

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria
Energetica e Nucleare



Tesi di Laurea Magistrale

Analisi tecnico, economica e sociale
della Comunità Energetica Rinnovabile
Monviso

RELATORE

Prof. Guglielmina MUTANI

CORRELATORI

Prof. Angelo TARTAGLIA

Ing. Paolo ALBERTINO

CANDIDATA

Mara BARTOLINI

S262734

Anno Accademico 2020/2021

Sommario

Il seguente elaborato di tesi introduce la definizione più recente di Comunità Energetica Rinnovabile (CER) nel panorama legislativo italiano, delineando il perimetro di applicazione tecnica e pratica a livello nazionale e regionale piemontese.

Individuato l'ambito dello studio, è stata descritta la comunità Monviso e approfondito il contesto in cui la stessa si realizza e le finalità di sviluppo. Lo studio della realtà Monviso vede l'analisi sistemica e metodica di una serie di dati raccolti in loco e inediti.

Dall'inquadramento territoriale, si passa al caso studio del Comune di Bagnolo Piemonte. Lo studio di un perimetro ristretto consiste nel verificare a livello teorico l'applicabilità di una serie di configurazioni impiantistiche rinnovabili presenti sul mercato e di individuare 13 tipologie di scenari.

Gli scenari di fattibilità serviranno a confermare la configurazione ottimale di autoconsumo collettivo in termini di emissioni, soglie normative, costi di investimento e impatto sociale locale. Sono stati individuati 162 Key Performance Indicators (KPIs) utili nella scelta dello scenario da intraprendere. Lo scopo futuro di questo studio avrà come fine ultimo la realizzazione stessa dell'impianto e l'individuazione dei bandi nazionali ed europei per il loro finanziamento.

Ringraziamenti

Per tutto il lavoro svolto vorrei ringraziare la professoressa Guglielmina Mutani e il professore Angelo Tartaglia, per la possibilità di aver approfondito un tema mai trattato a livello didattico, per avermi dato l'opportunità di prendere parola in convegni e per tutti i consigli e spunti di riflessione utili a questo scritto.

Ringrazio l'azienda IRIS s.r.l. per avermi accolto e avermi fatto conoscere personalità importanti. In particolare modo ringrazio l'Ingegnere Paolo Albertino per avermi supportato ad ogni passo e la pazienza costante ad ogni mio dubbio.

Ringrazio la mia famiglia, che seppur lontana in questo periodo difficile, ha sempre supportato i miei studi e aiutato a raggiungere questo obiettivo.

Ringrazio gli amici di Roma e di Torino, con la loro spensieratezza ho affrontato i momenti di studio intenso con piacevole allegria. Con l'augurio di poter rivedere tutti, dedico questo elaborato.

Ringrazio Leo Italiano e Wahiba Haoit, vicini o lontani che siano sono sempre stati nei miei pensieri.

“Il più grande pericolo per il nostro futuro è l’apatia”
Jane Goodall

Indice

Acronimi.....	1
1. Introduzione.....	1
2. Comunità energetiche.....	6
2.1 Il contesto europeo.....	7
2.2 Il contesto italiano.....	10
2.3 Il contesto Piemontese.....	15
3. I consumi energetici in Italia e Piemonte.....	17
4. Quadro normativo.....	24
4.1 Norme di riferimento per l'analisi CE.....	24
4.2 Norme di riferimento per le analisi di fattibilità.....	28
5. Obiettivo dello studio di tesi.....	29
5.1 Metodologia attuata.....	31
5.2 Ricerche dati energetici.....	33
PRIMA PARTE.....	47
6. Il contesto di analisi e soggetti coinvolti.....	48
7. Inquadramento territoriale.....	62
8. Bilancio energetico ed emissivo.....	73
8.1 Bilancio emissivo.....	92
9. Analisi legislativa.....	98
10. Stima della producibilità energetica locale.....	107
10.1 Producibilità da fotovoltaico.....	110
10.2 Producibilità da biomassa.....	118
SECONDA PARTE.....	122

11.Introduzione al Caso di Bagnolo Piemonte	123
11.1 Perché Bagnolo Piemonte	123
11.2 Inquadramento del caso studio	125
12.Pianificazione energetica del Caso Studio	133
12.1 Metodologia attuata.....	133
12.2 Bilancio energetico attuale del Caso Studio	146
12.3 Configurazione e disposizione dei pannelli fotovoltaici.....	148
12.4 Profili di produzione elettrica e consumo a confronto per ciascun edificio.....	153
13.Indicatori di performance degli scenari.....	156
13.1 Indicatori energetici e ambientali	160
13.2 Indicatori economici.....	163
13.3 Indicatori sociali	167
14.Analisi di scenario	169
14.1 Scenario attuale.....	169
14.2 Scenario con fotovoltaici senza/con batteria	170
14.3 Scenario con cogeneratore da 20 kW combinato a fotovoltaico.....	176
14.4 Confronto tra scenari e analisi critica	189
14.5 Scenari ipotetici per il recupero della produzione termica	194
14.6 KPI Sociali.....	205
15.Conclusioni.....	208
Commenti conclusivi	217
Bibliografia	218
Sitografia	223
Appendice	225
KPI Totali individuati	226

Acronimi

ANR	Associazione Non Riconosciuta
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente
AT/MT	Alta Tensione / Media Tensione
ATS	Associazione temporanea di scopo
BIM	Bacino Imbrifero Montano
CE	Comunità Energetica
CEC	Citizen Energy Community o Comunità Energetica dei Cittadini
CER	Comunità Energetica Rinnovabile
EC	Energy community
EL	Energia Elettrica
FER	Fonti energetiche rinnovabili
FV	Impianto Fotovoltaico
GCS4L	Green Chain Saw 4 Life
GIS	Geographic Information System
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KPI	Key Performance Indicators
LCA	Life Cycle Assessment
MEF	Ministero dell'Economia e Finanze
MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MSLM	Metri Sopra il Livello del Mare
MSR	Metro cubo Stero Riversato
MT/BT	Media Tensione / Bassa Tensione
PA	Pubbliche Amministrazioni
PAES	Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile
PCI	Poter Calorifico Inferiore
REC	Renewable Energy Community
RED	Renewable Energy Directive
SCI	Self Consumption Index
SET	Strategic Energy Technology
SSI	Self Sufficiency Index

TAUC	Tasso di Autoconsumo
TAUP	Tasso di Autoproduzione
TC	Tasso di Copertura
TH	Energia Termica
TLR	Teleriscaldamento
UE	Unione Europea
UPS	Uninterruptible Power Supply o Gruppo di continuità

Capitolo 1

1. Introduzione

Nelle valutazioni che seguiranno, il filo conduttore delle analisi pone l'accento su due principi nitidi e semplici: Energia e Sostenibilità, ad oggi standard sicofante della generazione Millennial.

A molti di noi sarà noto come in greco antico la parola ἐνέργεια significava “in azione” ἐν-ἐργον e venne utilizzata dai diversi filosofi presocratici fino ad Aristotele. Il termine energia fonda la sua esistenza su una dimensione filosofica.

Se il termine “energia” trova le sue radici in epoche arcaiche ma definite, non vale lo stesso per il concetto di “sostenibilità”. Le origini del concetto di “sostenibilità” risalgono vagamente al XVIII secolo quando il proprietario di una sede mineraria tedesca Carl von Carlowitz scrisse un trattato sulla silvicoltura “*Sylvicultura Oeconomica*”.

Carlowitz esplicitava nel suo trattato "un uso continuo, costante e sostenuto" della foresta tedesca dell'epoca. La gestione delle foreste doveva essere basata sul principio dell'equivalenza: in un anno doveva essere abbattuto un numero di alberi sufficiente a consentire un rifornimento continuo ed equivalente di alberi maturi, garantendo così la conservazione della foresta stessa.

Quindi la sostenibilità nasce paradossalmente sotto una luce economica, ossia garantire la massima produzione di legname per l'esistenza continua di una singola impresa commerciale, secondariamente preservare un ecosistema. Questo principio è stato legalmente codificato nella gestione forestale tedesca e più volte reinterpretato.

Successivamente il concetto di sostenibilità come “rendimento massimo sostenibile” è stato implementato attivamente anche nel settore della pesca

per massimizzare la resa in relazione al numero di elementi ittici. Per oltre 200 anni, quindi, il principio della sostenibilità è stato limitato a questi due settori. Ha avuto pochissima influenza su altri ambiti dell'economia.

Dobbiamo attendere fino al 1972 per una definizione esatta e moderna di sostenibile con il reportage *The Limits to Growth* del Club di Roma che afferma:

“Stiamo cercando un modello che rappresenti un sistema mondiale che sia:

1. sostenibile senza collassi improvvisi e incontrollabili;
2. in grado di soddisfare i requisiti materiali di base di tutte le persone.”

Viene identificato sostenibile ciò che sia contrario al "collasso " ed evidenzia il bisogno umano fondamentale di sicurezza per la sopravvivenza di sé e della prole futura.

Tra il Settecento e il 1972 abbiamo altri personaggi sicofanti di idee “sostenibili”. Impossibile non ricordare il filosofo inglese Thomas Malthus che basò la sua idea sulla limitata capacità di carico della natura.

Malthus visse in un periodo di estrema crescita demografica in Inghilterra, coincidente con la prima rivoluzione industriale del paese (e della storia). In un contesto di fiducia futuristica ha intuito lo squilibrio inevitabile tra le risorse presenti in un habitat e la dimensione della popolazione che ivi si trova, prevedendo epidemie e guerre. Oggi, i suoi lavori sono spesso considerati nei primi studi dei limiti ecologici e sono accreditati come una delle prime fonti di sostenibilità critica.

La tesi pessimistica di Malthus è stata oggetto di minore attenzione o addirittura considerata obsoleta tra i suoi contemporanei. Di conseguenza, per più di 150 anni, la teoria e la pratica economica hanno ampiamente ignorato la natura come fattore nell'analisi dei processi di produzione.

Fino agli anni '60 quando sulla scia di una serie di catastrofi ambientali che non potevano più essere ignorate, la protezione ambientale è diventata una questione di interesse pubblico.

Infatti, nel 1972 il Club di Roma commissionò il rapporto *Limits to Growth* e spinse la questione delle risorse al centro dei dibattiti ambientali nei paesi più sviluppati. Il rapporto si basava sul lavoro svolto dagli scienziati del Massachusetts Institute of Technology (MIT), che utilizzavano programmi per simulare diversi scenari del futuro della Terra. La previsione più allarmante era che la Terra non sarebbe

stata in grado di sostenere una continuazione delle politiche di crescita ad alta intensità. La maggior parte degli scenari mostra un eventuale e

significativo calo della popolazione e del tenore di vita, l'aumento dei livelli di inquinamento, una diminuzione dei raccolti e la necessità di ingenti investimenti nella rivitalizzazione agricola. Come conseguenza fatale, la popolazione sarebbe diminuita a causa della scarsità di cibo e degli effetti negativi dell'inquinamento. Il rapporto ha avviato una discussione largamente scientifica e politica sulle relazioni tra i mezzi sociali di produzione e gli stili di vita, la crescita economica e la disponibilità delle risorse. A seguito della pubblicazione dei *Limits to Growth*, i paesi scandinavi e gli Stati Uniti hanno avviato un'iniziativa di protezione ecologica.

Sempre nel 1972 si tenne a Stoccolma la prima Conferenza delle Nazioni Unite sull'ambiente umano. Il principale interesse politico dei paesi dell'emisfero nord è stato quello di scongiurare un'imminente catastrofe ambientale raggiungendo un accordo su misure per limitare l'inquinamento industriale e proteggere l'ambiente.

In opposizione ai paesi del nord, l'elenco delle priorità dei paesi in via di sviluppo e sottosviluppati discostava molto dall'attenzione ambientale e prediligeva l'eliminazione della povertà, l'istituzione dell'istruzione e della formazione professionale, l'accesso all'acqua pulita e l'assistenza medica.

Questa dicotomia di interesse tra "ambiente" e "sviluppo" ha spinto i paesi meno sviluppati del mondo ad avviare una rapida industrializzazione e considerare i problemi ambientali come inevitabili e da affrontare in un secondo momento.

Durante la conferenza e le discussioni, i paesi più sviluppati sono stati in grado di persuadere i paesi in via di sviluppo che la siccità, le inondazioni e le condizioni igieniche inadeguate erano anche problemi ambientali e che non c'era contraddizione tra protezione ambientale e sviluppo.

È stato in questa discussione che è emersa la formula "la povertà è il più grande inquinatore". Ciò ha permesso ai paesi in via di sviluppo di impegnarsi nella protezione dell'ambiente senza dover scendere a compromessi riguardo ai loro obiettivi di sviluppo. Inoltre, è diventato chiaro che i problemi ambientali riconosciuti nella Conferenza del 1972 (ad esempio, la distruzione della foresta pluviale o l'inquinamento degli oceani) non potevano essere risolti senza tenere conto delle prospettive sociali ed economiche.

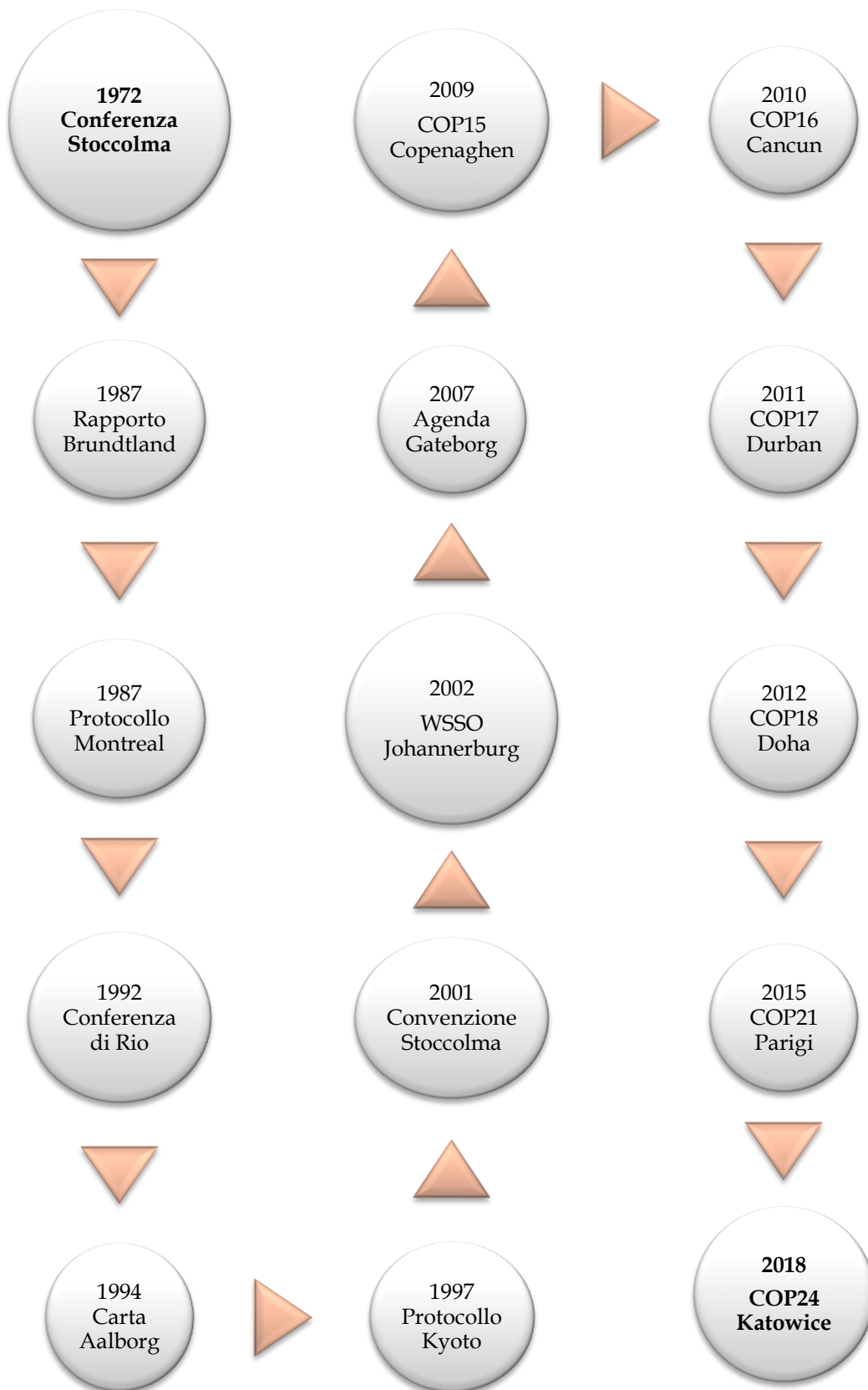
In seguito alla Conferenza di Stoccolma, sono nati percorsi di sviluppo alternativi ambientalmente e socialmente accettabili. Sotto il titolo "eco-

sviluppo", i modelli economici e di consumo dei paesi più sviluppati sono stati indicati come modelli per le altre nazioni.

Nel 1983, le Nazioni Unite hanno nominato una Commissione mondiale per l'ambiente e lo sviluppo (WCED) presieduta dal ministro norvegese, il presidente Gro Harlem Brundtland. La Commissione Brundtland, come venne chiamata, pubblicò il suo rapporto finale *Our Common Future* (WCED 1987), fornendo quello che divenne la più nota definizione del concetto di sviluppo sostenibile.

Il rapporto WCED si è basato sui risultati della prima conferenza sull'ambiente a Stoccolma e sull'intuizione che l'ambiente, l'economia e la società sono reciprocamente dipendenti e interconnessi. Tre principi fondamentali erano importanti per la Commissione Brundtland nella sua analisi dei problemi e nelle raccomandazioni per l'azione: la prospettiva globale, il collegamento tra ambiente e sviluppo e il perseguimento della giustizia.

L'anno 1972, dunque, possiamo definirlo come l'atto conclusivo per il riconoscimento dei limiti dello sviluppo e l'inizio dell'identificazione e riconoscimento del concetto "sostenibilità". Dal 1972 è stato un crescendo di politiche, conferenze e deal sui temi ambientali, percorso non ancora concluso ad oggi.



Capitolo 2

2. Comunità energetiche

In molti paesi europei, l'energia rinnovabile si è evoluta attraverso forme di organizzazione decentralizzate e su piccola scala. Queste diverse iniziative sono spesso denominate come comunità dell'energia sia nella ricerca che nella pratica. Nella letteratura è stato dimostrato come le stesse siano una forma moderna di organizzazione sociologica. Proprio per questa natura ameba tra imprenditorialità e società fa sì che debba essere ben chiaro, prima di affrontare l'analisi, l'approccio dei modelli di business sostenibili (che si occupa di creare valore economico) e dei dibattiti sulla responsabilità sociale delle imprese (ossia il concetto per cui le imprese esistenti, orientate al profitto, possono essere ritenute responsabili degli effetti esterni delle loro operazioni commerciali). Portare una prospettiva di imprenditorialità sociale nel campo dell'energia ci aiuta a restringere il campo di analisi. Tuttavia, analizzando le caratteristiche delle CE, appare importante definire il concetto proprietà. Nella definizione generale di comunità la proprietà privata non è un bene fondante, tutto viene messo a disposizione dei suoi membri; in ambito energetico invece la musica cambia. La proprietà "energetica" è l'unica ad avere vissuto il dibattito più forte per definire la sua appartenenza. Ad oggi possiamo concludere che in una CE non si debba parlare di proprietà fisica a sé stante ma della proprietà di "scopo". Lo scopo di condivisione energetica è l'unica proprietà di cui una CE debba farsi vanto, insieme ai mezzi per ottenere tale scopo. Reinterpretando il tema di Macchiavelli "*il fine giustifica i mezzi*", qui possiamo dire che i mezzi giustificano il fine e sono gli unici sui quali non è possibili artificioare scopi di lucro.

2.1 Il contesto europeo

Dalla breve introduzione “green” dell’UE, è ben chiaro il contesto per cui le forme socio-imprenditoriali delle CE abbiano preso forma. Inoltre, l’ambito di consumo per cui si concretizzano è un ambito di per sé molto delicato e non facilmente convertibile senza un sostegno sovra-sociale, come uno stato o un ente. Queste particelle di auto-collettivismo, infatti, sono solo frutto di contesti industrializzati, poche o quasi inesistenti sono le configurazioni simili in paesi in via di sviluppo.

Ad oggi l’UE emana periodicamente direttive, finanziamenti e documenti di pianificazione sulle politiche energetiche. Questa attenzione al settore energetico è quasi unica nel suo genere e occhio della Commissione UE. Uno dei finanziamenti più importanti erogati dal 2000 ad oggi è stato il programma Horizon2020.

È stato il più grande programma mai realizzato dall’UE per la ricerca e l’innovazione. Horizon è stato un elemento di supporto per la transazione delle scoperte e risultati scientifici dal laboratorio al mercato. Sono stati resi disponibili quasi 80 miliardi di euro di finanziamenti per un periodo di 7 anni (2014-2020).

Da Horizon2020 si è arrivati al 2019 con l’illustrazione di una nuova manovra europea, il Green Deal e l’approvazione del nuovo plan 2021-2027: Horizon Europe che avrà un budget di circa 100 miliardi di euro.

Nella stessa ottica di Horizon2020, Horizon Europe sarà il supporto finanziario della transazione tra ricerca e industria. Nonostante l’UE vanti una ricerca di livello mondiale e industrie forti, nonostante 1/3 di tutte le pubblicazioni scientifiche mondiali abbiano padri europeisti; c’è ancora difficoltà nel trasformare la leadership nella scienza in leadership nell’imprenditoria.

Sul nuovo Horizon è stato fatto un lungo lavoro nell’ambito del SET (Strategic Energy Technology) Plan. Con il Piano Strategico Europeo per le Tecnologie Energetiche scaduto nel 2020, l’UE deve rivedere la sua politica in materia di tecnologia energetica per l’orizzonte successivo al 2020 e stabilire un quadro politico che promuova il raggiungimento degli ambiziosi impegni dell’UE per la decarbonizzazione entro il 2050. Le opzioni per una

politica dell'UE in materia di tecnologia energetica post 2020 devono tenere conto degli sviluppi incerti, dei prezzi del carbone e del mercato globale altamente competitivo delle tecnologie energetiche. Sul fronte CLIMATE, il nuovo Horizon (grazie all'esperienza passata) vuole concentrarsi su progetti ristretti e su perimetri territoriali meno complessi rispetto alle grandi aree urbane. In questo modo la transizione verso gli obiettivi 2050 può essere raggiunta in modo più graduale ma concreto.

In parallelo e strettamente connesso ad Horizon Europe e SET Plan è il Green Deal. Il Deal riformula su nuove basi l'impegno della Commissione Europea ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente, ovvero il compito che definisce la nostra generazione. Si tratta di una nuova strategia di crescita mirata a trasformare l'UE in una società dotata di un'economia moderna, efficiente, competitiva, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas ad effetto serra e la cui crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse.

Nell'ambito del Green Deal, la Commissione intende porre la sostenibilità e il benessere dei cittadini al centro della politica economica e rendere gli obiettivi di sviluppo sostenibile il fulcro della definizione delle politiche e degli interventi dell'UE.



Poli tematici	Aree di intervento	
Sanità	- Salute lungo l'arco della vita - Malattie non trasmissibili e rare - Strumenti, tecnologie e soluzioni digitali per la salute e l'assistenza, compresa la medicina personalizzata	- Determinanti ambientali e sociali della salute - Malattie infettive, comprese le malattie correlate alla povertà e trascurate - Sistemi sanitari
Cultura, creatività e società inclusiva	- Democrazia e governance - Trasformazioni sociali ed economiche	Cultura, patrimonio culturale e creatività
Sicurezza civile per la società	- Società in grado di far fronte alle calamità - Protezione e sicurezza	Cybersicurezza
Digitale, industria e spazio	- Tecnologie produttive - Materiali avanzati - Internet di prossima generazione - Industrie circolari - Spazio, compresa l'osservazione della terra - Tecnologie abilitanti emergenti	- Tecnologie digitali fondamentali, comprese le tecnologie quantistiche - Intelligenza artificiale e robotica - Calcolo avanzato e Big Data - Industria a basse emissioni di CO₂ e pulita - Tecnologie abilitanti emergenti
Clima, energia e mobilità	- Scienza e soluzioni climatiche - Sistemi energetici e reti - Comunità e città - Competitività industriale nei trasporti - Mobilità intelligente	- Approvvigionamento energetico - Edifici e strutture industriali in transizione energetica - Trasporti e mobilità puliti, sicuri e accessibili - Immagazzinamento energetico
Prodotti alimentari, bioeconomia, risorse naturali, agricoltura e ambiente	- Osservazione ambientale - Agricoltura, silvicoltura e zone rurali - Sistemi circolari - Sistemi alimentari	- Biodiversità e risorse naturali - Mari, oceani e acque interne - Sistemi di innovazione biologici nell'UE - Bioeconomia

Figura 1 – Struttura Preliminare del piano Horizon Europe. Schede estratte dall'archivio di www.ec.europa.eu

2.2 Il contesto italiano

Il Clean Energy Package (CEP), stabilito grazie ad Horizon Europe, mette in luce il quadro legislativo e regolamentare per la politica energetica e climatica dell'UE per raggiungere i nuovi obiettivi europei entro il 2030 e 2050. Il meccanismo delineato a livello europeo richiede che ciascuno Stato membro contribuisca al raggiungimento degli obiettivi comuni fissando traguardi nazionali. Oltre a redigere un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), gli Stati membri sono anche chiamati ad attuare, tra le altre, due Direttive: la “Direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili” (UE 2018/2001 - RED II) e la “Direttiva sulle regole comuni per il mercato interno dell'energia elettrica” (UE 2019/944 - IEM). Le Direttive affidano esplicitamente ai cittadini un ruolo attivo nel raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei. Nello specifico, il RED II introduce il concetto di "Auto-consumatori di energie rinnovabili che agiscono collettivamente" e "Comunità dell'energia rinnovabile", mentre la direttiva IEM introduce i "Clienti attivi che agiscono congiuntamente" e le "Comunità energetiche dei cittadini".

