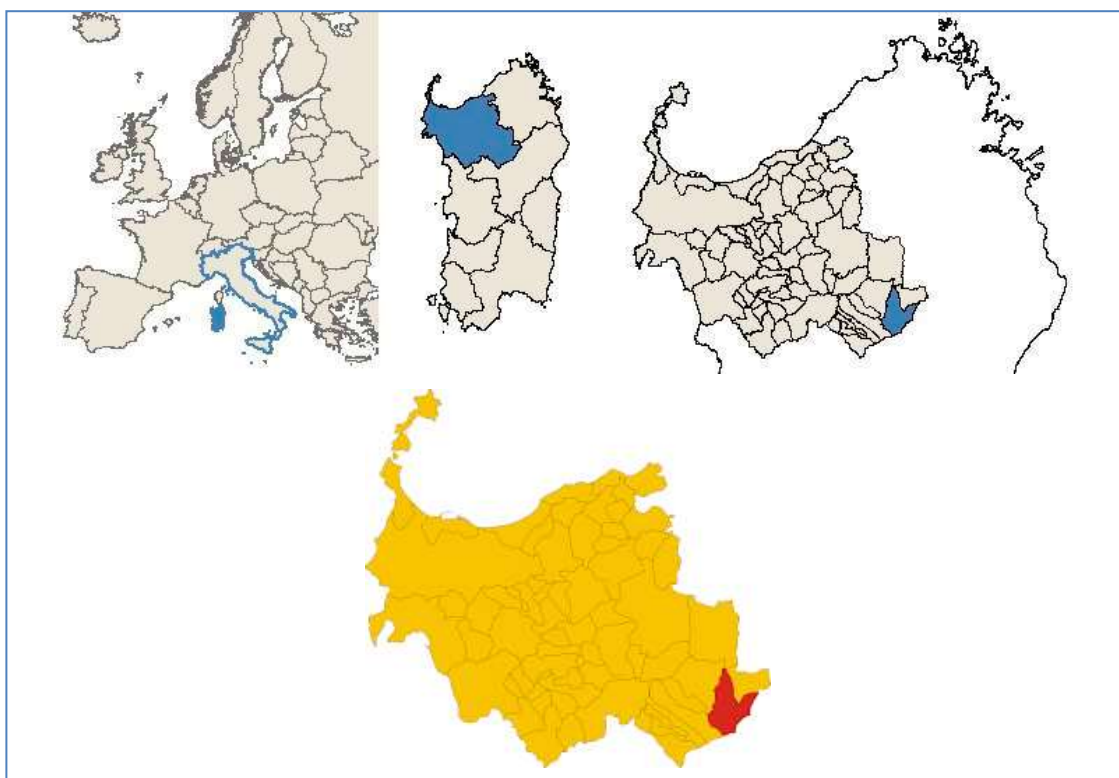
La proposta di una Smart Grid a Benetutti si presenta, senza alcun dubbio, tra le soluzioni più efficaci per favorire lo sviluppo e la messa a sistema della produzione energetica rinnovabile e distribuita del territorio. Benetutti, infatti, è una delle due municipalità sarde (l'altra è il Comune di Berchidda) titolari della concessione della rete di distribuzione dell'energia elettrica e possiede una propria azienda elettrica: la Società Energetica di Benetutti. La Società ha circa 1200 clienti finali e svolge il servizio di fornitura di energia elettrica su reti di distribuzione in media e bassa tensione di cui è concessionario per la consegna ai suoi clienti finali.

Le condizioni infrastrutturali presenti nel territorio costituiscono dunque un importante presupposto per lo sviluppo di una Smart Grid, attraverso la quale integrare e gestire efficientemente le diverse forme di consumo e produzione energetica.

## 1. Il contesto

### 1.1. Territorio e aspetti demografici

Benetutti è un piccolo comune della Sardegna in provincia di Sassari, situato a sud-est rispetto al capoluogo provinciale, al confine con la provincia di Nuoro (Figura 1). Il suo territorio si estende per una superficie di 94,45 km<sup>2</sup>, dalle pendici dell'altopiano del Goceano fino all'alta valle del fiume Tirso. Si trova a 406 metri sul livello del mare, con altezza inferiore e superiore pari rispettivamente a 247 e 729 metri.



**Figura 1:** Localizzazione del Comune di Benetutti

Il territorio comunale è caratterizzato dalla ricchezza di fonti termali, beni storici e archeologici che gli conferiscono grande interesse turistico e culturale.

Il territorio del comune fa parte della zona climatica D<sup>1</sup>, con un valore di gradi-giorno (GG) pari a 1.687 (parametro che misura il fabbisogno termico necessario mediamente per mantenere un clima confortevole nell'abitazione). A tale zona climatica è associato un periodo di accensione degli impianti termici pari a 12 ore giornaliere, dal 1° novembre al 15 aprile. Per avere un riferimento, la maggior parte del territorio regionale appartiene alla zona climatica C, alla quale corrisponde un numero di gradi-giorno compreso tra 900 e 1.400 e un periodo di accensione degli impianti termici pari a 10 ore giornaliere, dal 15 novembre al 31 marzo.

Al 31 dicembre 2017 Benetutti contava una popolazione di 1.819 abitanti, mostrando negli anni un andamento decrescente; nel 2001 si registravano infatti 2.169 abitanti. La densità abitativa è pari a 21 abitanti per km<sup>2</sup>, pari a circa un terzo della media provinciale e regionale.

---

<sup>1</sup> Il territorio italiano è suddiviso in 6 zone climatiche in funzione dei gradi giorno, ossia in base al clima medio. Le zone climatiche sono etichettate con lettere dalla A (la più calda) alla F (la più fredda).

Benetutti fa parte dell'omonimo sistema locale del lavoro<sup>2</sup>, che include anche i comuni di Bultei, Nule e Osidda, per una popolazione residente totale di 4.359 (dati ISTAT 2018).

Fa parte della Comunità Montana del Goceano, che comprende anche i comuni di Anela, Bono, Bottidda, Bultei, Burgos, Esporlatu, Illorai e Nule, per una popolazione residente complessiva di 11.097 abitanti (Tabella 1).

Comune	Abitanti
Anela	630
Benetutti	1819
Bono	3531
Bottidda	680
Bultei	924
Burgos	903
Esporlatu	395
Illorai	846
Nule	1369
<b>Totale</b>	<b>11.097</b>

**Tabella 1:** Comunità montana del Goceano: popolazione residente (Fonte: Dati ISTAT 01/01/2018)

Come Benetutti, anche gli altri comuni della Comunità Montana sono fortemente colpiti dal fenomeno dello spopolamento. Nel corso degli ultimi dieci anni la popolazione residente si è ridotta del 7%, a fronte di una diminuzione dell'1% a livello regionale.

## 1.2. Aspetti socio-economici

Il costante calo della popolazione influisce inevitabilmente sull'economia del territorio, sia in termini qualitativi che quantitativi. Il tasso di disoccupazione oscilla in tutti i comuni dall'8% registrato nel 2011 a Benetutti al 23% di Esporlatu. La disoccupazione giovanile fa registrare un picco del 52% nel comune di Bono e la media è superiore al 30% per tutto il Goceano (Tabella 2).

Comune	Tasso di occupazione	Tasso di attività	Tasso di disoccupazione	Tasso di disoccupazione giovanile
Anela	35%	41%	13%	28%
<b>Benetutti</b>	<b>40%</b>	<b>43%</b>	<b>8%</b>	<b>34%</b>
Bono	35%	48%	26%	52%
Bottidda	35%	42%	15%	25%
Bultei	33%	39%	15%	50%
Burgos	32%	37%	12%	38%
Esporlatu	31%	41%	23%	33%
Illorai	31%	40%	20%	45%
Nule	38%	44%	14%	39%

**Tabella 2:** Tasso di disoccupazione nella comunità montana (Fonte: Istat – Atlante statistico Comuni 2011)

<sup>2</sup> I sistemi locali del lavoro (SLL) rappresentano una griglia territoriale i cui confini, indipendentemente dall'articolazione amministrativa del territorio, sono definiti utilizzando i flussi degli spostamenti giornalieri casa/lavoro (pendolarismo) rilevati in occasione dei Censimenti generali della popolazione e delle abitazioni.

Secondo i dati relativi alle dichiarazioni Irpef del 2016, il reddito medio della popolazione di Benetutti è pari a 12.867 euro. Il dato è sensibilmente inferiore rispetto a quello regionale e provinciale, ma è anche tra i più bassi dell'intero Goceano.

<b>Confronto dati Benetutti con Provincia/Regione/Italia</b>					
<b>Nome</b>	<b>Dichiaranti</b>	<b>Popolazione</b>	<b>% Pop.</b>	<b>Reddito annuo medio</b>	<b>Media/Pop.</b>
Benetutti	1.166	1.858	62,8%	€ 12.867	€ 8.065
Provincia di Sassari	210.465	333.116	63,2%	€ 17.818	€ 11.258
Sardegna	1.036.803	1.653.135	62,7%	€ 17.685	€ 11.091
Italia	40.249.590	60.589.085	66,4%	€ 20.918	€ 13.896

**Tabella 3:** Confronto reddito medio con dati provinciali/regionali/Italiani (Fonte: Dati Istat 2016)

La Comunità montana del Goceano è un'area a forte vocazione agropastorale: più della metà delle imprese attive nei comuni del Goceano sono impegnate in attività economiche attinenti all'agricoltura e alla silvicoltura (Tabella 4). La connotazione di area interna, distante dai principali centri di erogazione dei servizi, aree industriali e zone a vocazione turistica della regione, contribuiscono a definire il tessuto produttivo locale.

<b>Imprese attive per comune e per settore di attività economica</b>							
<b>Comune</b>	<b>Agricoltura, silvicoltura e pesca</b>	<b>Manifatturiero</b>	<b>Costruzioni</b>	<b>Commercio</b>	<b>Servizi</b>	<b>Altro</b>	<b>Totale</b>
Anela	24	1	6	12	2	2	<b>47</b>
Benetutti	124	20	28	35	13	19	<b>239</b>
Bono	132	27	31	71	31	25	<b>317</b>
Bottidda	28	4	7	9	1	2	<b>51</b>
Bultei	85	7	10	20	3	8	<b>133</b>
Burgos	69	4	9	13	4	11	<b>110</b>
Esporlatu	18	2	5	5	1	4	<b>35</b>
Illorai	41	4	3	10	1	5	<b>64</b>
Nule	116	18	16	17	11	18	<b>196</b>
<b>Goceano</b>	<b>637</b>	<b>87</b>	<b>115</b>	<b>192</b>	<b>67</b>	<b>94</b>	<b>1.192</b>

**Tabella 4:** Imprese attive per comune e per settore di attività economica (Fonte: CCIAA Sassari - Osservatorio economico del nord Sardegna - 2017)

Limitatamente alle attività che insistono nel territorio di Benetutti, delle 239 aziende attive il 52% opera nel comparto agricolo e pastorale (CCIAA Sassari Nord Sardegna, 2017). In particolare, nel Comune di Benetutti nel 2013, la maggior parte di esse opera nel settore dell'allevamento (70% circa), il 10% circa delle aziende di comparto è impegnata in attività agricole, una sola nella silvicoltura e le rimanenti sono occupate in coltivazioni agricole associate all'attività di allevamento. Si rilevano anche attività artigianali, esercite da società per la maggior parte di tipo individuale, che coinvolgono il settore del tessile e della trasformazione dei prodotti agroalimentari, quali la panificazione e la produzione dolciaria.

La dinamica delle imprese del territorio fornisce un quadro di sostanziale stagnazione nel comune di Benetutti, in linea con il dato provinciale (+0,81%). Performance molto positive si registrano invece nei comuni di Bottidda con un incremento del numero di imprese pari al 10%

tra il 2015 e il 2016. Risultati positivi anche nei comuni di Esporlatu, Illorai e Bono, con percentuali di crescita intorno al 5%.

Per quanto riguarda industria e servizi, nella Tabella 5 si riporta la distribuzione degli addetti articolata per settore di attività economica, per Benetutti e per l'intero Goceano

<b>Industria e servizi: addetti per settore di attività economica</b>		
	<b>Benetutti</b>	<b>Goceano</b>
Attività manifatturiere	52	189
Energia, gas, e acqua	-	12
Costruzioni	59	192
Commercio	47	273
Trasporti	7	48
Alberghi e ristoranti	28	154
Servizi	41	226
<b>Totali</b>	<b>234</b>	<b>1094</b>

**Tabella 5:** Industria e servizi: addetti per settore di attività economica (Fonte: ISTAT 2016)

Di particolare rilievo è la presenza di risorse termali, che hanno permesso al comune di Benetutti di farne un *asset* per lo sviluppo del settore turistico. Infatti, nel contesto di una economia prevalentemente agropastorale, Benetutti si distingue per la presenza di 2 strutture alberghiere, per complessivi 136 posti letto e alcune attività ricettive di tipo agriturismo e *bed and breakfast*.

Le risorse termali e, più in generale, le ricchezze ambientali e culturali del territorio, hanno consentito a Benetutti di distinguersi tra i comuni del Nord Sardegna per le buone performance legate alle presenze turistiche. Le 10.628 presenze del 2007 (dati dell'Istituto Tagliacarne, - Rapporto del 2009 su Economia e Turismo nel Nord Sardegna, redatto dalla Camera di Commercio di Sassari), collocano Benetutti al 24° posto tra i comuni del nord Sardegna per presenze turistiche, al 4° se si considerano i soli comuni dell'interno, in quanto, come è ben noto, il nord Sardegna conta diversi comuni costieri che fondano la loro economia proprio sul turismo, primi fra tutti Arzachena, Alghero e Olbia.

### **1.3. Il PAES del Comune di Benetutti**

Il Comune di Benetutti nel 2010 si è dotato di un PAES – Piano d'Azione per le Energie Sostenibili redatto con la collaborazione del Punto Energia della Multiss S.p.A., azienda multiservizi della Provincia di Sassari.

Nel piano è elaborato il quadro complessivo dei consumi energetici del comune per fonte energetica, partendo dai quali è stato possibile elaborare per il 2010, anno di riferimento (o anno base), l'Inventario Base delle Emissioni. L'anno base è stato scelto in virtù di una più ampia disponibilità di alcuni dati necessari per il calcolo del bilancio energetico (addetti nei vari settori, immatricolazioni veicoli, dati consumi elettrici, ecc.). Inoltre a partire dall'anno base, i dati relativi ai consumi in capo all'amministrazione comunale, presentavano una maggiore completezza.

Malgrado ci fosse una discreta disponibilità di dati e di informazioni, la predisposizione del bilancio energetico per un ambito territoriale limitato al livello comunale non può prescindere dall'accessibilità e dall'elaborazione di dati censuari aggiornati per tutti i settori coinvolti (pubblica amministrazione, privati, imprese, ecc...). Per superare la criticità legata alla mancanza di dati, la Multiss ha adottato la metodologia di stima che prevede l'elaborazione del bilancio energetico attraverso il software di calcolo ECOregion, che restituisce dati univoci per tutte le

realità territoriali analizzate, dando al contempo la possibilità di confrontare i dati del territorio nel tempo e di confrontarli con quelli di altri territori.

Dalle elaborazioni effettuate dal software, si è ottenuto un livello di emissioni climalteranti, associate all'anno base, pari a 8.788 tonnellate di anidride carbonica.

Il Comune di Benetutti, attraverso i suoi Amministratori, preso atto del bilancio e del relativo livello di CO<sub>2</sub>, ha deciso di adottare una visione strategica per il decennio 2010 – 2020, che si traduce in azioni concrete, dirette ed indirette, per ridurre le emissioni di almeno il **20%**, equivalente a 1.758 tonnellate di CO<sub>2</sub> al 2020.

L'obiettivo principale della strategia adottata dal Comune è quello di *“promuovere e realizzare le condizioni per un uso sostenibile ed efficiente dell'energia su tutto il territorio comunale e di condividere il processo di ammodernamento tecnologico del sistema energetico territoriale con i cittadini e con tutti i principali portatori di interesse”*.

Le azioni che l'amministrazione comunale ha stabilito di porre in essere per perseguire la strategia del PAES ricadono nei seguenti macrosettori:

- Informazione e comunicazione;
- Trasporti;
- Industriale;
- Illuminazione pubblica;
- Edilizia pubblica;
- Edilizia privata.

#### **1.4. La società energetica comunale**

Il Comune di Benetutti è una delle due municipalità sarde (l'altra è il Comune di Berchidda) titolari della concessione della rete di distribuzione dell'energia elettrica.

Nel 2002 infatti il Ministero delle attività produttive ha rilasciato al Comune di Benetutti la concessione dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica nello stesso comune. Fanno parte dell'attività di distribuzione:

- la gestione delle reti di distribuzione;
- la decisione e l'esecuzione degli interventi di manutenzione;
- l'esercizio degli impianti;
- l'individuazione, la programmazione e la realizzazione degli interventi di sviluppo.

Il Comune svolge tali attività attraverso la propria azienda elettrica che garantisce il servizio di trasporto e trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione in media e bassa tensione per la consegna ai clienti finali allacciati alla rete elettrica comunale.

I clienti finali attivi al 24/09/2019 sono 1107, per un consumo medio annuo di circa 3.700 MWh.



## 2. Analisi della domanda di energia

### 2.1. La domanda di energia elettrica

Una stima della domanda energetica del comune di Benetutti può essere condotta a partire dalla conoscenza dei dati di energia prelevata e immessa in un anno. Nello specifico sono stati utilizzati i dati di energia prelevata e immessa disponibili sul portale di E-Distribuzione relativi alle mensilità indicate nella Tabella 6:

Mese	Energia prelevata [kWh]	Energia immessa [kWh]
Gennaio 2019	398770,5	0
Febbraio 2019	301039,8	1887,9
Marzo 2019	240184,2	45440,1
Aprile 2019	224835,9	45165,3
Maggio 2019	203821,2	65408,7
Giugno 2019	163782	92711,4
Luglio 2019	194458,5	83963,7
Agosto 2019	207998,7	64846,5
Settembre 2018	184604,4	71332,5
Ottobre 2018	220358,4	40137
Novembre 2018	306618,9	2779,5
Dicembre 2018	365331,9	0

**Tabella 6** :Dati utilizzati ai fini della stima del consumo annuale del comune di Benetutti

L'elaborazione dei dati energetici relativi al periodo Settembre 2018 - Agosto 2019 è riassunta nella Tabella 7, che include i dati stimati di produzione e autoconsumo da fonte solare. In particolare, il dato di producibilità media annua degli impianti fotovoltaici è stato dedotto utilizzando i dati di produzione cumulati di un campione significativo di impianti monitorati dall'Azienda Elettrica Comunale. Il valore ricavato e utilizzato per le stime è di 1190 ore equivalenti.

	Dato	Valore	Note
A	PV installato	1.547,61 kW	Dato reale
B	Producibilità annua (con 1190 ore equivalenti)	1.841,65 MWh	Dato stimato
C	Energia annua assorbita dalla rete	3.011MWh	Dato reale
D	Energia annua immessa nella rete	514 MWh	Dato reale
E	Energia auto-consumata = Prodotta-immessa (B-D)	1.327,65 MWh	Dato stimato
F	DOMANDA=autoconsumo+assorbita (E+C)	<b>4.338,65 MWh</b>	Dato stimato
G	Percentuale di energia autoprodotta	<b>30,6%</b>	
H	Percentuale di energia autoconsumata	<b>72,1%</b>	

**Tabella 7**: Stima del consumo del comune di Benetutti

La domanda stimata di energia elettrica annua ammonta dunque a circa 4.340 MWh.

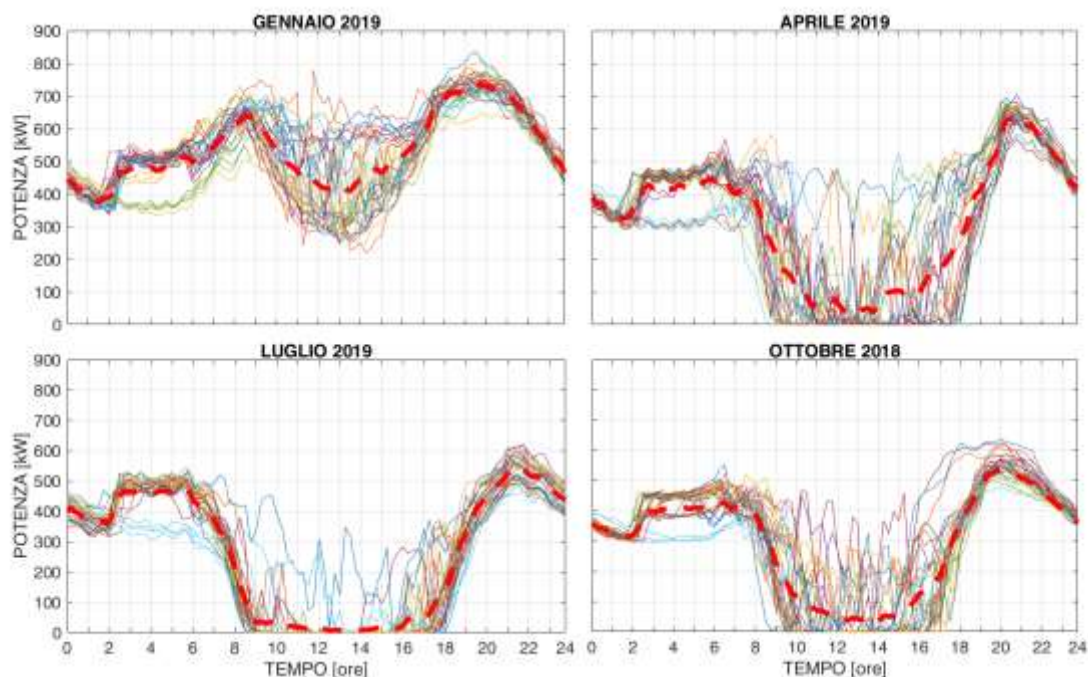
Per le considerazioni successive sono stati utilizzati i dati quartorari di energia prelevata dalla rete nel punto di connessione della rete comunale con la rete nazionale, disponibili sul portale di E-Distribuzione.

L'assorbimento giornaliero di energia elettrica varia da circa 4,5 a oltre 13 MWh e dipende fortemente dalla produzione fotovoltaica, che modifica l'autoconsumo.

L'analisi dell'evoluzione giornaliera dell'energia prelevata ha evidenziato la presenza di caratteristiche di ripetibilità dei profili di potenza giornaliera su base mensile. In particolare,

l'analisi dei profili di potenza giornalieri ha confermato la presenza di fasce orarie caratterizzate da un prelievo maggiore (prima mattina e sera) e di fasce con un assorbimento minore (tarda mattinata e pomeriggio).

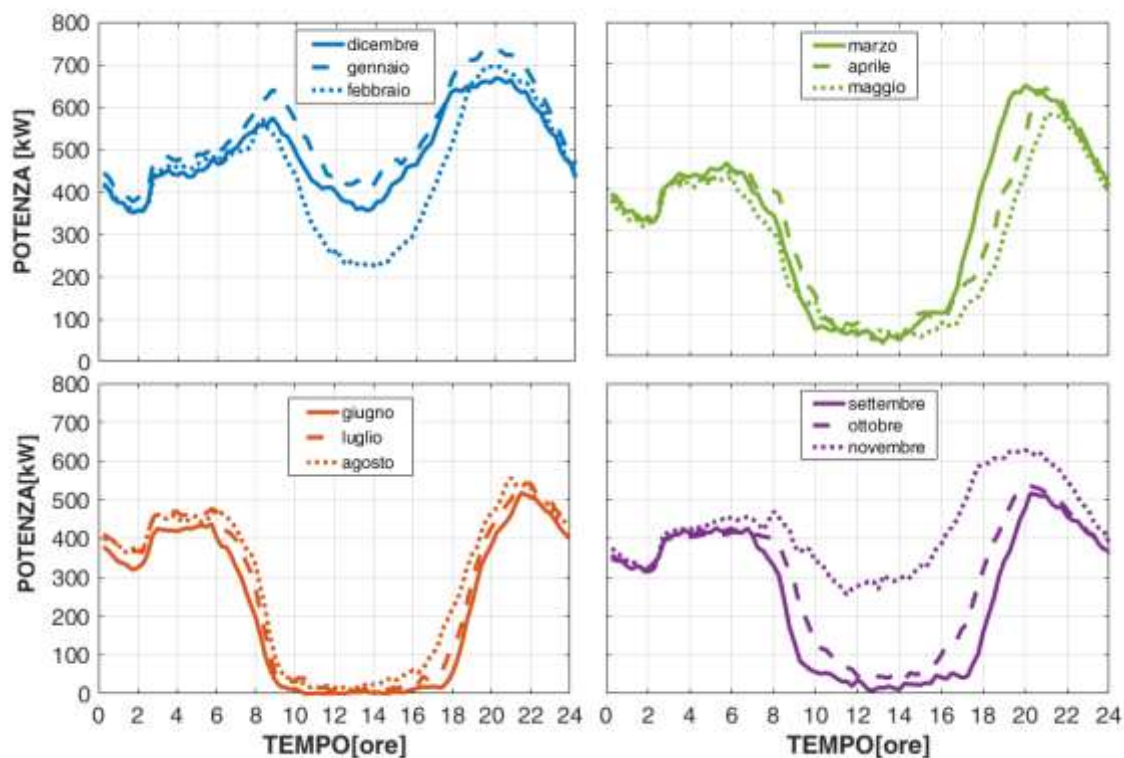
Nella Figura 2 sono mostrati con linee continue i profili di potenza assorbita giornalieri per ciascun giorno dei mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre. Con la linea rossa tratteggiata viene evidenziato il profilo medio giornaliero relativo al mese considerato. Si osserva come nei mesi di maggiore stabilità nell'irraggiamento solare (luglio) la distribuzione oraria del profilo di potenza medio mensile si discosti poco dai profili effettivi, mentre i periodi di maggiore instabilità si registrano nei mesi di gennaio e aprile.