Gli **“Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”** sono definiti come un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile situati nello stesso edificio che generano elettricità rinnovabile per il proprio consumo e possono immagazzinare o vendere elettricità rinnovabile autoprodotta, a condizione che tali attività non costituiscano la loro attività commerciale primaria. La Direttiva specifica che gli aderenti a tali regimi possono condividere l'energia prodotta dai propri impianti (che possono essere realizzati e gestiti anche da terzi).

All'articolo 22, la Direttiva RED II si introduce la **Renewable Energy Community (REC)**, un'entità collettiva di cittadini basata sulla partecipazione aperta, volontaria ed autonoma di soci che si trovano in prossimità degli impianti di produzione di energia. L'obiettivo principale di una REC è fornire vantaggi ambientali, economici o sociali ai suoi azionisti, piuttosto che profitti finanziari. Le principali attività di una REC comprendono la produzione, il consumo, lo stoccaggio e la vendita di energia da fonti rinnovabili, la condivisione tra i suoi membri dell'energia prodotta e la partecipazione a tutti i mercati energetici (direttamente o

tramite aggregatori).

La Direttiva sottolinea la necessità per le REC di mantenere uno stretto rapporto con il territorio e con i suoi abitanti, introducendo due principi: la “prossimità” dei soci agli impianti e la loro titolarità.

Per quanto riguarda la titolarità dell'iniziativa, la partecipazione di soggetti esterni al territorio non è espressamente vietata, ma il controllo deve essere nelle mani delle comunità locali. La forma giuridica non è vincolata: le REC possono essere costituite come associazioni, imprese sociali, cooperative e così via. L'aspetto più importante è che l'obiettivo sia di soddisfare le esigenze dei suoi membri.

Le **Comunità energetiche dei cittadini** (CEC), invece, si impegnano a fornire elettricità a prezzi accessibili (compresa l'energia rinnovabile), per membri o associati. Attraverso la partecipazione diretta dei consumatori, le CEC possono incoraggiare la diffusione di nuove tecnologie e nuovi modelli di consumo, aumentare l'efficienza energetica dei consumatori domestici, contribuire a combattere la povertà energetica e consentire ai clienti domestici di partecipare al mercato elettrico, dal quale potrebbero altrimenti essere escluso.

Analogamente alle REC, lo scopo delle CEC è soddisfare i bisogni della comunità, piuttosto che realizzare un profitto. A differenza delle REC, le CEC possono anche produrre elettricità da fonti tradizionali e possono avere come membri solo piccole (e non medie) imprese. La titolarità dell'iniziativa deve essere nelle mani di quei soci o associati che non sono impegnati in un'attività commerciale su larga scala e per i quali il settore energetico non è uno dei principali settori di attività economica. Un'ulteriore differenza rispetto alle REC è legata alla prossimità, che non è menzionata nel caso delle CEC.

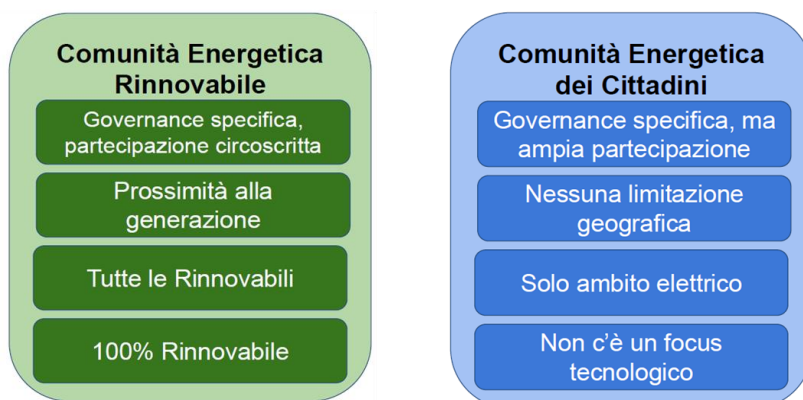


Figura 2 – Differenze tecniche tra CER e CEC, schede estrapolate dalla presentazione regionale ad ENEA “La promozione delle comunità energetiche: il percorso intrapreso dalla Regione Piemonte” di Silvia Riva.

Gli Stati membri dovrebbero recepire la direttiva RED II entro il 30 giugno 2021 e la direttiva IEM entro la fine del 2020 e introdurre nella loro legislazione gli strumenti per il coinvolgimento attivo dei clienti finali menzionati precedentemente.

Le leggi e le normative vigenti nel settore elettrico non consentono la condivisione dell'energia all'interno di una comunità o di un condominio, con la parziale eccezione delle cooperative storiche (principalmente alpine) o dei sistemi di distribuzione chiusi esistenti.

Per favorire lo sviluppo di nuove iniziative che pongono i clienti finali al centro del processo di valorizzazione delle risorse rinnovabili, nel 2019 il Parlamento italiano ha avviato un processo di consultazione per favorire la diffusione dello schema di autoconsumo collettivo.

Tra le tante risposte alla consultazione è importante evidenziare quella dell'ARERA, attraverso la quale:

- sottolinea il significato di autoconsumo nell'attuale normativa italiana;
- presenta alcune riflessioni sul recepimento delle direttive.

Per quanto riguarda il primo punto, ARERA sottolinea che l'autoconsumo individuale e collettivo (fisico e virtuale) produce un effetto di riduzione dell'utilizzo della rete e una potenziale diminuzione dei costi di sviluppo e gestione delle reti elettriche. Le CER, d'altra parte, hanno scopi diversi

rispetto all'autoconsumo. Per favorire la diffusione di iniziative collettive, ARERA suggerisce di utilizzare un incentivo esplicito, modulabile in funzione della distanza dalla grid, delle tecnologie e della taglia degli impianti.

Tali indicazioni sono state poi riprese ed elaborate nel documento di consultazione che definisce il regolamento relativo all'adozione anticipata di RED II.

Tra la fine del 2019 e l'inizio del 2020, il Decreto-legge 162/19, poi convertito in Legge 8/2020, con l'articolo 42-bis ha avviato il recepimento anticipato e parziale nella legislazione italiana della Direttiva RED II sull'autonomia collettiva e introduzione delle CER.

Il regime introdotto è provvisorio e l'obiettivo del legislatore è quello di testare gli schemi in vista del pieno recepimento della Direttiva e di consentire a tutte le parti interessate di verificare gli impatti sul sistema elettrico di tali meccanismi dal punto di vista normativo, finanziario e sociale. Per questo motivo, in questa fase alcuni requisiti consentono lo sviluppo di piccole iniziative con un impatto limitato sul sistema complessivo.

Il Decreto indica che soggetti diversi dal perimetro familiare possono partecipare all'autoconsumo collettivo e alle comunità energetiche. In linea con i principi della RED II, l'autoconsumo collettivo e la partecipazione alle CER sono finalizzati a coinvolgere nel mercato dell'energia tutti quegli attori che normalmente non ne sono parte attiva: cittadini, pubbliche amministrazioni, piccole e medie imprese. Tutti possono attuare questi schemi di consumo e "fornire" benefici ambientali, economici o sociali.

Il Decreto vuole favorire la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili (al momento gli impianti esistenti non possono entrare in sperimentazione) volti a soddisfare le richieste delle comunità che li ospitano. Quindi, chi partecipa a schemi di autoconsumo collettivo o comunità energetiche deve produrre energia per il proprio consumo con questi impianti FER con potenza unica non superiore a 200 kW. Tuttavia, è importante notare che i benefici per il sistema energetico derivanti dall'autoconsumo non sono strettamente legati alla fonte, quindi eventuali incentivi potrebbero non essere limitati ai soli impianti FER.

In questa prima fase, il Decreto mira a promuovere l'equilibrio tra la domanda e l'offerta di energia da fonti rinnovabili a livello locale: i partecipanti a schemi di autoconsumo collettivo devono trovarsi nello stesso

edificio; i componenti delle CER devono trovarsi sulla stessa rete di bassa tensione sotto la stessa cabina di trasformazione di MT/BT.

Il Decreto prevede che l'energia condivisa, anche con il supporto di sistemi di accumulo, sarà premiata attraverso il riconoscimento di un esplicito incentivo che verrà dato dal GSE. Sarà cumulabile con detrazioni fiscali, ma non sarà compatibile con lo schema di incentivazione previsto dal Decreto 4 luglio 2019 - "FER 1", basato su aste per grandi generatori e registro per impianti minori.

La dimensione finanziaria delle REC e quindi gli incentivi ad esse riconosciute è particolarmente delicato. Ad oggi tutte quelle attività che vogliono essere baluardo del rispetto ecologico non trovano quasi mai una risposta positiva dai bilanci di fattibilità economica rendendo lenta l'operatività di queste politiche. Solo a fronte di investimenti predisposti è possibile attuare il lento processo di sostenibilità cittadina.

Nonostante questa limitatezza finanziaria, l'Italia ha esperienza di iniziative territoriali (a partire dalle cooperative storiche delle Alpi) che hanno già caratteristiche simili a quelle delle comunità energetiche (Retenergie, poi fusa in enostra, Energyland, EnergiaPositiva).

Queste esperienze hanno permesso di coinvolgere le comunità nel finanziamento, costruzione e gestione di impianti alimentati da fonti rinnovabili e nella distribuzione dei benefici derivanti da tali investimenti. Tuttavia, queste esperienze rappresentano una nicchia di mercato molto piccola.

2.3 Il contesto Piemontese

Proprio nell'anno in cui l'UE pubblicava la RED II, la Regione Piemonte è stata avanguardista e lungimirante, approvando la prima Legge Regionale in Italia per la costituzione delle comunità energetiche (Legge Regionale 12/2018 presentata il 24 luglio 2017 e approvata il 25 luglio 2018). La Legge Regionale individua le comunità energetiche come aree territoriali omogenee che, al fine di superare l'uso di combustibili fossili, producono e scambiano energia generata da fonti rinnovabili e promuovono misure di efficienza energetica.

Le comunità energetiche possono stipulare convenzioni con l'Autorità nazionale per l'energia elettrica, il gas e l'acqua al fine di ottimizzare la gestione, l'utilizzo e i costi della distribuzione dell'energia; devono inoltre redigere un bilancio energetico e un piano energetico che identifichi azioni per la riduzione dei consumi.

Tuttavia, una legge nazionale approvata nel 2015 e in vigore dal 2016, ha avviato la costituzione di nuove comunità energetiche in tutto il paese, assegnando ai consigli regionali il compito di definire e regolare la procedura di costituzione. Questa è stata la base per il citato R.L. n. 12/2018 della Regione Piemonte. La legge è stata promossa anche da una serie di azioni e valutazioni preliminari svolte nel territorio circostante la città di Pinerolo, ad ovest di Torino. In quell'area era stato effettuato nel 2014 uno studio di fattibilità, rispetto alle piccole comunità storiche esistenti, su un campione di cinque amministrazioni locali. Tale studio ha stimolato la nascita del Consorzio CPE (Consorzio Pinerolese Energia). All'interno del consorzio CPE diverse società di produzione di energia hanno contribuito al fabbisogno energetico locale riducendo la dipendenza dai combustibili fossili (principalmente utilizzando impianti fotovoltaici, idroelettrici, biogas e biometano).

Il caso Pinerolese è uno dei molteplici casi di CER in Piemonte, molti altri sono gli enti comunali che vogliono dare uno slancio innovativo al territorio e, sebbene tuttora siano ancora informi dal punto di vista ufficiale, sono ben avviate alla creazione.

Oltre ai comuni Pinerolesi dobbiamo annoverare tra le aspiranti CER gruppi comunali siti in Valle Grana/Maira, in Valle Pellice, in Val di Susa, la città di Dronero, il Comune di Montebello e in Valle Po.

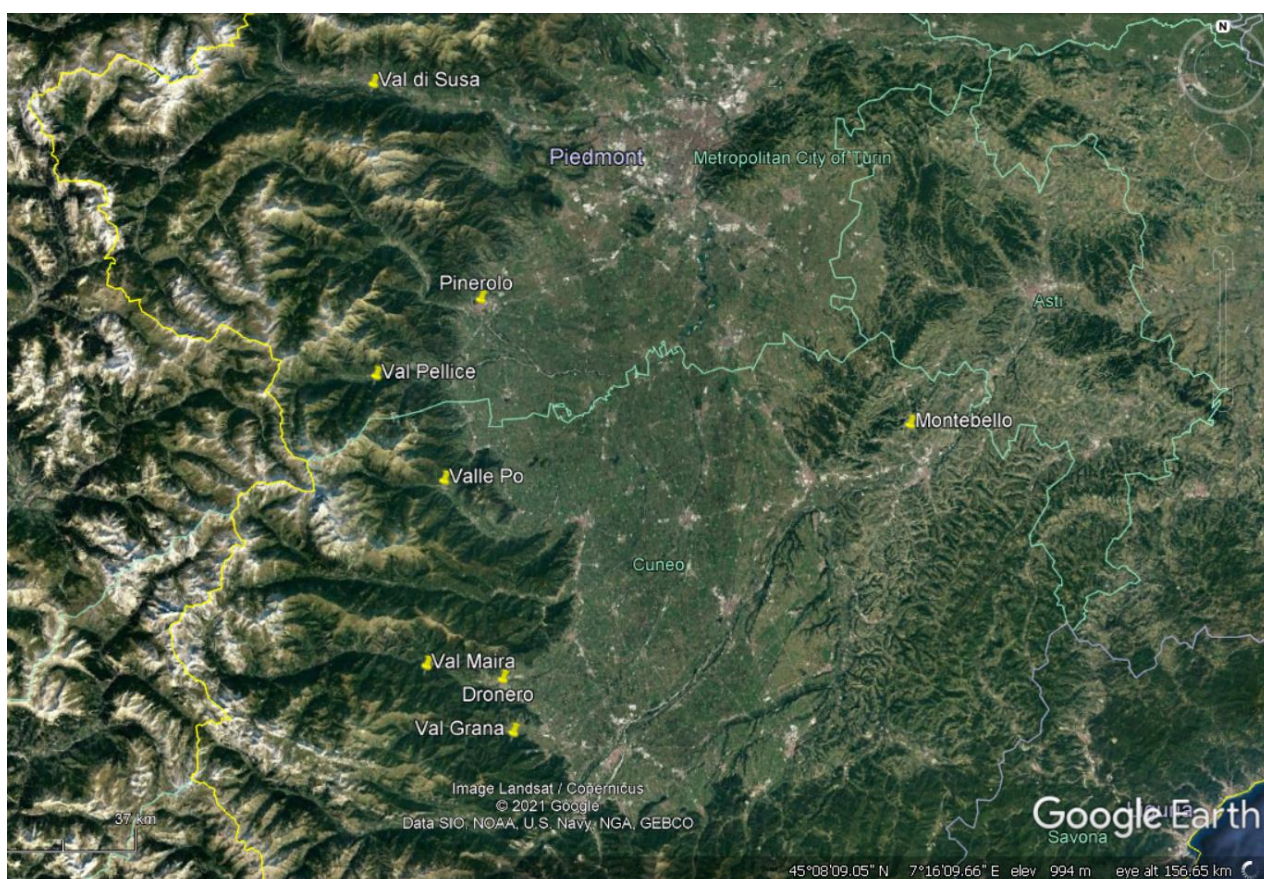


Figura 3 – Disposizione geografica delle nascenti CER Piemontesi. Elaborazione personale dal programma Google Earth Pro.

Capitolo 3

3. I consumi energetici in Italia e Piemonte

L'attenzione su una forma di energia distribuita di tipo rinnovabile nasce dalla parallela e crescente necessità italiana di sfruttare l'energia in tutte le sue forme ed usi. Dai bilanci 2019 del GSE (basati a loro volta dal “Rapporto annuale della situazione energetica nazionale” del MiSE) mostrano come dal 2005 ad oggi la quota dei consumi di energia sia lievemente diminuita.

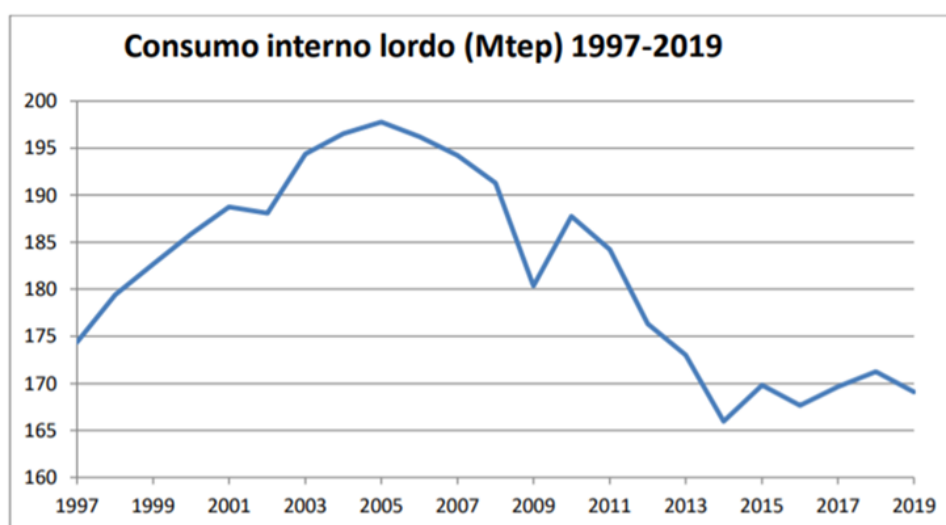


Figura 4 – Diagramma del consumo nazionale italiano in TEP negli anni. Scheda estrapolata dal “Rapporto annuale della situazione energetica nazionale” del MiSE

Il fabbisogno di energia nazionale (sia elettrica sia termica) vede una

crescita importante della quota di energia fornita da fonti rinnovabili dal 2014 ad oggi, toccando il 17,8% nel 2018 e in crescita secondo le stime teoriche. Anche se il 2018 non ha mantenuto il trend del 2017, rimane comunque superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17,0%).

Tra le FER più diffuse vediamo al primo posto gli impianti fotovoltaici, mentre i consumi da biomassa solida sono leggermente diminuiti per via delle temperature ambientali mediamente più elevate.

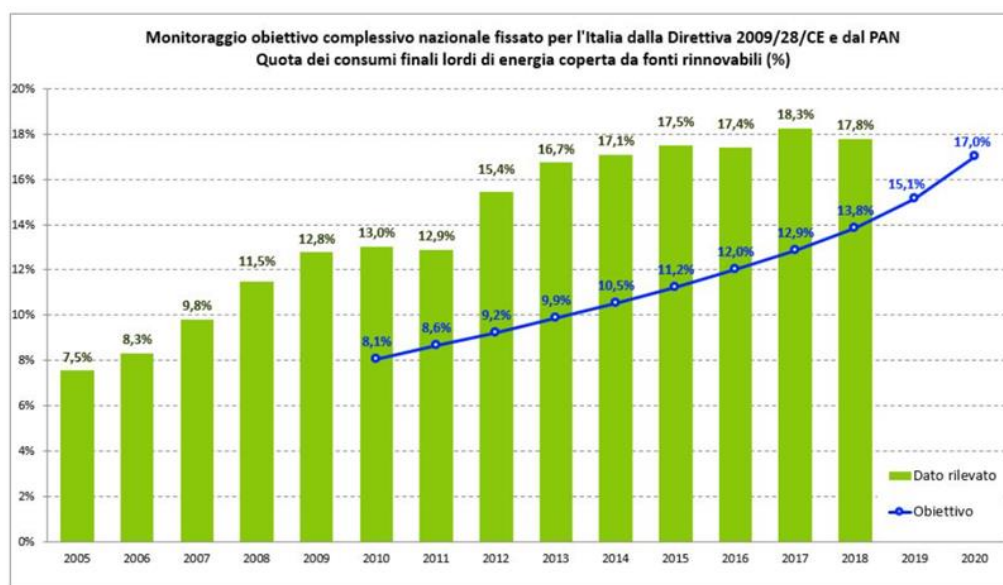


Figura 5 – Quota lorda dei consumi di energia nazionale coperta da fonti rinnovabili. Scheda estrapolata dal sito del GSE, aggiornata al 2019.

Andando ad analizzare nel dettaglio i trend nazionali, bisogna fare un distinguo tra le FER utilizzate per rispondere al fabbisogno elettrico e termico. Per il fabbisogno elettrico nazionale, il 2018 vede la quota dei consumi coperti da FER pari al 33,9%, in lieve flessione rispetto al dato 2017 (34,1%).

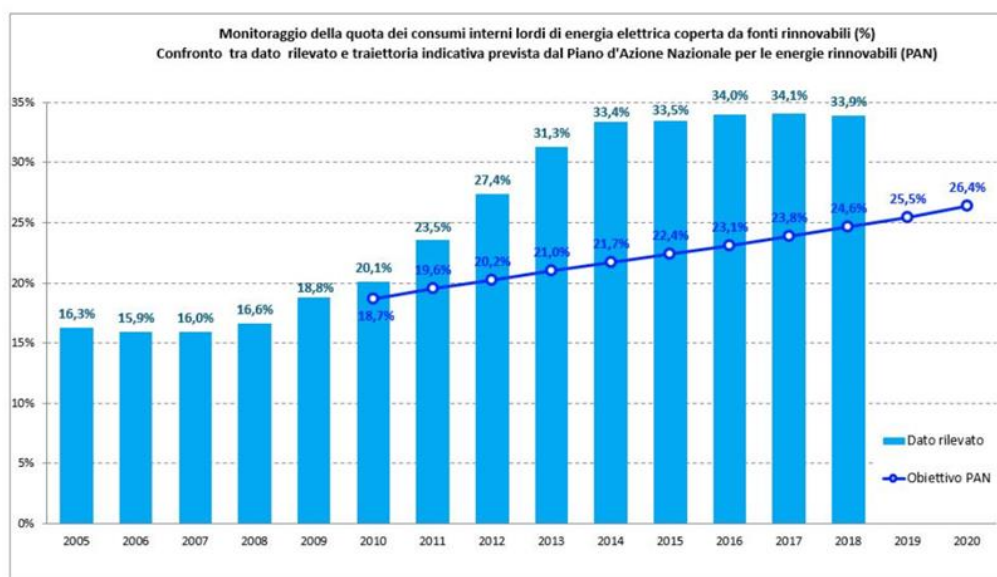


Figura 6 – Quota dei consumi di energia elettrica nazionale coperta da fonti rinnovabili. Scheda estrapolata dal sito del GSE, aggiornata al 2019.

Per il settore termico, invece, il 2018 vede la quota dei consumi di energia termica coperta da FER pari al 19,2%, anche qui in flessione rispetto al 2017 (20,1%).

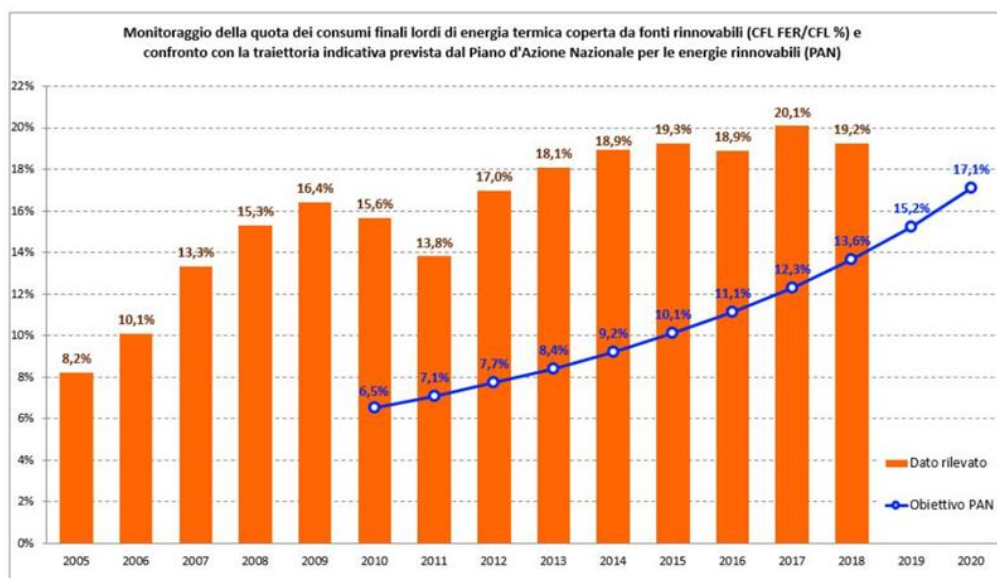


Figura 7 - Quota dei consumi di energia termica nazionale coperta da fonti rinnovabili. Scheda estrapolata dal sito del GSE, aggiornata al 2019.

Anche nel settore dei trasporti possiamo notare un trend crescente per l'uso di fonti rinnovabili, fatto determinato dal dilagare di veicoli ibridi ed elettrici sia nel privato che nel pubblico (bus urbani).

Nel 2018 la quota dei consumi complessivi di energia FER coperta nel settore trasporti è pari al 7,7%, un valore in aumento rispetto al dato 2017 (6,5%).

Il target settoriale da raggiungere al 2020, fissato dalla Direttiva 2009/28/CE, è pari al 10%, siamo ancora molto al di sotto di tale soglia diversamente dalle restanti statistiche ma le nuove politiche ecologiche nazionali stanno favorendo anche su questo fronte.

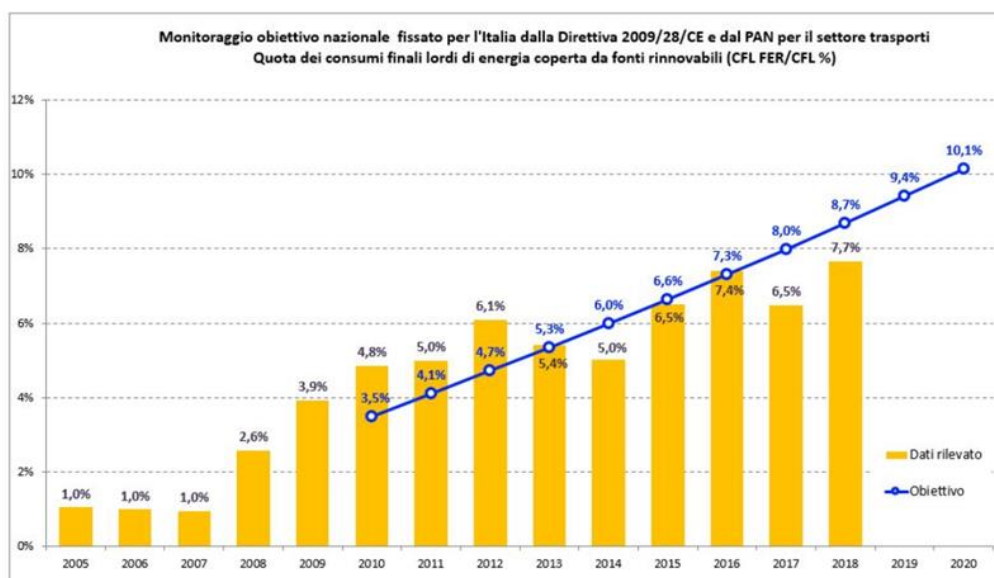


Figura 8 - Quota dei consumi di energia per il trasporto nazionale coperta da fonti rinnovabili. Scheda estrapolata dal sito del GSE, aggiornata al 2019.

Dal contesto nazionale, ci concentriamo sul quadro energetico regionale. Nel 2018 la quota dei consumi complessivi di energia piemontese coperta da fonti rinnovabili è pari al 17,8%; il dato è superiore sia alla previsione del DM 15 marzo 2012 per lo stesso 2018 (13,4%) sia all'obiettivo da raggiungere al 2020 (15,1%).

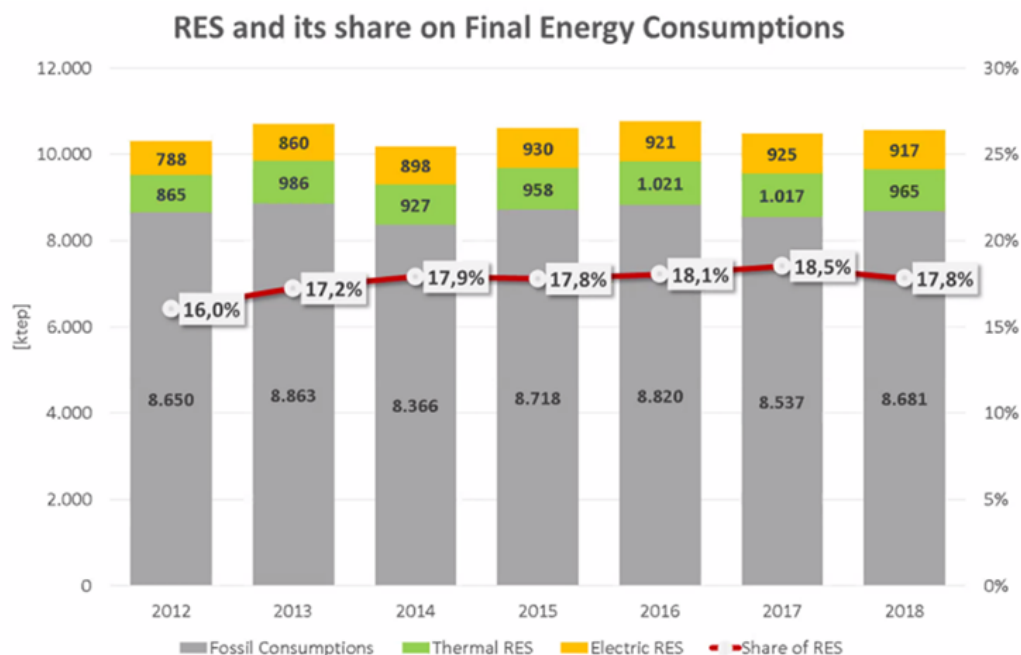


Figura 9 – Quota lorda dei consumi di energia regionale del Piemonte coperta da fonti rinnovabili. Scheda estrapolata dal sito del GSE, aggiornata al 2019.

Sul fronte termico la quota di energia fornita da FER rimane molto costante nel tempo ma data la variabilità delle quote fossili, la percentuale di quota energetica rinnovabile termica risulta inferiore nel 2018 (11,5%) rispetto al 2017 (12,3%).

Nella composizione del mix di fonti, spiccano gli incrementi delle pompe di calore, del solare termico mentre si contrare l'uso di biomassa per scopi termici, in parte dovuto all'effetto dell'efficientamento atteso a parità di volumi riscaldati.

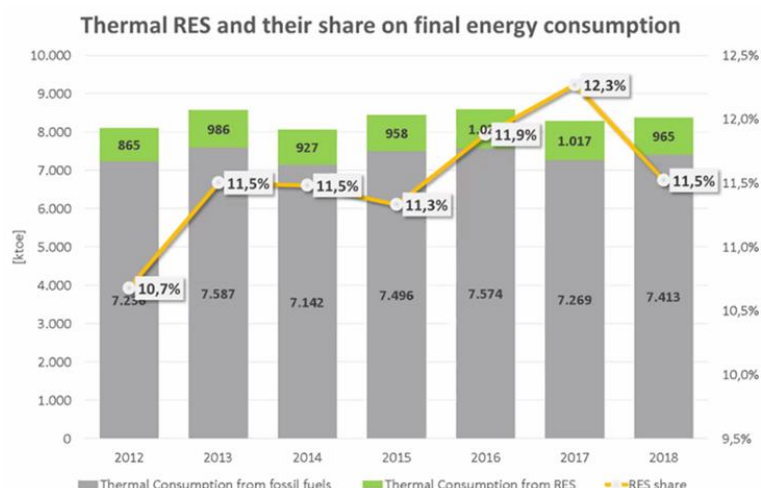


Figura 10 – Quota dei consumi di energia termica regionale del Piemonte coperta da fonti rinnovabili. Scheda estrapolata dal sito del GSE, aggiornata al 2019.

Nel lungo periodo, in linea con le previsioni della proposta di PNIEC, si assume che saranno le rinnovabili elettriche a dare il contributo maggiore nell'ambito del mix di fonti ipotizzato.

Nel trend dei consumi di energia elettrica regionale, la quota FER e fossile giocano quasi a parimerito, permettendo una percentuale di energia FER nel 2018 molto alta (42%) ma sempre leggermente inferiore al 2017 (42,2%).

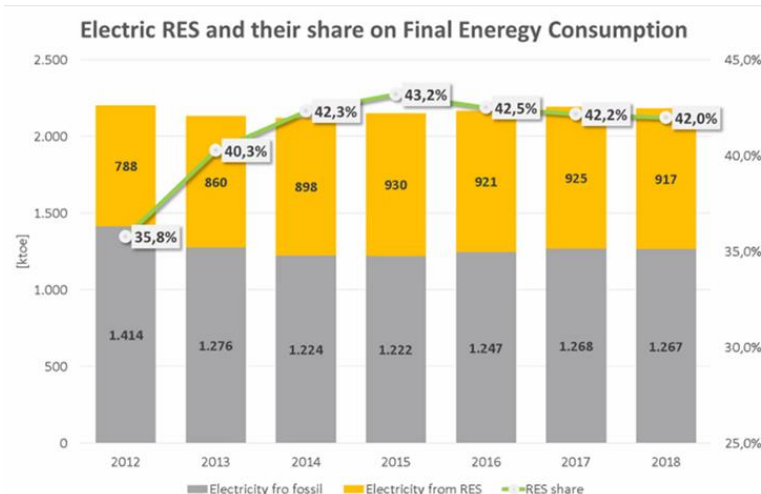


Figura 11 - Quota dei consumi di energia elettrica regionale del Piemonte coperta da fonti rinnovabili. Scheda estrapolata dal sito del GSE, aggiornata al 2019.

Dal 2018 ad oggi non abbiamo le statistiche ufficiali del Rapporto annuale del MiSE aggiornate, ma grazie a database regionali (IRETI S.p.A.) è stato possibile recuperare un quadro di consumo energetico regionale del 2020 dove i lockdown nazionali hanno influenzato notevolmente sullo scenario energetico. Di seguito è possibile confrontare il picco di carico giornaliero della rete elettrica per la città metropolitana di Torino da gennaio a settembre per gli anni 2019 e 2020. La zona indicata in blu fa riferimento al primo lockdown nazionale, più restrittivo e coercitivo anche per il settore industriale locale. In tale periodo i carichi elettrici sono visibilmente appiattiti se non assenti.

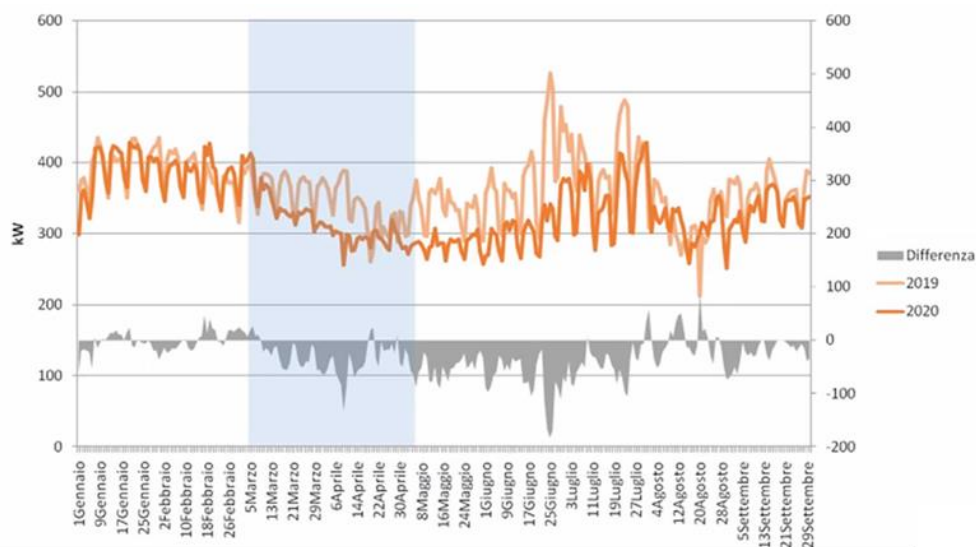


Figura 12 – Picco di carico elettrico per la Città Metropolitana di Torino nel 2019 e 2020. Scheda estrapolata dalla presentazione SHREC di Silvio De Nigris.

Per quanto riguarda i target energetici previsti dal PEAR per la regione Piemonte, i dati GSE 2017 (Allegato. 6 al PEAR – Rapporto statistico sull'energia in Piemonte) evidenziano un rallentamento della crescita delle FER tra 2016 e 2017 a livello regionale. Tale andamento non pare tuttavia porre in discussione gli scenari obiettivo per quanto riguarda l'orizzonte temporale al 2030. Le possibilità di crescita delle FER in Piemonte si prospettano proficue grazie all'attenzione amministrativa dal Piano Energetico Ambientale Regionale e ai piani nazionali PEAR e PNIEC. Una serie di obiettivi e manovre è stata adottata nel Piano Energetico Regionale per incentivare la diffusione delle FER in regione. Primo fra tutti si ha proprio l'incremento di risorse fotovoltaiche sugli edifici.

Capitolo 4

4. Quadro normativo

4.1 Norme di riferimento per l'analisi CE



Figura 13 – Schema temporale dell’entrata in vigore delle normative europee, nazionali e regionali sulle CE. Scheda estrapolata dalla presentazione ad ENEA del RSE “Le Comunità Energetiche in Italia: buone pratiche e temi di indagine”

Dato il contesto di manovre europee e italiane, di seguito si elencano le normative di riferimento, leggi attuative delle direttive europee 2018/2019 e decreti aggiornati che concernono esclusivamente le CE.

- **Art. 71 Legge 28 dicembre 2015, n. 221 (Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell’uso eccessivo di risorse naturali)**

Il Governo è delegato ad adottare uno o più decreti legislativi per l’introduzione di un sistema di pagamento dei servizi ecosistemici e

ambientali (PSEA).

- **Artt. 3 e 6 Statuto Regione Piemonte (principio di sussidiarietà e tutela del patrimonio naturale)**
- **D.d. 547 dell'8 ottobre 2019 (Avviso pubblico per la raccolta di manifestazioni di interesse)**
- **L.R. 3 agosto 2018, n. 12 (Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche)**

La legge regionale precedentemente sintetizzata, oltre ad essere sicofante delle CE in Italia ed esempio nazionale per promozioni energetiche simili, è anche rilevante nella definizione tecnica delle CER.

Essa considera come CER un soggetto giuridico a cui possono partecipare pubblici e privati, ma per essere tali devono rispettare una soglia minima di tassi di autoconsumo. La quota di autoconsumo dalla produzione rinnovabile dei membri non deve essere inferiore al 70% del totale. Questo limite sarà importante per definire alcune soglie di riferimento per gli scenari analizzati.

- **L.R. 5 aprile 2019, n. 14 (Disposizioni in materia di tutela, valorizzazione e sviluppo della montagna) → art. 30 (sostegno alla realizzazione sul territorio montano di green communities, cooperative di comunità, comunità energetiche)**
- **Direttiva (UE) 2018/2001 dell'11 dicembre 2018 (Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili) → da recepire entro il 30 giugno 2021**

Analizzata precedentemente per l'introduzione della terminologia del settore.

- **Direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019 (Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica) → da recepire entro il 31 dicembre 2020**

In questa direttiva invece appare una nuova terminologia per indicare un diverso utente della CE: l'Active Customer. L'Active Customer è inteso come cliente finale o gruppo di clienti che consuma o accumula o vende energia elettrica (indipendentemente dalla fonte rinnovabile o nono) purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale.

- **Art. 42 bis D.L. 162 del 30 dicembre 2019 convertito dalla legge 8 del 28 febbraio 2020 (c.d. milleproroghe)**
- **Documento ARERA 112/2020/R/EEL attuativo dell'art. 42 bis (in consultazione fino al 9 maggio 2020)**

È il testo legislativo padre fondatore per le CE in Italia. Definisce i requisiti imprescindibili per la realizzazione pratica della condivisione elettrica cittadina. Il primo tema di discussione di questo documento è la definizione esatta di Autoconsumo.

La direttiva europea non introduce una definizione del concetto di autoconsumo. Nella normativa europea, l'autoconsumo è definito solo in relazione alla configurazione di autoconsumatore (individuale o collettivo) di energia rinnovabile.

Da un punto di vista strettamente tecnico, infatti, il concetto di "autoconsumo" identifica il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui è consumata, sia istantaneamente che per il tramite di sistemi di accumulo, indipendentemente dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione.

Altro punto rilevante presente nella norma è la specifica sulla potenza degli impianti da installare. L'articolo specifica che i soggetti partecipanti alla CE devono produrre energia elettrica destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW, entrati in esercizio successivamente alla data del 01 marzo 2020 ed entro i 60 giorni successivi al 31 giugno 2020.

- **Artt. 5 e 12 Schema Legge di delegazione europea 2019 per il recepimento delle direttive europee**
- **Osservazioni della Regione Piemonte sul documento ARERA art. 42-bis Legge 8 del 2020.**

Questo documento è rilevante perché sottolinea all'interno del documento ARERA art.42-bis i nodi di interpretazione pratica.

Sugli impianti da installare viene puntata l'attenzione su tutti gli impianti entrati in esercizio prima del 01 marzo 2020, si chiede se: siano esclusi da nuovi regimi di incentivazione.

Alto nodo poco chiaro è la struttura attuale della tariffazione dell'energia relativa al costo del trasporto.

- **D.G.R. 8 marzo 2019, n. 18-8520 (Disposizioni attrattive)**

Al fine di uniformare le prime sperimentazioni sul territorio piemontese, la normativa regionale ha individuato dei requisiti minimi che devono essere posseduti da un progetto di comunità energetica; i contenuti del bilancio energetico; i contenuti del documento strategico e altre modalità di verifica. Da questo decreto si sottolinea l'importanza di un altro requisito minimo da rispettare affinché le CER siano riconosciute tali dalla Regione Piemonte.

La quota rinnovabile minima della produzione deve essere almeno uguale o superiore al 35% dell'energia prodotta destinata all'autoconsumo. Oltre ad essere FER, la quota deve essere anche generata localmente.

- GSE: Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa del 22 dicembre 2020

Il documento redatto e pubblicato del GSE il 22 dicembre 2020 è ben chiaro nel definire quali siano le prerogative tecniche che deve assumere una collettività di consumatori (sia rinnovabili che non). Il documento è importante per le valutazioni economiche che seguiranno in quanto definisce le modalità di retribuzione ed erogazione degli incentivi nazionali. Riassumendo brevemente il contenuto delle 140 pagine, per ottenere gli incentivi del GSE le comunità energetiche devono prevedere almeno 2 clienti finali+1 impianto di produzione rinnovabile. Lo Statuto o atto costitutivo della comunità deve prevedere: che la comunità sia autonoma ed effettivamente controllata dagli azionisti o membri; che rispetti tutte le condizioni previste dalla Delibera 318/2020/R/eel; che abbia come oggetto sociale prevalente quello di fornire benefici ambientali ai propri azionisti o membri. Inoltre, per ciascun kWh di energia elettrica condivisa viene riconosciuto dallo stesso ente, per un periodo di 20 anni, un corrispettivo di circa 0,007 €/kWh. Nel caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile è previsto un contributo aggiuntivo dovuto alle perdite di rete evitate pari a circa 0,0016 €/kWh e ogni socio produttore continua a vendere, in regime di mercato, l'energia che non autoconsuma sul posto a chi ritiene più opportuno. Il documento, poi, precisa che gli impianti a fonti rinnovabili che accedono a questi incentivi non possono accedere agli incentivi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 luglio 2019 (Decreto FER 1 – VI Conto Energia), né al meccanismo dello scambio sul posto.

- Determina del 10 dicembre 2020 ARERA per la VERIFICA DELLE REGOLE TECNICHE

Il documento rilasciato poco prima delle regole tecniche di incentivazione del GSE, approva e convalida gli schemi per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa per l'autoconsumo.

4.2 Norme di riferimento per le analisi di fattibilità

Per alcune stime previsionali come la modellizzazione dell'energia termica da biomassa e l'energia elettrica da solare, si è dovuto tener conto dei vincoli territoriali di diversa natura quali: vincoli legislativi, giuridici e amministrativi, vincoli di fattibilità tecnica ed economica, vincoli ambientali e paesaggistici. I principali a cui si fa riferimento nel documento sono i seguenti.

- **DGR_20-10-2017 N. 42-5805 Qualità Aria del Bacino Padano**
- **Piano Qualità Aria Regione Piemonte**

Entrambe le norme qui inserite fanno riferimento ad una serie di valutazioni e classificazioni territoriali regionali afferenti alla quantità di inquinanti in atmosfera. Tali norme hanno permesso di inquadrare la zona Monviso entro le condizioni a livello verde.

- **DGR_29-12-2014 n. 41-855 zone di piano**

Il decreto regionale stabilisce che le Regioni e le Province suddividano il territorio in zone e agglomerati al fine di valutare la qualità dell'aria in classi. Dall'appendice in esso allegato è stato verificato come i 10 comuni della CER rientrino come zone di mantenimento della Provincia di Cuneo, il che vuol dire che non vi è il rischio di superare i valori limite di inquinante in atmosfera.

- **ISO11300**

La normativa riassume le assunzioni termotecniche da applicare ad edifici di varia natura. Le assunzioni qui presenti sono state consultate per le valutazioni di studio del caso studio a Bagnolo Piemonte.

Capitolo 5

5. Obiettivo dello studio di tesi

Questo studio si pone di colmare i gap individuati nella letteratura di riferimento tra CE teorica e CE reale. Il primo proposito è quello di definire in maniera chiara e non astratta quelli che dovrebbero essere i “must have” in possesso di una comunità di utenti, soprattutto pubblici, per poter creare una collettività energetica ed avere allo stesso tempo un buon potenziale sul mercato. Questi propositi, uniti alla mappatura delle risorse locali, possono aiutare all’ottenimento dei “must have” antecedenti al successo. Il secondo proposito è quello di calare questa visione collettiva nella realtà, scomponendo la fase di vita e definendo gli step intermedi nei quali le pubbliche amministrazioni si troveranno ad affrontare durante la macro-fase. La novità del presente studio è da ricercare anche nelle possibili applicazioni in cui potrebbe essere impiegato il modello. Enti pubblici, privati e cooperative avrebbero a disposizione un modello per analizzare e valutare una tipologia di CE caratterizzata da rischi di investimento e incertezza normativa ma che, d’altra parte, possiede grandi potenzialità di crescita e benefit ecologici.

Essi, inoltre, potrebbero utilizzare tale strumento per analizzare e migliorare il proprio ruolo attivo, capendo quali siano i proprio punti di forza e debolezza per poter intervenire direttamente su di essi.

Riempire il divario della descrizione del processo di creazione di una CE, potrà permettere di sviluppare anche un nuovo metodo per valutare le nuove collettività private così da dare un assessment strategico allo sviluppo dell’idea prima ancora che la stessa aggregazione si sia costituita, andando cioè a superare il processo di business planning.

Lo scenario della nascente CE nel Monviso e le prime manifestazioni di

interesse comunali permettono di disporre di una vasta scelta di modelli di analisi. Di fronte uno scenario così vario di suddetti modelli, si è optato di intervenire secondo un modello analitico-deduttivo, di semplice applicazione e replicabile.

Come mostrato in Figura 14, si andranno ad analizzare primariamente i profili di consumo dei soggetti coinvolti, i profili di produzione e producibilità basati sullo sfruttamento delle risorse locali.

Dall'analisi tecnico-energetica si affronteranno i vincoli normativi che allo stato attuale rendono il processo di transizione non conforme. Dall'analisi legislativa si evidenzieranno le soluzioni legali da attuare, confrontando tali soluzioni con progetti di comunità energetiche coesistenti.

Una volta visionato lo status generale della CE e i vincoli al contorno, si focalizzerà la pianificazione energetica attuativa. Considerando un'aggregazione di edifici siti nel medesimo perimetro amministrativo, si studieranno specificatamente gli interventi di riqualificazione energetica necessari per rispettare le soglie normative, la valutazione economica degli interventi stessi nonché gli inviluppi sociali che questi comportano.

Lo studio in dettaglio permetterà di dedurre i benefici degli interventi locali nella totalità del contesto Valle Po e capire in che modo lo scenario energetico collettivo andrà ad impattare il territorio.

Tale modello costituirà uno strumento decisionale di supporto alla pianificazione territoriale, alle politiche locali nonché alle future aggregazioni energetiche.

Lo schema che segue in Figura 14 riassume brevemente fasi sopradescritte e mostra una mappa concettuale del modello di studio adottato.

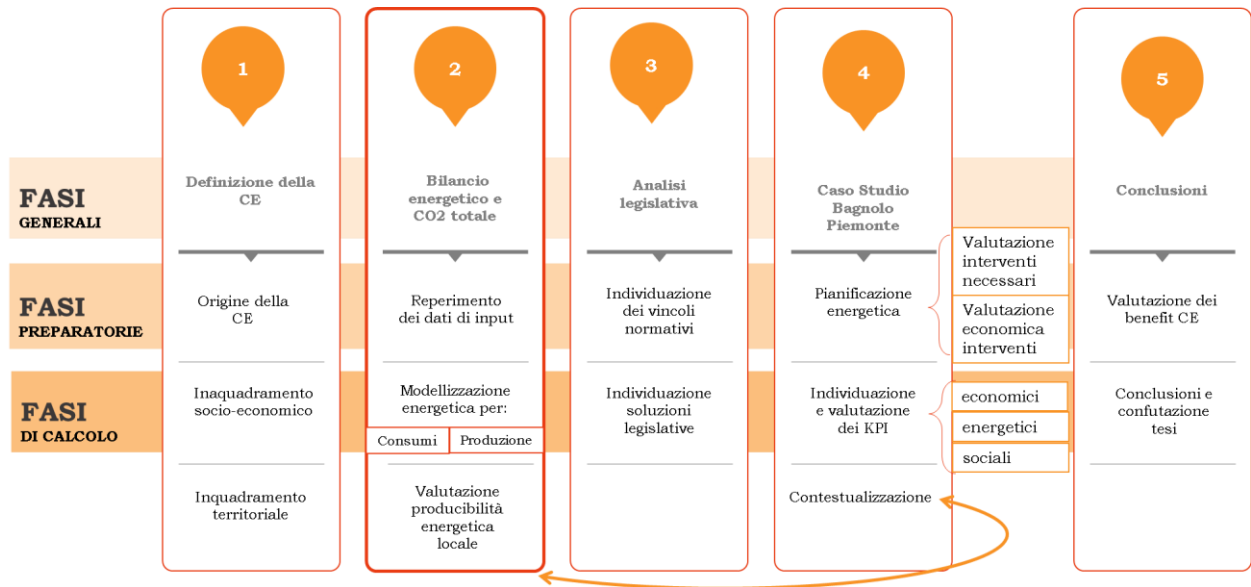


Figura 14 – Mappa concettuale delle fasi studio di tesi. Elaborazione personale.

5.1 Metodologia attuata

L'obiettivo della ricerca in generale è di creare teorie generalizzabili.

Il processo di costruzione di una teoria procede per passi, da studi empirici di sistemi specifici a costrutti e relazioni, definiti in modo esplicito. Per testare la validità finale possono essere usati esperimenti, questionari su campioni grandi o piccoli che siano. Una volta noti i soggetti, segue la fase di modellazione per i loro studi di fattibilità.

Hamdfield e Melnyk (1998) dividono il processo di costruzione di una teoria in 5 parti:

- 1) Scoperta di un fenomeno;
- 2) Mappatura dei costrutti chiave;
- 3) Definizione delle relazioni;
- 4) Validazione della teoria;
- 5) Estensione della teoria e raffinamento.

Questa tesi propone un modello fondato su una ricerca qualitativa ed empirica svolta in quattro fasi.