**Figura 2:** Evoluzioni giornaliere dell'energia prelevata dal comune per i mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre.

Nella Figura 3 sono riportati i profili di potenza medi giornalieri per ciascun mese raggruppati per ciascuna delle quattro stagioni. Si possono notare alcune particolarità per ciascuna stagione:

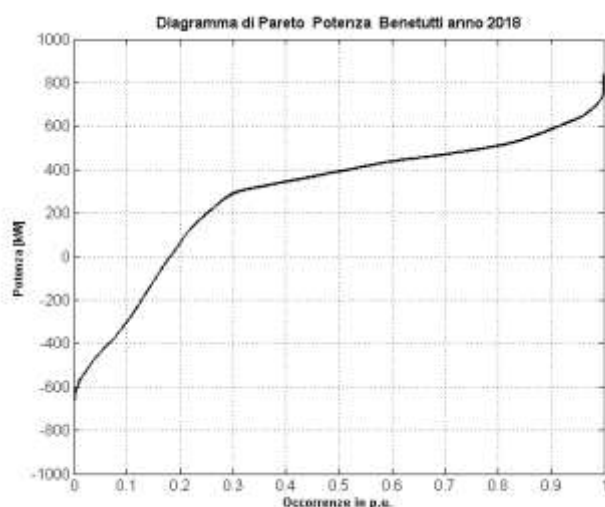
- i profili di ciascun mese della stagione estiva e primaverile sono omogenei, mentre quelli autunnali e invernali sono più disomogenei;
- il periodo invernale è caratterizzato da un prelievo di base compreso tra i 200kW e i 400kW a seconda del mese e da due picchi intorno alle ore 8 di mattina circa e dalle 18 alle 22 di sera;
- i mesi primaverili sono caratterizzati invece da un prelievo di base inferiore ai 100kW nelle ore centrali della giornata che aumenta sino a valori di 400kW e 600kW nella fasce orarie precedenti alle 8:00 e successive alle 20:00 rispettivamente;
- a marzo l'andamento della domanda è simile a quello invernale, mentre durante aprile e maggio si possono osservare delle variazioni durante le ore centrali, con una importante riduzione del prelievo;
- il periodo estivo è caratterizzato da un prelievo compreso tra 0 e 30 kW nelle ore centrali della giornata, accompagnato anche in questo caso da valori maggiori di potenza in prelievo nelle prime ore del mattino e nelle ore notturne;
- settembre ha caratteristiche simili ai profili invernali mentre ottobre e novembre sono più simili agli andamenti riscontrati nei mesi primaverili;



**Figura 3:** Evoluzioni giornaliere medie mensili della domanda energetica al lordo della produzione fotovoltaica

Allo scopo di poter valutare quale sia la distribuzione delle potenze scambiate nel punto unico di connessione con la rete di distribuzione nazionale è stata condotta un'analisi che utilizza come base dati i valori di potenza misurati dall'ente di distribuzione.

I valori sono quelli relativi al periodo in esame (Settembre 2018 – Agosto 2019). In particolare, sono stati considerati sia i profili di immissione di energia nella rete nazionale (indicati con il segno negativo) che quelli di assorbimento (con segno positivo). La curva di durata, rappresentata dal diagramma di Pareto riportato nella Figura 4, evidenzia la caratteristica attiva della rete di Benetutti.



**Figura 4:** Curva di durata (diagramma di Pareto) della potenza scambiata

Questo diagramma evidenzia che i picchi di potenza in assorbimento ed in erogazione sono stati nel periodo in esame rispettivamente pari a 836 kW e - 687 kW. Inoltre il diagramma evidenzia

che per il 18% delle occorrenze annuali dei campioni, rilevati ogni 15 minuti, la rete di Benetutti ha assunto una configurazione attiva (erogazione di energia elettrica sulla rete nazionale) e per l'82% delle ore ha assunto una configurazione passiva (assorbimento di energia elettrica dalla rete nazionale).

In particolare, l'analisi del diagramma di durata relativo all'esercizio in configurazione passiva della rete rileva la presenza di una richiesta di potenza attiva inferiore ai 600 kW per un numero di occorrenze pari al 90% circa. In altre parole, vi è richiesta di potenza attiva superiore ai 600 kW solo per il 10% delle occorrenze quartorarie in un anno.

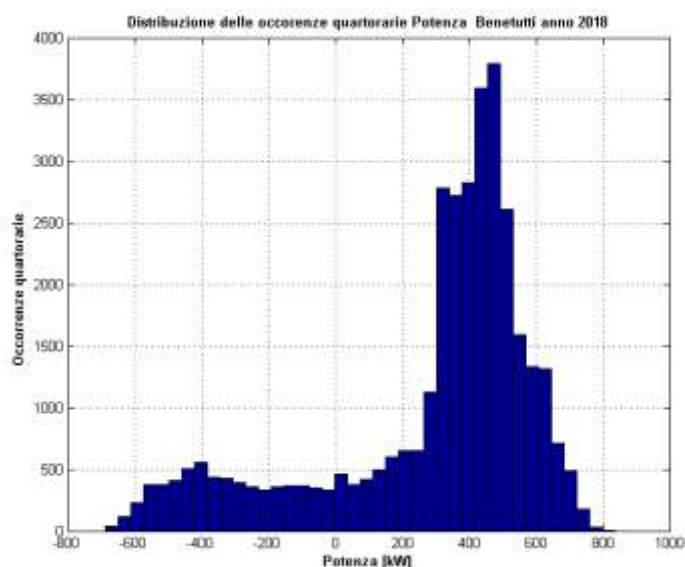


Figura 5: Distribuzione statistiche delle potenze quartorarie scambiate

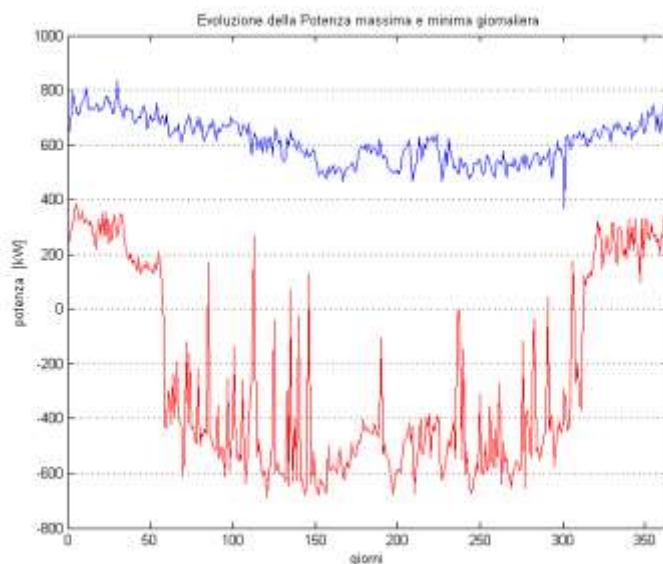
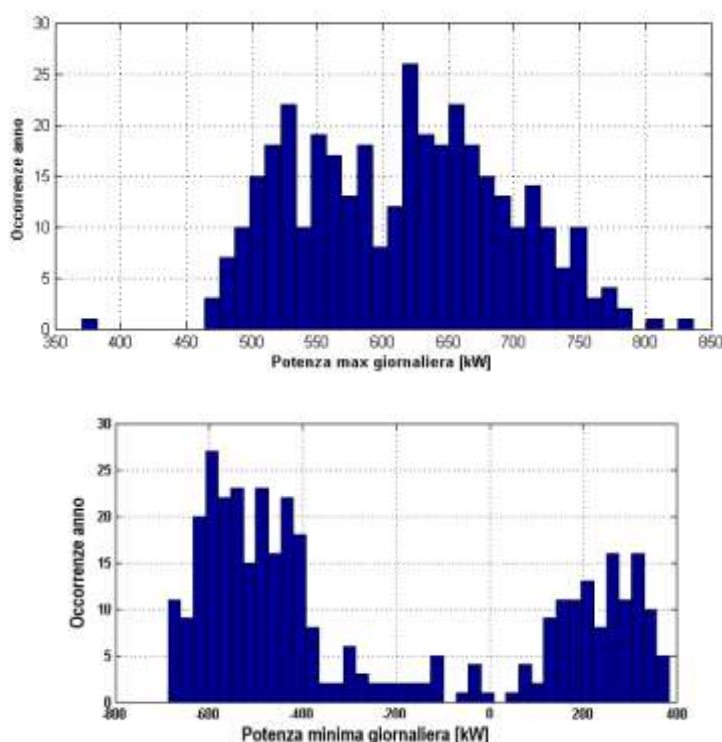


Figura 6: Evoluzione delle potenze massime (in blu) e minime (in rosso) giornaliere

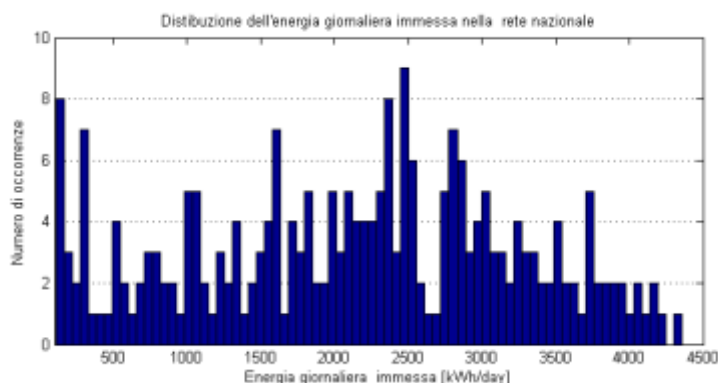
L'analisi statistica dei campioni, riportata nella Figura 5 evidenzia che la potenza media quartoraria prelevata con la maggiore frequenza è 500 kW e che il maggior numero di occorrenze si verifica nell'anno in esame per una potenza media quartoraria compresa tra 150 e 600 kW.

Le occorrenze relative alle potenze immesse in rete (valori negativi) presentano un massimo per un valore di potenza di - 400kW e risultano abbastanza uniformi sino al valore di 550 kW, dopo di che degradano.

L'evoluzione delle potenze massime e minime registrate nella giornata è riportata nella Figura 6. Questa evidenza la transizione piuttosto netta del sistema energetico elettrico di Benetutti da una condizione di solo assorbimento (in blu-tipica del periodo autunnale) a una condizione anche di erogazione (in rosso- tipica del periodo primaverile), con un progressivo incremento delle potenze massime di erogazione. I profili di potenza sono compresi all'interno della fascia riportata nella Figura 6. L'analisi statistica dei massimi e minimi giornalieri registrati è riportata nella Figura 7. Questa analisi permette di evidenziare delle distribuzioni statistiche canoniche per la potenza massima centrata in un intorno di 620 kW con un *range* di variazione del 25%.



**Figura 7:** Distribuzione statistica delle potenze massime e minime giornaliere



**Figura 8:** Distribuzione statistica dell'energia giornaliera immessa nella rete nazionale

L'analisi dell'immissione giornaliera di energia in rete, riportata nella Figura 8, evidenzia la presenza di una distribuzione dell'entità dell'energia immessa su un ampio *range* di variazione, che non consente di definire un valore di energia giornaliera immessa in rete più frequente. Si

rileva che i 2500 kWh/giorno rappresentano una sorta di spartiacque tra un tipo di produzione e un altro.

## 2.2. La domanda di energia termica

Al fine di prevedere azioni mirate a individuare i possibili impieghi dell'energia termica sarebbe stato necessario disporre di un censimento degli impianti di produzione presenti nel Comune di Benetutti che producono energia sia da fonte rinnovabile sia fossile.

Generalmente i dati, le informazioni e i parametri energetici possono essere reperiti su una piattaforma online del Catasto Unico Regionale Impianti Termici, attualmente in fase di completamento. Nel caso in esame si osserva la mancanza di un inventario degli impianti di produzione di energia termica ad uso residenziale e a servizio delle attività produttive del paese.

A causa della mancanza di dati puntuali, l'analisi della domanda di energia termica sviluppata di seguito è stata focalizzata sull'individuazione di quelle utenze che possono facilmente impiegare l'energia cogenerata.

La cogenerazione si presenta come una soluzione potenzialmente efficace per la riduzione dell'impiego dei combustibili fossili, a seguito di un più efficiente utilizzo dell'energia primaria con una vantaggiosa riduzione delle emissioni di gas serra. Tuttavia, la cogenerazione ha anche diversi vincoli:

- la necessità di disporre di utenze con consumi compatibili alla quantità di energia termica prodotta;
- relativamente ai costi, è fondamentale che l'impianto di produzione dell'energia termica sia a breve distanza dal sito di utilizzo;
- nel caso della climatizzazione degli edifici, si ha una drastica riduzione dei benefici quando l'energia termica co-generata è richiesta solamente in alcuni periodi dell'anno.

Gli utilizzi dell'energia termica spaziano ampiamente dall'ambito residenziale ai vari settori produttivi. Nel primo caso, è immediato l'impiego per il riscaldamento degli edifici e la produzione di acqua calda sanitaria mediante reti di teleriscaldamento. In ambito produttivo, può essere invece impiegata per la produzione di fluidi caldi anche oltre 400 °C, in processi di essiccazione, per il riscaldamento di serre e stalle, per l'acquacoltura. In tutti i casi è inoltre possibile la produzione di fluidi freddi mediante l'ausilio di macchine ad assorbimento.

Una utenza ideale potrebbe essere rappresentata da una realtà locale che già produce energia termica e la impiega costantemente tutto l'anno, come nel caso di processi agricoli o industriali che scaldano i fluidi con caldaie o generatori di vapore; tuttavia a Benetutti non sono state individuate attività produttive compatibili con l'impiego dell'energia termica co-generata.

La prima fase dell'indagine di individuazione di utenze potenzialmente interessate da una rete di teleriscaldamento si è quindi focalizzata sugli immobili comunali.

La realizzazione di una rete di teleriscaldamento diventa sostenibile, dal punto di vista dell'estensione della rete e dei conseguenti costi di realizzazione, quando in una zona circoscritta sono presenti utenze con grandi consumi.

Un'analisi della domanda più accurata ha quindi circoscritto l'interesse su alcuni immobili comunali che necessitano di climatizzazione e produzione di acqua calda sanitaria tra cui: il Municipio, la Scuola Materna e l'edificio destinato alle scuole elementari e medie (di seguito Istituto Comprensivo) (Figure 9, 10 e 11). Sono stati esclusi altri edifici più distanti, e data la modesta frequenza di impiego, il Centro di Aggregazione.

Per gli edifici scolastici la richiesta energetica risulta fortemente limitata, per ovvi motivi, nel periodo estivo. In particolare, la possibilità di impiegare l'energia termica prodotta dal

cogeneratore è limitata ai periodi che vanno dal primo novembre al 15 aprile per quanto riguarda il riscaldamento, e dal primo giugno al 10 settembre per quanto riguarda il raffrescamento (Zona Climatica D).



**Figura 9:** Municipio (fonte: Google Maps)



**Figura 10:** Scuola elementare e media (fonte: Google Maps)



**Figura 11:** Scuola materna (fonte: Google Maps)



**Figura 12:** In alto a sinistra l'Istituto Comprensivo, in basso a destra il Municipio (fonte: Google Maps).

Per le scuole dunque (considerato il calendario scolastico) la possibilità di utilizzo dell'energia termica per il raffrescamento è estremamente ridotta. Inoltre il raffrescamento richiede un investimento importante legato all'acquisto di una macchina ad assorbimento, sistema in grado di convertire l'energia termica a media temperatura prodotta dal motore in energia termica a bassa temperatura adatta per la climatizzazione estiva. Questa tecnologia è ancora piuttosto costosa poiché relativamente nuova e con poca incidenza sul mercato.

Per questo motivo nelle successive valutazioni sono stati analizzati solo gli edifici adibiti a Scuola Materna e Istituto Comprensivo, che possiedono delle caldaie che alimentano dei sistemi radianti per il riscaldamento invernale.

Dalle stime fornite dal Comune è emerso come i consumi annuali legati alla produzione di energia termica dei due edifici siano pari a circa **32500 kWh di energia elettrica** e **1705 kg di gasolio** (anno di riferimento 8/2016-8/2017).

Il consumo di energia elettrica viene in parte coperto dalla produzione dell'impianto fotovoltaico presente nell'Istituto Comprensivo (circa 22000 kWh/anno). Se si considera un'efficienza media stagionale per le pompe di calore pari a 6 e una efficienza della caldaia pari a 0,9, si ottiene che la **domanda di energia termica è di circa 213000 kWh**.

### 2.3. La domanda di energia per la mobilità

Il parco veicolare di tutto il comune è composto da circa 1580 veicoli (fonte: *sito del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti-aggiornati al 31/10/2017*). Circa il 30% dei veicoli può essere considerata inattiva, essendo privi di assicurazione e revisione (Figura 13). Considerando il restante 70% di veicoli si può stimare una media comunale di circa 61 auto ogni 100 abitanti, dato leggermente al di sotto la media nazionale (62.4 auto per 100 abitanti).

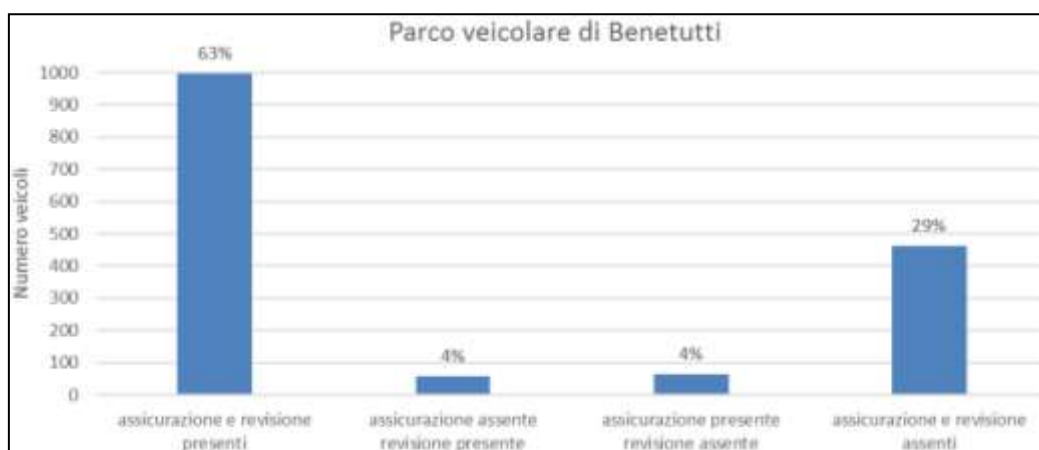


Figura 13: Parco veicolare

Allo stato attuale, nel gruppo dei veicoli circolanti a Benetutti la percentuale maggiore appartiene alla classe Euro 4, mentre la classe Euro 6 rimane quella meno rappresentata.

Il dettaglio della distribuzione delle vetture nelle singole classi Euro è riportato nella Figura 14.

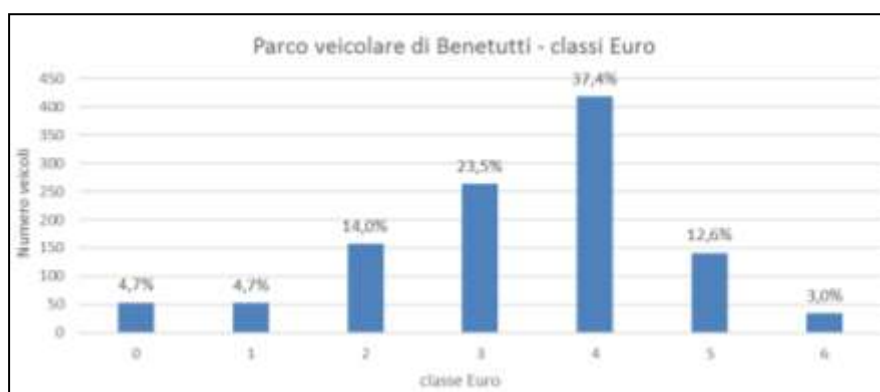
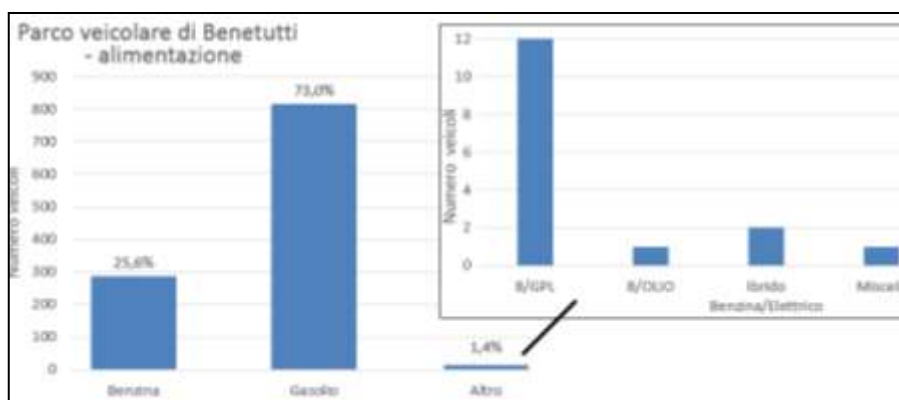


Figura 14: Distribuzione delle autovetture, classi Euro.

Nella Figura 15 viene mostrata la distribuzione percentuale dei veicoli rispetto al tipo di carburante. Si osserva che il 73% dei veicoli vengono alimentati a gasolio e circa il 26% a benzina. Risultano presenti sul territorio comunale anche due veicoli con alimentazione ibrida benzina/elettrico.





**Figura 15:** Autoveicoli a Benetutti, tipo di alimentazione

Il parco veicolare comunale è costituito da cinque automezzi. Per ognuno di essi la Tabella 8 riporta il tipo di carburante, la distanza media percorsa al mese e all'anno nonché la stima del consumo medio di carburante mensile e annuo. Il consumo maggiore di carburante è stato registrato per i veicoli n 1, 2 e 3, che vengono utilizzati per gli spostamenti delle persone e/o cose. Questi tre automezzi sono alimentati a gasolio e il loro consumo complessivo è di circa 110 litri al mese per un totale di circa 1320 litri all'anno. Dalle distanze medie mensili percorse, nonché dalle interlocuzioni con il referente del comune, si evince che gli autoveicoli comunali vengono utilizzati occasionalmente e che per la maggior parte del tempo rimangono parcheggiati.

N	Veicolo	Descrizione	Carburante	km medi percorsi / mese	km medi percorsi / anno	consumo medio / mese [l]	consumo medio / anno [l]
1	FORD TOURNEO	furgone	Gasolio	529	6345	29	353
2	FORD AUTOCARRO	camioncino	Gasolio	341	4094	28	341
3	LAND ROVER DEFENDER	campagnola	Gasolio	450	5403	50	600
4	FIAT IVECO	cestello aereo	Gasolio	27	329	3	41
5	PIAGGIO APE	motocarro	B/Olio	102	1229	3	35

**Tabella 8:** Parco veicolare comunale

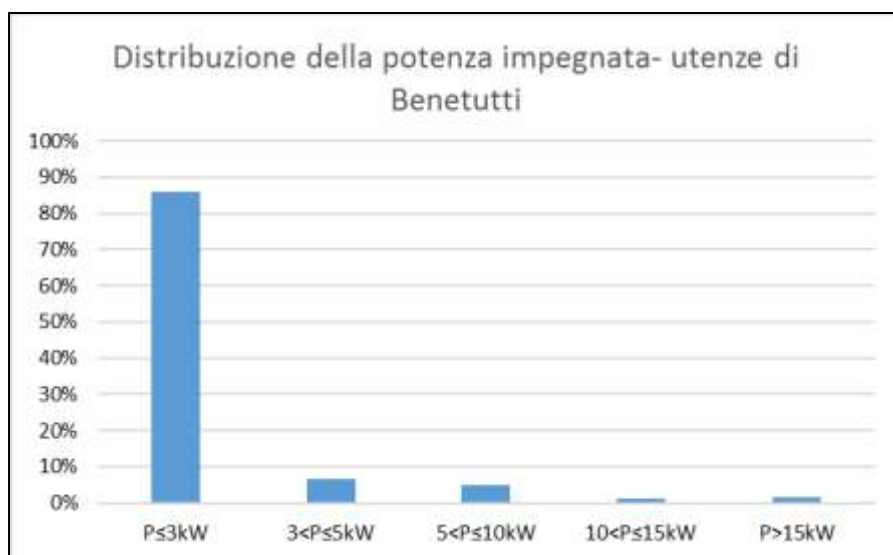
### 3. Analisi del sistema di distribuzione e produzione di energia

#### 3.1. La rete di distribuzione dell'energia elettrica

Il comune di Benetutti è storicamente molto attento alle tematiche energetiche e ambientali. Inoltre rispetto ad altri comuni gode di una situazione privilegiata in quanto è titolare di una concessione ministeriale che gli conferisce sino al 31/12/2030 la gestione del servizio di distribuzione e trasmissione di energia elettrica. Pertanto, il servizio di vendita ai clienti finali viene erogato dal comune stesso, che è anche il titolare della licenza di Officina Elettrica rilasciata dall'Agenzia delle Dogane.

La rete di distribuzione in MT di Benetutti, che esercita a 15 kV, è caratterizzata da una configurazione ad anello con la presenza di 4 cabine MT/BT di smistamento (3 da 315 kVA e una da 250 kVA).

L'Azienda Energetica Comunale gestisce, con la rete di distribuzione in concessione, 1110 utenze in BT (dato del 21.02.2019) con una potenza contrattuale cumulata pari a 4,229 MW. Le utenze con contratto di fornitura da 3 kW rappresentano circa l'85% del campione, come mostrato nel grafico della Figura 16.



**Figura 16:** Distribuzione percentuale delle utenze attive per potenza contrattuale

Ciascuna delle 1110 utenze in BT attive è alimentata da una delle quattro cabine MT/BT, secondo la distribuzione riportata nella Tabella 9.

CABINA	Identificazione	Indirizzo	Numero utenze
CABINA 1	Cabina primaria	LOC. SA RADINA	314
CABINA 2	CASERMA	LOC GIANNASI	326
CABINA 3	-	ZONA CIMITERO	253
CABINA 4	Piano di zona	VIALE GIORGIO LA PIRA	217

**Tabella 9:** Distribuzione delle utenze attive nelle quattro cabine

Le utenze comunali sono circa 30 e ad esse è associata una potenza contrattuale di 375 kW, pari a circa il 9% della potenza cumulata. Il 96% delle utenze (1070) hanno delle tariffe contrattuali della quota energia associate al mercato di maggior tutela, solo il 4% (39) sono sul mercato libero e solo una utenza è in salvaguardia.

I modelli tariffari attualmente utilizzati sono riportati nella Tabella 10. Per ciascuno di essi è indicato il relativo numero di utenze.

Modelli tariffari	utenze
D2-BIO (domestica residenti fino a 3kW - bioraria)	1
TDR-MONO ( domestica residenti fino a 3kW - bioraria rich.)	126
TDR	542
D3-T ( domestica residenti oltre 3kW o NON residenti)	1
TDNR MONO	110
TDNR	140
AU-BT-T ( usi diversi- maggior tutela)	96
AU-BT4-T ( altri usi bassa tensione multiorari-maggior tutela)	88
AU-GEN-MT ( servizi ausiliari di generazione-media tensione)	1 (serra PV)
IP-BT-T ( Illuminazione pubblica bassa tensione -maggior tutela)	5

**Tabella 10:** Numero di utenti divisi per modelli tariffari

Attualmente sono in corso dei lavori di adeguamento dell'infrastruttura elettrica di Benetutti che permetteranno di realizzare la completa di distribuzione di energia elettrica a tutte le utenze insistenti nel Comune di Benetutti.

### 3.2. La produzione di energia elettrica

Nel Comune di Benetutti è presente una diffusa produzione di energia elettrica da fonte solare associata all'installazione di impianti fotovoltaici. Il 9% circa delle utenze, pari a 99, è infatti dotato di un impianto fotovoltaico.

La potenza nominale cumulativa totale installata nel Comune di Benetutti è di 1547,61 kW. Tutti gli impianti sono connessi alla rete di distribuzione in BT, ad eccezione di un unico impianto di potenza nominale di 882,5 kW installato su una serra che è connesso alla rete di MT.

L'impianto fotovoltaico connesso alla rete in MT ha una potenza nominale pari al 57% della potenza fotovoltaica complessivamente installata. Tale distribuzione di potenza fotovoltaica installata permette di valutare modelli gestionali sia di tipo distribuito che concentrato.

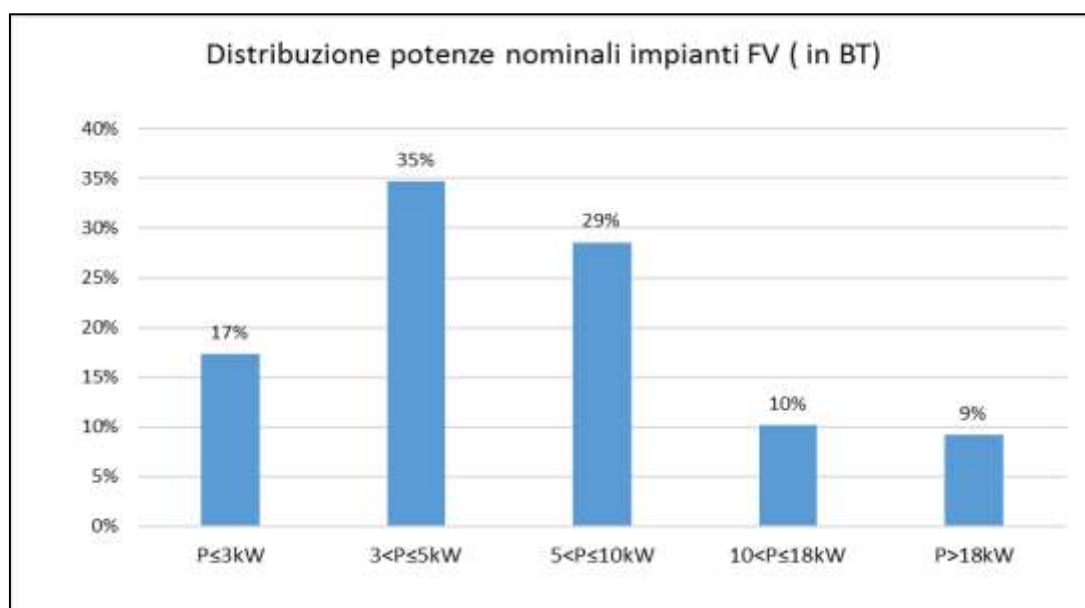


Figura 17: Distribuzione percentuale degli impianti fotovoltaici per fasce di potenza (esclusa serra fotovoltaica)

La Figura 17 mostra la distribuzione percentuale per classi di potenza di tutti gli impianti installati sulla rete di BT (98 impianti per una potenza cumulata di 665,11 kW).

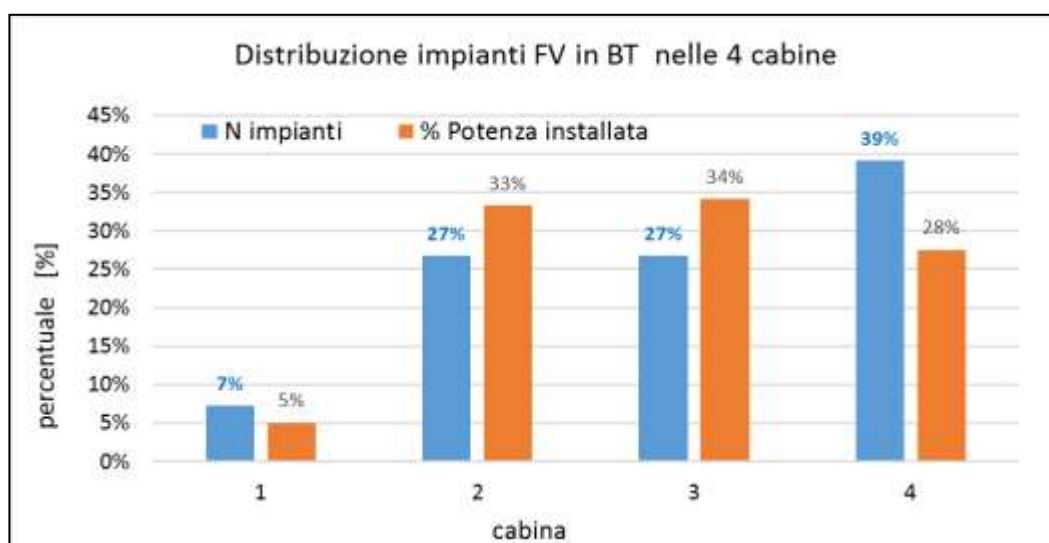
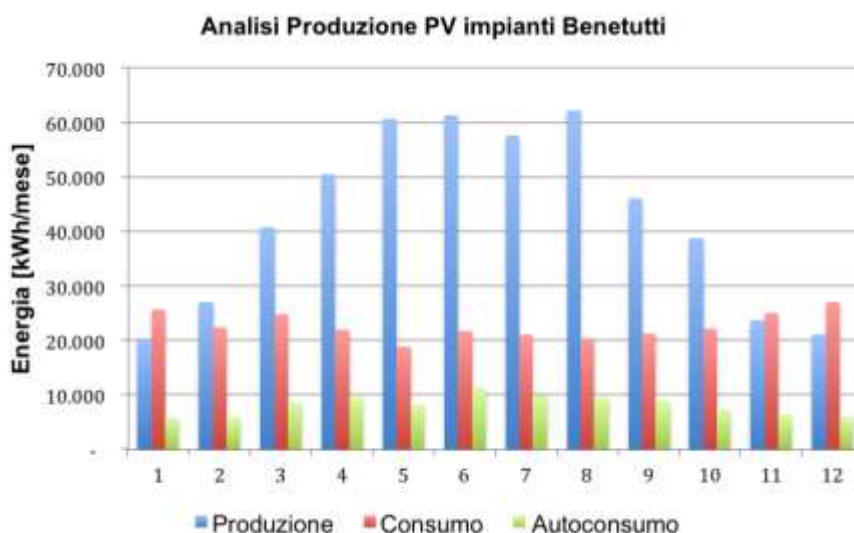


Figura 18: Distribuzione percentuale di impianti e potenza installata nelle quattro cabine

Il grafico a barre della Figura 18 mette in evidenza la distribuzione degli stessi impianti FV connessi alla rete BT in termini di numero e di potenza nominale su ogni singola cabina. Sono mostrate, per ciascuna cabina, la percentuale di impianti, la potenza nominale totale connessa alla cabina e il rapporto percentuale tra a questa e la potenza nominale. Da ciò si evince una corretta distribuzione delle connessioni sulla rete di distribuzione.

I dati relativi alla produzione degli impianti fotovoltaici connessi alla rete di distribuzione in BT sono nella disponibilità dell'Azienda Elettrica Comunale; per motivi di *privacy* sono stati elaborati in forma aggregata e relativamente ad un campione significativo (80 impianti per una potenza cumulata di circa 420 kW).



**Figura 19:** Distribuzione mensile di produzione, consumo e autoconsumo dei singoli produttori analizzati

Il confronto tra la produzione mensile cumulata degli impianti fotovoltaici e i rispettivi consumi e autoconsumi dei soli 80 *prosumer* (produttori-consumatori) sono stati analizzati e riportati in Figura 19. Da questo si evince che gli impianti sono generalmente sovradimensionati e la percentuale di autoconsumo associata ai soli *prosumer* è pari a 35%. Questo evidenzia come la condivisione con gli utenti del Comune di Benetutti abbia consentito di raggiungere una quota di autoconsumo complessivo di circa il 72%.

Inoltre la produzione degli 80 impianti ha consentito di definire un valore attendibile per la stima della producibilità annua di tutti gli impianti fotovoltaici installati in Benetutti. Il valore determinato sulla base dei dati di produzione cumulati, rilevato dall'Azienda Elettrica di Benetutti, è di **1190 ore equivalenti**.

Con una potenza cumulata di 1,547 MW la producibilità di energia elettrica annuale attesa dagli impianti attualmente installati è di circa **1.841,65 MWh**.

### 3.3. La produzione di energia termica

Come riportato nel PAES, la richiesta complessiva di energia termica del Comune di Benetutti dei settori industriale, agricolo, domestico e terziario, è soddisfatta da sistemi di produzione che impiegano prevalentemente GPL e gasolio.

Per quanto riguarda gli edifici presi in considerazione durante la fase di analisi della domanda (Fig. 12 e 13), nel tempo è avvenuta una transizione da sistemi centralizzati con caldaie a gasolio ad un uso prevalente di pompe di calore aria-aria. L'attuale potenza termica complessiva in uso è pari a 244 kW di cui 70 kW sono prodotti mediante caldaie e 174 kW mediante pompe di calore.

Dalle interlocuzioni è infine emerso come la potenza delle due caldaie alla base dei due impianti centralizzati possa raggiungere un valore massimo di quasi 400 kW.

### **3.4. Le potenzialità geotermiche e idroelettriche**

Mentre in passato non si riteneva che le caratteristiche geologiche della Sardegna fossero compatibili con la possibilità di reperire fluidi geotermici per la produzione diretta di energia elettrica, le attuali conoscenze ipotizzano la presenza di fluidi a media entalpia a profondità relativamente ridotte. Si parla comunque solo di possibili risorse suscettibili di una valorizzazione industriale. Si tende invece ad escludere la presenza di sorgenti anafettiche poco profonde, analoghe a quelle toscane.

Dagli studi svolti dal Dipartimento di Scienze della Terra dell'Università di Cagliari emerge come nella nostra regione siano presenti quattro aree geotermiche principali: Campidano, Valle del Tirso, Anglona e Logudoro. Benetutti si colloca nella zona della Valle del Tirso, caratterizzata da acque con temperatura massima di 55 °C a Fordongianus, mentre a Benetutti la temperatura dell'acqua alla fonte è di 41÷43 °C.

Secondo lo studio di Cataldi et al. del 1995 (gruppo di lavoro Enel-CNR Pisa ed Università di Bari), in cui si riporta una classificazione delle risorse geotermiche in Italia, l'area in cui sorge Benetutti non presenta un potenziale geotermico di interesse per la generazione di energia elettrica.

A oggi, nel territorio di Benetutti, i fluidi termali sono utilizzati esclusivamente come strumento ricreativo-terapeutico.

Oltre a questa modalità di impiego, le risorse idriche a bassa entalpia possono essere valorizzate nel settore agricolo, abitativo e della trasformazione agro-industriale (Fonte: Sirigu E., Assessorato dell'Industria, Piano Energetico Ambientale Regionale, allegato "L'energia Geotermica", dicembre 2015). Tuttavia, i costi associati alle captazioni e distribuzione non li rendono ad oggi economicamente sostenibili.

Per quanto riguarda l'energia idroelettrica, il Comune di Benetutti dispone di una risorsa idrica nella località denominata "Su Monte".

Dal PAES del Comune emerge che potrebbero essere realizzati impianti per la generazione di elettricità da fonte mini-idroelettrica, anche in collaborazione con altri comuni del Goceano, di potenza complessiva pari a circa 200 kW. Il sito individuato per l'intervento è situato nella zona del fiume Tirso. È stato stimato che l'intervento possa avere un costo di 1,0-1,5 M€. Tuttavia nel PAES si evidenzia la necessità di svolgere un accurato monitoraggio della risorsa per poter procedere ad uno studio di fattibilità.

## 4. Le potenzialità di una filiera delle biomasse

Una filiera delle biomasse nel territorio del Goceano è a tutt'oggi pressoché inesistente, così come pure non si registra la presenza di impianti per la generazione di bioenergia in attività. Era presente un impianto di digestione anaerobica localizzato nel comune di Bottidda, con una potenza del cogeneratore di 125 kW che trattava prevalentemente reflui zootecnici di origine bovina e suina, ma che attualmente non risulta in attività.

I reflui prodotti dal caseificio di Anela e da quelli limitrofi di Buddusò e Pattada sono avviati ad altri impianti di digestione anaerobica localizzati nella Provincia di Sassari. Tutti i reflui zootecnici presenti nel territorio non sono attualmente valorizzati in termini di produzione energetica. È presente nel territorio un importante bacino di biomasse forestali con una possibile produzione di materia prima pari al 10% dell'intera regione, ma anche in questo caso non si registra la finalizzazione energetica.

La potenzialità del territorio per la produzione di biomasse agricole è poco incisiva nell'ottica del reimpiego dei residui è limitata in quanto la maggior parte delle coltivazioni è destinata all'alimentazione del bestiame presente nel territorio (Istat, 2010).

Le biomasse residuali provenienti dalla viticoltura e dalle due cantine connesse sono di modesta entità (Istat, 2010).

Date le quantità di biomassa disponibili nel territorio, determinate con precisione nel successivo paragrafo punto 4.1, è possibile ipotizzare la costruzione di due eventuali filiere, delle quali una basata sui reflui zootecnici e caseari, mentre l'altra legata direttamente alle biomasse forestali. Nel primo caso per i reflui prodotti dal caseificio di Anela e da quelli di Buddusò e Pattada una soluzione di reimpiego nella produzione di energia, a breve distanza dalla produzione, eviterebbe gli oneri economici e ambientali relativi al loro trasporto.

Da un'indagine conoscitiva della realtà locale svolta sul territorio emerge un vivo interesse da parte dei gestori dei caseifici nei confronti di una soluzione alternativa di questo tipo, che risolverebbe il problema dello smaltimento con i conseguenti benefici economici e ambientali.

Nel caso dei reflui zootecnici il problema si presenta più complesso in quanto buona parte delle aziende del territorio conduce la propria attività con il sistema dell'allevamento brado che non sempre consente il convogliamento delle deiezioni e il loro recupero. Tuttavia non è pensabile, anche per i vincoli normativi di recentissima introduzione, che la situazione attuale si possa protrarre nel lungo periodo, per cui non è difficile immaginare che la valorizzazione energetica risulti l'unico destino possibile.

Per quanto concerne gli scarti di macellazione, l'unica soluzione praticabile al momento risulta essere lo smaltimento come rifiuti speciali, spesso in impianti localizzati fuori dal territorio regionale, con i conseguenti elevati oneri per la gestione di questa attività. Si rileva che gli scarti di macellazione sono prodotti negli impianti situati in prossimità del territorio di Benetutti (Buddusò, Nule e Pattada) e, oltre a rappresentare un'emergenza ambientale immediata, sono valorizzabili per la produzione di energia, anche se, come si vedrà più avanti la quantità non è particolarmente significativa da questo punto di vista.

### 4.1. Le biomasse residuali

La conversione energetica delle biomasse è un'attività programmabile che, in quanto tale, contribuisce a ridurre l'impatto sulle reti di distribuzione delle fonti rinnovabili non programmabili. Per rendere sostenibile lo sfruttamento delle biomasse presenti in un territorio è necessario procedere *in primis* con una valutazione delle biomasse residuali e forestali

disponibili, e successivamente quelle ritraibili, condizione quest'ultima per la definizione di eventuali nuove filiere energetiche attivabili. Le attività da condurre per definire le potenzialità del territorio relativamente alle biomasse residuali e forestali sono le seguenti:

- identificazione della disponibilità e della tipologia delle biomasse presenti nel territorio;
- stima delle potenzialità energetiche e dei vincoli che possono influenzare l'impiego delle biomasse disponibili;
- verifica delle possibilità di connessione alle reti di trasporto e distribuzione dell'energia;
- stima comparativa dei costi di acquisto, approvvigionamento e stoccaggio;
- identificazione della tecnologia di conversione energetica più idonea e determinazione della potenza installabile;
- definizione della configurazione impiantistica;
- analisi economica e finanziaria dell'investimento.

Ai fini della identificazione e quantificazione della disponibilità di biomasse per il soddisfacimento della domanda energetica comunale, è stata condotta un'analisi del tessuto produttivo locale, che si riporta per brevi tratti nel seguito.

Il Goceano rappresenta un'area a forte vocazione agropastorale. Infatti, la connotazione di area interna, distante dai centri principali di erogazione dei servizi, dalle principali aree industriali della Regione e dalle zone a vocazione turistica, è uno dei fattori che definiscono il tessuto produttivo locale.

Più della metà delle imprese attive nei Comuni che compongono il territorio del Goceano sono impegnate in attività economiche attinenti all'agricoltura e alla silvicoltura. Tra queste prevale l'allevamento ovi-caprino, bovino e suino. Limitatamente alle attività che insistono nel territorio di Benetutti, circa il 52% delle aziende attive opera nel settore agricolo e pastorale e di esse la maggior parte (circa il 70%) opera nel comparto dell'allevamento.

Definendo in questi termini il tessuto imprenditoriale del territorio, appare evidente che le biomasse disponibili consistano principalmente in residui degli allevamenti e delle filiere a essi connesse, soprattutto quella casearia e della macellazione.

In questa sezione sono prese in esame le risorse disponibili nel territorio in termini di biomasse residuali di origine agricola e agro-industriale.

Si rileva che in alcuni casi le biomasse residuali sono già impiegate all'interno delle stesse aziende produttrici, quali la combustione delle stoppie o il recupero per l'alimentazione degli animali. L'allevamento dei suini è prevalentemente condotto, parimenti a quello ovi-caprino, all'esterno di strutture chiuse, per cui in queste condizioni la raccolta e l'impiego delle deiezioni sono molto difficili.

Considerando il fatto che l'allevamento allo stato brado è considerata una delle cause principali della diffusione della malattia virale della peste suina che ha portato a un notevole ridimensionamento del patrimonio suinicolo e alla luce delle nuove disposizioni regionali in materia di sanità animale è abbastanza logico immaginare che tale situazione non si potrà protrarre ancora a lungo. L'allevamento allo stato brado difficilmente potrà essere consentito nel futuro (vedere L.R. n.28 del 2 agosto 2018) e quindi si dovrà procedere obbligatoriamente all'adozione di sistemi chiusi o semibradi confinati che renderanno più agevole la raccolta e la valorizzazione dei reflui zootecnici. Tenendo conto di questa situazione è importante sottolineare il potenziale di questi residui per la produzione di energia a livello locale.

Le tipologie di biomassa e le relative quantità disponibili sono presentate nelle Tabelle 11 - 15.

<b>Settore caseario</b>		
<b>Caseifici</b>	<b>Latte lavorato [l/anno]<sup>a</sup></b>	<b>Residui [l/anno]<sup>b</sup></b>
Cooperativa Anela	6.500.000	5.200.000
Caseificio Pattada	12.000.000	9.600.000
Caseificio Buddusò	20.000.000	16.000.000
<b>Totale</b>	<b>38.500.000</b>	<b>30.800.000</b>

**Tabella 11:** Reflui caseari derivanti dalla lavorazione del latte nel territorio del Goceano (Fonte: a. Progetto Agribiogas, 2009; b. Studio sulle Potenzialità delle Biomasse Energetiche in Sardegna, 2013).

<b>Tipologia di biomasse</b>	<b>Residui [t/anno]</b>
Biomasse umide	<b>10,4</b>
Biomasse secche	<b>38,0</b>

**Tabella 12:** Residui della produzione viti-vinicola nel territorio del Goceano (Elaborazione Sardegna Ricerche su dati Assoenologi).

<b>Settore allevamento: macellazione</b>	
<b>Comune</b>	<b>Scarti di macellazione [t/anno]</b>
Buddusò	12
Nule	66
Pattada	116
<b>Totale</b>	<b>194</b>

**Tabella 13:** Scarti di macellazione prodotti annualmente nel territorio del Goceano (Fonte: Progetto Agribiogas, 2009; Studio sulle Potenzialità delle Biomasse Energetiche in Sardegna, 2013).

<b>Settore allevamento: bovino</b>		
<b>Comune</b>	<b>Numero di capi<sup>a</sup></b>	<b>Produzione di reflui [m<sup>3</sup>/anno]<sup>b</sup></b>
Anela	491	7.169
Benetutti	1.528	22.309
Bono	851	12.425
Bottidda	687	10.030
Bultei	1.603	23.404
Burgos	180	2.628
Esporlatu	233	3.402
Illorai	427	6.234
Nule	953	13.914
<b>Totale</b>	<b>6.953</b>	<b>101.514</b>

**Tabella 14:** Reflui zootecnici bovini prodotti annualmente nel territorio del Goceano (Fonte: a. 6° censimento dell'agricoltura Istat, 2010; b. Studio sulle Potenzialità delle Biomasse Energetiche in Sardegna, 2013).