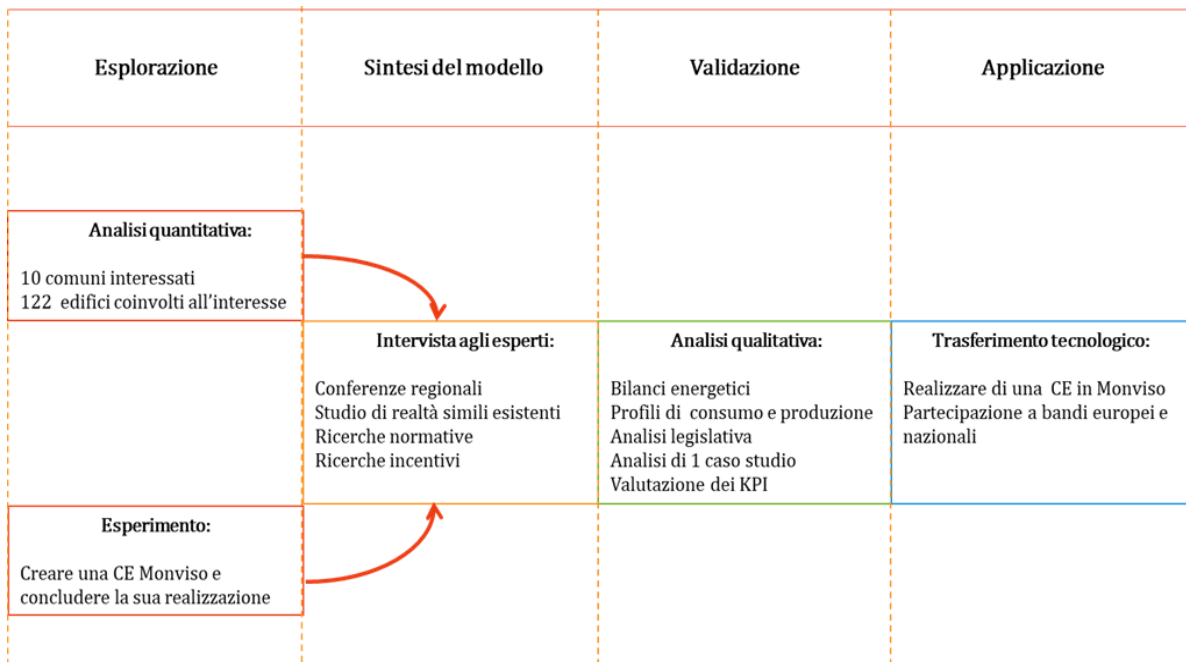


Figura 15 – Mappa della metodologia applicata. Elaborazione personale.

Nella prima fase, che può essere definita come esplorativa, si è proceduto tramite ricerca primaria intervistando i responsabili tecnici comunali e identificando gli aspetti costruttivi degli edifici coinvolti. I primi questionari ai dipendenti comunali sono stati proposti già a fine gennaio 2020, come vedremo nel capitolo successivo. I risultati delle interviste sono stati integrati in un database. Su questa base di dati si è successivamente intervenuti in una seconda fase di interviste in cui, grazie alla sinergia delle amministrazioni coinvolte, è stato dimensionato il profilo energetico degli edifici e le performance degli stessi. I risultati così ottenuti avevano una valenza puramente statistica ed erano debolmente significativi per comprendere il vero processo attuativo della CE.

Tuttavia, è stato utile come approccio per esperire su campo la conoscenza del settore energetico presso le pubbliche amministrazioni e misurare le performance energetiche attuali attraverso un semplice costrutto del fatturato.

Parallelamente all'indagine quantitativa si è cercato di portare a compimento la fondazione della CE insieme al supporto di un'azienda di ricerca che ha strutturato e supportato parte delle ricerche: IRIS s.r.l. ad

Orbassano (TO) e la Walden s.r.l. ad Ostana (CN).

Questa esperienza ha permesso di aggiornare la transazione energetica e di vivere la fase di progettazione insieme ad un team di esperti per trovare applicazione pratica alle teorie in esame.

Nella seconda fase sono stati approfonditi i modelli di ciclo di vita presenti in letteratura, cercando le testimonianze del successo delle CE in Europa. Le ricerche su fonti secondarie non hanno prodotto contributi sufficientemente interessanti, hanno evidenziato però i due principali gap di ricerca: 1) la necessità di avere un modello di ciclo di vita completo della collettività che descriva quali siano i passi che deve compiere l'utente interessato alla CE per potersi definire "utente finale della CE"; 2) la necessità di individuare quali siano le risorse fondamentali di ciascuna fase del ciclo di vita.

Per ottenere queste risposte, formulate le prime ipotesi di modello, sono stati intervistati esperti del settore: dal sostegno della Relatrice e Correlatori, alla partecipazione a webinar, convegni e conferenze dove più esperti mostravano le ricerche affinate finora. Grazie a questa interattività del settore sono stati affinati i "must have" per ogni fase del ciclo di vita.

La terza fase riguarda la procedura di testing e validazione del modello. Applicando ai comuni della Valle Po gli step di progettazione modellizzati, si sono elaborati una serie di dati che sono stati poi inviati agli stessi addetti amministrativi. La capacità di discriminare le fonti di problemi e le fonti di vantaggio competitivo delle CE è stata notevole, ne vedremo i risultati finali al capitolo 11.

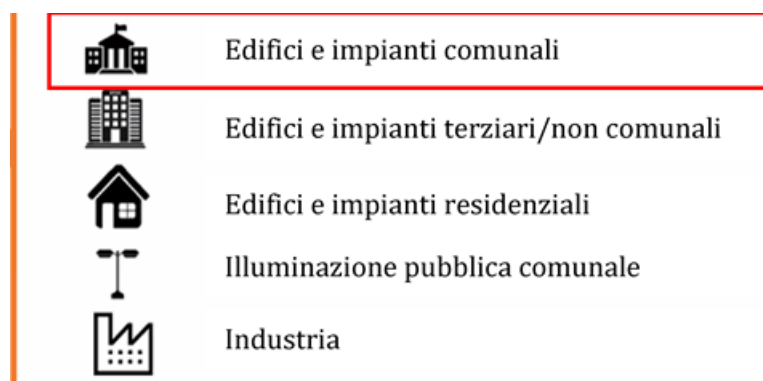
La quarta ed ultima fase del processo di tesi vede l'applicazione del modello al soggetto montano al fine di fornire un supporto ai tecnici e sindaci nella comprensione del processo di transizione e agli imprenditori locali interessati all'iniziativa.

5.2 Ricerche dati energetici

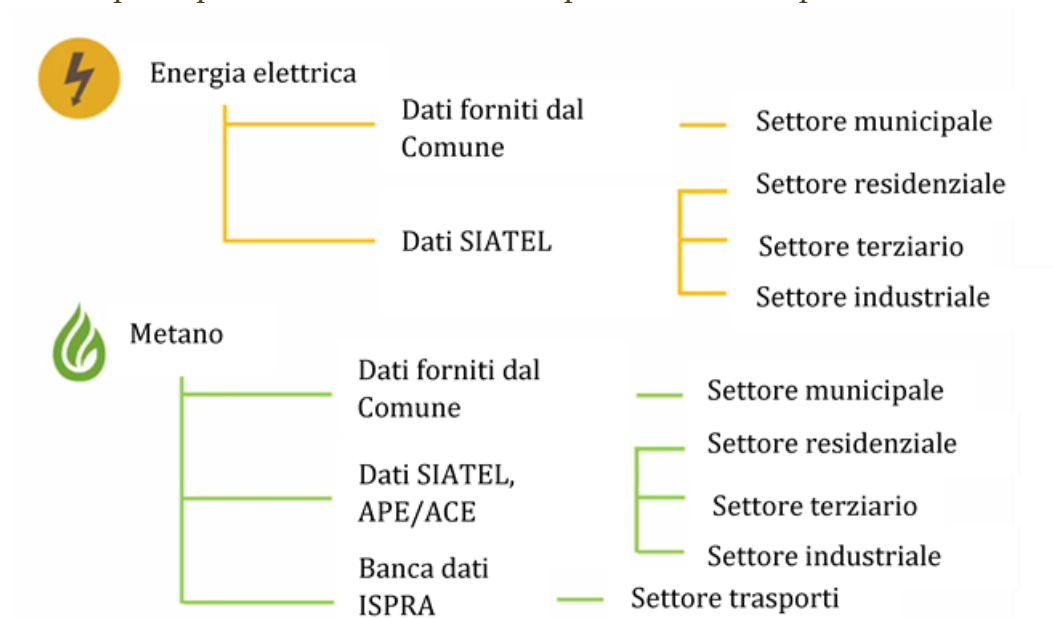
Per le analisi dei profili energetici, data la fase ampiamente preliminare del progetto, è in agenda un riscontro con il distributore locale di energia per avere il dettaglio orario e quattorario dei consumi. Allo stato attuale è stata portata avanti una campagna di raccolta dati disponibili sui tre anni

precedenti il 2020.

Ai fini dell'analisi, sono stati elaborati come dati di input i consumi di energia elettrica, termica e la produzione locale da fonti rinnovabili. Gli input così raccolti sono stati trasformati sotto diversi gradi di dettaglio al fine di ottenere profili annuali, mensili e orari. Ogni profilo è stato correlato alle condizioni climatiche esterne e ai comportamenti delle diverse utenze (tipo di utilizzo). Non è stata effettuata una distinzione tra utenze pubbliche o private dato che i soggetti interessati in questa fase sono solo strutture pubbliche. L'unica differenziazione effettuata è stata tra gli edifici e l'illuminazione pubblica.

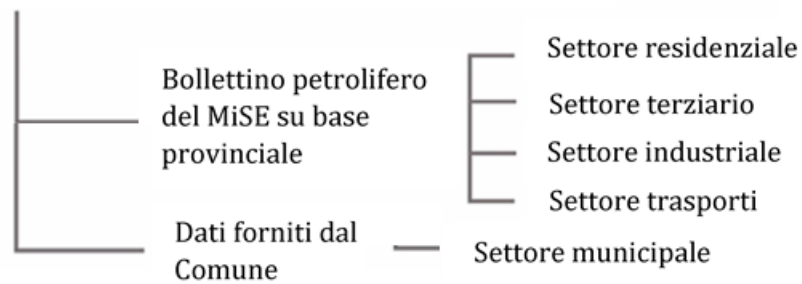


Schematizzando le procedure di raccolta dati, vediamo di seguito quali sono state le risorse principali da cui sono stati estrapolati i dati di input.

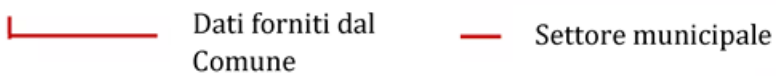




Prodotti petroliferi (GPL, gasolio, diesel)



Teleriscaldamento



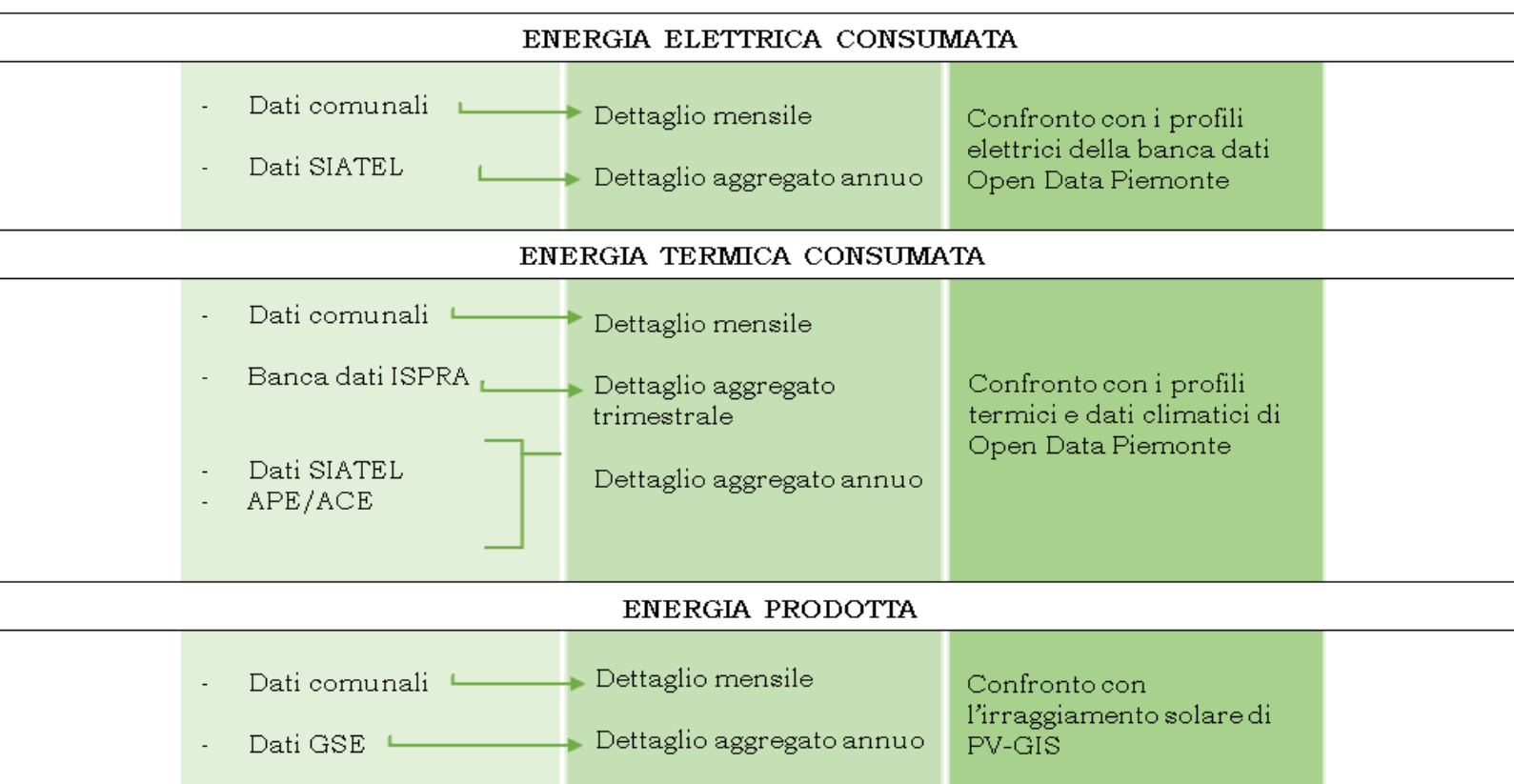
Fonti energetiche rinnovabili termiche (biomassa, solare termico)



Fonti energetiche rinnovabili elettriche (fotovoltaico, idroelettrico)



ANALISI DEL DETTAGLIO TEMPORALE DEI DATI RACCOLTI



I dati così raccolti sono stati sottoposti ad una verifica delle loro accuratezza e incertezza, cosicché potessero essere attuate le correzioni dovute e applicati i modelli previsionali opportuni.

I dati di input devono essere distinti in input inerenti all'edificio e input inerenti al territorio.

Dopo averne constatato l'affidabilità, è stato definito lo step temporale con cui riassumere i modelli. Anche in questo caso c'è una differenziazione tra step temporale delle municipalità generali e step temporale riferito al Caso Studio. I dati e le informazioni aggiuntive al Caso Studio sono visionabili in seguito ma la loro acquisizione ha permesso di strutturare un grado di affidabilità maggiore e quindi di ipotizzare dinamiche orarie.

INPUT DELL'EDIFICATO

Concerne la raccolta e la selezione delle informazioni dei consumi elettrici, termici e della produzione reale di ciascun singolo edificio comunale. Il loro recepimento è stato possibile attraverso sopralluoghi, raccolta di bollette,

raccolta di dati catastali e tributari ricevuti dai Responsabili di Uffici Tecnici e Uffici Tributarî di ciascun comune. Questa raccolta ha permesso lo sviluppo successivo dei modelli di calcolo previsionali e di definizione sui tre anni 2017, 2018 e 2019. Dalla fase di reperimento dei dati alla descrizione dei flussi energetici bisogna tener conto di un grado di incertezza. La registrazione dei consumi è responsabilità del fornitore dell'energia (elettrica o gas naturale), le stime dei fornitori si basano su misuratori e contatori il cui grado di precisione e accuratezza del dato è variabile. Quasi la totalità dei contatori in esami è di tipo monofase GEM1 con un'accuratezza di misura di Classe 1 per la potenza attiva e di Classe 2 per la potenza reattiva. Un'accuratezza in Classe 1 significa che lo strumento ammette un errore assoluto di $\pm 1\%$ mentre per la Classe 2 l'errore ammesso è $\pm 2\%$. La precisione in Classe 1 è di 0,05 mentre la precisione in Classe 2 è di 0,1. Nel contesto del Monviso siamo in una fase di transizione poiché gli enti distributori stanno attuando una campagna di sostituzione dei contatori attuali con contatori di seconda generazione. Questa campagna viene effettuata per applicare le recenti direttive europee. I nuovi target europei prevedono che i distributori forniscano al cliente informazioni più dettagliate sui tempi e profili di carico dell'energia. Questa possibilità di lettura dati e accesso sarebbe la chiave di volta per qualsivoglia analisi che necessiti di dati simili.

INPUT TERRITORIALI

La raccolta e la selezione delle informazioni legate alla stagionalità, caratteristiche meteorologiche o conformazione del territorio è stata effettuata grazie ai database disponibili dal GeoPortale della regione Piemonte, dai siti comunali, ISTAT, IRES e ARPA Piemonte.

La loro raccolta ed elaborazione ha permesso di avallare e supportare i modelli previsionali di calcolo per l'analisi energetica.

La loro natura generalista permette di considerarli solo come assunzione di calcolo e non come dati da manipolare ai fini del nostro obiettivo.

STEP TEMPORALE DELLE MUNICIPALITA'

I dati energetici degli edifici municipali hanno una natura fallace e debole. La loro approssimazione genera una scelta di approssimazione analoga, ossia scegliere un'elaborazione con il medesimo ordine di grandezza.

Questa limitazione ha spinto alla scelta di uno step temporale di tipo mensile. Sebbene dobbiamo riconoscere le limitazioni pratiche e la poca incisività di informazioni per un tale Δt , è stato preferito all'ipotesi di estrapolare profili giornalieri, i quali avrebbero reso il dato di analisi ancora più estraneo ai valori reali.

STEP TEMPORALE DEL CASO STUDIO

Lo step temporale selezionato per il Caso Studio è molto più definito. L'elaborazione degli scenari è stata effettuata con step orario. I profili di carico e produzione di Bagnolo Piemonte sono nati da uno studio mirato e attento degli edifici selezionati conoscendo orari di apertura delle strutture, numero di personale interno e postazioni di lavoro disponibili. Questi fattori hanno influito nella scelta delle ipotesi e del tipo di modello di definizione da applicare. Anche in questo caso, se da un lato è stato possibile riscontrare una precisione più incisiva nell'elaborazione, dall'altra le assunzioni di calcolo hanno compromesso in parte l'accuratezza dei valori. L'affidabilità è stata riscontrata dall'accesso a risorse regionali per confrontare i profili di carico e confermare le scelte operative.

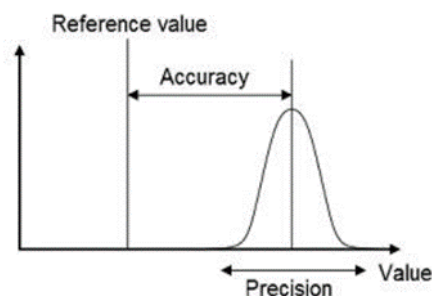


Figura 16 – Visualizzazione grafica della differenza tra accuratezza e precisione di un dato. Scheda estrapolata dal materiale didattico del corso.

TRATTAMENTO DEI DATI

I dati raccolti sono stati resi anonimi e privati dei contenuti sensibili così da poterli estrarre in formato .csv solo ai fini didattici.

Per individuare i periodi e i dati mancanti è stata effettuata un'analisi visiva delle curve di carico per definire le informazioni a priori inconsistenti (picchi anomali o maggiori variazioni della curva di carico, periodo di assenza dei

dati). Questa operazione ha permesso di preparare così i trattamenti correttivi da attuare.

Le lacune dei dati sono da attribuire a vari fattori:

- Passaggio ad un nuovo fornitore di energia. Da un lato il primo fornitore trasmette in bolletta le misure dei consumi fino allo scadere del contratto previsto; dall'altro il fornitore successivo avvia la misurazione della fornitura uno o due mesi in ritardo stimando a congruaglio il fatturato speso alle PA.
- Mancata trasmissione del dato dalle autorità competenti. Dato che l'archiviazione delle bollette in contesti pubblici avviene sotto protocolli registrati, l'estrapolazione delle fatture avviene sotto conferma del numero di protocollo. Per comuni con una popolazione sopra i 5000 abitanti e con forniture energetiche molto varie e diverse, questo procedimento non è molto efficiente. Bagnolo Piemonte e Barge hanno riscontrato queste difficoltà.

In totale, le elaborazioni previsionali effettuate hanno osservato oltre 120.000 dati e le operazioni di correzione hanno coinvolto poco meno del 15% dei dati raccolti.

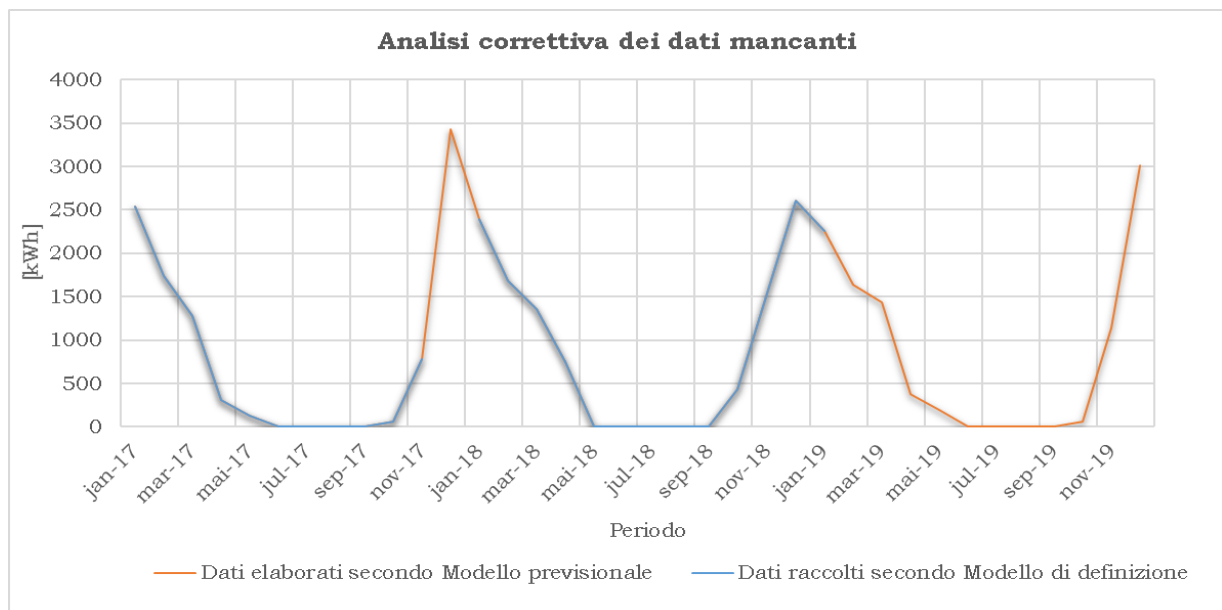


Figura 17 – Grafico della curva di consumo termico di bagnolo Piemonte. I tratti blu rappresentano i dati reali, i tratti arancioni rappresentano i dati calcolati su modelli previsionali. Scheda di elaborazione personale.

STRUMENTI PER L'ANALISI

Il materiale raccolto è stato catalogato e diviso a seconda del contesto di utilizzo. Gli strumenti informatici di calcolo per la loro elaborazione sono stati due: strumenti analitici e strumenti geografici. Come strumento analitico c'è il pacchetto MS Office, mentre per gli strumenti geografici sono stati utilizzati strumenti GIS quali il software Qgis (open source) e ArcGis (licenza ESRI tramite Politecnico). Il sistema GIS permette di inserire in input informazioni di formato .xml, .csv o .shp per generare in output analisi e visualizzazioni dei dati su aree georeferenziate. Tutte le informazioni di input inerenti all'area regionale sono state reperite su portali di accessibilità pubblica della Regione Piemonte o dal portale dell'ISTAT. Quindi le elaborazioni che tale sistema riesce a fornire sono sia di tipo geometrico sia informativo e topologico.

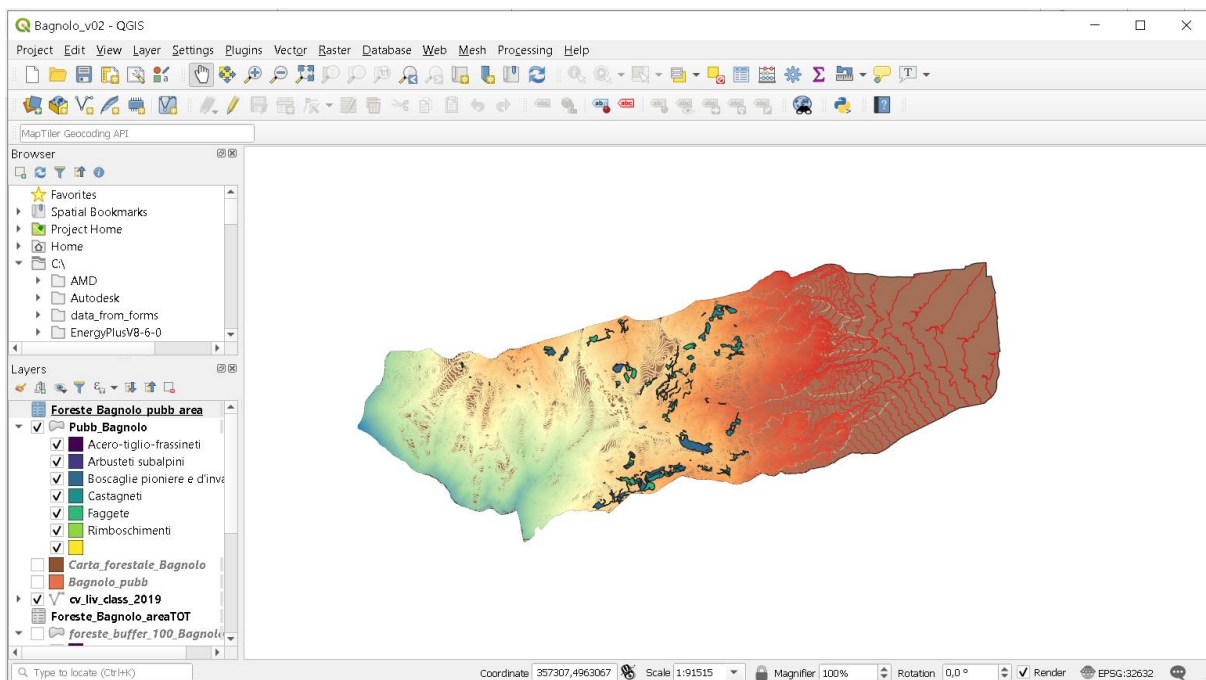


Figura 18 – Visualizzazione della schermata di dialogo del software QGIS utilizzato.
Elaborazione personale.