<b>Settore allevamento: suinicolo</b>		
<b>Comune</b>	<b>Numero di capi<sup>a</sup></b>	<b>Produzione di reflui [m<sup>3</sup>/anno]<sup>b</sup></b>
Anela	78	228
Benetutti	362	1.057
Bono	160	467
Bottidda	3.736	10.909
Bultei	178	520
Burgos	177	517
Esporlatu	412	1.203
Illorai	208	607
Nule	380	1.110
<b>Totale</b>	<b>5.691</b>	<b>16.618</b>

**Tabella 15:** Reflui zootecnici suini prodotti annualmente nel territorio del Goceano (Fonte: a. 6° censimento dell'agricoltura Istat, 2010; b. C.R.P.A., 2008).

## 4.2. Le biomasse forestali

Dal momento che la presente proposta progettuale si basa sulla sola conversione energetica mediante la digestione anaerobica, merita comunque menzione anche la disponibilità di



biomasse forestali che caratterizza il territorio del Goceano. Dallo “Studio sulle potenzialità delle biomasse energetiche in Sardegna”, che costituisce uno dei Piani stralcio del P.E.A.R.S., emerge infatti la presenza di un importante bacino di biomasse forestali nei territori di Anela, Benetutti e Bultei, anche se risulta assente una filiera di conversione energetica.

In questo caso la tipologia di biomassa e le relative caratteristiche chimico-fisiche indurrebbero alla proposta di un processo di conversione energetica di tipo termochimico (combustione, pirolisi o gassificazione), anch'esso finalizzato alla cogenerazione di energia termica ed elettrica.

Presumendo da un punto di vista puramente teorico che la disponibilità di biomassa legnosa da arboricoltura nel bacino di Benetutti non sia viziata da particolari vincoli o limitazioni, si può stimare che la conversione energetica mediante un processo di combustione combinato con un ciclo termodinamico a vapore (*Rankine*), possa consentire la produzione di circa 105.000 MWh annui di energia primaria.

Tuttavia, l'effettiva ritraibilità annua di biomassa legnosa per la produzione di energia deve tenere conto del tipo di proprietà dei terreni, dei vincoli di prelievo legati agli usi civici, alle aree a forte pendenza nelle quali è difficoltoso o impedito il transito di mezzi forestali per l'abbattimento e la raccolta della biomassa, e alle condizioni della viabilità forestale che ne vincolano il trasporto.

### 4.3. La stima della potenzialità energetica

Per la stima della potenzialità energetica teorica si fa riferimento alla disponibilità di biomasse residuali riportata al paragrafo 4.1, mentre non sono prese in considerazione le biomasse forestali.

La valorizzazione energetica di tali biomasse residuali, date le caratteristiche chimico-fisiche di questi materiali, può essere efficacemente realizzata mediante il processo della digestione anaerobica, per la cui applicazione si espone di seguito una proposta progettuale che definisce la potenza installabile e la possibile ubicazione dell'impianto secondo alcuni possibili scenari.

Con il processo della digestione anaerobica si genera una miscela gassosa, detta biogas, la cui composizione media è in genere la seguente: 45÷60% CH<sub>4</sub>, 40÷55% CO<sub>2</sub>, 0÷0.2% O<sub>2</sub>, 0÷500 ppm NH<sub>4</sub> e 0÷1.000 ppm H<sub>2</sub>S. Per l'impiego di questo bio-combustibile gassoso può essere utilizzata la cogenerazione per la produzione contestuale di energia elettrica e termica. Perseguendo questa scelta tecnologica, oltre a contribuire in maniera continuativa al soddisfacimento dei fabbisogni energetici locali, si consegue una gestione più sostenibile dei residui, con la riduzione dei costi di smaltimento e il contenimento degli impatti ambientali.

La stima della potenzialità energetica deriva dall'assunzione che tutte le biomasse residuali siano effettivamente disponibili. Quindi il calcolo del potenziale energetico effettivo deve tenere conto di alcune limitazioni dovute ai sistemi di gestione delle risorse esistenti per ottenerne la reale ritraibilità. A titolo di esempio, i residui viticoli sono lasciati sul suolo per il ripristino del tenore di carbonio organico e per la restituzione dei nutrienti al terreno.

Alla luce di queste considerazioni, per determinare il potenziale energetico delle biomasse residuali, sono stati assunti i seguenti dati di *input*:

- Produzione di biogas da digestione anaerobica: 17 m<sup>3</sup> per m<sup>3</sup> di refluo caseario trattato; 273,75 m<sup>3</sup> per capo bovino annui; 36,5 m<sup>3</sup> per capo suino annui; 65 m<sup>3</sup> per tonnellata trattata di scarti della macellazione; 150 m<sup>3</sup> per tonnellata trattata di residui della vinificazione (C.R.P.A., 2008; Studio sulle Potenzialità delle Biomasse Energetiche in Sardegna, 2013).
- Potere calorifico inferiore del biogas: 22,17 MJ/m<sup>3</sup> di biogas (analisi Sardegna Ricerche).

- Potere calorifico inferiore della biomassa forestale: 16 MJ/kg riferito al legno anidro (analisi Sardegna Ricerche).

In base a queste assunzioni è stata stimata la produzione potenziale massima teorica di energia ottenibile dalla conversione mediante la digestione anaerobica della totalità delle biomasse residuali. I risultati sono riportati nelle Tabelle da 16 a 20.

<b>Settore caseario</b>			
<b>Caseifici</b>	<b>Produzione di biogas [m<sup>3</sup>/anno]</b>	<b>Produzione oraria di biogas [m<sup>3</sup>/h]</b>	<b>Energia da biogas [MWh/anno]</b>
<b>Cooperativa Anela</b>	88.400	11,05	544
<b>Caseificio Pattada</b>	163.200	20,40	1.005
<b>Caseificio Buddusò</b>	272.000	34,00	1.675
<b>Totale</b>	<b>523.600</b>	<b>65,45</b>	<b>3.225</b>

**Tabella 16:** Potenziale energetico dei reflui caseari

Dai dati riportati nella Tabella 16 il recupero dei soli reflui caseari del Goceano consentirebbe la produzione di energia primaria per oltre 3.200 MWh annui.

<b>Settore viti-vinicolo</b>			
<b>Tipologia di biomasse</b>	<b>Produzione di biogas [m<sup>3</sup>/anno]</b>	<b>Produzione oraria di biogas [m<sup>3</sup>/h]</b>	<b>Energia da biogas [MWh/anno]</b>
Biomasse umide	1.560	0,2	10
Biomasse secche	5.700	0,7	35
<b>Totale</b>	<b>7.260</b>	<b>0,8</b>	<b>45</b>

**Tabella 17:** Potenziale energetico dei residui del settore viti-vinicolo

Il settore viti-vinicolo comporta una produzione di energia annua pari a 45 MWh annui. Il contributo di questa tipologia di residui è quindi del tutto trascurabile.

La massima produzione teorica di biogas ottenibile dai reflui di allevamenti bovini, che rappresentano la principale tipologia di allevamento della zona e i cui dati sono riassunti nella Tabella 18 corrisponde a oltre 11.700 MWh annui di energia primaria. Tuttavia, come già affermato in precedenza, solamente con la raccolta e il reimpiego come substrato nella digestione anaerobica di questa risorsa del territorio, si potrebbe ottenere la loro completa valorizzazione energetica e ottenere questo significativo contributo.

<b>Settore allevamento: bovino</b>			
<b>Comune</b>	<b>Produzione di biogas [m<sup>3</sup>/anno]</b>	<b>Produzione di biogas [m<sup>3</sup>/h]</b>	<b>Energia da biogas [MWh/anno]</b>
<b>Anela</b>	134.411	15	828
<b>Benetutti</b>	418.290	48	2.577
<b>Bono</b>	232.961	27	1.435
<b>Bottidda</b>	188.066	21	1.158
<b>Bultei</b>	438.821	50	2.703
<b>Burgos</b>	49.275	6	304
<b>Esporlatu</b>	63.784	7	393
<b>Illorai</b>	116.891	13	720
<b>Nule</b>	260.884	30	1.607
<b>Totale</b>	<b>1.903.384</b>	<b>217</b>	<b>11.725</b>

**Tabella 18:** Potenziale energetico dei reflui bovini

<b>Settore allevamento: suinicolo</b>			
<b>Comune</b>	<b>Produzione di biogas [m<sup>3</sup>/anno]</b>	<b>Produzione oraria di biogas [m<sup>3</sup>/h]</b>	<b>Energia da biogas [MWh/anno]</b>
<b>Anela</b>	2.847	0,3	18
<b>Benetutti</b>	13.213	1,5	81
<b>Bono</b>	5.840	0,7	36
<b>Bottidda</b>	136.364	15,6	840
<b>Bultei</b>	6.497	0,7	40
<b>Burgos</b>	6.461	0,7	40
<b>Esporlatu</b>	15.038	1,7	93
<b>Illorai</b>	7.592	0,9	47
<b>Nule</b>	13.870	1,6	85
<b>Totale</b>	<b>207.722</b>	<b>23,7</b>	<b>1.280</b>

**Tabella 19** : Potenziale energetico dei reflui suini

La conversione in biogas dei reflui zootecnici nel complesso (di origine bovina e suina), riassunta nelle Tabelle 18 e 19, consentirebbe la produzione di circa 13.000 MWh annui di energia primaria.

<b>Settore macellazione</b>			
<b>Comune</b>	<b>Produzione di biogas [m<sup>3</sup>/anno]</b>	<b>Produzione oraria di biogas [m<sup>3</sup>/h]</b>	<b>Energia da biogas [MWh/anno]</b>
Buddusò	793	0,10	4,88
Nule	4.294	0,54	26,45
Pattada	7.543	0,94	46,46
<b>Totale</b>	<b>67.990</b>	<b>1,58</b>	<b>77,80</b>

**Tabella 20:** Potenziale energetico degli scarti della macellazione

Nella Tabella 20 sono presentati i dati relativi al contributo energetico ottenibile dalla valorizzazione degli scarti di macellazione. È necessario qui sottolineare che il recupero degli scarti di macellazione comporta delle implicazioni di natura sanitaria. Infatti, pur non essendo i sottoprodotti di origine animale (i cosiddetti S.O.A.), dei quali gli scarti di macellazione fanno parte, inquadrati giuridicamente come rifiuti se non nel caso che si intenda procedere con il loro smaltimento negli inceneritori o in discarica, essi sono comunque sottoposti a delle norme sanitarie specifiche (Regolamento (CE) 1069/2009 e Regolamento (CE) 142/2011 che ne contiene le disposizioni applicative).

Gli scarti di macellazione qui considerati sono classificati come sottoprodotti di origine animale di categoria 2 e 3 (rispettivamente “prodotti di origine animale in cui sono presenti patogeni o residui di farmaci ammessi sopra i limiti consentiti” e “prodotti di origine animale che si originano da animali sani”, ai sensi del citato Reg. (CE) 1069/2009), e per essi è ammessa la trasformazione mediante digestione anaerobica.

Trattare questi residui con la digestione anaerobica presenta il duplice vantaggio del recupero energetico, ma soprattutto della risoluzione di un problema di carattere ambientale e sanitario, considerato che l’energia primaria derivante da tale trattamento è poco significativa rispetto a quella ottenibile con le altre biomasse individuate nel territorio.

In definitiva, la valorizzazione mediante digestione anaerobica della quantità di biomasse residuali massima disponibile nel territorio del Goceano consentirebbe l’ottenimento di circa 16.300 MWh annui di energia primaria. Questo consentirebbe quindi l’installazione di un impianto di digestione anaerobica con un cogeneratore di potenza elettrica pari a 700 kWe.

Se si considera la domanda di potenza elettrica riportata nella Figura 4 la fornitura di una potenza continuativa di 300 kWe potrebbe essere assicurata da un impianto di digestione anaerobica (350 kWe considerando l’energia necessaria al mantenimento del regime termico e alla gestione del digestore). In tal caso sarebbero necessari circa 7.400 MWh/anno di energia

primaria per coprire questo fabbisogno. Questa quantità di energia corrisponde all'impiego di tutta quella ottenibile da tutti i residui del settore caseario (Tabella 16), da tutti i residui dell'allevamento suinicolo (Tabella 19), dai residui di allevamenti bovini che interessino almeno 2.500 capi e che siano dotati di un sistema di convogliamento delle deiezioni (Tabella 18), nonché da tutti i sottoprodotti di origine animale (Tabella 20).

Residuerebbero quindi 8.900 MWh utilizzabili teoricamente nel territorio del Goceano e sui quali è necessaria un'adeguata riflessione a livello intercomunale per una valutazione sulle opportunità di impiego tenendo conto di tutti gli eventuali vincoli presenti nel territorio stesso.

Le tipologie di biomasse residuali considerate potrebbero essere convertite in biogas mediante un processo a umido (7% - 8% di sostanza secca), in condizioni mesofile (circa 35 °C), in un reattore del tipo continuo a mescolamento.

Assumendo un carico organico giornaliero variabile tra 2,1 e 5 kg solidi volatili / (m<sup>3</sup> giorno) a seconda del tipo di substrato considerato, si ottiene un volume del reattore pari a circa 7.500 m<sup>3</sup>. Dal punto di vista della realizzazione, tale volume può essere suddiviso in due reattori, ciascuno del volume di 3.750 m<sup>3</sup>.

L'impianto di digestione anaerobica, nella sua configurazione completa, comprende, inoltre, un cogeneratore, i serbatoi di stoccaggio dei reflui, una trincea di stoccaggio dello stallatico, un bacino di raccolta del digestato, le pompe e le tubazioni necessarie alla movimentazione dei materiali, i trituratori per il pretrattamento meccanico della biomassa, l'unità di trattamento del biogas (per le operazioni di deumidificazione e desolforazione) e, soprattutto, la citata linea di trattamento termico finalizzato alla sanificazione dei sottoprodotti di origine animale, di cui si terrà conto nella successiva sezione dedicata alla stima dei costi.

Il bio-combustibile gassoso (biogas) può essere utilizzato per la cogenerazione, ossia per la produzione contestuale di energia elettrica e termica. Perseguendo questa scelta tecnologica, oltre a contribuire in maniera continuativa al soddisfacimento dei fabbisogni energetici locali, si consegue una gestione sostenibile dei residui, con la riduzione dei costi di smaltimento e il contenimento degli impatti ambientali.

In considerazione però del fatto che un impianto di digestione anaerobica deve essere localizzato a una certa distanza dai centri abitati (in genere 5-10 km), il trasporto dell'energia termica può risultare difficoltoso e oneroso per cui si può prendere in considerazione l'ipotesi di trasportare una quota di biogas purificato ai punti di impiego.

#### **4.4. I benefici dell'impianto di digestione anaerobica**

L'installazione di un impianto di digestione anaerobica alimentato dalle biomasse residuali prodotte sia all'interno del territorio di Benetutti che nei comuni limitrofi non solo consentirebbe di soddisfare la domanda energetica elettrica del comune, ma potrebbe anche generare ulteriori importanti benefici, di natura ambientale ed economica.

In base ai dati esposti nel PAES di Benetutti (PAES, 2013), le emissioni di CO<sub>2</sub> stimate per l'anno di base 2010 erano di 8.788 t (390 t di CO<sub>2</sub> quelle relative al solo ente comunale), di cui una parte derivante dalle fonti fossili previste nel mix energetico nazionale e impiegate per la produzione di energia elettrica. Come accennato in precedenza, ipotizzando una sostanziale costanza nel tempo di tale entità emissiva, con le azioni pianificate nel PAES si prevede di conseguire una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> di 1.758 t all'anno al 2020.

Con il recupero e la valorizzazione energetica delle biomasse residuali vegetali e degli scarti di origine animale si potrebbe raggiungere un ulteriore decremento delle emissioni di CO<sub>2</sub>, fino al superamento dell'obiettivo di riduzione fissato. Il pacchetto Clima ed Energia della UE (Direttiva

2009/28/EU) ha infatti determinato che l'energia prodotta da biomasse, come i reflui zootecnici, lo stallatico, etc., sia classificata come neutra ai fini dell'emissione di CO<sub>2</sub>. Inoltre, se si considera che le biomasse residuali prese in esame nel presente studio sono naturalmente soggette a decomposizione e che questa produce emissioni di metano e ossidi di azoto in atmosfera, l'impatto a livello di potenziale di riscaldamento globale generato dalla mancata gestione di tali residui è notevolmente maggiore di quello prodotto dalla sola CO<sub>2</sub> emessa in conseguenza del loro sfruttamento energetico (i potenziali di riscaldamento globale del metano e degli ossidi di azoto sono, rispettivamente, 28 e 265 volte maggiori di quello della CO<sub>2</sub>, (Myhre et al., 2013).

Sulla base dei dati riportati nella Tabella 24, una produzione oraria di biogas di 150 m<sup>3</sup>/h per un tempo di funzionamento del cogeneratore di 8.000 ore all'anno porterebbe a una emissione di circa 1.089 t di CO<sub>2</sub> neutrale, nell'ipotesi di una composizione del biogas data da 55% Metano e dal 45% di CO<sub>2</sub> e un'entità di emissione di 5,2 g CO<sub>2</sub>/kWh (ISPRA, 2019).

Con le stesse ipotesi e in base ai dati riportati nella Tabella 25, una produzione oraria di biogas di 320 m<sup>3</sup>/h per un tempo di funzionamento del cogeneratore di 8.000 ore all'anno porterebbe ad una emissione di circa 2.323 t di CO<sub>2</sub> neutrale. Tale ammontare costituirebbe una ulteriore riduzione delle emissioni annue comunali di CO<sub>2</sub> da fonte fossile.

Tali valutazioni non includono la stima delle emissioni di CO<sub>2</sub> relative alle altre parti della filiera, per le quali, vista la complessità e la necessità di una localizzazione geografica più puntuale dell'impianto di digestione anaerobica e del cogeneratore, si suggerisce l'applicazione di una analisi del ciclo di vita mediante la metodologia di *Life Cycle Assessment* (LCA).

Fra i benefici ambientali della digestione anaerobica delle biomasse residuali locali si annovera anche il potenziale riutilizzo del digestato come fertilizzante in agricoltura. Allo stato attuale, l'utilizzo di fertilizzanti inorganici di tipo convenzionale presenta limiti importanti, dati dal depauperamento delle riserve minerali dalle quali tali fertilizzanti derivano e dall'impatto ambientale causato dall'utilizzo di combustibili fossili per la loro produzione; questo induce a ricercare alternative sostenibili ai fertilizzanti minerali. Il digestato, se prodotto a partire da biomasse o sottoprodotti, non è sottoposto all'obbligo di smaltimento quale rifiuto speciale non pericoloso, ma bensì può essere impiegato in agricoltura come sostituto dei fertilizzanti tradizionali.

Sono quindi di fondamentale importanza sia la natura giuridica delle biomasse che alimentano il digestore, sia le proprietà chimico fisiche del digestato. In merito al primo aspetto, le biomasse residuali prese in esame non sono classificate come rifiuti dal punto di vista giuridico, bensì come sottoprodotti. In relazione al secondo aspetto, sarà necessario verificare se le caratteristiche chimico-fisiche del residuo ottenuto costituiscono una limitazione al suo utilizzo agronomico oppure lo rendono assimilabile a un concime organico o ad un ammendante, prodotti che hanno ruoli differenti nel miglioramento del suolo agrario. È importante comunque sottolineare che con l'impiego dei sottoprodotti di origine animale per l'alimentazione dell'impianto di digestione anaerobica sarà necessario verificare, mediante analisi periodiche l'assenza di microrganismi patogeni.

Qualora si volesse utilizzare il digestato prodotto come ammendante in agricoltura, devono essere previsti sistemi di pre-trattamento del materiale in ingresso con una separazione solido-liquido del digestato per l'utilizzo della frazione solida nei terreni agricoli. La frazione liquida, contenente la maggior parte del potassio e dell'azoto del digestato, può essere applicata sul suolo come fertilizzante liquido, oppure ricircolata nel digestore mediante miscelazione con nuova biomassa. Per l'impiego del digestato, in ogni caso, si dovranno seguire le buone pratiche agricole per l'impiego dei fertilizzanti tradizionali, al fine di evitare l'inquinamento da nutrienti di eventuali falde acquifere presenti nel territorio, e dovrà essere redatto un piano di spandimento per l'uso agronomico del digestato secondo quanto stabilito dalla normativa vigente.

Infine, è importante citare i benefici occupazionali derivanti dalla gestione dell'impianto di digestione anaerobica e delle filiere ad esso relative. In particolare, le opportunità lavorative spazieranno dal trasporto delle biomasse alla loro conversione, dalle caratterizzazioni analitiche al destino del digestato, con mansioni manuali e posizioni amministrative e tecnico-specialistiche.

Per contro è opportuno segnalare qualche criticità che in genere si riscontra nelle prossimità degli impianti di digestione anaerobica legata all'impatto odorigeno generato dallo stoccaggio e dalla movimentazione delle biomasse alimentate.

Dal punto di vista logistico infine, si calcola che con la raccolta giornaliera delle biomasse residuali identificate si otterrebbe una quantità di residui da 80.000 m<sup>3</sup>/anno (nell'ipotesi di un impianto di digestione anaerobica da 350 kWe) fino a 150.000 m<sup>3</sup>/anno (nel caso dell'installazione di un impianto da 750 kWe), tale quindi da richiedere la movimentazione da 10 a 23 cisterne al giorno, con un conseguente incremento del traffico veicolare del territorio.

## 5. Aspetti progettuali e dimensionamento preliminare della Smart Grid

L'analisi del sistema energetico elettrico di Benetutti ha permesso di schematizzare l'attuale configurazione con lo schema a blocchi riportato nella Figura 20.

L'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici installati sul territorio comunale non viene completamente utilizzata all'interno del comune. L'attività di analisi dei dati ha evidenziato che nel periodo di riferimento (settembre 2018 ad agosto 2019) circa 514 MWh di energia elettrica sono stati immessi nel punto di connessione con la rete nazionale.



Figura 20: Energia immessa e prelevata: situazione attuale

Allo stesso tempo, l'Azienda Elettrica Comunale ha prelevato (nel medesimo periodo di riferimento) circa 3.011 MWh all'anno per garantire l'alimentazione continuativa delle utenze da essa servita. Ciò è dovuto al fatto che i valori di potenza istantanea prodotta e richiesta all'interno del comune di Benetutti non sono istantaneamente bilanciati. Quindi, quando la potenza prodotta risulta maggiore di quella richiesta si ha immissione di energia nella rete nazionale, mentre il contrario si verifica (energia prelevata dalla rete) quando la domanda interna risulta superiore all'offerta.

Tuttavia, anche ipotizzando la possibilità di utilizzo completo dell'energia annua immessa nella rete, questa non sarebbe sufficiente a garantire il soddisfacimento dell'attuale domanda di energia elettrica.

Nasce quindi l'esigenza di prevedere l'introduzione di una fonte di generazione elettrica integrativa, possibilmente di tipo programmabile e alimentata da fonti rinnovabili, capace di affiancare l'attuale produzione energetica per consentire il bilanciamento energetico del sistema elettrico gestito dall'Azienda Elettrica Comunale.

L'analisi del potenziale energetico associato all'area in esame ha evidenziato una significativa presenza di biomasse residuali, il cui valore è stimato in circa 16.300 MWh/anno.

Ipotizzando cautelativamente un rendimento di conversione globale del 35% della biomassa in energia elettrica, la producibilità elettrica su base annua delle biomasse è stimabile in circa 5.700 MWh<sub>e</sub>/anno.

**Pertanto, l'utilizzo del potenziale energetico delle biomasse consentirebbe di conseguire gli obiettivi di bilanciamento energetico elettrico annui del Comune di Benetutti completamente da fonte rinnovabile, utilizzando esclusivamente risorse endogene.**

Tuttavia, per raggiungere l'obiettivo di realizzazione di una rete intelligente e far fronte alle criticità presenti nel Comune di Benetutti, è necessario garantire sia il bilanciamento energetico

che il **bilanciamento istantaneo di potenza**. Questa comporta il bilanciamento continuativo tra la potenza prodotta e quella richiesta all'interno della rete di distribuzione del Comune.

Il conseguimento del bilanciamento in potenza permette di rendere il sistema energetico elettrico di Benetutti neutro e/o di fornire servizi ancillari al sistema elettrico di distribuzione nazionale. La realizzazione della condizione di rete intelligente, precedentemente descritta, consente di ottenere diversi vantaggi di natura sia economica sia gestionale. In particolare, l'implementazione di una rete intelligente consentirebbe di:

- ridurre la componente di costo sostenuta dall'Agenzia Elettrica Comunale relativa al vettoriamento dell'energia elettrica e relativa all'aliquota in potenza ed energia;
- valorizzare economicamente ed energeticamente le risorse energetiche endogene, creando nuove filiere produttive e di servizi;
- sviluppare nuovi modelli gestionali di tipo aggregativo per utilizzare l'energia elettrica prodotta all'interno del comune da parte degli utenti e incidere sulla componente relativa agli oneri di sistema;
- applicare modelli innovativi di condivisione delle risorse energetiche e delle infrastrutture per l'ottimizzazione degli investimenti.

In tale contesto generale è stata sviluppata una progettazione preliminare, con l'obiettivo di individuare la configurazione impiantistica tale da consentire di realizzare le condizioni di bilanciamento sia energetico sia di potenza elettrica.

A tale scopo sono state analizzate diverse soluzioni. Tra queste, si è ritenuto che quella associata alla valorizzazione delle biomasse e all'inserimento di sistemi di accumulo consentisse di:

- conseguire l'obiettivo di realizzare una rete intelligente nel comune;
- produrre e consumare istantaneamente solo energia da fonti rinnovabili;
- valorizzare le risorse endogene presenti sul territorio;
- rispondere a criteri di fattibilità nel breve periodo;
- rispondere all'esigenza di adattabilità del sistema elettrico di Benetutti a future integrazioni di altre fonti energetiche rinnovabili quali fotovoltaico ed eolico;
- rispondere a criteri di sostenibilità ambientale, energetica ed economica.

In base a tali considerazioni, le attività di progettazione preliminare si sono concentrate su una configurazione impiantistica caratterizzata dall'integrazione nella rete di Benetutti sia di un impianto di cogenerazione programmabile, alimentato dal biogas prodotto dalla trasformazione delle biomasse residuali, sia da un sistema di accumulo elettrochimico e chimico capace di gestire le fluttuazioni di potenza.

Gli interventi di valutazione della fattibilità tecnica ed economica per la realizzazione della rete intelligente si sono concentrati su:

### **1) Dimensionamento dell'impianto di digestione anaerobica**

Il dimensionamento è stato eseguito tenendo conto del potenziale energetico disponibile con la valutazione accurata dell'evoluzione stagionale. L'analisi della disponibilità della risorsa, unitamente all'analisi dell'evoluzione temporale del residuo elettrico della domanda, ha permesso di stimare i profili giornalieri attesi della richiesta di biogas da parte del sistema di cogenerazione utilizzato per la fornitura di energia elettrica alla rete di Benetutti.

Allo scopo di garantire il corretto esercizio sia dell'impianto di digestione anaerobica e un'adeguata alimentazione del biogas al cogeneratore è stato dimensionato un sistema di accumulo del biogas.



## **2) Dimensionamento del sistema di cogenerazione**

L'azione di dimensionamento del sistema di cogenerazione è stata effettuata considerando gli attuali profili di prelievo di energia elettrica del comune e simulando l'esercizio di diversi impianti con taglie di potenze differenti e con le rampe di incremento e decremento di potenza erogate indicate dalle principali case costruttrici. Nelle simulazioni sono state considerati anche i tempi di ritardo nell'attuazione dei profili di potenza richiesti, ponendosi in condizioni significativamente cautelative. Tale attività è propedeutica per il dimensionamento sia del sistema di accumulo chimico (gasometro) che per il dimensionamento del sistema elettrochimico. Inoltre, il dimensionamento ha tenuto conto anche dell'utilizzo della componente termica, ed è stato pertanto proposto un posizionamento delle unità di conversione volto a ottimizzare la valorizzazione di tale componente.

## **3) Sistema di distribuzione del Biogas**

Allo scopo di evitare costosi impianti per la distribuzione dell'energia termica sono state analizzate diverse possibilità per la corretta gestione della risorsa biogas e tra queste è stata proposta quella caratterizzata dalla realizzazione di una rete di distribuzione dalle zone di produzione (impianto di digestione anaerobica) a quelle di utilizzo (Comune di Benetutti). Infatti, per ragioni logistiche e di impatto sulla vita dei cittadini, il posizionamento dell'impianto di digestione anaerobica richiede la disponibilità di un'area industriale a una distanza opportuna dal centro abitato. Con tale obiettivo sono state formulate delle ipotesi ed è stato condotto un dimensionamento di massima delle condotte per il trasferimento del biogas dalle zone di produzione alle zone di utilizzo.

## **4) Dimensionamento del parco batterie**

L'azione di dimensionamento è stata condotta considerando i profili residuali ottenuti dalla combinazione dei profili attuali di potenza di Benetutti con quelli di produzione ottenibili con il sistema di cogenerazione. La risoluzione temporale dei profili di potenza attesi è del quarto d'ora per un intero anno. L'analisi statistica di tali profili ha permesso di definire i valori di capacità e di potenza sufficienti per compensare le fluttuazioni associate agli errori previsionali e gestionali del processo di produzione e provvedere a parte dell'immagazzinamento dell'energia eccedente. Considerata la natura preliminare del progetto, è stata considerata una configurazione centralizzata caratterizzata da un'unica batteria. Tuttavia le ipotesi di dimensionamento tengono conto anche della possibilità di poter suddividere gli interventi su più batterie in una configurazione ibrida di tipo centralizzata/distribuita. L'intervento centralizzato è stato previsto in prossimità alla cabina MT/BT di interconnessione con la rete nazionale, mentre la distribuzione delle capacità di accumulo sarà oggetto di una valutazione di dettaglio che richiederà uno stretto coordinamento con la distribuzione degli impianti fotovoltaici.

## **5) Sistema di gestione e controllo**

Allo scopo di rendere gli interventi sinergici e funzionali al raggiungimento dell'obiettivo di realizzare una rete intelligente è stato sviluppato un primo sistema di controllo e gestione idoneo a valutare le modalità di controllo dell'intero sistema e rendere la rete del comune una Smart Grid. In questa fase preliminare l'algoritmo proposto ha solo la funzione di massimizzare l'autoconsumo rispetto al punto di interconnessione. Tuttavia, sono allo studio diverse soluzioni di ottimizzazione basate anche sull'esperienza maturate dall'Università di Cagliari e dal CRS4 in ambito europeo, nazionale e regionale.

### **5.1. L'impianto di digestione anaerobica**

Per la fase di progettazione di un'unità di digestione anaerobica occorre preliminarmente tenere conto del fatto che si è stabilito di utilizzare anche i sottoprodotti di origine animale. Questi determinano una serie di problematiche sia di processo sia di gestione dell'impianto.

La trasformazione dei sottoprodotti di origine animale in biogas richiede:

- un iter autorizzativo specifico di riconoscimento per l'impianto biogas;
- i controlli periodici dell'impianto da parte delle autorità competenti;
- analisi di laboratorio (interne o esterne) periodiche;
- il trasporto dei sottoprodotti in contenitori riutilizzabili e sanificabili con la relativa comunicazione alla ASL di competenza del numero e dei veicoli impiegati;
- l'accompagnamento con un documento specifico per il trasporto;
- l'uso del digestato in particolari condizioni.

In relazione all'iter autorizzativo, l'impianto di digestione anaerobica proposto, data la scelta di operare in assetto cogenerativo ad alto rendimento, è assoggettato alla Procedura Abilitativa Semplificata. Questo procedimento richiede la predisposizione di una relazione dettagliata e degli opportuni elaborati progettuali che ne attestino la compatibilità con i vigenti strumenti urbanistici, regolamenti edilizi, e norme di sicurezza e igienico-sanitarie. La localizzazione dell'impianto sarà inclusa nella relazione tecnica predisposta da un progettista abilitato. Date le caratteristiche morfologiche del bacino di interesse e della rete viaria locale, qui si rimanda a delle considerazioni di carattere generale circa una ubicazione di massima dell'impianto.

In funzione delle distanze intercomunali nel bacino del Goceano rappresentate nella Figura 21 e riportate nella Tabella 21, che rappresentano le distanze tra i bacini di approvvigionamento di biomasse residuali, Benetutti rappresenta una località baricentrica, eleggibile per la localizzazione di un ipotetico impianto di digestione anaerobica centralizzato che tratti, in particolare, i reflui caseari, zootecnici e gli scarti di macellazione. I reflui di origine bovina sono prodotti prevalentemente a Benetutti e Bultei, mentre la rimanente quota è uniformemente distribuita fra gli altri comuni del settore sud-ovest del Goceano; invece, i reflui caseari sono concentrati a nord e a ovest di Benetutti (Anela, Buddusò, Pattada), mentre gli scarti di macellazione sono prodotti prevalente a nord (Buddusò, Pattada e, in misura minore, Nule). Tale distribuzione può consentire la realizzazione di un impianto di digestione anaerobica a Benetutti, nel quale confluiscono tutte le biomasse residuali disponibili.

Anche al fine di procedere con la stima del costo di investimento, si ipotizza che l'impianto di digestione anaerobica abbia una distanza dal centro abitato pari a 10 km.

Si sottolinea, infine, che l'impianto, una volta portato a regime, ha esso stesso un fabbisogno energetico che richiede l'impegno di parte della potenza elettrica e termica prodotta dall'unità di cogenerazione. In particolare, in merito al fabbisogno energetico, si riconoscono in un impianto di digestione anaerobica le seguenti principali utenze:

- Agitatori e miscelatori
- Trituratori
- Sezione di trattamento termico
- Organi di adduzione e pompaggio (delle materie prime e del digestato)
- Illuminazione e alimentazione elettrica
- Unità di desolfurazione del biogas
- Compressione e utilizzo del biogas

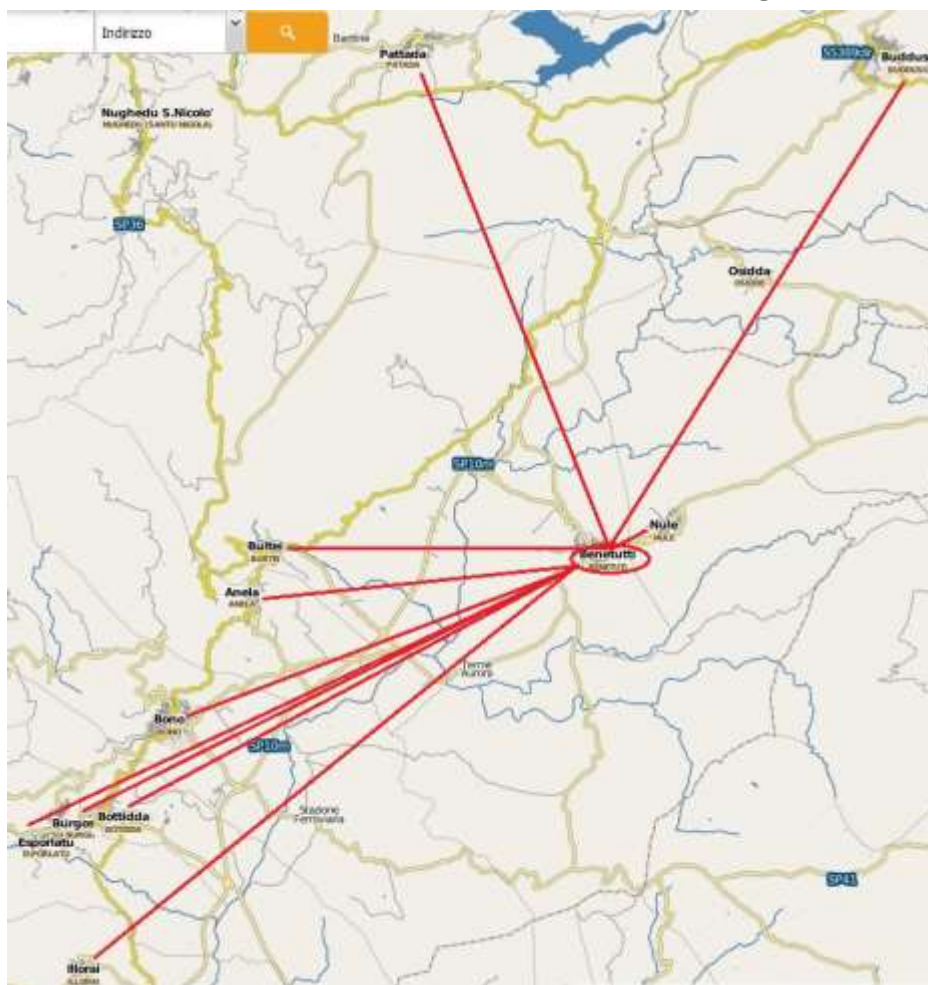
In un impianto della potenza installata di 186-526 kW (ordine di grandezza ottenibile dalla diponibilità delle risorse), l'introduzione dell'impianto di cogenerazione comporta l'introduzione di nuove utenze elettriche con un incremento del fabbisogno elettrico di circa l'8,5% dell'energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione (Naegele *et al.*, 2012).

Nel caso si operi una separazione del digestato in due frazioni (una liquida e una solida) per migliorare la gestione del residuo e facilitarne l'utilizzo, si rende necessaria l'installazione di un sistema di post-trattamento il cui fabbisogno elettrico può variare da 2 a 11 kWe in funzione

della tecnologia di separazione scelta (IEA, 2015). Infine, la triturazione dei S.O.A., che deve essere preliminare al loro trattamento termico al fine di ridurre la pezzatura del materiale alla dimensione prescritta dalle norme, richiede un incremento del fabbisogno elettrico stimabile in 60 kWe (Ware A. e Power N., 2016).

L'impianto previsto a Benetutti è composto sostanzialmente di cinque sezioni: 1-Ricevimento e stoccaggio delle biomasse, 2- Reattori di Digestione Anaerobica, 3-Trattamento del Biogas, 4- Unità di cogenerazione, 5-Trattamento del digestato.

In funzione delle biomasse disponibili nel territorio e delle richieste di energia elettrica si possono ipotizzare tre differenti scenari relativi all'installazione di cogeneratori di diversa taglia.



**Figura 21:** Rappresentazione geografica delle distanze fra gli altri Comuni del Goceano e il Comune di Benetutti (elaborazione da [www.sardegnaportale.it](http://www.sardegnaportale.it))

Comuni	Distanza [km]
Benetutti - Pattada	21
Benetutti- Buddusò	26
Benetutti- Anela	14,4
Benetutti-Bottidda	22,1
Benetutti -Buloi	13,4
Benetutti- Bono	15,6
Benetutti -Illorai	25,3
Benetutti- Nule	4,0
Benetutti -Burgos	25,2
Benetutti - Esportatu	24,5

**Tabella 21:** Distanze tra Benetutti e gli altri Comuni del Goceano

La rappresentazione schematica dell'impianto ipotizzato è riportata nella Figura 22.

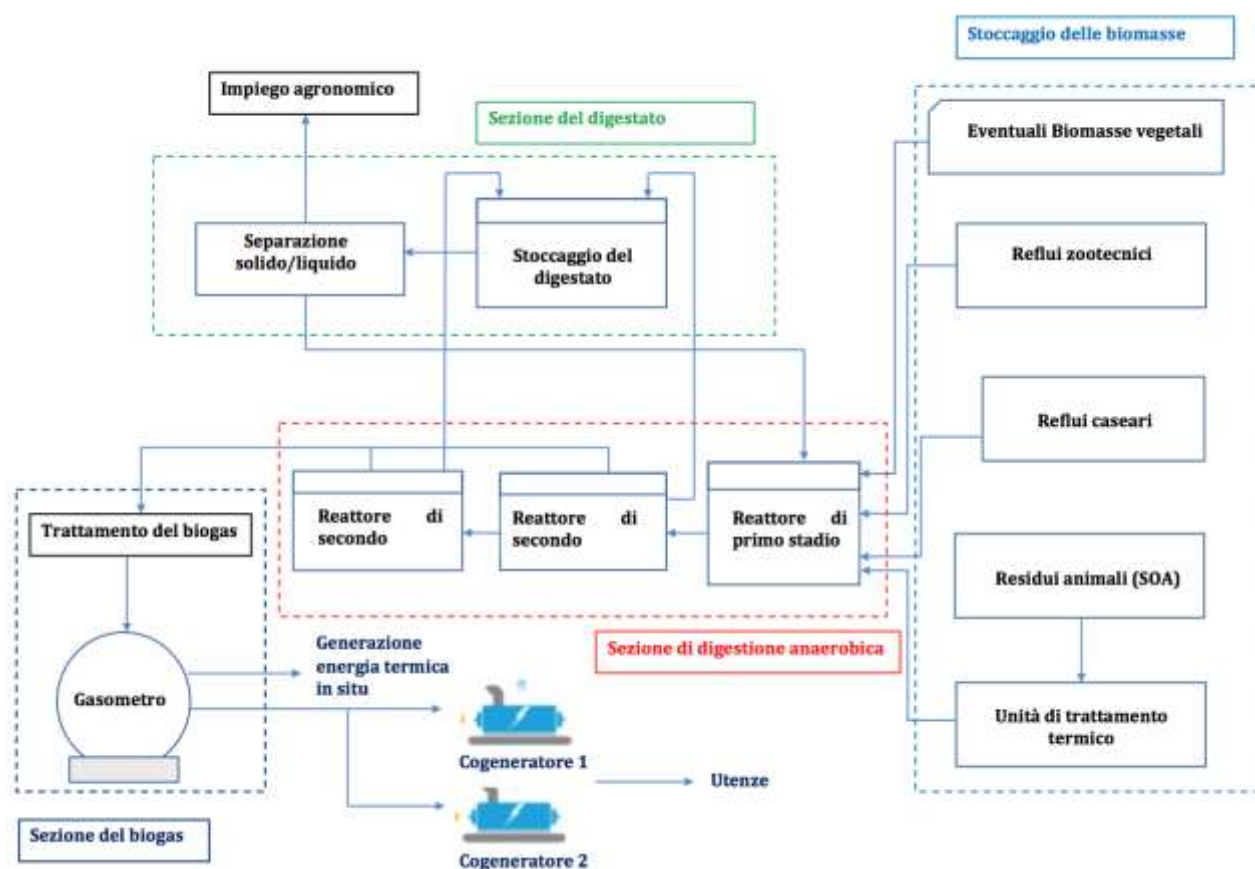


Figura 22: Schematizzazione dell'impianto di digestione anaerobica prevista per il Comune di Benetutti

**Scenario 1 - Utilizzo totale delle biomasse del Goceano e installazione di un cogeneratore della potenza di 750 kW (schema Figura 23)**

È stato previsto un gruppo di cogenerazione con 750 kW di potenza installata che richiede l'alimentazione dei reattori con circa 134.069 t/anno di biomasse residuali. Il gruppo di cogenerazione, per operare alla massima potenza, ha necessità di una portata di biogas pari a 322,5 Nm<sup>3</sup>/h, che richiederebbe una portata oraria di biomassa pari a 19,02 t/h, corrispondente a 456,39 t/d.

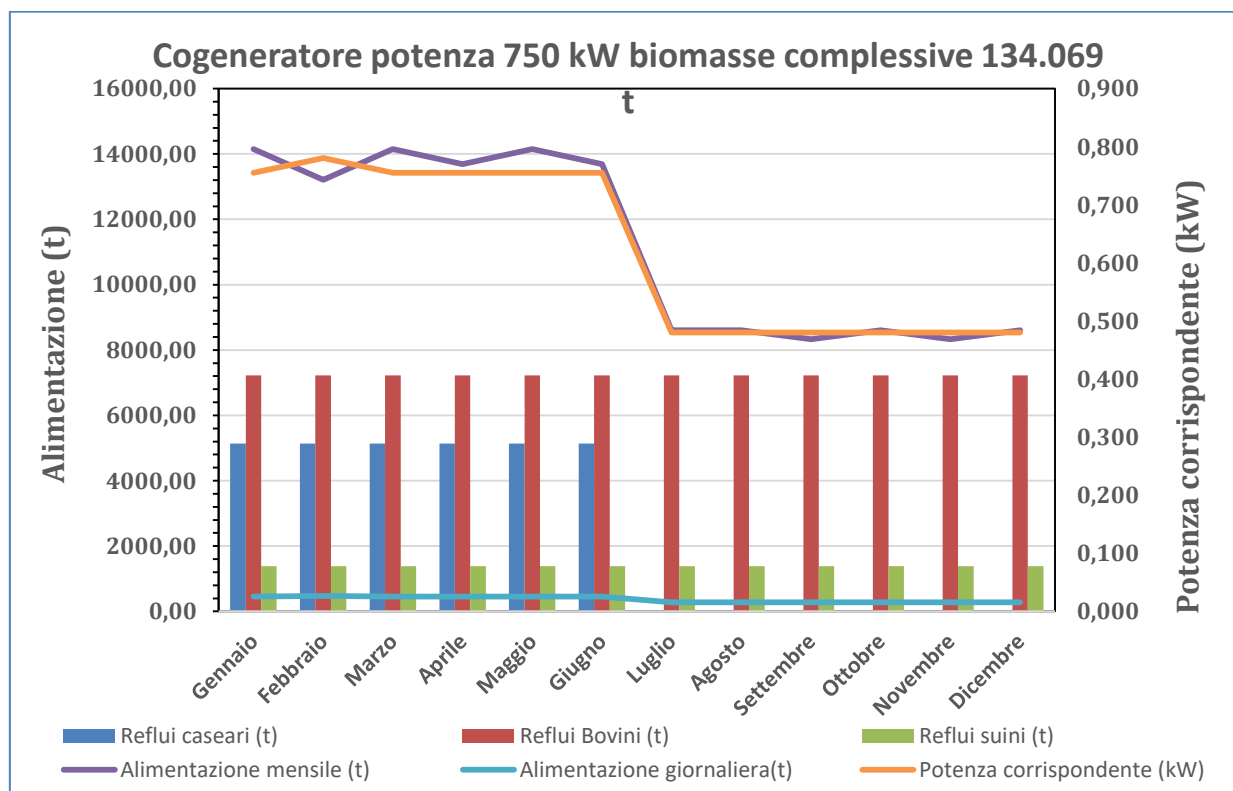


Figura 23: Installazione del cogeneratore della potenza di 750 kW

Con la potenza prescelta di 750 kW occorre considerare che 50-60 kW sono necessari al mantenimento della temperatura di processo nei reattori, mentre i restanti 690-700 kW possono essere destinati alla produzione di energia elettrica. In termini di biomasse necessarie l'impianto di digestione anaerobica richiederebbe per l'alimentazione di un cogeneratore di quella taglia, come affermato al punto precedente, una quantità pari a 134.069 t per l'esercizio di un anno. In base alle indagini eseguite, tale quantità è disponibile sul territorio di riferimento, in quanto emerge una quantità pari a oltre 140.000 t/anno che, pur non sfruttabile integralmente, consentirebbe agevolmente di alimentare l'impianto di digestione anaerobica.

Tuttavia, data la distribuzione delle biomasse nel territorio del Goceano, per il periodo di esercizio si deve ragionevolmente tenere conto del fatto che i reflui del settore caseario sono disponibili per 6 mesi, mentre i reflui zootecnici per tutto l'anno. Ciò significa che nel periodo da gennaio a giugno l'impianto di digestione anaerobica può essere alimentato anche con i reflui caseari, mentre nel periodo da luglio a dicembre solamente con i reflui zootecnici. Questo fatto rappresenta un vantaggio perché nel periodo nel quale è minima la produzione dell'impianto fotovoltaico è possibile spingere al massimo la produzione dell'impianto di digestione anaerobica, mentre nel secondo periodo è possibile modularne la produzione. In base a queste considerazioni si potrebbe avere l'impianto alla potenza massima di 750 kW per i primi 6 mesi dell'anno e alla potenza ridotta di 480 kW (63%) per i restanti 6 mesi. L'andamento e la composizione dell'alimentazione con le biomasse sono riportati nella Figura 24.

Tenendo conto di tutti questi vincoli la configurazione impiantistica prevede un volume complessivo di reazione pari a circa 7.105 m<sup>3</sup>, dei quali 969 m<sup>3</sup> destinati al reattore di 1° stadio, mentre i restanti 6.136 m<sup>3</sup> suddivisi in due reattori di 2° stadio. Il volume del gasometro è stimato in 5.000 m<sup>3</sup> e dovrebbe consentire uno stoccaggio di biogas pari a circa 1,6 giorni per una portata in surplus rispetto alle esigenze della rete elettrica di circa 135 m<sup>3</sup>/h. Le modalità di esercizio dell'impianto dovranno comunque essere determinate in funzione del *base load* della rete elettrica di Benetutti e dell'integrazione con le altre FER per la produzione di energia elettrica.



**Figura 24:** Evoluzione annuale della disponibilità delle biomasse e della potenza corrispondente

## Scenario 2 - Utilizzo parziale delle biomasse del Goceano e installazione di un cogeneratore della potenza di 450 kW (schema di Figura 25)

È stato previsto un gruppo di cogenerazione con 450 kW di potenza installata che richiede l'alimentazione dei reattori con circa 87.486 t/anno di biomasse residuali. Il gruppo di cogenerazione necessita, alla massima potenza, di una portata di biogas pari a 194 Nm<sup>3</sup>/h, che richiederebbe una portata oraria di biomassa pari a 11,06 t/h corrispondente a 265,44 t/d.



Figura 25: Installazione del cogeneratore della potenza di 450 kW

Con la potenza prescelta di 450 kW occorre considerare che 50-60 kW sono necessari al mantenimento della temperatura di processo nei reattori, mentre i restanti 390-400 kW possono essere destinati alla produzione di energia elettrica.