Nello studio dell'area Monviso, le funzionalità GIS sono state adoperate per analisi preliminari del territorio e della sua caratterizzazione climatica e sociale. È stato utile valutare le aree di dominio pubblico e accessibilità stradale, nonché valutare le caratteristiche tecniche e geografiche degli edifici di Bagnolo Piemonte.

BANCHE DATI

MODELLI PREVISIONALI	
ELETTRICI	TERMICI
PV-GIS	Atla Impianti GSE
Soda	SIFOR
Atlante Italiano della Radiazione Solare	GeoPortale Regione Piemonte
Atla Impianti GSE	
MODELLI PRELIMINARI	
TERRITORIO	
Urban Index	
ISTAT	
ISPRA	
IRES	
Open Data Piemonte	
SIMERI	

Le banche dati di riferimento per i modelli descritti sono state molteplici. Il loro consulto è stato utile soprattutto nel confrontare i dati di input raccolti con la validità dei modelli teorici.

In preparazione ai modelli previsionali è stato effettuato l'accesso a:

• PV-GIS

PVGIS è un'applicazione web che consente all'utente di ottenere dati sulla radiazione solare e sulla produzione di energia di un sistema fotovoltaico in qualsiasi luogo del mondo. Il modo migliore per misurare la radiazione solare è utilizzare sensori di alta qualità a terra. Per essere utili, queste misurazioni dovrebbero soddisfare una serie di condizioni molto stringenti quali alta qualità, calibrazione regolare e pulizia. Data la scarsità di stazioni che rispettano questi requisiti è diventato sempre più comune utilizzare i dati satellitari per stimare la radiazione solare.

Lo svantaggio dell'utilizzo dei dati satellitari è che la radiazione solare a livello del suolo deve essere calcolata utilizzando una serie di algoritmi matematici

abbastanza complicati che utilizzano non solo dati satellitari ma anche dati sul vapore acqueo atmosferico, aerosol (polvere, particelle) e ozono. Alcune condizioni possono causare la perdita di precisione dei calcoli, ad esempio: neve che può essere scambiata per nuvole.

In PVGIS sono utilizzati due set di dati sulla radiazione solare basati sull'analisi climatica:

- ECMWF ERA-5, prodotto dall'European Centre for Medium-range Weather Forecast (ECMWF). Questo set di dati ha una copertura globale e include l'irraggiamento solare globale e diretto.
- COSMO-REA copre l'Europa e il Nord Africa.

• **SoDA** (servizio inattivo dal 30 novembre 2020)

Database attivo fino al 30 novembre 2020 è stato consultato per la verifica di vapore acqueo, ozono e fattore di Linke.

Il fattore di torbidità di Linke (TL) è un'approssimazione molto conveniente per modellare l'assorbimento atmosferico e la diffusione della radiazione solare in condizioni di cielo sereno. Descrive lo spessore ottico dell'atmosfera dovuto sia all'assorbimento da parte del vapore acqueo che all'assorbimento e alla dispersione da parte delle particelle di aerosol rispetto ad un'atmosfera asciutta e pulita. Maggiore è TL, maggiore è l'attenuazione della radiazione da parte dell'atmosfera del cielo limpido. Se il cielo fosse perfettamente asciutto e pulito, TL sarebbe uguale a 1.

Nell'ambito del progetto SoDa (finanziato dalla Commissione Europea), sono state create mappe di TL in tutto il mondo. Per ogni mese, hanno combinato TL estratto dai dati sulle radiazioni e dai dati della NASA. La torbidità è stata calcolata con misurazioni del raggio o della radiazione globale al suolo con l'aiuto del modello di radiazione del cielo sereno ESRA (European Solar Radiation Atlas). Gli errori sono stati valutati mediante un controllo incrociato tra stazioni effettive di rilevamento e i risultati ottenuti matematicamente così da definire e calcolare la discrepanza con il modello elaborato. Il bias è risultato essere 0,01 con lievi deviazioni da un mese all'altro.

• **ISTAT**

Nelle valutazioni socioeconomiche dell'area si è consultato il fornitissimo database italiano dell'Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT). Essendo il principale produttore di statistiche ufficiali in Italia e grazie alle sue attività di censimento periodico, è il più affidabile in termini di dati. Tuttavia, per le

analisi generali dell'area, l'ultimo censimento disponibile a cui si è fatto riferimento è stato il censimento del 2019.

Dobbiamo tenere un margine di errore del 10% per le generalità demografiche rispetto ai valori effettivi, mentre per i dati su reddito e qualità della vita possiamo considerare tale indagine affidabile.

Si ricorda che i dati vengono rilevati attraverso modulistiche ad hoc da uffici tributari e comunali o privati cittadini.

• **ISPRA**

Per le valutazioni di emissione, si è usufruito del database dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale. Essendo autorità del Ministero dell'Ambiente, del Paesaggio e della Tutela del Mare, funge da autorità specialistica centrale per la raccolta dati sullo stato dell'ambiente e conservazione della natura. I dati e le informazioni territoriali sono catalogati e resi pubblici, anche in tempo reale, nell'ambito del Sistema Informativo Nazionale Ambientale (SINA) che garantisce l'efficace raccordo tra le iniziative attuate dai vari soggetti nella raccolta e nell'organizzazione dei dati.

• **ATLANTE ITALIANO DELLA RADIAZIONE SOLARE – ENEA**

L'Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente opera nei campi della ricerca e dell'innovazione tecnologica nei settori dell'energia e dello sviluppo economico sostenibile.

Per il calcolo della radiazione sono stati adottati diversi algoritmi che elaborano la stima della radiazione partendo dalle immagini di copertura nuvolosa acquisite dai satelliti METEOSAT dell'EUMETSAT - European Organisation for the Exploitation of Meteorological Satellites.

Fra gli strumenti già disponibili nell'atlante, si è fatto uso specifico al Calcolo della radiazione solare globale giornaliera media mensile (Rggmm), al livello del suolo e su superfici orientate. Tale calcolo è stato scelto perché ENEA ha elaborato le stime secondo quanto prescritto dalla Norma UNI TS 8477 per il "Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta". I valori elaborati dalla piattaforma sono stati supporto per le valutazioni previsionali del territorio e inseriti nei software GIS per i calcoli della producibilità da fotovoltaico.

• **ATLAIMPIANTI**

Atlaimpianti è un atlante geografico sviluppato dal GSE e di accesso pubblico,

che permette di consultare i principali dati sugli impianti di produzione di energia elettrica e termica incentivati in Italia. Le informazioni sugli impianti sono organizzate e suddivise per tipologia, fonte utilizzata e meccanismo di incentivazione.

Il sistema non include ad oggi tutti gli impianti gestiti dal GSE, ma viene costantemente aggiornato. La sua utilità è stata nevralgica per le analisi dei sistemi FER attualmente esistenti nell'area Monviso di dominio pubblico. Oltre alle FER, sono stati individuati anche gli impianti di produzione termica da biomassa.

• **ARPA Piemonte**

L'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale del Piemonte è un ente pubblico regionale che svolge attività di controllo, di monitoraggio e supporto del territorio piemontese. Le banche dati visionate per i modelli adottati sono state principalmente il:

- servizio meteorologico
- servizio idrologico
- servizio nivologico

I dati raccolti dall'ARPA Piemonte sono il risultato di rilevamenti dettagliati da postazioni di misura distribuite su tutto il territorio. La distribuzione sull'area regionale non è omogenea, nell'ambito di nostro interesse quattro sono state le postazioni di riferimento: una presso Barge, una presso Paesana, due presso Crissolo.

• **SIFOR**

Importantissimo per gli studi di producibilità da biomassa è stato il Sistema Informativo Forestale Regionale. Nel sito è presente uno strumento per la ricerca e la consultazione degli studi per i Piani Forestali Territoriali, la cartografia forestale, le particelle catastali in alcuni ambiti geografici. A seconda dell'area tematica di interesse si ha accesso alle funzionalità di ricerca e consultazione dei dati.

Il database è stato visionato per accedere alle seguenti funzionalità:

- Carta forestale (aggiornamento 2016)
- Scarico dati a taglio provinciale:
- Shape della Carta Forestale 2016
- Scarico dati a taglio regionale:
- Shape Superfici forestali copertura < 20%
- Indagini Piani Forestali Territoriali (2000)

• GeoPortale Regione Piemonte

Il GeoPortale regionale, indispensabile per le elaborazioni GIS, è un'infrastruttura digitale in cui è possibile ricercare tutte le informazioni geografiche piemontese e la distribuzione dei dati territoriali (dalla viabilità alle aree amministrative).

Tutte le informazioni ivi presenti sono state catalogate negli anni e frutto di campagne di misurazione e di ispezione regionale di dettaglio. La loro affidabilità è stata appurata al 100% per i nostri studi.

• IRES

L'Istituto di Ricerche Economiche e Sociali del Piemonte è un istituto di ricerca che svolge la sua attività solo per indagini in campo socioeconomico. L'istituto è autore di rapporti e relazioni annuali regionali, i quali sono base di supporto dei Piani Regionali del Piemonte e altre forme decisionali dell'amministrazione pubblica regionale. È possibile visionare i dati raccolti dalle campagne di ricerca tramite lo strumento online del Cruscotto AIT.

Il Cruscotto AIT si basa sulla media di diverse variabili. Le variabili sono suddivise in quattro assi: Società ed economia, Infrastrutture, Ambiente e Istituzioni. Data la sua rilevanza e affidabilità, sono stati considerati i dati sull'area del Saluzzese del 2017 (che comprende Valle Broda e Po). Dato che l'area di studio dell'IRES è più ampia del nostro caso, bisogna considerare un errore di approssimazione.

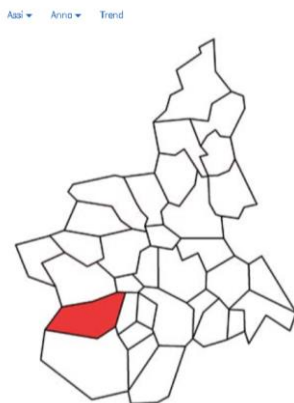


Figura 19 – Mappa delle aree IRES Piemonte, in rosso è segnata l'area Saluzzo.
Scheda estrapolata dal sito IRES.

- **URBAN INDEX**

Il Dipartimento per la programmazione e il coordinamento della politica economica (DIPE) ha avviato, nel dicembre 2015, una collaborazione con il Politecnico di Milano – Dipartimento di architettura e studi urbani, nell'intento di realizzare strumenti utili nella valutazione delle politiche pubbliche nelle aree urbane. Il risultato di questa collaborazione ha portato allo sviluppo di un portale tematico intuitivo ove sono indicizzati circa 42 parametri. Questi parametri sono solo una forma esemplificativa dei dati ISTAT aggiornati al 2017 e ogni parametro fa riferimento alle particelle urbane individuate dallo stesso ISTAT. È stato scelto di consultare tale portale per la semplicità di accesso ai dati e affidabilità elevata. La sua consultazione non è stata base per modelli di calcolo ma per confutare le analisi preliminari del territorio.

- **Open Data Piemonte**

È un portale di accessibilità pubblica in cui sono archiviati dati e informazioni prodotti dalle pubbliche amministrazioni in un'ottica di riuso (D. Lgs. 36/06). L'accesso al servizio è stato necessario per confrontare i modelli previsionali di alcune curve di carico del caso Studio, in particolare scuole pubbliche. All'interno del portale sono registrati i dati energetici di alcuni istituti del comune di Saluzzo. Proprio questi edifici sono presi a modello di confronto.

- **SIMERI**

Sistema Italiano per il Monitoraggio delle Energie Rinnovabili è lo strumento online, sviluppato e gestito dal GSE, che consente di seguire l'evoluzione dei consumi energetici nazionali e regionali soddisfatti da energie rinnovabili nei settori elettrico, termico e dei trasporti. Nel nostro studio è stato utilizzato per confrontare la conformità dei valori stimati per le FER

PRIMA PARTE

Capitolo 6

6. Il contesto di analisi e soggetti coinvolti

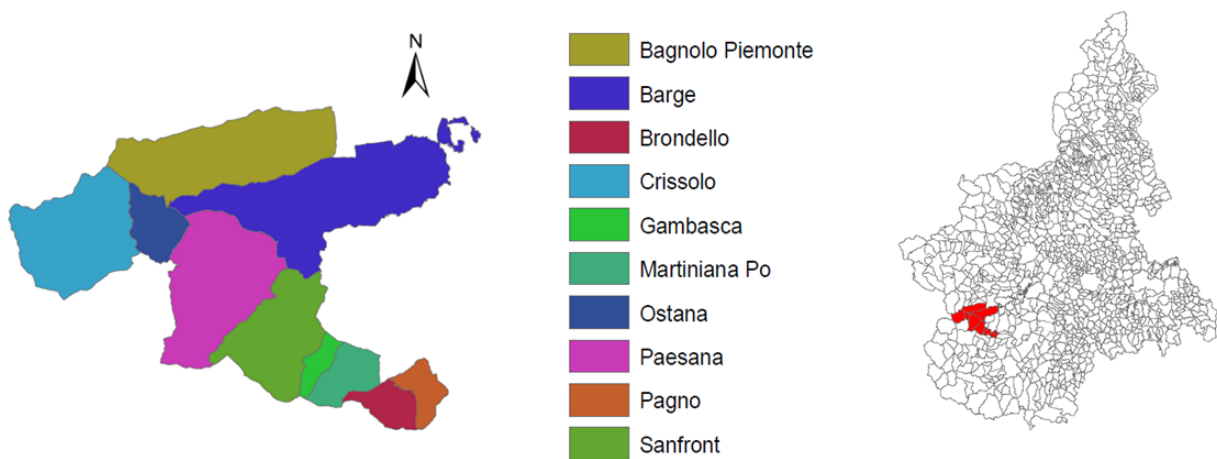


Figura 20 – Mappa dell’area Monviso in esame ed elenco dei Comuni interessati.
Elaborazione personale da ArcGIS.

Le origini della CE del Monviso sono molto recenti. La prima manifestazione di interesse si realizza a fine dicembre 2019 e solo a fine gennaio 2020 possiamo parlare di una prima forma aggregata non formale dei comuni.

L’area, che ricordo essere cuore del parco naturale del Monviso, era già sotto un lento processo di sensibilizzazione ambientale ma la svolta decisiva si è verificata solo grazie al supporto dei sindaci locali e alla partecipazione al bando europeo del LIFE.

Il LIFE è un programma introdotto dall'UE nel 1992, con cui vengono finanziati progetti su tematiche ambientali proposti dai Paesi membri. L'obiettivo è fornire un sostegno per lo sviluppo di una politica e legislazione comunitaria in materia ambientale. I progetti finanziati possono essere

proposti da operatori, organismi o istituti pubblici e privati. I finanziamenti hanno periodicità quinquennale.

Gli obiettivi principali del LIFE Programme sono:

- contribuire al passaggio ad un'economia efficiente in termini di risorse, con minori emissioni di carbonio e resiliente ai cambiamenti climatici;
- contribuire alla protezione e al miglioramento della qualità dell'ambiente e all'interruzione del processo di perdita di biodiversità;
- migliorare lo sviluppo e l'applicazione delle politiche ambientali dell'Unione. Catalizzare e promuovere la diffusione degli obiettivi ambientali nella pratica nel settore pubblico e privato;
- sostenere maggiormente la governance ambientale in materia di clima a tutti i livelli, compresa una maggiore partecipazione della società civile, delle ONG e degli attori locali.

Attraverso le “call” che annualmente vengono proposte dalla Commissione Europea è possibile presentare progetti.

Per il caso del Monviso, a fine 2018 è stato inviato un progetto promosso da sette enti locali per entrare in una delle call periodiche del bando. Nel 2019 è stata ricevuta una risposta positiva all’iniziativa. Dal 2019 si sono poste le basi per l’attuazione del Piano.

Il progetto promosso vede come beneficiari del bando cinque aziende e due enti pubblici:

- Iris s.r.l. (coordinatore del progetto);
- Walden s.r.l.;
- Giusiano Legnami s.r.l.;
- Compolab s.r.l.;
- Etifor s.r.l.;
- Unione Montana Barge e Bagnolo Piemonte;
- Unione Montana dei Comuni del Monviso

Le proposte del LIFE si concretizzano tramite un progetto locale chiamato GreenCahinSaw4Life.



Figura 21 – Presentazione dei beneficiari del LIFE e promotori del progetto vincitore-
Elaborazione personale, i loghi ufficiali sono stati ottenuti dai rispettivi soggetti.

I comuni che attualmente risultano aderire al progetto LIFE sono: Bagnolo Piemonte, Barge, Brindello, Crissolo, Envie, Gambasca, Martiniana Po, Oncino, Ostrana, Revello, Rifreddo e Sanfront.

GreenChainSAW4Life presenta un progetto finalizzato a gestire i boschi locali in modo innovativo, sostenibile e condiviso, contrastando i rischi climatici e ambientali come incendi, dissesto idrogeologico e perdita di biodiversità. Lo stesso programma intende utilizzare il legname ricavato per produrre energia verde e biomateriali a beneficio dell'economia locale e della natura, implementando anche un Piano locale integrato per il clima, l'energia e la bioeconomia.

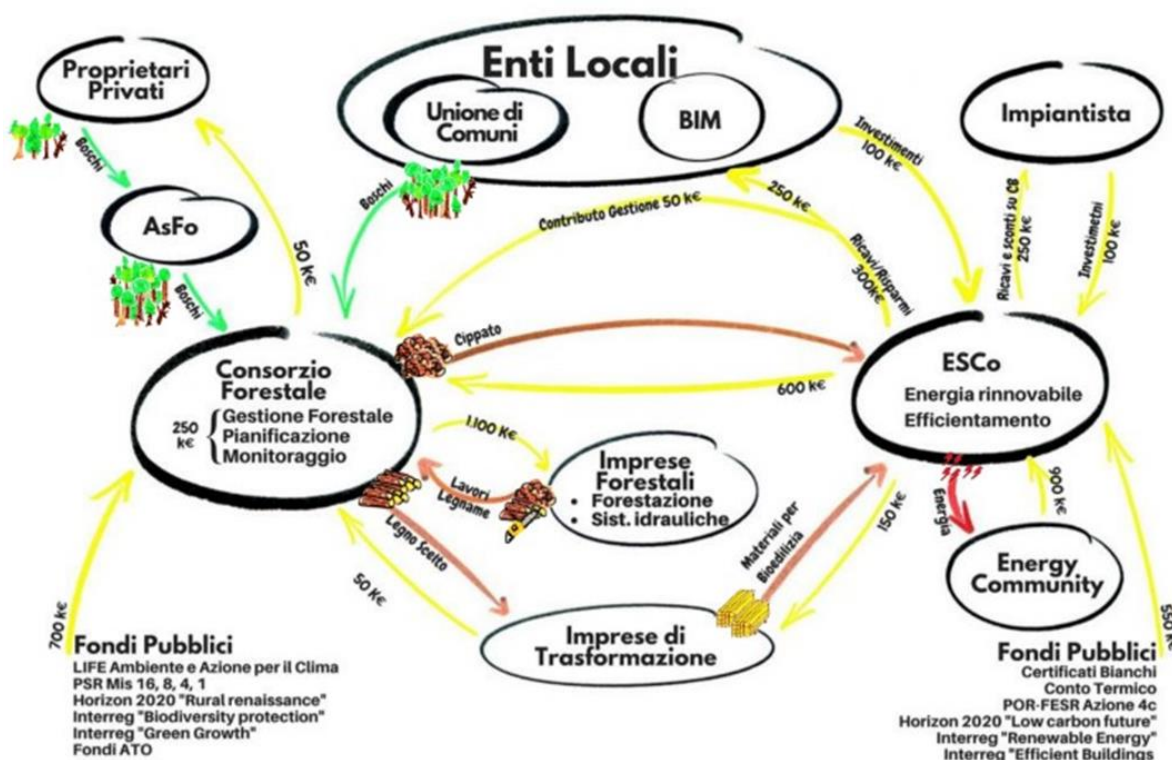


Figura 22 – Mappa del modello di cooperazione forestale previsto dal progetto GCS4L. Scheda estrapolata dal bando di applicazione al LIFE, aggiornata al 2018.

Le attività a sostegno del GCS4L riguardano:

- per l'ambito forestale il piano **«Climate Smart»**

Partendo da un'analisi delle risorse forestali locali che tenga conto di rischi ambientali e potenzialità produttive, verranno individuati approcci di protezione e conservazione su boschi ad alta priorità di intervento. Il legname ricavato verrà utilizzato per sviluppare un catalogo di biomateriali a km0 e si valuterà la resa energetica delle biomasse non destinabili a trasformazione;

- per l'ambito della comunicazione il **«Progetto Hi-tech»**

Creando una piattaforma digitale, sarà possibile inserire le informazioni delle analisi boschive e del sistema energetico. Il portale sarà a supporto della pianificazione territoriale, per l'organizzazione di eventi aperti alla comunità e workshop di condivisione e sensibilizzazione verso i temi del progetto;

- per l'ambito energia il piano **«Energia e CER»**

Il piano presentato per la sezione energia è proprio parte integrante di questo studio. Le analisi che seguiranno saranno a supporto dell'ambito previsto.

Al fine di ridurre le emissioni da CO2 locali, il piano prevede di formalizzare una Comunità Energetica Rinnovabile, connessa più o meno alla filiera del

legno. Il piano oltre a valutare la conformazione di una CER, permetterebbe di mappare i consumi energetici del territorio e la stima attuale dell'impiego di energia da fonti rinnovabili. In seguito alla mappatura dei consumi sul territorio, verrà pianificata una strategia di efficientamento energetico e generazione diffusa di energia a basse emissioni. Selezionando le migliori tecnologie disponibili per il riscaldamento e la microcogenerazione da biomassa, verrà valutata la conformazione della stessa CER.

All'atto di conferma del piano «Energia e CER», dei 14 comuni partecipanti al LIFE solo 10 hanno dato conferma e intenzione di attuare modifiche locali per la realizzazione della comunità.

Le manifestazioni di interesse per la sola CER vedono l'esclusione di Envie, Oncino, Revello e Rifreddo.

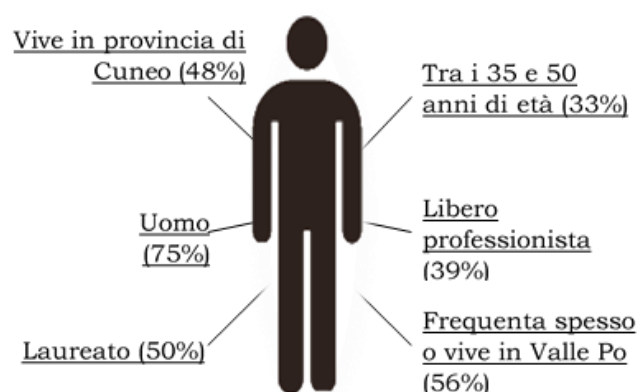
A fine gennaio 2020, come precedentemente accennato, è stata confermata la firma delle manifestazioni di interesse dei 10 sindaci restanti. L'evento è da ritenere rilevante anche sotto una prospettiva regionale e nazionale. Il tema delle CER in Piemonte e, ultimamente anche in Italia, sta riscuotendo grande interesse.

Prima di contestualizzare il pragmatismo dell'iniziativa è stato necessario una ricerca decisiva degli edifici che per primi avrebbero fatto parte di questo progetto. Dato il contesto di lockdown con cui si è dovuta interfacciare l'iniziativa nel 2020, sono stati esclusi momentaneamente gli edifici privati. I soli edifici entrati nello scenario valutativo del LIFE sono solo gli edifici di proprietà comunale. Completata questa fase di stime e progetto preliminare sarà possibile organizzare campagne di sensibilizzazione alla cittadinanza per espandere la platea dei consumatori collettivi.

Sempre a gennaio 2020, in concomitanza alla presentazione del progetto GCS4L, è stato svolto un questionario per capire il livello di sensibilità locale al tema della CER e quale fosse la reale conoscenza locale di questa nuova configurazione. Il questionario è stato presentato il 31 gennaio 2020 a Paesana durante il convegno regionale "Foresta, legno ed Energia" con la presenza di 65 individui. Il documento proponeva le seguenti domande e risposte.

- ❖ Sei a favore dello sviluppo della gestione forestale e della filiera legno?
 - A No
 - B Non mi interessa
 - C Sì, a prescindere da come viene portata avanti
 - D Sì, solo se condotta con criterio e pianificazione
- ❖ Quali dovrebbero essere gli obiettivi prioritari della gestione forestale delle valli Po, Bronda e Infernotto?
 - A Vendita del legname al miglior prezzo
 - B Valorizzazione paesaggistica, storica, ricreativa e culturale
 - C Gestione del territorio, dei dissesti e del rischio incendio
 - D Contrasto ai cambiamenti climatici
 - E Creazione di occupazione sul territorio
 - F Incremento della biodiversità
- ❖ La filiera legno è un settore che potrà assumere in futuro una maggiore rilevanza nell'area?
 - A No, rimarrà un settore marginale
 - B Può crescere, ma l'interesse per questo settore rimarrà basso
 - C è un settore molto promettente che può diventare di rilievo
 - D Assolutamente sì, mi aspetto che diventi la principale attività occupazionale dell'area
- ❖ Saresti disposto a pagare leggermente di più (<10%) per utilizzare legno locale per edilizia o energia?
 - A No, lo acquisterei solo se mi costasse come i materiali che acquisto ora
 - B Sì, se sono certo del vantaggio per la migliore gestione del territorio e diminuire il rischio
 - C Sì, se sono certo del vantaggio per l'economia locale
 - D Sì, se sono certo che migliori la fornitura di altri servizi
 - E Pagherei anche più del 10%
- ❖ Ti interesserebbe usare legno locale come materiale per la costruzione e l'arredamento della tua abitazione?
 - A No, costerebbe troppo
 - B Sì, ma solo per elementi di arredo
 - C No, non mi fido/ non è sicuro
 - D Sì, anche nella struttura dell'abitazione
- ❖ Al fine di ridurre le emissioni, a quale sistema di riscaldamento saresti disposto a passare?
 - A Stufa a legna
 - B Caldaia a cippato
 - C Teleriscaldamento
 - D Pompa di calore elettrica
 - E Caldaie a alte prestazioni alimentata a combustibili fossili
- ❖ Come reagiresti se fossero installate delle caldaie o cogeneratori a biomassa forestale?
 - A Mi è indifferente
 - B Negativamente, sono contrario
 - C Positivamente, se l'impianto è dimensionato sui reali bisogni di energia
 - D Positivamente, se l'impianto è dotato di adeguati filtri
 - E Positivamente, se l'impianto è alimentato con legno di qualità e origine locale
- ❖ Entreresti a far parte di una comunità energetica locale?
 - A No
 - B Per ridurre i miei costi energetici
 - C Per favorire lo sviluppo dell'economia locale
 - D Per ridurre le perdite energetiche del sistema elettrico e le emissioni
 - E Al momento non so valutare
- ❖ Ci sono altri temi, non trattati nella giornata odierna, che vorresti fossero affrontati dal progetto?
- ❖ Dati generali
 - Comune di residenza
 - Età
 - Sesso
 - Occupazione
 - Titolo di studio
- Con che frequenza visita le valli Po, Bronda e Infernotto?
 - A Oggi è la prima volta
 - B Saltuariamente
 - C Regolarmente
 - D Sempre

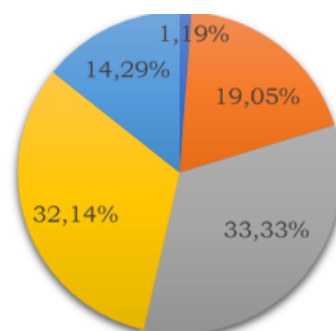
Il profilo dell'utente medio presente è stato:



Mentre in senso generale è emersa una visione ottimistica della CE:

Entreresti a far parte di una Comunità Energetica?

- No
- Per ridurre i miei costi energetici
- Per favorire lo sviluppo dell'economia locale
- Per ridurre le perdite energetiche del sistema elettrico e le emissioni



Grazie a questo evento, è stata confermata la seguente governance del progetto nonché confermati gli edifici che faranno parte di questa fase di ricerca. Oltre agli stabili comunali, hanno presentato domanda di interesse il Bacino Imbrifero Locale del Po con la sua centralina idroelettrica sita a Paesana e l'Unione Montana Monviso con i suoi uffici siti anch'essi presso il Comune di Paesana.

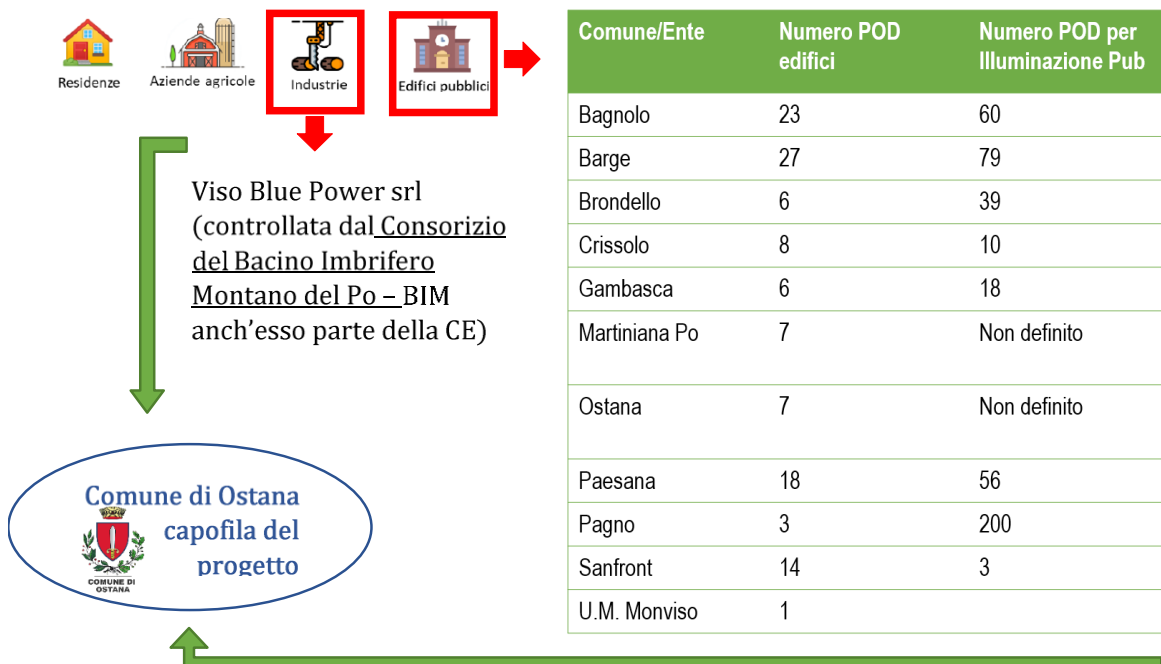


Figura 23 – Schema sulla governance e numero dei soggetti interessati alla CER Monviso. Elaborazione personale.

L'attuale governance del progetto prevede che i 12 soggetti siano rappresentati da un Capofila. In questo caso il rappresentante è il Comune di Ostana. Il capofila ha la delega esclusiva di rappresentare tutti gli edifici in oggetto e, in caso di eventi di rappresentanza o contatti con le autorità nazionali, ha il compito trasferire l'acquisizione delle informazioni a tutti gli altri enti.

Nelle seguenti pagine sono tabulati gli edifici per i quali sono stati raccolti ed elaborati tutti i dati esaminati. Per ogni edificio viene presentato l'indirizzo di locazione ma non il codice POD o PDR per motivi di privacy.

BAGNOLO PIEMONTE			
NOME EDIFICIO	INDIRIZZO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	60 POD
MUNICIPIO	Piazza Divisione Alpina Cuneense 5		
SCUOLA MATERNA	Via De Gasperi 5		
PALESTRA	Via Roma 2		
SCUOLA PRIMARIA	Via Don Milani 9		
SCUOLE MEDIE	Via Confraternita 42, Via Santa Barbara		
BIBLIOTECA	Corso Malingri 22		
ARCHIVIO STORICO	Corso Malingri 22		
TORRE STORICA	Via Barrata		
BOLLATRICE	Via Cave		
BOLLATRICE CAVE 2	Via Cave		
LOCALI EX PESO	Via Einaudi 4		
CIMITERO	Viale Rimembranza 8		
CAPOLUOGO			
CIMITERO	Via Cave 295		
FRAZ. VILLAR			
CIMITERO	Piazza San Giovanni		
VILLARETTO			
MAGAZZINO 1	Via Scuole Nuove 24		
MAGAZZINO 2	Via Cavour 104		
PESO PUBBLICO	Via Cave 8		
SALA CONFERENZE	Corso Malingri 22		
SCUOLA	Via Villaretto 60		
ELEMENTARE			
VILLARETTO			
EX MUNICIPIO	Corso Malingri 22		
LOCALI EX PROLOCO	Via Cavour 19		
TEATRO SILVIO	Corso Marconi 1		
PELLICO			
PIAZZA MERCATO	Piazza San Pietro		
PARCHI E GIARDINI	Via Don Bertero		

BARGE			
NOME EDIFICIO	INDIRIZZO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	79 POD
MUNICIPIO	Piazza Giuseppe Garibaldi 11		
BIBLIOTECA	Via Monviso 1		
SCUOLA PRIMARIA	Viale Mazzini 2		
CAPOLUOGO			
SCUOLA SECONDARIA	Via Cottolengo 2		
SCUOLA MATERNA	Via Cavallotta sn, Via		
CAPOLUOGO	Campo Sportivo 20		
SCUOLA SAN MARTINO	Via Crocetta 2		
SCUOLA PRIMARIA	Via Cuneo		
CROCERA			
IMPIANTI SPORTIVI	Via Azienda Moschetti		
MAGAZZINO COMUNALE	Piazza Garibaldi 11		
CASERMA VIGILI DEL FUOCO	Via Fiorita, 32		
EX OFFICINA FERROVIARIA	Via Assarti sn		
ELISUPERFICIE	Piazza Stazione 4 A		
PRESIDIO SOCIALE	Via Ospedale		
PESO PUBBLICO	Piazza statuto		
LAGHETTO PESCATORI	Via Gabiola		
CIMITERO	Via San Martino 58		
SIRENA PARROCCHIALE	Largo Cesare Battisti		
AREA MERCATO	Via Balangera		
ALA MERCATALE	Piazza Garibaldi 3		
CENTRO SOCIALE	Via Dana Borgia 1		
TETTOIA CENTRO SOCIALE	Via Agnes Robert		
RIPETITORE RADIO	Via Combe		
SPOGLIATOIO CROCERA	Via Cuneo		
IRRIGAZIONE AIUOLE	Viale Mazzini		
IRRIGAZIONE AIUOLE	Viale Stazione 38		
PESO PUBBLICO SAN MARTINO	Via San Martino		
CIMITERO UFFICIO	Via San Martino		
SEMAFORO	Via Carle		
UNITRE	Piazza San Giovanni 1		
ASSOCIAZIONI	Via Cavallotta		
PARTI COMUNI	Piazza Stazione 6		
UNITÀ ABITATIVA	Piazza Stazione sn		

BRONDELLO			
NOME EDIFICIO	INDIRIZZO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	39 POD
MUNICIPIO	Via Provinciale 13		
AMBULATORIO - ARCHIVIO	Via Villa 9		
BRUCIATORI - CT	Via Villa 20		
CAMERA MORTUARIA	Via Villa		
PALESTRA	Via Villa 9		
EX SEDE COMUNALE	Via Villa 23		
RIPETITORE UMM	Via Rossi		
ALLOGGIO COMUNALE	Via Villa 6		
CENTRO POLIFUNZIONALE	Via Villa 9		
CRISSOLO			
NOME EDIFICIO	INDIRIZZO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	10 POD
MUNICIPIO	corso Umberto I, 39		
CIMITERO	Frazione Serre		
EX MULINO	Via Ruata 1		
AUTORIMESSA	Piazza Umberto I 190		
SALA POLIVALENTE	Piazza della Seggiovia Crissolo		
WC SEGGIOVIA	via ruata 48b		
TELECAMERE	Via Provinciale, 2bis		
RIPETITORE	Via Ruata, Snc		
CENTRALINA	Frazione Serre		
GAMBASCA			
NOME EDIFICIO	INDIRIZZO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	18 POD
MUNICIPIO	via Roma 6		
CIMITERO	Via Martiniana Po Snc		
MAGAZZINO PC	Via Picat 9t		
MAGAZZINO COMUNALE	Via Picat 9		
AREA MERCATALE	Piazza Gauthier Snc		
LUCE SCALE ED. RES.	Via Picat 9t		

MARTINIANA PO			
NOME EDIFICIO	INDIRIZZO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	Non definito
MUNICIPIO+FARMACIA	Via Roma 29		
SCUOLA ELEMENTARE	Via Roma sn		
SCUOLA MATERNA	Via Roma sn		
UFFICIO POSTALE	Via Roma 20		
PALESTRA	Via Roma 19		
SALA CONVEGNI	Via Roma 13		
ALTRI USI	Via Roma		
OSTANA			
NOME EDIFICIO	INDIRIZZO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	Non Definito
MUNICIPIO + MUSEO	Via Roma 50		
CASE POPOLARI VALENTIN	Via Roma		
CENTRO BENESSERE	Capoluogo Villa 35		
AUTORIMESSE + PORTA DEL MONVISO	Capoluogo Villa 18/B		
RIFUGIO LA GALABERNA	Capoluogo Villa 18/A		
AUTORIMESSA	Piazza Caduti per la Libertà 49		
LOU PURTOUN	Localita' Sant'antonio 60/A		

PAESANA			
NOME EDIFICIO	INDIRIZZO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	56 POD
MUNICIPIO	Via Nazionale		
MUNICIPIO	Via Reinaud 16		
MUNICIPIO	Via Roma 9		
SCUOLA SECONDARIA	Piazza Vittorio Veneto 24		
SCUOLA PRIMARIA	Via Roma 59		
SCUOLA MATERNA	Via Barge 6		
EDIFICIO 1	Località Ocra Giardini		
EDIFICIO 2	Via Roma 36		
EDIFICIO 3	Via Roma 34		
EDIFICIO 4	Via Barge 6		
EDIFICIO 5	Via Barge 4		
EDIFICIO 6	Via Barge 4		
EDIFICIO 7	Piazza Vittorio Veneto 24		
EDIFICIO 8	Frz Calcinere Inferiore		
IMPIANTI SPORTIVI	Via Nazionale 2		
EDIFICIO 9	Borgata Giors Mad Orient		
EDIFICIO 10	Via Barge 6		
SEDE UNIONE MONVISO	Via Santa Croce 4		

PAGNO			
NOME EDIFICIO	INDIRIZZO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	200 punti luce
MUNICIPIO	Via Roma 3		
EDIFICIO PROPRIETA' COMUNALE	Via Caduti Liberazione 3		

SANFRONT			
NOME EDIFICIO	INDIRIZZO	ILLUMINAZIONE PUBBLICA	3 POD
MUSEO BALMA BOVES	Via dei Fiori sn		
MUNICIPIO	Piazza Statuto 2		
SEDE	Via dei Bianchi 1		
ALPINI+CENTROSOCIALE			
SCUOLA CAP	Corso Marconi sn		
AREA ARTIGINALE	Via Valle Po sn		
IMPIANTI SPORTIVI	Via Montebello sn		
DISSUASORE	Piazza Ferrero sn		
CHIESA FRAZIONALE E	Via San Chiaffredo		
GIOCO BOCCE	Bollano sn		
PESO E SEMAFORO	Via Valle Po sn		
EX ASILO	Via Trieste 21		
CIMITERO CAP.	Via Robella sn		
EX CINEMA	Piazza Statuto 27		
CENTRO SOCIALE			
MAGAZZINO COMUNALE	Via Vecchia sn		
CIMITERO ROCCHETTA	Via Rocchetta sn		

Capitolo 7

7. Inquadramento territoriale

SVILUPPO TERRITORIALE

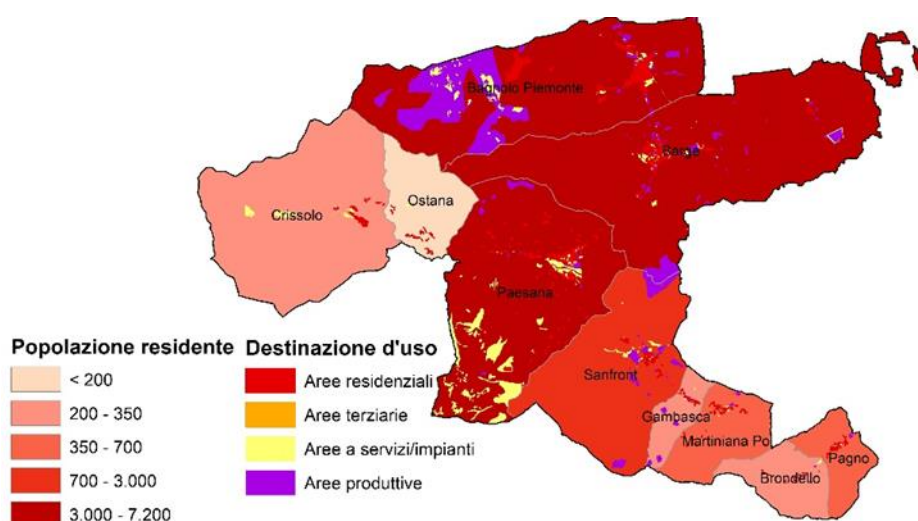


Figura 24 – Mappa sulla distribuzione della popolazione e delle destinazioni d'uso del territorio dell'area Monviso. Elaborazione personale da ArcGIS.

Dal punto di vista economico e secondo quanto riportato da IRES, la zona del Monviso, Valle Po e Infernotto è una realtà fortemente caratterizzata dal settore agricolo e dalla coltivazione della frutta (mele). Le statistiche rilevano come anche l'allevamento abbia un ruolo centrale nell'economia locale, soprattutto allevamenti di bovino di tipo Fassona.

Nel settore secondario, due sono le attività dell'industria manifatturiera più diffuse: le cartiere e i mobilifici. La lavorazione del legno per la produzione di

mobili è il settore in cui si ha la specializzazione maggiore e si può parlare di un vero e proprio distretto del legno che va da Saluzzo fino a Crissolo.

Non a caso all'inizio del 2016 è stato firmato a Saluzzo l'accordo per la creazione del «Polo del Legno Saluzzo e Valli del Monviso». Capofila del progetto è stata la Città di Saluzzo. Il progetto ha avuto il sostegno di 16 enti: dalle Unioni Montane del Monviso alle scuole vicine (Afp di Dronero, Apm, Istituto Denina e Liceo Soleri-Bertoni di Saluzzo) al Consorzio del Bacino imbrifero del Po.

Anche il settore delle costruzioni sembra avere ancora una certa importanza, così come le attività estrattive della pietra locale, gergalmente denominata «pietra di Luserna».

Nel settore terziario e dei servizi, unica e indiscussa è l'attività legata al turismo alpino. Il parco naturale del Monviso è meta immancabile per le attività di sci-alpinismo e trekking esplorativo. Anche se il settore predispone di strutture per l'ospitalità invernale ed estiva, vediamo in una fase di adeguamento delle stesse.

Per quanto riguarda la selvicoltura forestale, l'attività è stata per molto tempo accantonata ma, grazie a progetti mirati sul territorio, sta ritornando in auge da pochi anni a questa parte, spinta soprattutto dal comune Ostanese.

Per la crescita futura non sembra che la scala di priorità sia indirizzata verso obiettivi precisi, ma si segnala un'attenzione maggiore al settore del turismo e dell'accoglienza. A questo proposito si deve notare la promozione del turismo attorno al Monviso con la valorizzazione dei percorsi ciclabili.

Dati ISTAT 2019	Numero famiglie	Età media
BAGNOLO	2555	44,8
BARGE	3171	44,3
BRONDELLO	142	47,9
CRISSOLO	108	50
GAMBASCA	165	45,3
MARTINIANA PO	329	46,6
OSTANA	54	51,7
PAESANA	1373	49
PAGNO	264	45,9
SANFRONT	1058	47,1

DATI ISTAT 2019	2016	2017	2018
	Reddito medio [€/persona]	Reddito medio [€/persona]	Reddito medio [€/persona]
BAGNOLO	12017,23	12230,64	12722,74
BARGE	11690,38	11778,79	12330,91
BRONDELLO	10110,53	10349,00	10754,82
CRISSOLO	12064,03	11171,95	12364,69
GAMBASCA	11661,20	11217,42	11787,03
MARTINIANA PO	12695,06	11860,79	11947,06
OSTANA	14973,17	15588,63	16558,84
PAESANA	12788,31	12877,40	13678,51
PAGNO	12499,75	12759,21	13152,30
SANFRONT	12524,85	12679,16	13371,81
MEDIA	12302,45	12251,30	12866,87

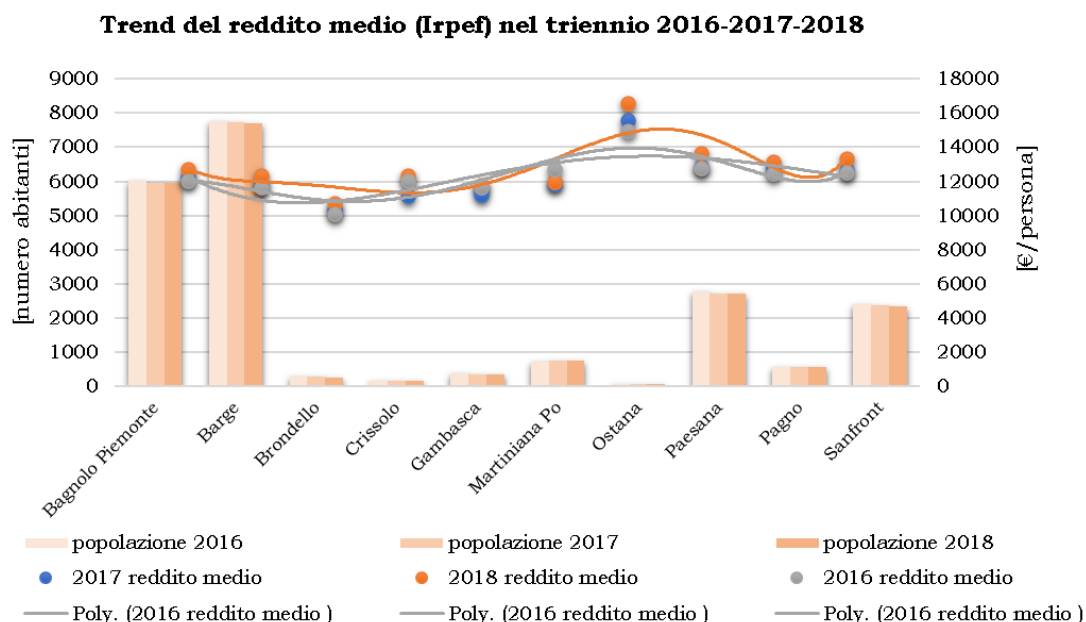


Figura 25 – Reddito medio delle persone fisiche per ogni Comune. Scheda di elaborazione personale sui dati ISTAT del 2019.

I valori del reddito medio locale fanno riferimento ai dati ISTAT 2019. Lo stesso ISTAT dichiara di aver acquisito i dati dalle dichiarazioni fiscali del MEF - Dipartimento delle finanze. La base statistica prende in considerazione i modelli di dichiarazione dei Redditi, Irpef ed IVA per tutte le tipologie di contribuenti; per le sole persone fisiche vengono trattati anche i modelli 730 e CU (Certificazione Unica). Per inquadrare al meglio l'economia locale dobbiamo verificare la sua contestualizzazione a livello nazionale. Lo stesso

MEF dichiara al 2019 che la classe di reddito tra i 12.000 e i 15.000 euro copre il 7,84% dei contribuenti nazionali. La percentuale maggiore dei contribuenti italiani entra in una classe di reddito compresa fra 20.000 e i 26.000 euro, solo questa categoria copre il 15,77% della popolazione italiana. Quindi l'area Monviso non può essere classificata come un'area economicamente benestante.

Bisogna però considerare che nelle statistiche circa il 30% della popolazione residente ha un'età superiore ai 60 anni, quindi con reddito da pensione che abbassa i valori medi del reddito totale. Di seguito è visionabile la percentuale del reddito da pensione rispetto il reddito globale per ogni comune.

% del Reddito da pensione medio sul triennio 2016-2017-2018

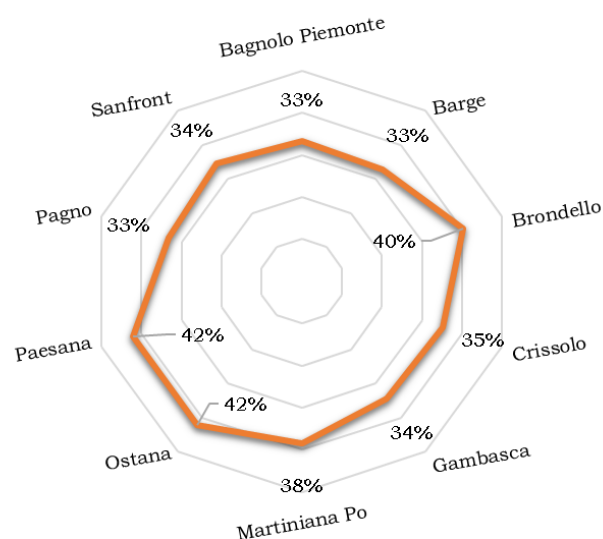


Figura 26 – Quota di Reddito da pensione rispetto al Reddito medio per ogni Comune.
Scheda di elaborazione personale sui dati ISTAT del 2019.

Per il patrimonio edilizio locale, il database di riferimento per l'analisi è stato il BDTRE, aggiornata al 2019, del Geoportale della Regione Piemonte. Nella seguente immagine possiamo vedere la distribuzione degli edifici. La densità maggiore coincide con i centri storici delle cittadine.

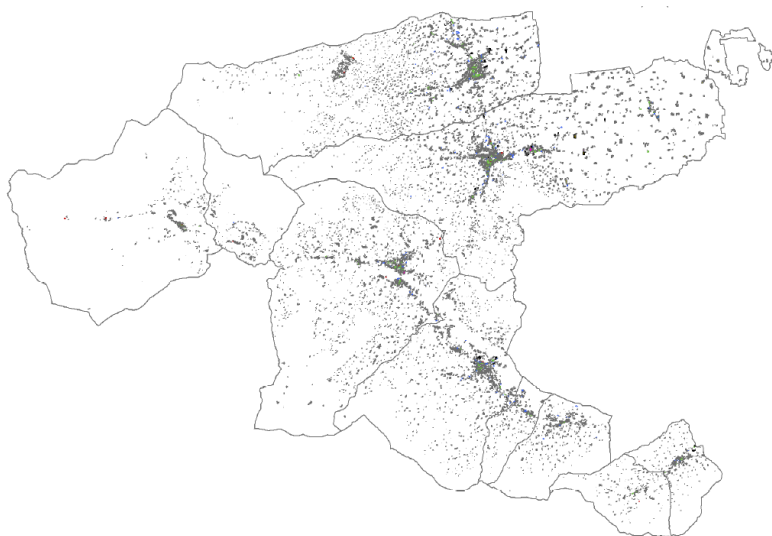


Figura 27 – Edifici dell'area Monviso. Elaborazione personale da ArcGIS.