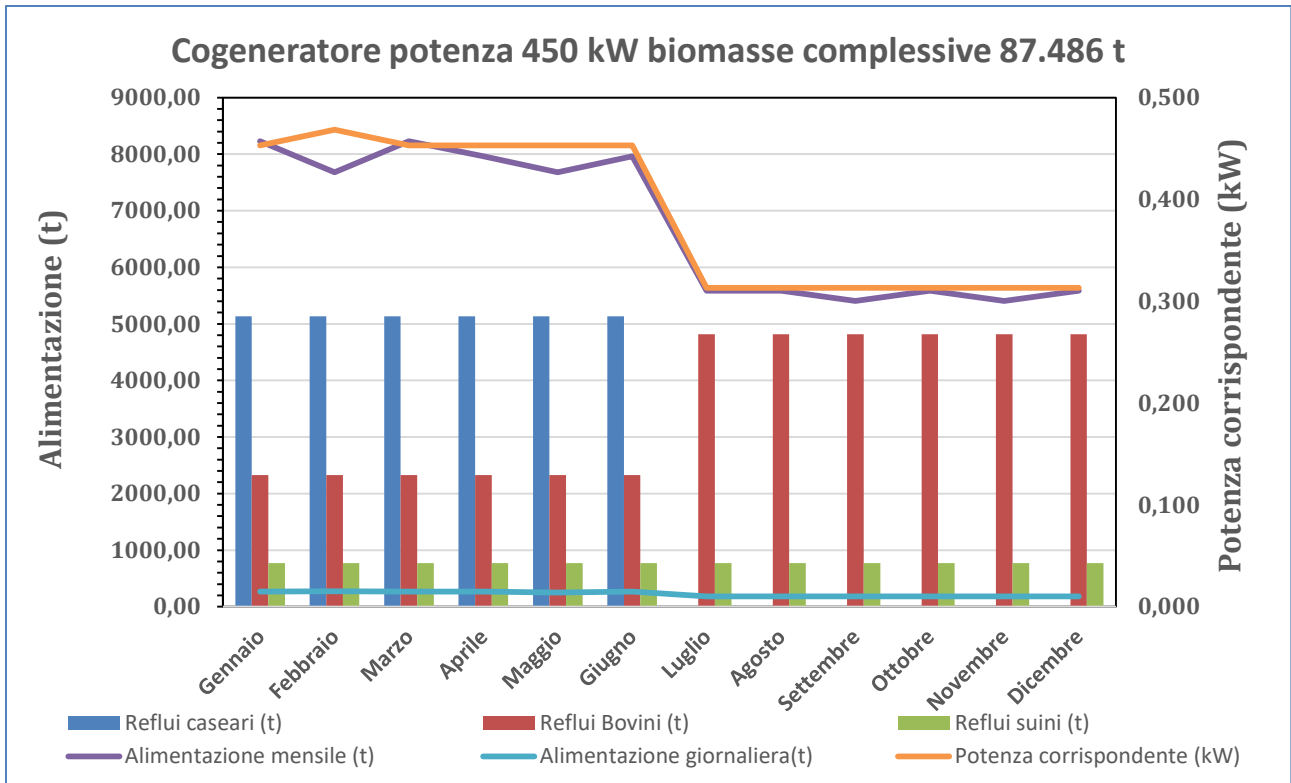
In termini di biomasse necessarie l'impianto di digestione anaerobica per l'alimentazione di un cogeneratore di quella taglia richiederebbe, come affermato al punto precedente, per l'esercizio di un anno, una quantità pari a 87.486 t. Come evidenziato nello scenario precedente, tale quantità è ampiamente disponibile nel territorio di riferimento.

In base alle considerazioni già effettuate, in questo scenario si potrebbe avere l'impianto alla potenza massima di 450 kW per i primi 6 mesi dell'anno e alla potenza ridotta di 310 kW (69%) per i restanti 6 mesi.

L'andamento e la composizione dell'alimentazione con le biomasse sono riportati in Figura 26.

Tenendo conto di tutti questi vincoli la configurazione impiantistica prevede un volume complessivo di reazione pari a circa 3.962 m<sup>3</sup> dei quali 540 m<sup>3</sup> destinati al reattore di 1° stadio, mentre i restanti 3.422 m<sup>3</sup> suddivisi in due reattori di 2° stadio. Il volume del gasometro è stimato in 5.000 m<sup>3</sup> e dovrebbe consentire uno stoccaggio di biogas pari a circa 2 giorni per una portata in surplus rispetto alle esigenze della rete elettrica di circa 80 m<sup>3</sup>/h.

Come per il primo scenario, le modalità di esercizio dell'impianto dovranno comunque essere determinate in funzione del *base load* della rete elettrica di Benetutti e dell'integrazione con le altre fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.



**Figura 26:** Andamento della distribuzione delle biomasse e della potenza corrispondente

**Scenario 3 - Utilizzo parziale delle biomasse del Goceano e installazione di due cogeneratori della potenza complessiva di 600 kW (schema nella Figura 27)**

Sono stati previsti due gruppi di cogenerazione per complessivi 600 kW di potenza installata che richiedono l'alimentazione dei reattori con circa 105.438 t/anno di biomasse residuali.

Il gruppo di cogenerazione per operare alla massima potenza necessita di una portata di biogas pari a 257 Nm<sup>3</sup>/h che richiederebbe una portata oraria di biomassa pari a 14,75 t/h corrispondente a 353,93 t/d.



**Figura 27:** Installazione di due cogeneratori della potenza complessiva di 600 kW

Con la potenza prescelta di 600 kW occorre considerare che 50-60 kW sono necessari al mantenimento della temperatura di processo nei reattori, mentre i restanti 540-550 kW possono essere destinati alla produzione di energia elettrica.

In termini di biomasse necessarie l'impianto di digestione anaerobica per l'alimentazione di un cogeneratore di quella taglia richiederebbe, come affermato al punto precedente, per l'esercizio di un anno una quantità pari a 105.438 t. Come evidenziato nei precedenti scenari, tale quantità è ampiamente disponibile nel territorio di riferimento.

In base alle considerazioni già effettuate, in questo scenario si potrebbe avere l'impianto alla potenza massima di 600 kW per i primi 6 mesi dell'anno e alla potenza ridotta di 380 kW (63%) per i restanti 6 mesi.

L'andamento e la composizione dell'alimentazione con le biomasse sono riportati in Figura 28.

Tenendo conto di tutti questi vincoli la configurazione impiantistica prevede un volume complessivo di reazione pari a circa 5.563 m<sup>3</sup> dei quali 759 m<sup>3</sup> destinati al reattore di 1° stadio, mentre i restanti 4.804 m<sup>3</sup> suddivisi in due reattori di 2° stadio. Il volume del gasometro è stimato in 5.000 m<sup>3</sup> e dovrebbe consentire uno stoccaggio di biogas pari a circa 2 giorni per una portata in surplus rispetto alle esigenze della rete elettrica di circa 106 m<sup>3</sup>/h.

Come per i precedenti scenari, le modalità di esercizio dell'impianto dovranno comunque essere determinate in funzione del *base load* della rete elettrica di Benetutti e dell'integrazione con le altre fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

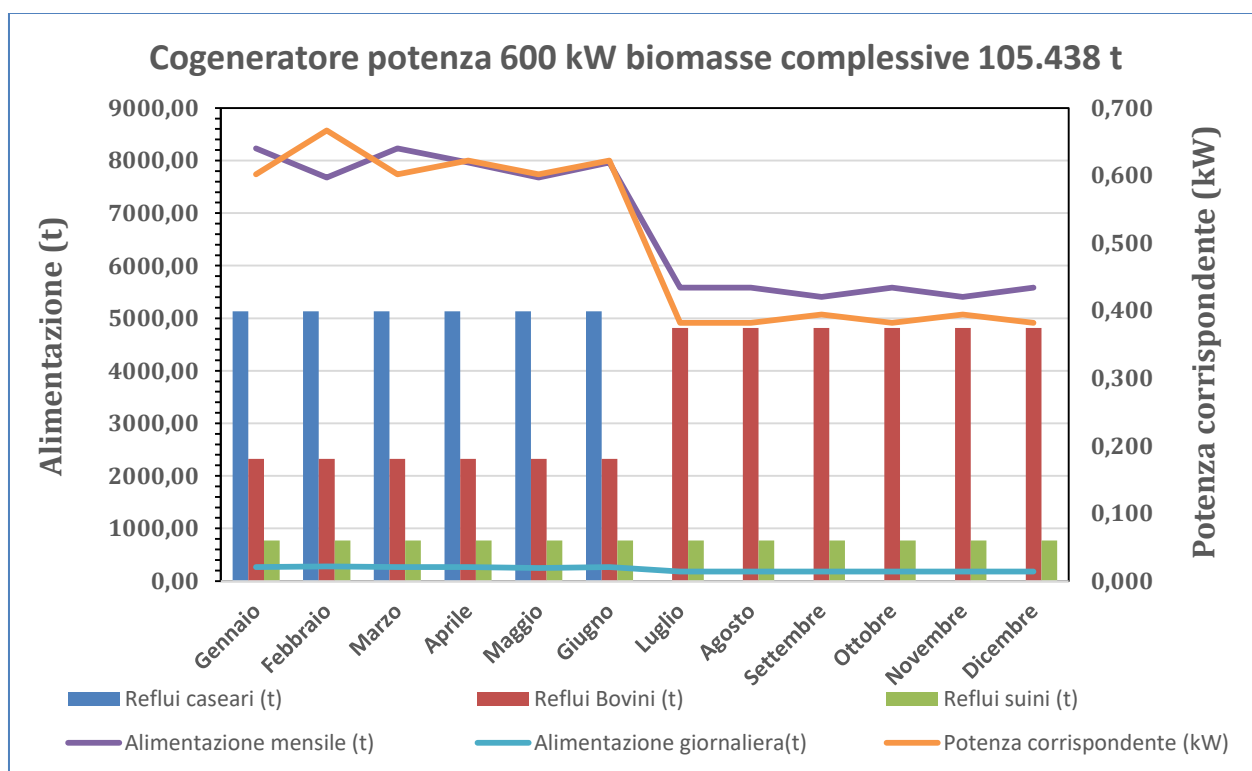


Figura 28: Andamento della distribuzione delle biomasse e della potenza corrispondente

## 5.2. Il sistema di accumulo e rete intelligente

Allo scopo di dimensionare preliminarmente il sistema di accumulo elettrochimico, sono stati sviluppati degli algoritmi di calcolo per la simulazione del comportamento del sistema elettrico di Benetutti in presenza sia del dispositivo di generazione elettrico alimentato con il biogas sia del sistema di accumulo con valori di potenza e capacità definite.



Il programma di simulazione, utilizzando i dati di evoluzione del carico elettrico del comune di Benetutti e imponendo i vincoli di sistema, ha permesso di valutare quali possano essere le condizioni di funzionamento del sistema energetico elettrico di Benetutti per definiti valori di potenza dei dispositivi elettrici introdotti.

In particolare, nelle simulazioni condotte è stata definita una strategia di gestione dei sistemi di generazione e di accumulo orientata sia a **massimizzare l'autoconsumo** sia a **ridurre la componente di energia immessa nella rete elettrica nazionale**.

Pertanto, il dimensionamento del sistema di accumulo è stato sviluppato considerando una sua gestione in modalità cosiddetta *peak shaving* (livellamento dei picchi). Questo allo scopo di incrementare la quota di autoconsumo dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici già installati. Inoltre, il sistema di accumulo è stato utilizzato per compensare i ritardi associati alle dinamiche del cogeneratore, fissate cautelativamente in un quarto d'ora.

Considerate le caratteristiche del sistema di digestione anaerobica e le analisi statistiche relative alle potenze massime richieste dal sistema elettrico di Benetutti, si è ipotizzato di utilizzare come potenza nominale cumulativa del sistema di cogenerazione un valore pari a **600 kW**. Questo è anche il valore di potenza realizzabile con le biomasse residuali presenti nell'area del Goceano.

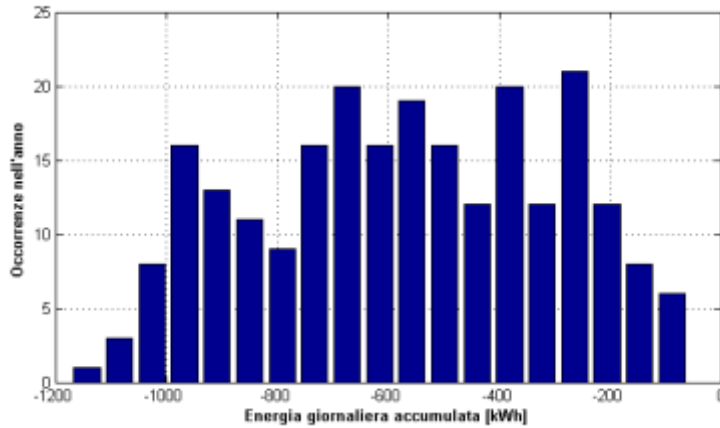
Inoltre, si è ipotizzato nello sviluppo delle simulazioni di utilizzare il cogeneratore da 600 kW nella configurazione di produzione denominata "*segue elettrico*". Questa consente di produrre energia elettrica seguendo un profilo di produzione imposto. Nel caso in esame il profilo di produzione da seguire è imposto dalla misura di potenza nel punto unico di connessione della rete elettrica di Benetutti con la rete nazionale. La strategia di controllo del cogeneratore è quella di minimizzare il residuo positivo in tale punto.

Per ragioni connesse alla potenza delle cabine MT/BT, all'efficienza di conversione e alla necessità di modulare la potenza immessa in rete, si è scelto di utilizzare due cogeneratori da 300 kW gestiti sino ad una potenza minima di erogazione di 150 kW. Al di sotto di tale valore di potenza il cogeneratore viene lasciato in marcia ma con una erogazione di potenza pari a zero. Tale regola di gestione consente di effettuare una valutazione estremamente cautelativa della produzione di energia da parte del sistema di cogenerazione.

Il segnale di controllo dei cogeneratori è fondamentale ed è ottenuto come combinazione dell'attuale valore della potenza assorbita dalla rete con l'azione di recupero dell'energia prodotta in eccesso della batteria. In questa fase di valutazione preliminare sono stati utilizzati degli algoritmi di gestione della batteria implementati nei sistemi commerciali. Essi sono particolarmente efficaci e sono rivolti prioritariamente all'assorbimento dell'energia immessa nella rete nazionale.

A seguito di una procedura di dimensionamento di tipo iterativo volta a massimizzare i benefici economici si è giunti a dimensionare il pacco batterie con un valore di capacità pari a 1,2 MWh e un valore di potenza nominale pari a 600 kW.

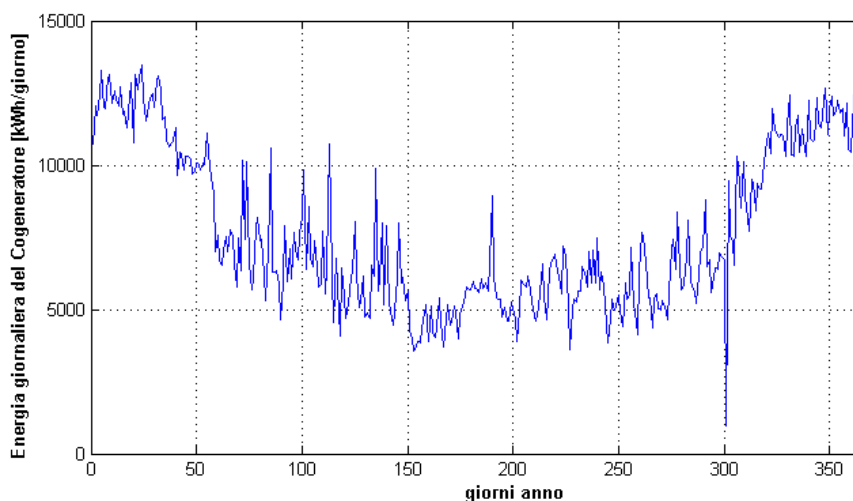
Con tale configurazione si ottiene un utilizzo della batteria per un numero di giorni nell'anno pari a 239 corrispondente al 65,5% dei giorni anno, con una distribuzione statistica dell'utilizzo della capacità della batteria riportata nella Figura 29. Questa evidenzia che il numero di occorrenze giornaliere di utilizzo di percentuali variabili della capacità nominale è distribuito piuttosto uniformemente e non risulta essere completo. Ciò permette di utilizzare la batteria per attività di compensazione delle fluttuazioni di potenza e di incrementare il numero di cicli realizzabili e la vita media della batteria.



**Figura 29:** Distribuzione statistica della SoC della batteria

Le simulazioni condotte hanno consentito di valutare quale sarebbe la quantità di energia annua immessa nella rete e recuperata dall'utilizzo della batteria. Il valore di energia recuperata è pari a 140 MWh/anno.

Le simulazioni condotte hanno consentito di determinare anche l'evoluzione della produzione giornaliera di energia elettrica da parte del cogeneratore in modalità "segue elettrico" per la compensazione della domanda interna. In particolare, è emerso che la produzione giornaliera del cogeneratore ha l'evoluzione annuale riportata nella Figura 30. L'analisi dei risultati evidenzia la presenza di una significativa fluttuazione della domanda che passa da un valore massimo di 13,8 MWh/giorno ad un valore minimo di 3,5 MWh/giorno. Tali valori di domanda vengono soddisfatti dalla soluzione impiantistica proposta nel terzo scenario. Inoltre si può osservare che il valore massimo si ha in corrispondenza del periodo di dicembre gennaio e febbraio in cui la produzione di biogas è massima e consente una produzione elettrica di 14,4 MWh/giorno. Pertanto, nelle condizioni di domanda massima si ha un eccesso di biogas stimabile in 10 Nm<sup>3</sup>/h.



**Figura 30:** Evoluzione dell'energia elettrica giornaliera fornita dall'impianto di digestione anaerobica

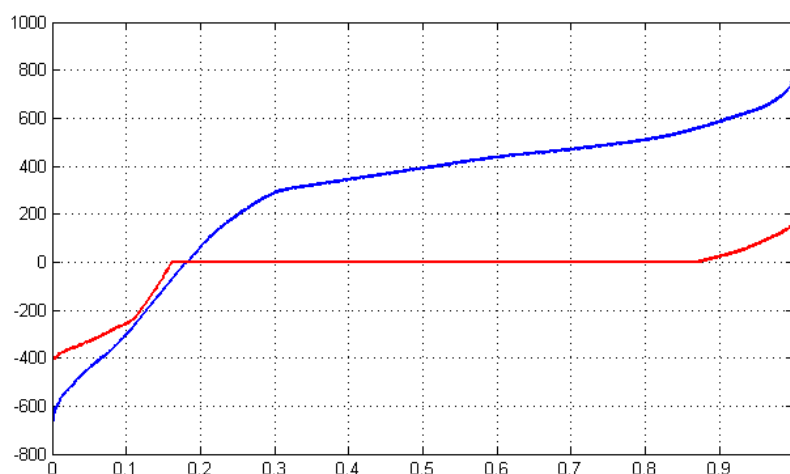
La quantità di biogas giornalmente utilizzato è pari a 5904 Nm<sup>3</sup>. Tuttavia, si evidenzia che nel periodo primaverile vi sarà una riduzione della richiesta di biogas da parte del cogeneratore che non consentirà di utilizzare completamente il potenziale disponibile. Infatti, a fronte di una produzione di energia elettrica di 14,4 MWh/giorno la domanda sarà in media di 7 MWh/giorno. Pertanto, sarà necessaria una gestione dell'impianto che preveda o la riduzione della biomassa

in ingresso all'impianto al fine di modulare la produzione o la fornitura di servizi energetici integrativi.

Le condizioni di minimo della domanda si verificano nel periodo compreso tra fine maggio e fine ottobre. In questo periodo, sulla base dei dati disponibili, è richiesto mediamente un valore di energia elettrica giornaliera pari a circa 5 MWh/giorno.

Questo valore verrebbe abbondantemente soddisfatto dall'impianto di biogas che, seppur in una condizione di minor produzione a causa della minor fornitura di biomassa, garantisce una produzione di 9,6 MWh/giorno. Il problema dell'eccesso di produzione è dato dall'eccedenza di biogas prodotto che nel caso in esame sarebbe mediamente pari a circa 82 Nm<sup>3</sup>/h. La capacità del gasometro in queste condizioni consentirebbe di gestire le eccedenze per due giorni e mezzo. Pertanto, la gestione dell'impianto ma soprattutto la gestione dei servizi energetici diventa fondamentale per poter consentire la corretta gestione della risorsa biomassa.

In conclusione, la struttura impiantistica dell'impianto a biomasse con una potenza cumulata di 600 kWe consente di garantire in tutte le condizioni operative nell'anno la fornitura di energia elettrica. Il sistema di accumulo di 600 kW e capacità di 1,2 MWh consente di supportare la mancanza del cogeneratore per due ore in caso di suo malfunzionamento e di recuperare circa 140 MWh/anno. Eventuali incrementi di capacità consentono di incrementare il valore dell'auto consumo.



**Figura 31:** Diagramma di durata del sistema energetico elettrico di Benetutti

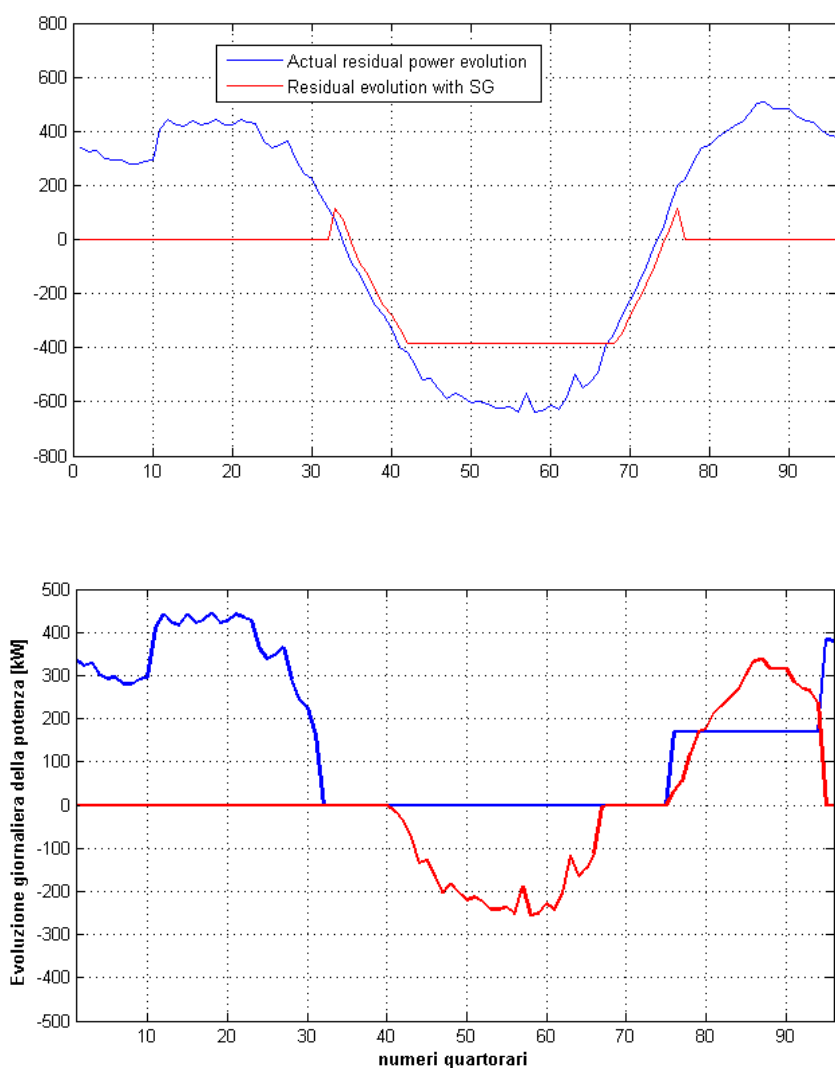
Per evidenziare la trasformazione del sistema energetico elettrico di Benetutti si riportano i risultati comparativi tra le condizioni attuali e quelli ottenibili a seguito dell'implementazione delle soluzioni impiantistiche proposte. Nella Figura 31 è riportato il confronto tra il diagramma di durata della potenza del sistema elettrico (curva blu) e quello ottenibile in seguito alla realizzazione degli interventi proposti (curva rossa) relativo ad una annualità.

Il confronto evidenzia che, in seguito all'entrata in esercizio della rete intelligente, il comune avrà necessità di assorbire dalla rete per poco più del 13% dei 35040 quarti d'ora in un anno. Il valore massimo di potenza assorbita dalla rete sarà di 200 kW a fronte dei circa 840 kW attuali. Inoltre, la rete assumerebbe una configurazione istantaneamente bilanciata con scambi nulli con la rete nazionale per circa il 70% dei quarti d'ora in un anno.

L'area compresa tra i tratti negativi della curva blu e rossa dei diagrammi rappresenta la quantità di energia non immessa in rete e utilizzata per incrementare l'autoconsumo. Allo scopo di evidenziare le modalità operative del sistema di gestione, i profili di potenza attuali (curva blu) e l'evoluzione della potenza a seguito dell'intervento con il sistema di gestione proposto (curva

rossa) sono riportati nella Figura 32. Come si può notare, attualmente sino al 33° quarto d'ora della giornata, corrispondente alle 8:15, vi è un assorbimento di energia dalla rete. Successivamente, con l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici, la produzione assume un valore superiore alla domanda e vi è un'immissione di energia in rete. Intorno al 73° quarto d'ora, corrispondente alle 19:15 si ha nuovamente un'inversione di potenza a seguito della riduzione della produzione fotovoltaica.

Con l'utilizzo dell'impianto a biomassa e del sistema di accumulo, le cui evoluzioni di potenza sono riportate rispettivamente in blu e rosso nella figura seguente, si ottiene l'evoluzione della potenza scambiata con la rete riportata in rosso nella Figura 31.



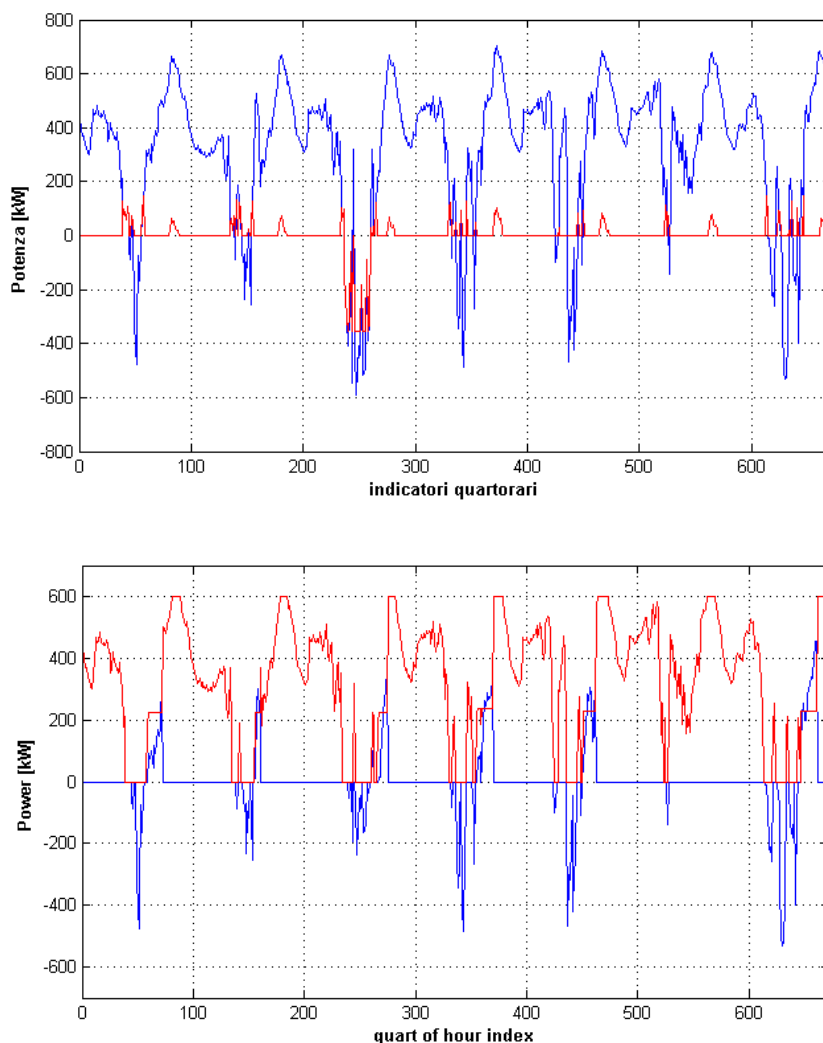
**Figura 32:** Confronto tra l'evoluzione dei profili residuali di potenza

Questo profilo evidenzia che la potenza scambiata con la rete è nulla fino a quando non entra in esercizio il fotovoltaico; a questo punto il cogeneratore viene spento e la batteria interviene per limitare la potenza massima immessa in rete e accumula l'energia elettrica sino al raggiungimento del massimo valore di capacità.

Una volta saturata la sua capacità la batteria interrompe la sua azione di controllo e l'evoluzione della potenza assume un profilo identico a quello originario. Quando il fotovoltaico non è più sufficiente a garantire un bilanciamento dei carichi la batteria entra nuovamente in esercizio restituendo l'energia accumulata. Con la combinazione dell'azione della batteria e della

cogenerazione si arriva ad una compensazione della domanda di energia elettrica che porta la rete di Benetutti ad essere neutra.

I risultati relativi al confronto tra l'evoluzione dei profili di potenza prima e dopo la realizzazione e l'entrata in esercizio degli impianti proposti sono riportati nella Figura 33. In questo caso sono riportate le evoluzioni relative ad una settimana.



**Figura 33:** Confronto tra l'evoluzione dei profili residuali di potenza in una settimana

Allo scopo di poter facilmente confrontare i vantaggi energetici ed ambientali associati all'utilizzo della rete intelligente in esame sono stati riportati nella Tabella 22 alcuni parametri di valutazione e la relativa variazione percentuale. Il confronto mette in luce tutti i vantaggi conseguibili dal punto di vista energetico ed ambientale. Si sottolinea che la tecnica di controllo utilizzata non è ottimizzata. Pertanto i risultati riportati sono da considerarsi cautelativi.

Si evidenzia inoltre che la rete intelligente presenta una condizione di bilanciamento, sia energetica che di potenza, il che consente di affermare che tutta l'energia elettrica prodotta da FER venga utilizzata dai cittadini di Benetutti. In particolare, il bilancio energetico è caratterizzato da una eccedenza di energia pari a 295 MWh/anno e da una percentuale di autoconsumo pari al 92%.

<i>Denominazione indice di confronto</i>	<i>Situazione esistente</i>	<i>Situazione con Smart Grid</i>	<i>Variazione %</i>
Energia assorbita [MWh/anno]	3.011	72	<b>-97,6%</b>
Energia immessa [MWh/anno]	514	367	<b>-28,6%</b>
Potenza massima in immissione [kWp]	687	4.12,5	<b>-40%</b>
Potenza massima in assorbimento [kWp]	836	2.36,4	<b>-72%</b>
Energia autoprodotta [MWh/anno]	1.841,65	4.639	<b>+152%</b>
Energia autoprodotta da FER [MWh/anno]	1.841,65	4639	<b>+152%</b>
Potenza impianti da FER [kW]	1.547,61	2.147,61	<b>+38,8%</b>
Energia auto-consumata [MWh/anno]	1.327,65	4.272	<b>+222%</b>
Percentuale di energia autoprodotta	<b>30,6%</b>	<b>98,5%</b>	<b>+67,9%</b>
Percentuale di energia autoconsumata	<b>72,1%</b>	<b>92%</b>	<b>+19,6</b>
Emissioni CO <sub>2</sub> associate [ton]	<b>1.951,1*</b>	<b>46,7</b>	<b>-98%</b>

\*Coefficiente di conversione elettrico per il calcolo delle emissioni in Sardegna: 0,648 tonCO<sub>2</sub>/MWh

**Tabella 22:** Parametri di valutazione dei benefici della rete intelligente e relativa variazione percentuale

Le due azioni sviluppate dal sistema di accumulo e dall'impianto di generazione da biomasse possono essere schematizzate come mostrato nella Figura 34:



**Figura 34:** Schema delle azioni proposte per la realizzazione della Smart Grid di Benetutti

### 5.3. Il sistema di cogenerazione e recupero termico

Il dimensionamento di un sistema di recupero termico deve essere mirato generalmente alla massimizzazione dei ricavi ottenibili dalla produzione di biogas nel rispetto degli obblighi di

legge. Come riportato nel manuale “Utilizzo sostenibile del calore negli impianti a Biogas”, estratto dal Progetto BiogasHeat (IEE/11/025), l'uso più efficiente e redditizio del biogas è la sua conversione in energia elettrica e termica mediante l'impiego di un'unità di cogenerazione. Tuttavia, può accadere che l'impiego dell'energia elettrica e termica non sia contemporaneo se la richiesta di energia elettrica è immediata ma non vi è, nello stesso momento, una domanda di energia termica in prossimità dell'unità di cogenerazione.

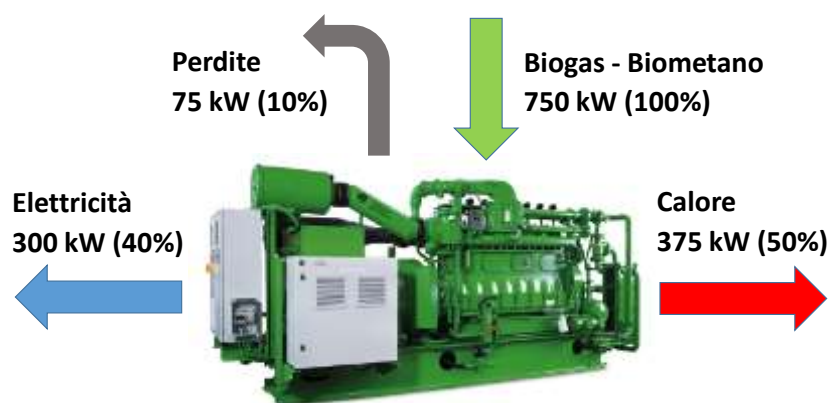
Nel caso in esame, occorre quindi valutare quanto calore può essere impiegato in prossimità dell'impianto (considerando anche lo stesso impianto di digestione anaerobica), e qualora vi sia un eccesso di energia termica, si può valutare la possibilità di creare una nuova utenza.

Per le taglie prese in considerazione in questa analisi, ipotizzando l'impiego di uno o più impianti di cogenerazione da 300 kW elettrici, diverse tecnologie potrebbero essere proposte per operare in assetto cogenerativo e con alimentazione da biogas, caratterizzate dalle peculiarità di seguito brevemente analizzate.

Se si considerasse solamente l'efficienza legata alla produzione di energia elettrica, la scelta dovrebbe ricadere sulle celle a combustibile ad alta temperatura. Tra queste, le SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) raggiungono il 60% di efficienza quando alimentate con gas naturale. Per contro, i costi di acquisto sono attualmente proibitivi qualora sia necessario basare il progetto su tempi di ritorno dell'investimento ragionevoli. Infatti, queste tecnologie, sebbene abbiano origini che risalgono a più di un secolo e permettano di cogenerare energia elettrica e calore con bassissime emissioni, solo negli ultimi anni stanno vivendo una notevole accelerazione del loro sviluppo tecnologico, con costi ancora elevati rispetto alle tecnologie concorrenti. Nello specifico, una SOFC della taglia idonea a soddisfare le richieste di questo progetto potrebbe costare circa 7.000÷8.000 €/kW.

Tra le altre tecnologie disponibili nell'attuale mercato possono essere considerate le microturbine a gas e i motori a combustione interna. Se non vi sono particolari esigenze legate alla produzione di fluidi a temperature superiori a quelle ottenibili dai fumi dei motori a combustione interna (400 ÷ 500 °C), questi sono da ritenersi preferibili sia per i costi (circa 1.000 €/kW per il range di taglia ipotizzato) che per l'efficienza (intorno al 40%).

Dal bilancio energetico di un motore a combustione interna emerge come le perdite termiche di un cogeneratore si aggirino intorno al 10%, mentre circa il 50% dell'energia introdotta sotto forma di biometano può essere recuperata come energia termica. Nella Figura 35 si riporta la distribuzione dei flussi energetici caratteristici di un motore cogenerativo a biogas da 300 kW.



**Figura 35:** Flussi energetici caratteristici di un motore cogenerativo a biogas da 300 kW

Nel motore a combustione interna l'energia termica è disponibile a diversi livelli di temperatura; per esempio circa la metà è costituita dai gas combusti, la cui temperatura può oscillare tra 400

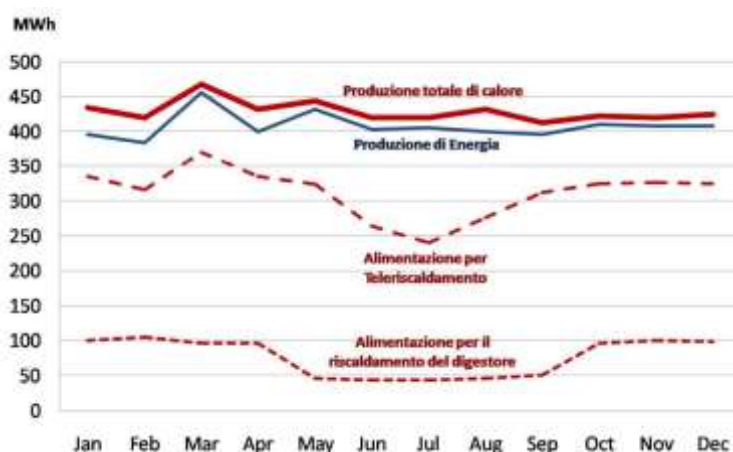
e 500 °C. In parte potrebbe inoltre essere recuperata dal circuito di raffreddamento con valori della temperatura che si aggirano intorno a 90–95 °C, dall'olio del sistema di lubrificazione che si trova a c.a. 80 °C e dal calore reso disponibile dall'inter-cooler alla temperatura di 50–60 °C.

Nel caso in esame, per poter stabilire quanta energia termica ricavata dal co-generatore sarà disponibile per incrementare la redditività dell'impianto, è necessario valutare la richiesta di calore da parte dei digestori e dei processi ausiliari. È quindi intuibile che maggiore è la quantità di calore utilizzato dall'impianto nel suo complesso minore è la quantità disponibile per altri usi.

L'apporto di energia termica all'interno dell'impianto è indispensabile per rendere il processo di digestione anaerobica stabile ed efficiente, e mantenere i digestori alla temperatura di processo che varia in funzione dei batteri impiegati. Ad esempio, i digestori mesofili lavorano comunemente dai 35 °C ai 42 °C, in funzione del substrato e del processo. Le opzioni per il riscaldamento dei digestori possono essere differenti, come attraverso il riscaldamento dei tubi lungo le pareti del fermentatore o il pompaggio del digestato attraverso uno scambiatore di calore.

Il contributo energetico dipende quindi dal numero di digestori, dal loro volume, dalla collocazione geografica dell'impianto, dalle condizioni climatiche e dalla qualità della coibentazione del digestore. Un'ulteriore richiesta nasce dal pretrattamento termico della materia prima in ingresso al digestore e dipende dalla massa e dalla tipologia della stessa. Per esempio, nel caso in cui siano impiegati sottoprodotti di origine animale (SOA) sono necessari trattamenti termici prolungati per la stabilizzazione con temperature superiori ai 100 °C.

In generale, la quantità di energia termica richiesta dall'impianto di produzione del biogas varia durante l'anno e, come nel caso riportato nella Figura 36 può raggiungere c.a. il 25 % dell'energia termica cogenerata.



**Figura 36:** Esempio della curva dell'offerta di calore nel corso di un anno per un impianto a biogas da 600 kWt situato in Europa Centrale (fonte: Dominik Rutz, Utilizzo sostenibile del calore negli impianti a Biogas, Progetto BiogasHeat (IEE/11/025))

Come affermato in precedenza, per un impiego efficace del calore residuo, l'impianto di digestione dovrebbe essere ubicato a ridosso dei potenziali utilizzatori di energia termica. Tra le possibili soluzioni di impiego si possono citare il teleriscaldamento, l'acquacoltura, il riscaldamento di serre, i processi di trasformazione dell'agro industria, dell'industria lattiero-casearia e i vari processi di essiccazione.

In base alle analisi svolte per il caso di Benetutti, possono essere valutate sia soluzioni che prevedano la realizzazione di un impianto di teleriscaldamento a partire dall'impianto di digestione sia la possibilità di dislocare la produzione elettrica o parte di essa a ridosso dell'utenza termica mediante la realizzazione di un piccolo gasdotto.



Una rete di teleriscaldamento consente di trasportare energia termica per soddisfare necessità legate alla climatizzazione (soprattutto invernale, ma anche estiva se si introduce una macchina ad assorbimento) e alla produzione di acqua calda sanitaria.

Le reti di teleriscaldamento basate sull'impiego di acqua calda sono in genere utilizzate per il trasporto del calore prodotto centralmente e destinato a consumatori residenziali, commerciali o industriali. La produzione di calore centralizzata permette di ottenere efficienze maggiori rispetto a una produzione capillare. I sistemi di teleriscaldamento possono essere realizzati con taglie differenti e coprire grandi aree o piccoli villaggi costituiti da un numero limitato di case. I grandi sistemi di teleriscaldamento possono essere costituiti sia da una rete di trasmissione che da una rete di distribuzione. La rete di distribuzione fornisce il calore localmente a una temperatura / pressione inferiore mentre la rete di trasmissione trasporta il calore per lunghe distanze a temperature / pressioni più elevate. I carburanti per queste grandi centrali sono stati principalmente carbone e gas naturale ma negli ultimi anni, molte grandi centrali sono state convertite in biomassa.

Nelle piccole città il teleriscaldamento può essere prodotto principalmente da piccoli impianti di cogenerazione o dal calore delle caldaie, e i combustibili utilizzati sono solitamente gas naturale e biomassa. Tuttavia, negli ultimi due anni, è in rapida crescita anche il teleriscaldamento solare.

Nel caso in esame, la rete di teleriscaldamento potrà sostituire l'apporto termico relativo alle due caldaie dei due edifici presi in considerazione (Scuola Materna e Istituto Comprensivo), che interverranno solamente per supportare eventuali carichi che eccedono la disponibilità della rete di teleriscaldamento o nel caso in cui il cogeneratore non sia operativo. Con questa soluzione, i costi di intervento sugli edifici restano circoscritti ai soli necessari per ripristinare gli impianti serviti dalle caldaie.

Da un'analisi del territorio si rileva che l'impianto di digestione non potrà essere collocato a una distanza tale da permettere la realizzazione di una rete di teleriscaldamento a partire dal punto di produzione del biogas. Pertanto, la produzione di energia elettrica sarà suddivisa mediante l'ausilio di due cogeneratori: uno collocato in prossimità dell'impianto di digestione e l'altro in prossimità dell'utenza termica. Il primo dei due produrrà l'energia termica necessaria per sostenere l'impianto di digestione, mentre il secondo alimenterà la rete di teleriscaldamento e sarà connesso all'impianto di digestione mediante un gasdotto. La collocazione di questo secondo cogeneratore avverrà in prossimità di una delle cabine di distribuzione dell'energia elettrica e permetterà di avere un punto di adduzione del gas all'interno del comune. Nella Tabella 23 si riportano le distanze tra le diverse cabine di distribuzione presenti nel paese e le utenze della rete di teleriscaldamento.

CABINA	Identificazione	Indirizzo	Utenze rete teleriscaldamento	
			Distanza da Istituto Comprensivo	Distanza da Scuola Media Statale
<b>CABINA 1</b>	Cabina primaria	loc. Sa Radina		
<b>CABINA 2</b>	Caserma	loc. Giannasi	350-400 m	190-200 m
<b>CABINA 3</b>	-	zona cimitero	600-650 m	750-850 m
<b>CABINA 4</b>	Piano di zona	viale Giorgio la Pira	800-950 m	850-1000 m

**Tabella 23:** Distanza degli Istituti Scolastici dalle cabine di distribuzione dell'energia elettrica

#### 5.4. Il sistema di gestione e controllo

Il sistema di controllo utilizzato nelle simulazioni sviluppate è estremamente semplice ed è basato principalmente sull'utilizzo dei sistemi disponibili attualmente in commercio. Essenzialmente il sistema utilizza la misura istantanea della potenza nel punto di connessione

con la rete di distribuzione per definire il profilo di generazione del cogeneratore quando la potenza richiesta dalla comunità di Benetutti è maggiore di zero (Figura 37). Quando invece la potenza nel punto di connessione è negativa entra in esercizio la batteria che, utilizzando il criterio di persistenza, definisce il livello di *peak shaving* sulla base del valore massimo di potenza registrato il giorno prima (Figura 38).

Il sistema di controllo proposto è molto semplice e richiede un numero limitato di interventi e costi estremamente contenuti. Sarebbe possibile utilizzare sistemi più sofisticati che si basano sull'utilizzo di previsioni meteorologiche e algoritmi di controllo in tempo reale. Tutto ciò permetterebbe di migliorare le prestazioni riportate. Tuttavia, l'obiettivo dell'attività è quello di valutare la fattibilità, l'economicità e la realizzabilità di una rete intelligente con i sistemi disponibili sul mercato.

In questo caso la struttura di controllo sarebbe *embedded* nei cogeneratori e nella batteria; pertanto, l'unica integrazione necessaria sarebbe uno strumento di misura dedicato e di elevata qualità sul lato in Media Tensione di interfacciamento tra la rete di distribuzione nazionale e quella di Benetutti corredato dal suo sistema di comunicazione del dato di misura.

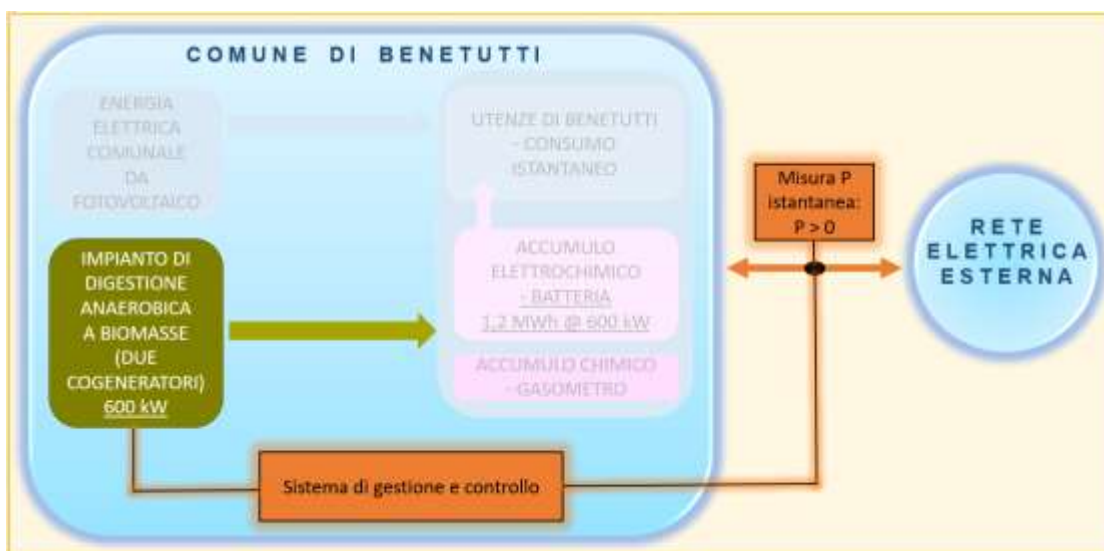


Figura 37: Comportamento della Smart Grid con misura istantanea della potenza maggiore di zero

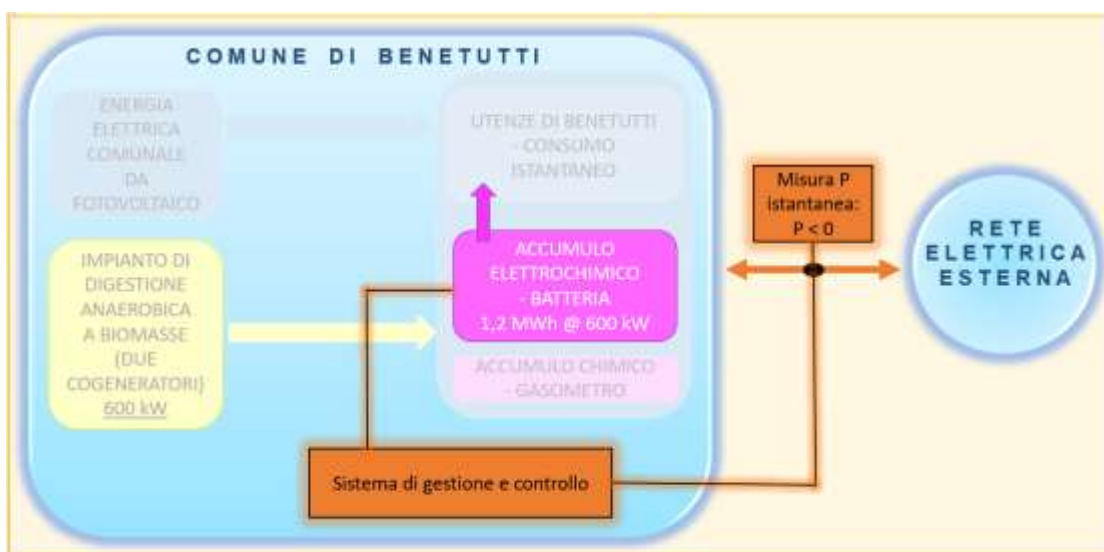


Figura 38: Comportamento della Smart Grid con misura istantanea della potenza negativa

## 6. Stima dei costi di intervento e dei benefici attesi

A completamento delle valutazioni tecniche è stata effettuata una valutazione economica preliminare. La prima parte dell'analisi economica è relativa alla stima dei costi di investimento e di manutenzione e gestione necessari per le principali dotazioni tecnologiche che comporranno la Smart Grid elettrica:

- l'impianto di digestione anaerobica
- i cogeneratori alimentati a biogas
- la rete di distribuzione del biogas
- il parco batterie

Come ulteriore potenziale investimento è poi descritto il sistema di recupero dell'energia termica, il cui eventuale costo è ininfluenza per la valutazione economica della Smart Grid elettrica.

Le stime riportate sono il risultato di indagini di mercato, dei dati disponibili in letteratura e di informazioni raccolte da operatori gestori di impianti analoghi.

### 6.1. I costi di investimento e di gestione

#### ***L'impianto di digestione anaerobica***

Per l'impianto di digestione anaerobica, dotato di un cogeneratore di potenza pari a 350 kWe, è stata condotta una stima dei costi di investimento basata sul costo base per MW di potenza installata riportato nel documento "*Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system*" del 18 marzo 2019. Il report indica un valore medio di 5.860.000 €/MW installato. Il costo di investimento per un impianto capace di erogare una potenza media di 350 kWe durante l'arco dell'anno, è compreso tra i 2.500.000 e i 3.000.000 di euro, tenendo conto delle unità necessarie al trattamento dei sottoprodotti di origine animale; in caso contrario è compreso tra i 2.000.000 e i 2.500.000 euro. Per quanto riguarda i costi di manutenzione e gestione, si ipotizza un costo di 108.000 annui.

L'ipotesi sopra esposta è stata assunta considerando che il conferimento della biomassa verrà effettuato a carico del proprietario del residuo agroalimentare, senza il conferimento di alcun corrispettivo al proprietario dell'impianto di digestione anaerobica per lo smaltimento e la gestione del rifiuto.

L'impianto di digestione anaerobica alimenta due generatori di biogas, che funzionano nell'intervallo 75-300 kW - un quarto e piena potenza - con efficienza elettrica dal 38 al 42% - al fine di fornire il carico di base medio di 350 KWe e parte della domanda di picchi.

È stato inoltre previsto uno stoccaggio di biogas di dimensioni di 5000 m<sup>3</sup> che garantirà un funzionamento dei cogeneratori in regime variabile.

Per il completamento del sistema di produzione e distribuzione è inoltre necessaria una rete di distribuzione del biogas, per un costo di 300.000,00€.

#### ***Il parco batterie***

Per la valutazione dei costi del sistema di accumulo elettrochimico si è ipotizzato di riferirsi, in questa fase preliminare, al costo delle batterie al litio in una configurazione centralizzata e disponibili in container da 40 piedi (12 metri circa), con inclusi tutti i dispositivi ausiliari relativi ai sistemi antincendio, climatizzazione, allarmi. Il dispositivo è caratterizzato da pacchi di batterie al litio connessi in parallelo e utilizzati come interfacce dei PCS (Power Conversion System). I PCS consentono la gestione dei pacchi batterie e la conversione della tensione dalla

forma continua a quella alternata. Il sistema è corredato da un sistema di gestione energetica. Il costo complessivo di mercato, inclusivo di tutti i componenti di un container batterie di potenza pari a 600 kW e capacità pari a 1,2 MWh è di circa 960.000,00€.

Il costo, che include il sistema di gestione e controllo della Smart Grid, è soggetto a sensibili variazioni a causa della forte volatilità al ribasso a cui i prezzi delle batterie al litio oggi sono soggetti. Pertanto, tale valutazione economica è da considerare particolarmente cautelativa.

La tabella seguente visualizza i costi di investimento e i costi operativi annui relativi alla realizzazione della Smart Grid elettrica.

Voce di costo	Costo di investimento (in €)
Impianto di digestione anaerobica	2.000.000,00
2 cogeneratori da 300 kW alimentati a biogas	600.000,00
Rete di distribuzione biogas (10 km)	300.000,00
Parco batterie	960.000,00
<b>Totale investimenti</b>	<b>3.860.000,00</b>

**Tabella 24:** Tabella riepilogativa dei costi di investimento

### ***Il sistema di recupero dell'energia termica***

Oltre agli investimenti relativi alla Smart Grid elettrica sopra descritti, un'opportunità ulteriore potrebbe essere quella relativa al sistema di recupero dell'energia termica attraverso la realizzazione di una rete di teleriscaldamento, i cui costi sono variabili in funzione della lunghezza della rete stessa. Il relativo costo non è stato inserito nella tabella precedente perché ininfluenza per la valutazione economica della Smart Grid elettrica.

Per quanto riguarda il recupero dell'energia termica, la stima dei costi di intervento è stata valutata considerando la soluzione con due cogeneratori, uno dei quali sarà dedicato a fornire l'energia termica necessaria per il sostentamento dell'impianto di digestione anaerobica, mentre l'altro sarà alimentato tramite un gasdotto e fornirà energia termica per la rete di teleriscaldamento, secondo le ipotesi descritte nel paragrafo 4.2.

Energia termica distribuita alle utenze	213.000 kWh
Perdite lungo la rete	10%
Energia termica trasmessa dal cogeneratore	234.300 kWh
Potenza termica nominale	268 kW
Consumo energia elettrica ausiliari	2% energia trasmessa
Costo stazione di circolazione	240.000 €/MW
Costo linea principale	460€/m
Costo linee di servizio	6.200€/unità
Costo sottostazioni	265.000 €/MW
Costi di manutenzione fissi	ND
Costi manutenzione variabili	1,5 €/MWh

**Tabella 25:** Costi di investimento, di gestione e perdite per la rete di teleriscaldamento

Questa soluzione presenta molteplici vantaggi, come la produzione di energia termica laddove è necessaria e la disponibilità di un punto di prelievo del gas nel centro abitato. Inoltre, una linea del gas, rispetto a una linea in cui scorre il fluido caldo, consente maggiore libertà sulla collocazione dell'impianto e minori perdite di energia termica. Infine, benché a parità di potenza

totale il costo di due cogeneratori sia superiore all'acquisto di un singolo cogeneratore, averne due è garanzia di una maggiore continuità di servizio.

Il riferimento bibliografico per la determinazione dei costi è stato il sito <https://ens.dk/en>. Nel caso in cui il motore possa essere posizionato a non più di 300 metri dall'utenza (cabina più vicina), il costo di investimento per la realizzazione della rete di teleriscaldamento sarebbe pari a 286.000 € con consumi elettrici di 4686 kWh/anno. Questo importo potrebbe essere drasticamente ridotto nel caso in cui si posizioni il cogeneratore a ridosso degli edifici scolastici. Dal punto di vista dell'energia termica prodotta, il risparmio sarebbe pari a circa 8.500 €/anno.

## 6.2 Il costo dell'energia

Considerate le caratteristiche tecniche dei dispositivi utilizzati per la realizzazione della rete intelligente di Benetutti sono state condotte delle valutazioni di carattere economico per valutare l'entità del costo livellato dell'energia elettrica (LCOE, *Levelized Cost Of Energy*), prodotta nel comune a seguito degli interventi di investimento descritti al paragrafo precedente.

Il LCOE stima i costi necessari per realizzare e gestire un impianto di produzione energetica, in rapporto alla quantità di energia generata. Costituisce quindi un valore di riferimento per il prezzo a cui vendere l'energia per unità di energia elettrica generata.

Per la stima del LCOE occorre innanzitutto calcolare il cosiddetto CAPEX, cioè il costo annuo del capitale investito. Per il calcolo si è ipotizzato di considerare quale tempo di vita dell'impianto a biomasse un periodo di venti anni, mentre per le batterie è stata ipotizzata una vita media di dodici anni. Noti i costi dell'impianto e della batteria, è stato ipotizzato un finanziamento per l'impianto ad un tasso di interesse fisso pari al 2,25%, così come definito dalla Cassa Depositi e Prestiti.

Oltre al CAPEX occorre poi calcolare l'OPEX, cioè il costo operativo annuo per la gestione e la manutenzione delle attrezzature.

Il risultato è riassunto nella tabella seguente.

Voce di costo	Costo annuo del capitale (CAPEX)	Costo operativo annuo (OPEX)	Costo annuo totale (in €)
Impianto di digestione anaerobica	128.300,00	108.000,00	<b>236.300,00</b>
Cogeneratori da 300 kW	91.150,00	12.000,00	<b>103.150,00</b>
Rete di distribuzione biogas	15.710,00	-	<b>15.710,00</b>
Parco batterie	92.180,00	8.000,00	<b>100.180,00</b>
Personale	-	40.000,00	<b>40.000,00</b>
<b>Totale investimenti</b>	<b>327.340,00</b>	<b>168.000,00</b>	<b>495.340,00</b>

**Tabella 25:** Costo annuo per la valutazione del LCOE

Nel modello sviluppato si è poi proceduto a valorizzare il costo della componente fotovoltaica auto-consumata nell'ambito del comune: il costo unitario del kWh è stato fissato a un valore pari al PUN (Prezzo Unico Nazionale), maggiorato di un 30%, per favorire la destinazione da parte dei *prosumer* di Benetutti della loro eccedenza all'Azienda Elettrica Comunale.

Tale costo unitario (pari a 0,70 € per kWh) è stato moltiplicato per il numero di MWh da fotovoltaico (pari a 1.474 MWh) che nell'arco di un anno l'Azienda Elettrica Comunale andrebbe ad acquisire dai *prosumer* di Benetutti.

Il valore di 103.000,00 € ottenuto è stato poi sommato al costo annuo degli investimenti di cui alla Tabella 26, secondo quanto di seguito riassunto.

Costo annuo investimento Smart Grid	€ 495.340,00
Costo annuo acquisto energia da <i>prosumer</i>	€ 103.000,00
<b>Costo annuo totale energia da FER</b>	<b>€ 598.340,00</b>

**Tabella 27:** Costo annuo totale

Il divisore del rapporto tra costo e energia prodotta è rappresentato dalla quantità di energia da FER autoprodotta e autoconsumata nell'ambito della rete di Benetutti a seguito dell'investimento per la realizzazione della Smart Grid, stimata in 4.272 MWh/anno.

Per ottenere il LCOE occorre quindi dividere il costo annuo totale dell'energia per la quantità di energia annua da FER prodotta e autoconsumata nell'ambito della Smart Grid comunale.

Il valore ottenuto:  $598.340,00 \text{ €} / 4.272 \text{ MWh} = \mathbf{140 \text{ €/MWh}}$

rappresenta il costo livellato dell'energia (LCOE) associato all'investimento ipotizzato per la realizzazione della Smart Grid di Benetutti.

Considerando un costo di acquisto omnicomprensivo, a meno degli oneri di connessione e degli oneri associati alle accise e alla quota di potenza massima assorbita, pari a 150 €/MWh, si giunge a individuare nella riduzione del costo un vantaggio economico conseguibile da parte della collettività pari a quasi il 10%.

A questo vanno aggiunti i vantaggi indiretti associati alla gestione dei rifiuti zootecnici, della creazione di posti di lavoro e di un riconoscimento economico per i *prosumer* del Comune di Benetutti.

Le stime formulate con il modello sviluppato nella Piattaforma Energie Rinnovabili di Sardegna Ricerche sono state verificate anche attraverso uno strumento commerciale (il software microgrid HOMER Pro®) sviluppato appositamente per il design delle micro reti e che permette di stimare - in aggiunta ai costi finali - il comportamento della micro rete durante un arco temporale annuale.

Con il supporto del software sono state condotte diverse campagne di simulazione, con l'obiettivo di generare e analizzare diversi scenari ed eseguire un'analisi di sensibilità.

Le simulazioni effettuate hanno confermato i valori economici emersi dal modello sviluppato nella Piattaforma Energie Rinnovabili, evidenziando come il parametro che maggiormente influenza i risultati economici è l'impianto di digestione anaerobica, la cui taglia è definita sulla base della disponibilità delle risorse locali e della loro distanza dalla centrale, al fine di ridurre i consumi energetici e gli impatti ambientali legati al trasporto della materia prima.

In conclusione, sulla base delle analisi effettuate, l'intervento presenta caratteristiche di sostenibilità economica e ricadute socio-economiche sulla comunità.

Al di là del semplice impatto economico positivo sul costo dell'energia prodotta, occorre poi valutare benefici non immediatamente monetizzabili, quali quelli ambientali e occupazionali rappresentati dalla realizzazione e gestione dell'impianto di digestione anaerobica, per una cui descrizione più dettagliata si rimanda al paragrafo 4.4.

## 7. Attività di comunicazione

### 7.1. Scopo e importanza della comunicazione

Lo scopo delle attività di comunicazione è quello di illustrare e promuovere, *in primis* alla comunità benetuttese e più in generale alle altre municipalità regionali, le opportunità legate al progetto di Smart Grid comunale.

Allo stesso tempo, la comunicazione può riuscire a creare la consapevolezza nella popolazione di Benetutti di far parte di un progetto con alte potenzialità, che può fungere da punto di riferimento e da modello di gestione della risorsa energetica in ambito non solo regionale.

Questo senso di condivisione di un progetto e di appartenenza a una comunità unica nel suo genere deve essere costruito, ed è fondamentale per lo sviluppo di un'auto percezione positiva che si possa tradurre in una proposta innovativa capace di fungere da traino anche per altre realtà territoriali.

Il ruolo attivo della popolazione può contribuire a spingere l'amministrazione a impegnarsi maggiormente nel senso della valorizzazione della propria risorsa.

Questa risorsa, da cui trae i presupposti il progetto di realizzazione di una Smart Grid su scala comunale, è data dalla peculiarità della situazione di Benetutti: la titolarità della concessione della rete di distribuzione dell'energia elettrica, unita a un'alta produzione di energia da fonti rinnovabili.

Gli obiettivi prioritari delle attività di comunicazione sono:

- valorizzare in termini comunicativi la Smart Grid di Benetutti;
- rafforzare nella popolazione, negli operatori economici locali e nell'amministrazione la consapevolezza del valore e dell'importanza dell'iniziativa;
- facilitare le scelte amministrative;
- aumentare la capacità del sistema di adattarsi e migliorare attraverso un meccanismo continuo di azione e *feedback* tra popolazione e amministrazione.

Allo stesso tempo gli strumenti delle attività di comunicazione possono, almeno in parte, colpire target anche più vasti, soprattutto quello di un'opinione pubblica solo in parte già sensibilizzata e informata sui temi della gestione intelligente dell'energia, che ancora però non è consapevole né dell'esistenza del progetto Smart Grid di Benetutti né delle opportunità che possono provenire dalla sua sperimentazione e valorizzazione.

A essere importante, per questo target più ampio, è da un lato il concetto dell'efficienza energetica, del risparmio e dell'utilizzo intelligente delle fonti energetiche rinnovabili, oltre che dell'impatto positivo sull'ambiente; dall'altro il valore sociale e culturale di una gestione della risorsa energetica che vede il coinvolgimento attivo della popolazione.

Queste considerazioni devono necessariamente fare i conti con un basso livello di conoscenza e informazione e di conseguenza di sensibilità sulle tematiche delle reti intelligenti per la gestione dell'energia, le cosiddette Smart Grid e Micro Grid.

L'informazione e la comunicazione sulle opportunità tecniche, ambientali ed economiche offerte dal progetto Smart Grid di Benetutti sono quindi il primo passo che il progetto vuole e deve affrontare per facilitare il livello di accettazione da parte della comunità e per ottimizzare l'efficacia degli interventi.

La comunicazione agli operatori delle possibilità (tecniche, amministrative, economiche, ambientali) offerte dal progetto Smart Grid di Benetutti passa per un ventaglio di strumenti, tra di loro ordinati e coordinati, destinati in primo luogo agli amministratori pubblici, agli abitanti e

agli operatori economici di Benetutti. Gli stessi strumenti possono servire a informare e sensibilizzare anche altre realtà territoriali, sia per quanto concerne amministrazioni comunali che la popolazione che gli operatori economici.

### **Le criticità**

Uno degli aspetti chiave per agevolare la consapevolezza e la diffusione di un messaggio positivo del progetto verso gli utenti direttamente interessati è individuabile nella necessità di illustrare in maniera efficace il potenziale ritorno economico dell'iniziativa per la popolazione.

Una ricaduta positiva anche in termini direttamente economici rende la comunicazione più incisiva; senza di essa la realizzazione della Smart Grid rischia di rappresentare solo una ulteriore difficoltà sia per l'amministrazione che per gli utenti della rete.

È importante quindi evitare il rischio di una percezione del progetto come un semplice aggravio per gestori e utenti della rete; questo va fatto attraverso una comunicazione mirata che renda consapevoli tutti gli *stakeholder* del valore della risorsa rappresentata dal poter gestire in autonomia la rete elettrica comunale, e di poter trarre vantaggio dal suo massimo sfruttamento secondo i principi della Smart Grid .

A tal fine si valuta positivamente l'adozione di meccanismi di partecipazione della popolazione e degli operatori locali, in linea con i documenti europei sulla trasparenza e sul coinvolgimento degli *stakeholder* come parte attiva delle politiche di sviluppo sostenibile.

### **I fattori di successo**

I principali fattori di successo delle attività di comunicazione sono:

- un ampio e immediato coinvolgimento della popolazione;
- un coinvolgimento che sia collegato a un ritorno economico percepibile, oltre che alla consapevolezza dell'unicità della condizione di Benetutti in materia di gestione dell'energia;
- una volontà politica e strategica territoriale a lungo termine;
- un coordinamento tra le varie politiche territoriali (si pensi alla filiera delle biomasse);
- una procedura per ottenere i finanziamenti breve, semplice e comprensibile;
- un sostegno da parte di organizzazioni che facilitano l'ottenimento dei finanziamenti e seguono l'iter di eventuali progetti ed iniziative;
- una comprensione dei benefici del progetto anche da parte di amministratori, operatori e utenti al di là del territorio benetuttense;
- l'opportunità per il Comune di ottenere finanziamenti ulteriori, per esempio attraverso il programma europeo Horizon 2020, per attività sperimentali e dimostrative sulla propria Smart Grid .

Il messaggio sottostante che si vuole comunicare è la triplice valenza del progetto di Smart Grid : economica, ambientale e innovativa.

Dal punto di vista economico il progetto ha l'obiettivo di produrre ricadute positive sia sulle casse comunali che sulle bollette degli utenti della rete elettrica.

Dal punto di vista ambientale, l'obiettivo è quello di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>, attraverso l'ottimizzazione della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Dal punto di vista dell'innovazione, l'obiettivo è che Benetutti diventi un *benchmark* internazionale sulla applicazione a scala comunale delle tecnologie della Smart Grid , e un centro di attrazione per lo sviluppo di progetti di ricerca e sperimentazione.



## 7.2. I destinatari principali

1) I primi destinatari dell'attività di comunicazione sono gli abitanti del Comune di Benetutti, in quanto utenti e primi beneficiari della Smart Grid comunale e delle sue potenziali ricadute positive, a partire dagli effetti visibili in bolletta.

2) In secondo luogo, la pubblica amministrazione, che è allo stesso tempo target e attore della comunicazione. Nello specifico: gli amministratori comunali, i funzionari e i tecnici delle amministrazioni locali del Comune di Benetutti e della Comunità montana del Goceano, i funzionari della Regione Sardegna.

3) In terzo luogo, gli operatori economici direttamente o indirettamente interessati all'iniziativa, a partire dalle imprese produttrici dei residui da utilizzare nell'impianto a biomasse, una delle componenti fondamentali della Smart Grid proposta.

4) In quarto luogo, l'opinione pubblica e i consumatori: sebbene non esplicitamente destinata a loro, l'attività di comunicazione può avere come orizzonte quello del pubblico vasto, con l'obiettivo di stimolare l'intrapresa di iniziative analoghe in altre realtà territoriali.

5) Infine, operatori economici e della ricerca, sia regionali che extra-regionali, interessati a investire sulla Smart Grid sperimentale per attività sperimentali e innovative.

### ***I messaggi chiave***

- Benetutti è in possesso di una risorsa unica, che è patrimonio dell'amministrazione e dell'intera popolazione comunale.
- La Smart Grid può diventare strumento di attrazione di investimenti pubblici e privati in attività di ricerca e innovazione.
- Benetutti si propone come punto di riferimento internazionale per le tecnologie Smart Grid .
- Lo sfruttamento della biomassa residuale a fini energetici produce ricavi economici e benefici ambientali.

## 7.3. Elementi per la progettazione della comunicazione

Dato il suo ruolo strategico per il successo del progetto la comunicazione dovrà essere in grado di:

- costruire identità e identificazione e produrre consapevolezza rispetto al progetto stesso tra tutti i destinatari e gli *stakeholder* interessati;
- stimolare comportamenti di approfondimento di adozione di 'buone pratiche';
- trovare una formula comunicativa in grado di produrre un vantaggio percepito in termini di immagine.

### ***Il concept creativo***

Perché la comunicazione sia efficace, e quindi essere motivante sia per gli attuatori del progetto che per i suoi destinatari, si ritiene importante l'elaborazione di un *concept* creativo, che costituisca un elemento di visibilità e di immediata riconoscibilità che dovrà essere presente su tutti gli strumenti di comunicazione.

### ***Il linguaggio***

Essendo la comunicazione rivolta principalmente a un pubblico non specializzato, la scelta del linguaggio deve avere come priorità la comprensibilità del messaggio e la sua immediatezza. Anche se i temi trattati hanno un grado di complessità piuttosto elevato, occorre tradurre in parole, frasi, immagini semplici ma non riduttive o banali.

## ***I principali strumenti di comunicazione***

La scelta dello strumento comunicativo va fatta in funzione dei diversi destinatari cui ci si rivolge. Nel caso della popolazione, per esempio, gli strumenti più efficaci potrebbero essere materiali stampati, appuntamenti pubblici e il sito Internet del Comune e dell'Azienda energetica comunale.

Più in generale, gli strumenti principali potrebbero essere:

- Pagina internet dedicata al progetto, contenente le principali informazioni sugli obiettivi, lo stato di avanzamento, le principali iniziative in atto.
- Spot video (in italiano e in inglese), da veicolare sulla pagina internet del progetto, sul canale Youtube, e eventualmente attraverso trasmissioni TV che ospitano la notizia del progetto, su siti che si occupano da vicino del tema delle Smart Grid e dell'energia sostenibile.
- Materiale promozionale, consistente sia di locandine, cartoline e dépliant, per una diffusione capillare sul territorio e come strumento di supporto per la partecipazione ad attività convegnistica.
- Documentazione tecnica (in italiano e inglese), destinata a potenziali investitori in attività di ricerca e innovazione.

## **7.4. La fase di avvio della comunicazione**

Come già sottolineato in più punti, si ritiene opportuno e proficuo un ruolo attivo da parte della popolazione, che è invitata ad esprimere le proprie opinioni ed a condividere le principali scelte in materia di infrastrutturazione della rete elettrica e politica tariffaria.

Il presente documento va infatti letto come uno strumento di supporto alla decisione politica, intesa come un processo di dialogo tra l'amministrazione e la popolazione. Non si propone pertanto come un documento tecnico calato dall'alto e non modificabile, bensì come una proposta dinamica, che deve essere discussa e condivisa non solo dagli amministratori comunali, ma anche e soprattutto dalla popolazione.

Per quanto sopra esposto, si propone di proseguire l'azione di prima comunicazione e coinvolgimento della popolazione, già avviata nei mesi passati, secondo una logica di progettazione partecipata, che segue le fasi di seguito indicate.

### *Fase 1 – Presentazione dello Studio*

Questa fase ha preso avvio con l'incontro del 5 dicembre 2018, organizzato dall'amministrazione comunale con la collaborazione di Sardegna Ricerche, per condividere, con la popolazione benetuttese, un primo stato di avanzamento dello studio e le opportunità per il territorio.

Si prevede infatti l'organizzazione di un ulteriore incontro per presentare alla popolazione le linee generali dello studio e, considerando l'importanza del progetto non solo per l'intero territorio del Goceano, ma anche per tutto il regionale, emerge l'opportunità e l'interesse di coinvolgere una platea più ampia della popolazione, partendo proprio dal coinvolgimento dell'intera Comunità Montana del Goceano.

### *Fase 2 – Consultazione on line*

Dopo l'incontro di presentazione, lo studio sarà reso consultabile sul sito web del Comune e su quello di Sardegna Ricerche, e sarà data la possibilità agli interessati di porre quesiti, osservazioni e proposte tramite un indirizzo mail dedicato.

### *Fase 3 – Aggiornamento dello Studio*

Terminata la fase di consultazione, sarà elaborata una sintesi di quanto emerso. Lo studio sarà integrato e modificato di conseguenza, e la versione definitiva sarà resa disponibile sul sito del Comune e su quello di Sardegna Ricerche.

Ulteriori attività potranno essere organizzate qualora se ne intraveda l'opportunità per il miglior successo del progetto.