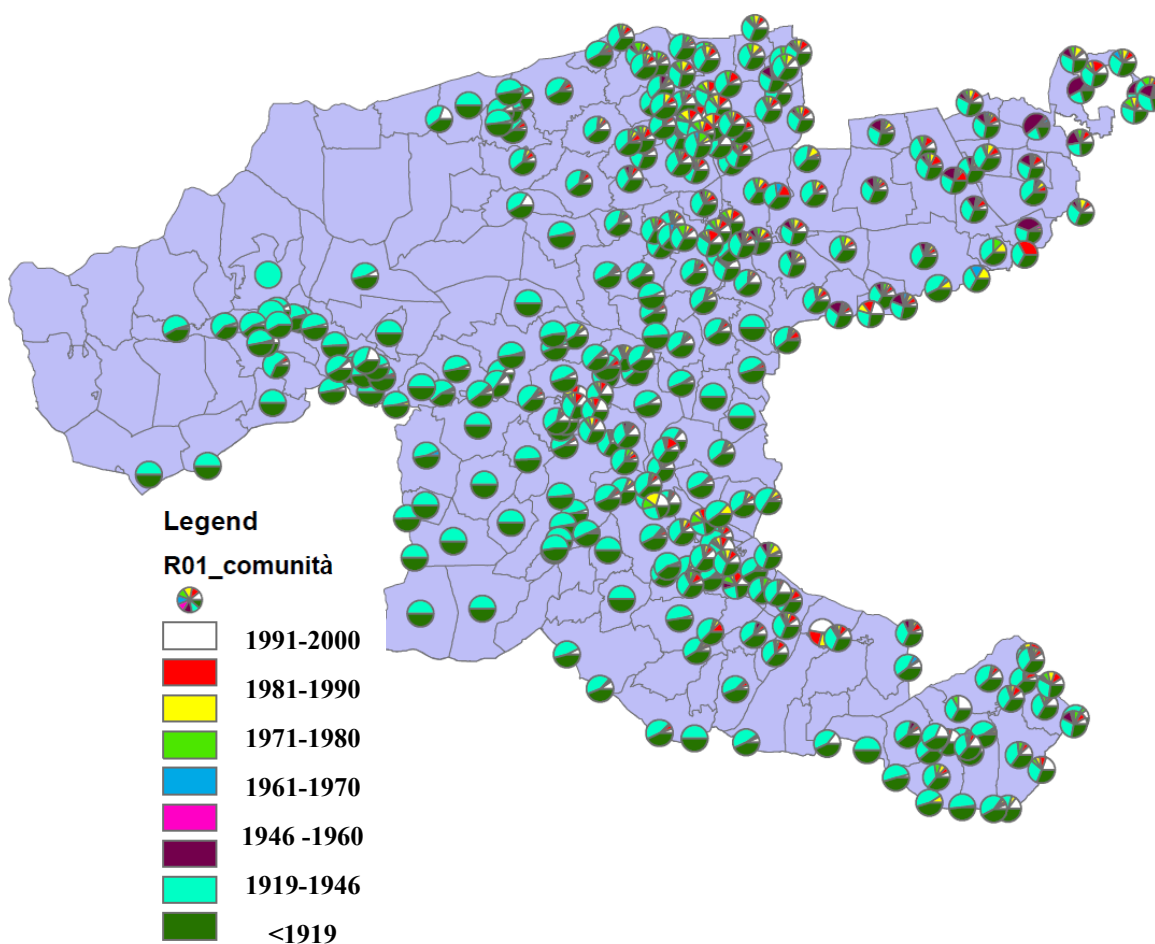


Figura 28 – Mappa della distribuzione dell'anno di costruzione dell'edificio. Elaborazione personale da ArcGIS e dati ISTAT 2019.

Il patrimonio abitativo non è recentissimo, la maggioranza degli edifici sono stati costruiti tra poco prima della Prima Guerra Mondiale. Questa particolarità è accentuata nei centri storici dei Comuni di Crissolo, Paesana e nelle zone rurali degli altri comuni.

L'analisi dei fabbricati è fondamentale per la scelta delle tecnologie energetiche da applicare nella futura CER sia per le scelte di efficientamento energetico. Le tecnologie dovranno essere efficienti ma allo stesso tempo non dovranno compromettere la struttura precaria degli edifici più vetusti.

MORFOLOGIA DEL TERRITORIO

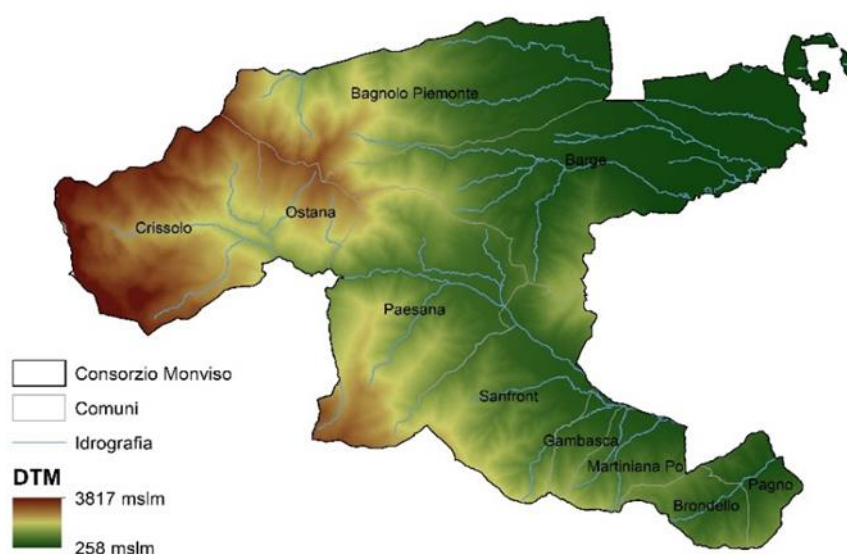


Figura 29 – Mappa altimetrica dell'area Monviso. Elaborazione personale da ArcGIS.

Il territorio sotto esame è posto nel plesso delle Alpi Cozie, al limite settentrionale della Provincia di Cuneo. Confina a Sud con la Val Varaita, a Ovest con la Francia, a Nord con la Val Pellice in provincia di Torino e ad Est con la pianura del Po.

Si tratta di un territorio montano anche se i Comuni di Barge e Bagnolo sono collocati su una fascia di territorio di pianura, escluso quindi dai limiti di competenza amministrativa delle Comunità Montane, ma incluso nell'analisi della presente. A livello generale, il territorio vede la presenza di 20952 abitanti (al 1° gennaio 2018) e una superficie complessiva di 347,18 kmq. L'altitudine media è intorno a 651 m.s.l.m.



Figura 30 – Mappa dell'area sopra i 1600 metri dal livello del mare con indicazione della posizione del Monte Viso e Monte Bracco. Elaborazione personale da ArcGIS.

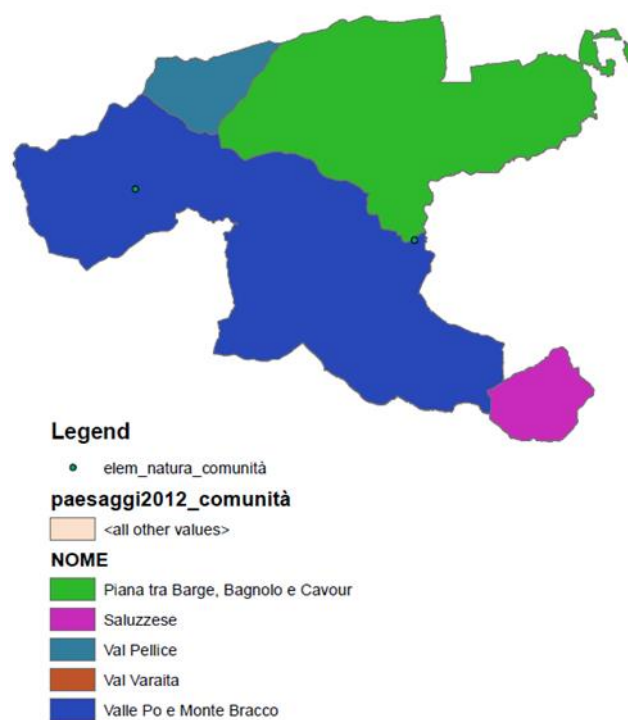


Figura 31 – Mappa e denominazione geografica delle valli locali. Elaborazione personale da ArcGIS.

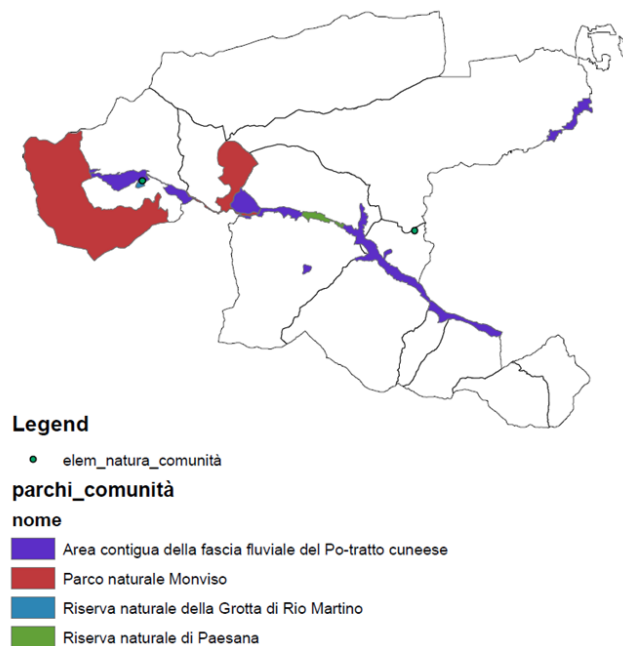


Figura 32 - Mappa dell'area protetta del Parco Naturale Monviso con indicazione della posizione del Monte Viso e Monte Bracco. Elaborazione personale da ArcGIS.

Come è ben visibile in Figura 31, la zona è costituita morfologicamente dall'insieme di più Valli. Le valli sono distinte in:

- **Val Bronda**, confinante a sud con il territorio della Comunità Montana Val Varaita e comprende i Comuni di Pagno e Brondello.
- **Val Po** che dal Monviso (m 3848) e dalla cresta di confine con il Queyras (Francia), scende sino alla pianura. Il territorio è molto vario passando da panorami di alta quota sino ad ambienti di media montagna. L'insieme della Valle Po interessa i Comuni di: Crissolo, Ostana, Oncino, Paesana, Sanfront, Gambasca e Martiniana Po.
- **massiccio del Monte Bracco**, la cui vetta culmina a m 1306, si erge tra il confine di Paesana e Barge. Sovrasta la pianura apparendo staccato dall'insieme del disegno delle Valli. Il Monte Bracco interessa parzialmente il territorio di Paesana, Sanfront e Barge.
- **Valle dell'Infernotto** costituisce un profondo solco a nord della Valle del Po. Trae origine dalla Punta d'Ostanetta (m 2.375) e si estende sino all'abitato di Barge. Amministrativamente il versante destro ricade nel Comune di Barge, mentre il versante sinistro ricade principalmente nel Comune di Bagnolo.
- **torrente Grana** sovrasta il Comune di Bagnolo e costituisce lo spartiacque con il bacino del torrente Pellice.

- **l'alveo del Po** comprendendo i tratti di pianura alluvionale del torrente Infernotto, che a Barge prende il nome di Ghiandone, e del torrente Grana che confluisce nel Po presso l'Abbazia della Staffarda. L'ampio territorio di pianura, strutturato su più terrazzi, è sottoposto ad un intenso e razionale uso agricolo con frutteti, colture foraggere e pioppeti. Amministrativamente la pianura rientra su parte dei territori comunali di Barge e Bagnolo.

Dati ISTAT 2019	Popolazione 01/01/2018	Superficie [kmq]	zona sismica	zona climatica	GG	altitudine [mslm]
BAGNOLO	5969	63,25	3S	E	2768	365
BARGE	7699	81,99	3S	E	2776	372
BRONDELLO	275	10,12	3S	E	2894	467
CRISSOLO	162	52,05	3S	F	3866	1318
GAMBASCA	358	5,74	3S	E	2908	478
MARTINIANA PO	761	13,28	3S	E	2885	460
OSTANA	81	14,09	3S	F	3865	1250
PAESANA	2724	58,27	3S	F	3076	614
PAGNO	569	8,68	3S	E	2762	362
SANFRONT	2354	39,71	3S	E	2923	490

DATI CLIMATICI

Accedendo ai database di Arpa Piemonte è stato possibile valutare lo scenario climatico della Valle.

Le stazioni di monitoraggio Arpa sono situate in tre punti della valle: a Barge, Crissolo Po e Paesana Erasca. Dalle analisi dei gradi giorno, la zona è prevalentemente sotto la classe E, tranne per tre comuni quali Ostana, Paesana e Crissolo che sono in classe F. I Gradi Giorno qui presentati fanno riferimento alla Tab. A allegata al D.P.R. 412/93, aggiornata al 2018.

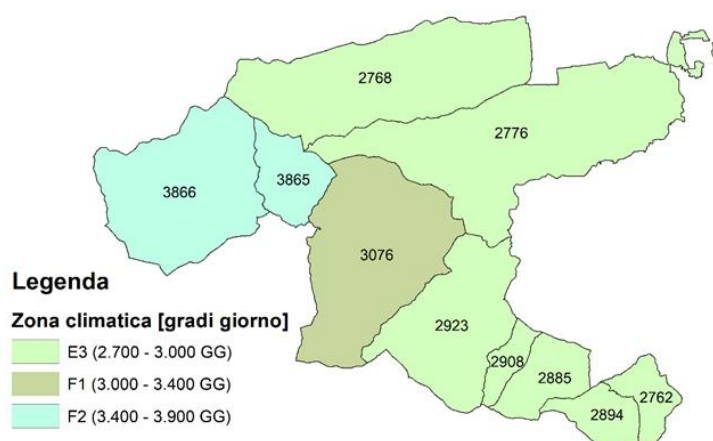
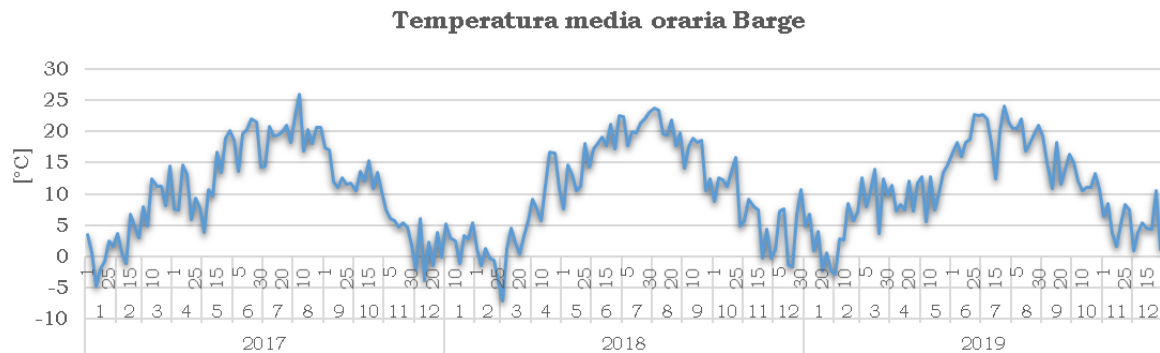
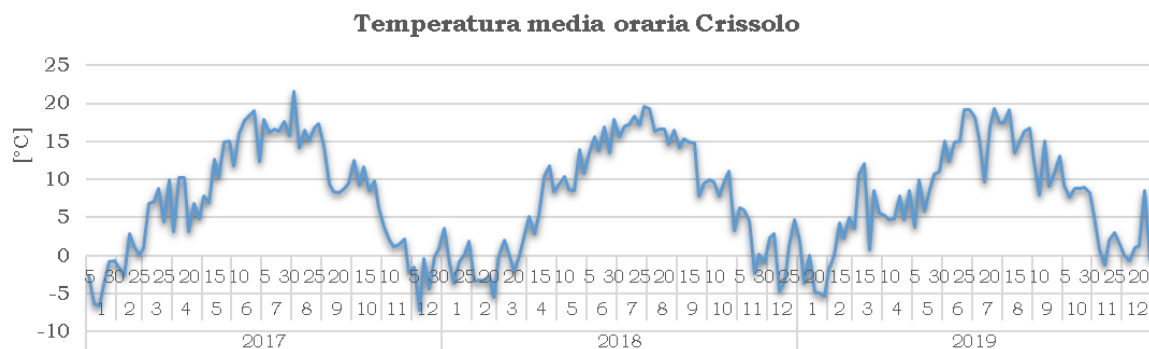


Figura 33 – Mappa dei gradi giorno comunali del D.P.R. 412/93. Elaborazione personale da ArcGIS.

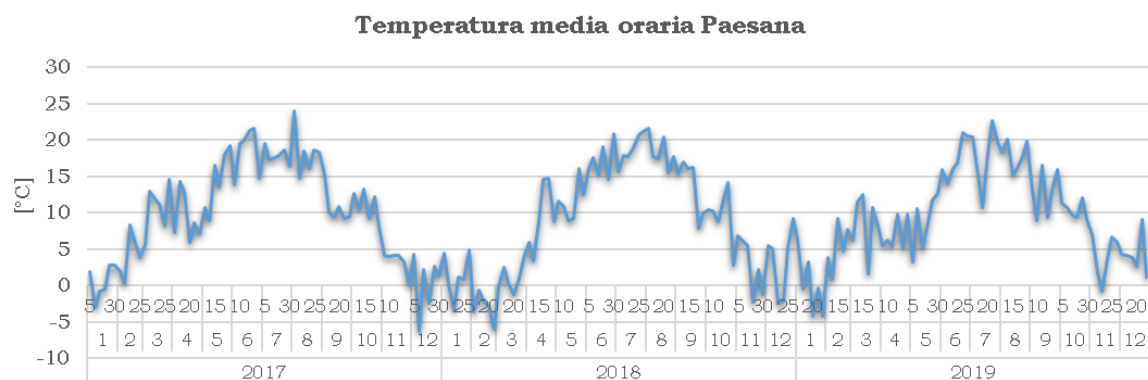
I dati orari di temperatura esterna prelevati a Barge da Arpa Piemonte sono graficati come segue:



Da Crissolo, i dati orari di temperatura esterna sono leggermente inferiori rispetto a Barge, il loro andamento è il seguente:



L'ultimo punto di prelievo dell'Arpa Piemonte è a Paesana. La temperatura esterna registrata con time step orario è la seguente:



Possiamo notare come le temperature registrate nei tre Comuni siano molto simili sia nella tendenza sia nei valori. Per le modellizzazioni, soprattutto previsionali, non si è deciso di calcolare una temperatura media tra i tre punti ma di raggruppare i Comuni in tre zone ed assegnare ad ogni zona una stazione ARPA di riferimento.

Le misure della stazione ARPA di Barge sono state il riferimento per i carichi di Bagnolo Piemonte e Barge.

Le misure ARPA di Crissolo sono state riferimento per Crissolo e Ostana.

Infine, le misure ARPA di Paesana sono state riferimento per la restante area: Paesana, Brondello, Gambaasca, Martiniana Po, Pagno e Sanfront.

ALTEZZA DI PRECIPITAZIONE NEVOSA MEDIA ANNUA



Il grafico in esame mostra i dati di ARPA Piemonte raccolti nella stazione meteorologica di Paesana Erasca. Sono mostrati i valori medi mensili di precipitazione nevosa [cm/mese], il dato sarà poi utile per i successivi calcoli di produzione energetica da fotovoltaico.

La Valle Po ricade nella zona a regime pluviometrico definito Prealpino di tipo B in cui si ha un massimo di precipitazione in inverno, minimo principale in primavera e secondario in autunno.

La presenza del massiccio del Monviso in testa alla valle blocca le correnti umide che provengono dalla pianura, favorendo precipitazioni elevate che si attestano attorno ai 30 cm, con punte nella Valle dell'Infernotto.

Capitolo 8

8. Bilancio energetico ed emissivo

Dopo la fase introduttiva sulla metodologia, è possibile inoltrarci nel dettaglio delle elaborazioni effettuate. In questo capitolo saranno presenti le schede di output generate per ogni Comune dopo aver acquisito i dati necessari.

La catalogazione si divide in tre output: le analisi di definizione che mostrano i trend dei carichi globali di tutti gli edifici comunali di quel territorio; le analisi delle risorse che spiegano le differenze tra le risorse di approvvigionamento energetiche; le analisi numeriche che riassumono con un unico dato il consumo medio elettrico e termico del plesso edilizio.

Al termine delle schede comunali, si confronteranno i dati in parallelo per meglio verificare le diverse posizioni di fabbisogno energetico di ogni area comunale.

Modello previsionale termico

I consumi termici del gas naturale sono i consumi che maggiormente hanno portato lacune nella trasmissione. I valori termici di altre fonti quali pellet, GPL o gasolio sono stati raccolti dalle fatture annuali stipulate tra fornitore e PA. Sono valori per i quali il dettaglio mensile manca a priori. Per completare i valori mancanti del gas naturale, è stata attuata una formula di interpolazione grafica, dipendente dalla temperatura esterna registrata dalle stazioni ARPA.

Cosnumo mensile [Sm3]

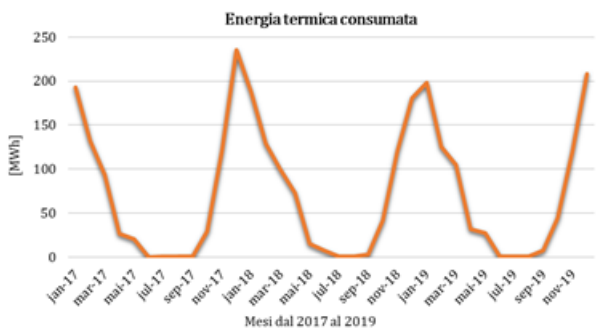
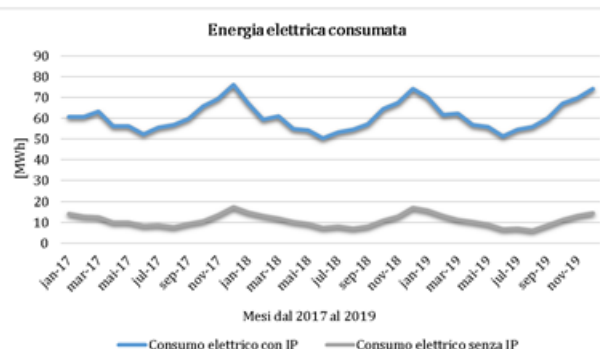
$$= \frac{\text{Temperatura esterna effettiva } [^{\circ}\text{C}]}{(\text{Temperatura di riferimento } [^{\circ}\text{C}]) * (\text{Consumo mensile di riferimento } [\text{Sm3}])}$$

Bagnolo Piemonte



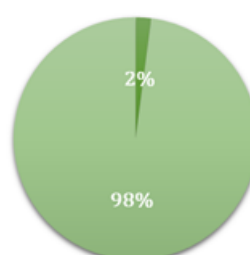
Dati generali			
Popolazione	5972	Punti POD considerati	81 di cui 60 IP
Superficie [kmq]	63,1	Edifici riscaldati	12

Output analisi dei dati comunali



Output analisi delle risorse

Quota di energia elettrica soddisfatta dalla RES locali



■ Energia coperta da RES locale ■ Energia distribuita

Fonti di produzione elettrica rinnovabile



■ FV

Fonti di energia termica



■ Gas Naturale

Output numerici

Energia elettrica mediamente consumata in un anno:

710,25 MWh

Energia termica mediamente consumata in un anno:

858,75 MWh

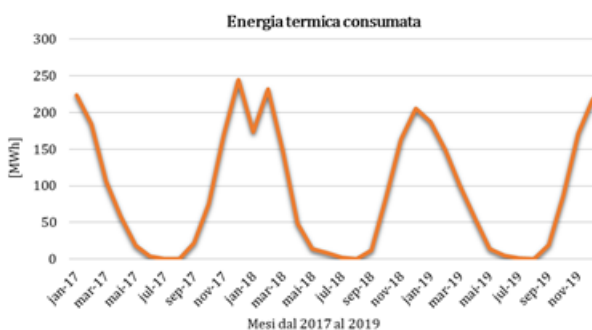
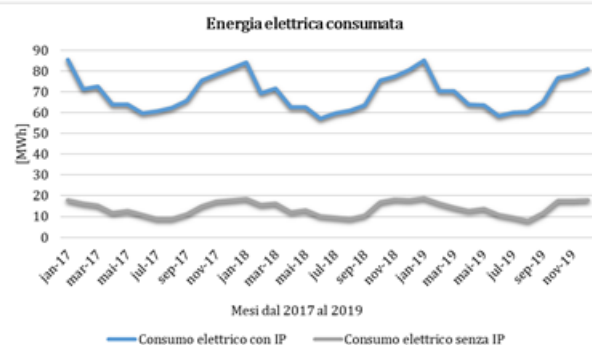
Barge



Dati generali

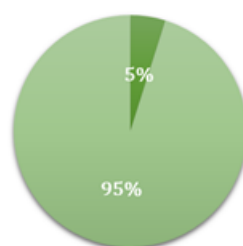
Popolazione	7549	Punti POD considerati	106 di cui 76 IP
Superficie [kmq]	81,99	Edifici riscaldati	16

Output analisi dei dati comunali



Output analisi delle risorse

Quota di energia elettrica soddisfatta dalla RES locali



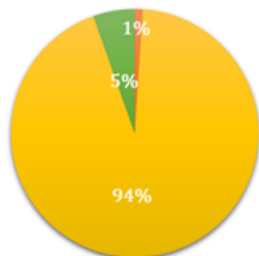
■ Energia coperta da RES locale ■ Energia distribuita

Fonti di produzione elettrica rinnovabile



■ FV

Fonti di energia termica



■ En. El per PdC ■ Gas Naturale ■ Biomassa

Output numerici

Energia elettrica mediamente consumata in un anno:

832,66 MWh

Energia termica mediamente consumata in un anno:

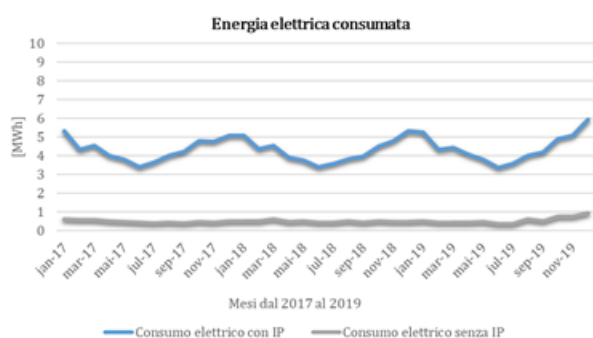
1069,33 MWh

Brondello



Dati generali			
Popolazione	279	Punti POD considerati	45 di cui 39 IP
Superficie [kmq]	10,12	Edifici riscaldati	6

Output analisi dei dati comunali

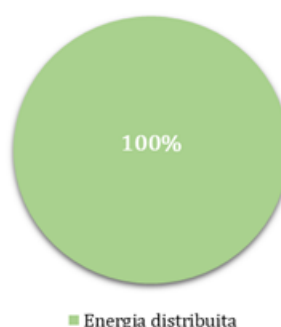


Non hanno impianti di fonti rinnovabili installati



Output analisi delle risorse

Quota di energia elettrica soddisfatta dalla RES locali



Fonti di energia termica



Output numerici

Energia elettrica mediamente consumata in un anno:

51,73 MWh

Energia termica mediamente consumata in un anno:

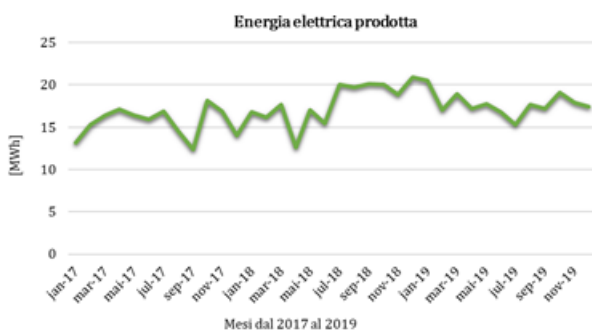
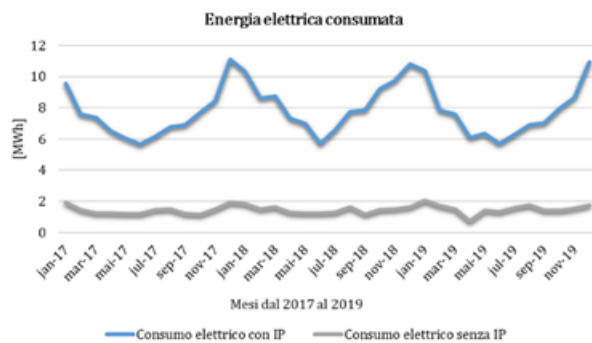
27,24 MWh

Crissolo



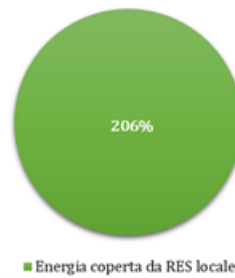
Dati generali			
Popolazione	158	Punti POD considerati	18 di cui 10 IP
Superficie [kmq]	52	Edifici riscaldati	1

Output analisi dei dati comunali

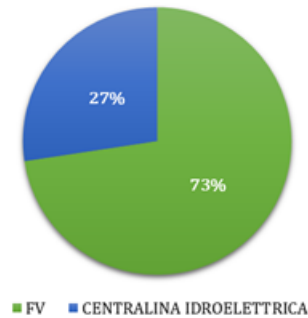


Output analisi delle risorse

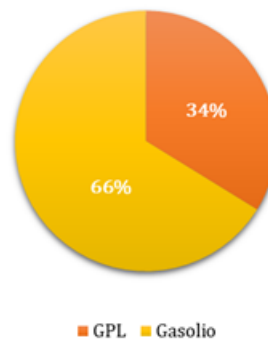
Quota di energia elettrica soddisfatta dalla RES locali



Fonti di produzione elettrica rinnovabile



Fonti di energia termica



Output numerici

Energia elettrica mediamente consumata in un anno:

99,63 MWh

Energia termica mediamente consumata in un anno:

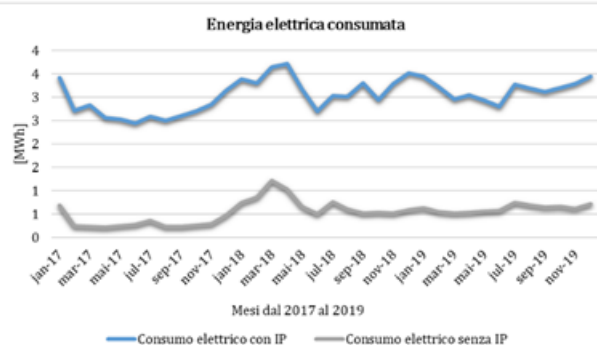
36,06 MWh

Gambasca



Dati generali			
Popolazione	341	Punti POD considerati	24 di cui 18 IP
Superficie [kmq]	5,74	Edifici riscaldati	1

Output analisi dei dati comunali

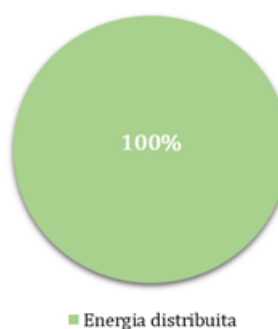


Non hanno impianti di fonti rinnovabili installati



Output analisi delle risorse

Quota di energia elettrica soddisfatta dalla RES locali



Fonti di energia termica



Output numerici

Energia elettrica mediamente consumata in un anno:

36,56 MWh

Energia termica mediamente consumata in un anno:

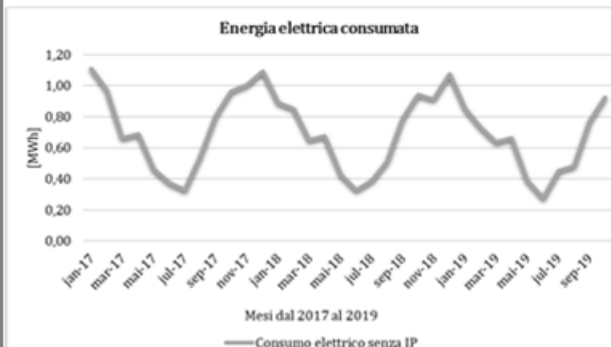
43,60 MWh

Martiniana Po

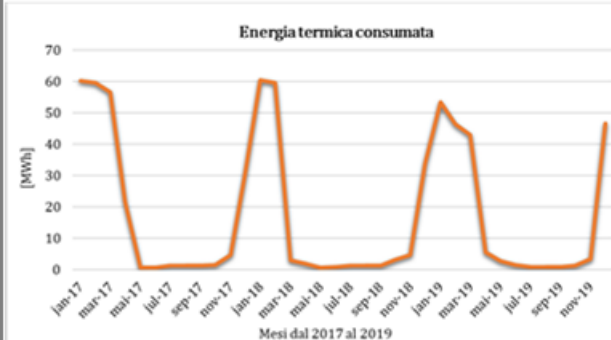


Dati generali			
Popolazione	770	Punti POD considerati	3
Superficie [kmq]	13	Edifici riscaldati	7

Output analisi dei dati comunali

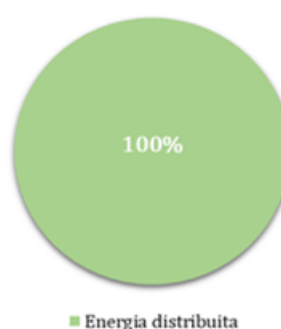


Non hanno impianti di fonti rinnovabili installati

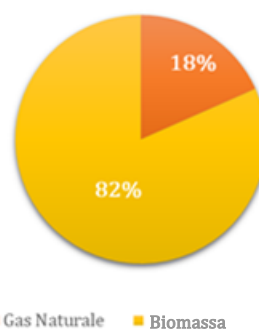


Output analisi delle risorse

Quota di energia elettrica soddisfatta dalla RES locali



Fonti di energia termica



Output numerici

Energia elettrica mediamente consumata in un anno:

8,45 MWh

Energia termica mediamente consumata in un anno:

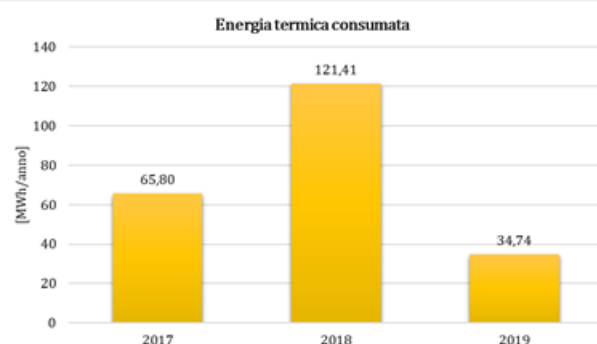
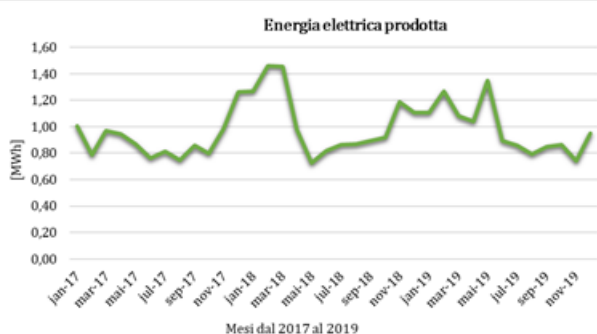
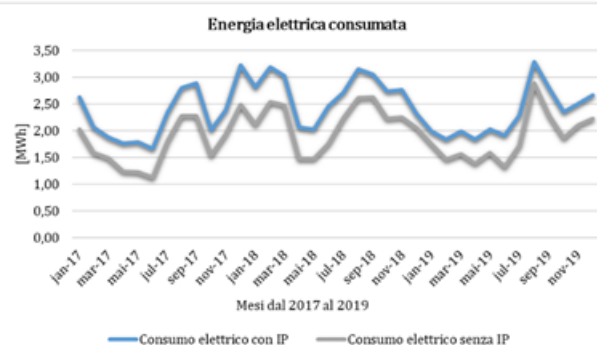
206,20 MWh

Ostana



Dati generali			
Popolazione	89	Punti POD considerati	5 di cui 1 IP
Superficie [kmq]	19.98	Edifici riscaldati	3

Output analisi dei dati comunali



Output analisi delle risorse

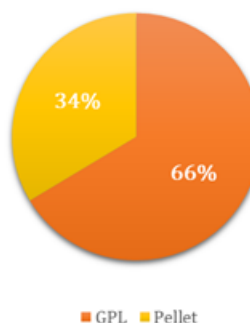
Quota di energia elettrica soddisfatta dalla RES locali



Fonti di produzione elettrica rinnovabile



Fonti di energia termica



Output numerici

Energia elettrica mediamente consumata in un anno:

23,09 MWh

Energia termica mediamente consumata in un anno:

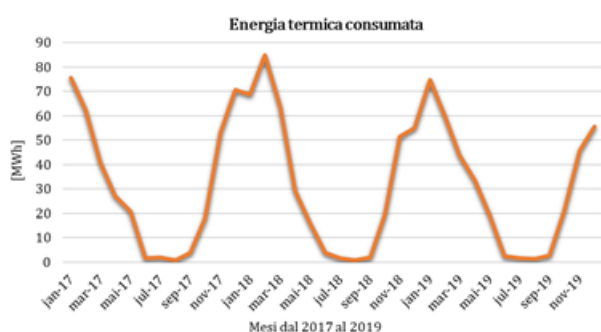
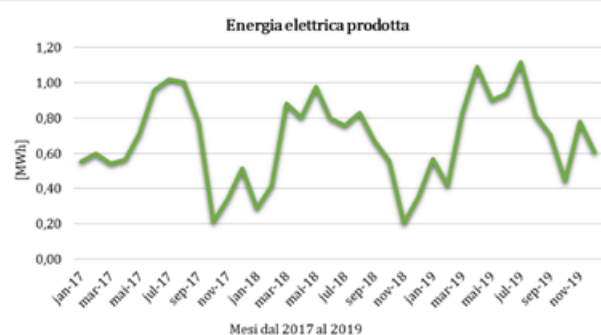
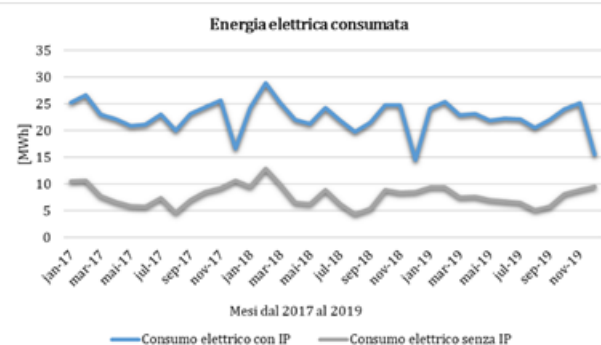
73,98 MWh

Paesana



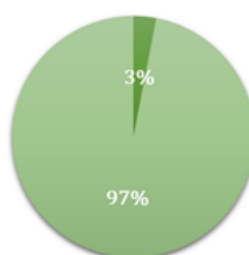
Dati generali			
Popolazione	2733	Punti POD considerati	72 di cui 56 IP
Superficie [kmq]	58,1	Edifici riscaldati	3

Output analisi dei dati comunali



Output analisi delle risorse

Quota di energia elettrica soddisfatta dalla RES locali



■ Energia coperta da RES locale ■ Energia distribuita

Fonti di produzione elettrica rinnovabile



■ FV

Fonti di energia termica



■ Gas Naturale

Output numerici

Energia elettrica mediamente consumata in un anno:

271,68 MWh

Energia termica mediamente consumata in un anno:

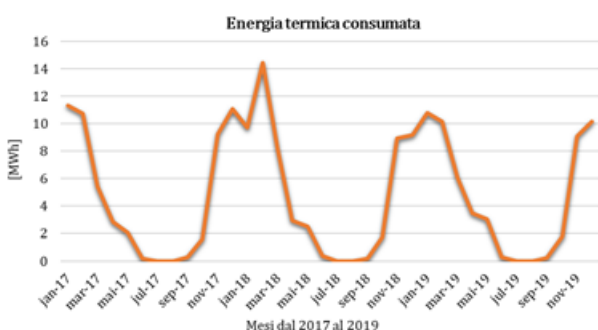
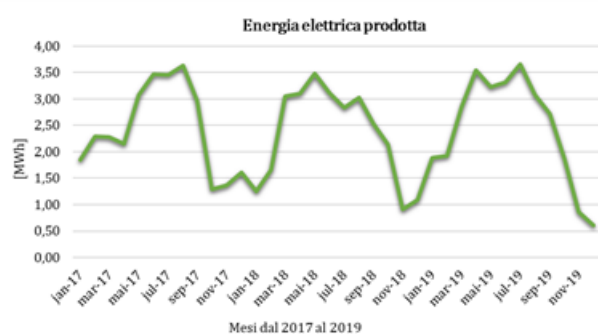
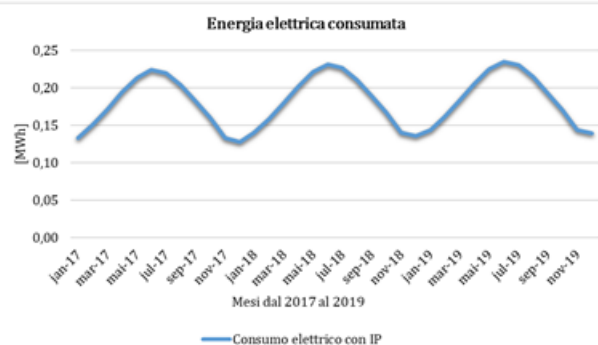
378,20 MWh

Pagno



Dati generali			
Popolazione	583	Punti POD considerati	200 IP modellizzato
Superficie [kmq]	8,4	Edifici riscaldati	1

Output analisi dei dati comunali



Output analisi delle risorse

L'energia elettrica necessaria all'illuminazione pubblica è fornita **100%** dall'ente distributore locale.

La quota prodotta dai pannelli fotovoltaici è utilizzata direttamente dagli edifici su cui sono stati installati. Per i suddetti edifici non sono noti i consumi

Fonti di produzione elettrica rinnovabile



Fonti di energia termica



Output numerici

Energia elettrica mediamente consumata in un anno:

2,98 MWh

Energia termica mediamente consumata in un anno:

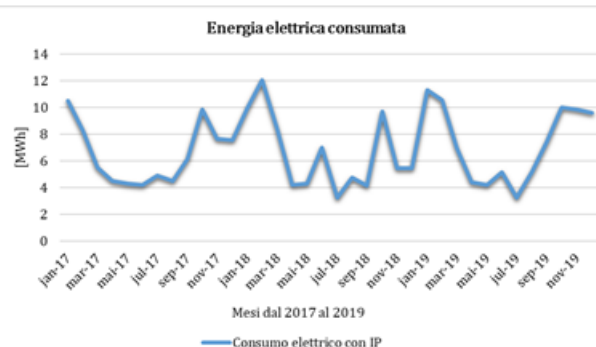
55,95 MWh

Sanfront

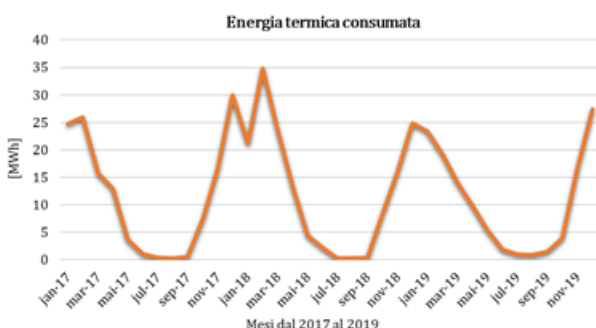


Dati generali			
Popolazione	2381	Punti POD considerati	17 di cui 3 IP
Superficie [kmq]	39,7	Edifici riscaldati	4

Output analisi dei dati comunali

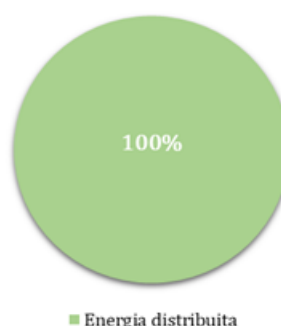


Non hanno impianti di fonti rinnovabili installati



Output analisi delle risorse

Quota di energia elettrica soddisfatta dalla RES locali



Fonti di energia termica



Output numerici

Energia elettrica mediamente consumata in un anno:

81,39 MWh

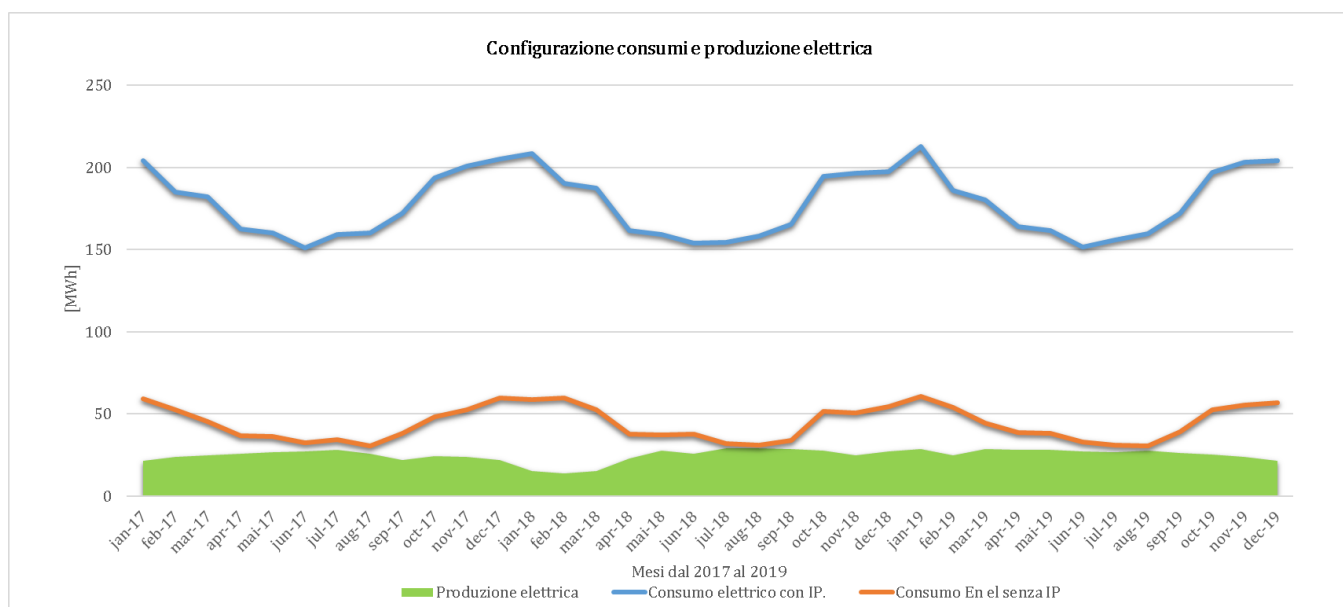
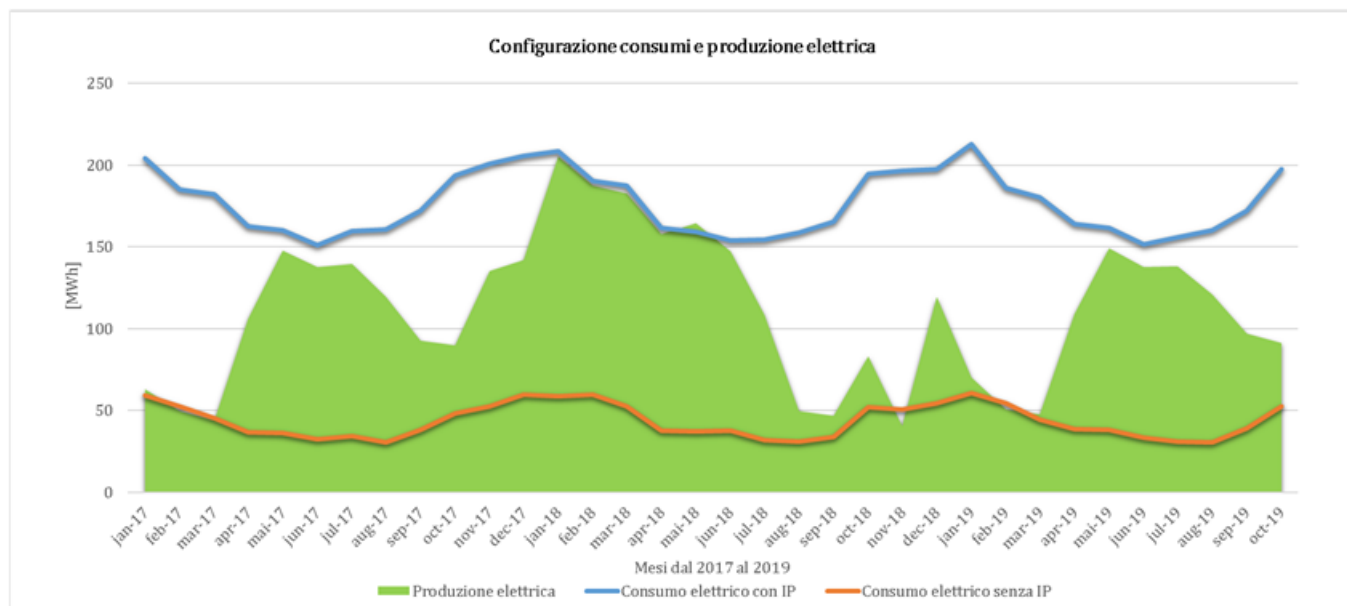
Energia termica mediamente consumata in un anno:

138 MWh

Comunità Monviso



Dati generali			
Popolazione	20644	Punti POD considerati	579 di cui 455 IP
Superficie [kmq]	347,2	Edifici riscaldati	54



Le schede generali non possono essere utili se non visionate globalmente e comparate. La pagina precedente vuole proprio verificare questa visione. Nella pratica, per come sono strutturate le normative italiane, non si potrà parlare di una CER Monviso unica, ma sicuramente di più aggregati comunali facenti capo ad ente amministrativo con la sola valenza giuridica. Per questo aspetto si invita a valutare il capitolo successivo dedicato all'analisi giuridica.

Nel bilancio globale tra fabbisogno elettrico richiesto e produzione attuale abbiamo due scenari. Il primo che vede la produzione elettrica del BIM come parte integrante del bilancio e il secondo che lo esclude.

La produzione della centralina idroelettrica non può passare inosservata. Si tratta di una struttura sita sul Rio Laità, al confine tra i Comuni di Paesana e Ostana. L'impianto ha installata una potenza di oltre 70 kWp, con salto altimetrico di 400 m e portata massima di concessione 22 litri/secondo. La sua producibilità media annua è di 330 MWh.



Figura 34 – Immagine delle turbine dell'impianto idroelettrico gestito dal BIM. Scheda estrapolata dal sito del BIM Valle Po.

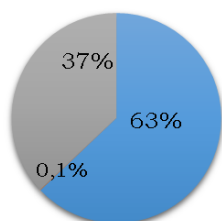
La sola centralina coprirebbe 1/3 della richiesta elettrica locale, ma data la sua posizione al di fuori delle cabine secondarie di trasmissione elettrica, risulterebbe quasi impossibile la sua partecipazione alla CER.

Se si prende in esame la sola produzione locale dei comuni tramite FER (prevalentemente pannelli fotovoltaici), vediamo come questa non soddisfi la richiesta energetica locale. La quantità di FER e la potenza di picco installata attualmente nei comuni è presentata nella Tabella che segue. Dal portale Atlaimpianti è stato verificato il contratto di ogni singolo impianto con il GSE. Tutti gli impianti in nostro esame attualmente sono incentivati dal GSE.

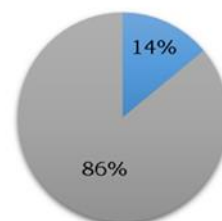
COMUNE	EDIFICIO	INDIRIZZO	CONTRATTO CON GSE	POT [kW]
BAGNOLO	Scuola Elementare Nuova	via don milani 9	SSP	20
BARGE	Scuola Materna Capoluogo	via c.po sportivo 20	CE	5,5
BARGE	Scuola Materna E Primaria San Martino	via crocetta 2	CE	10
BARGE	Scuola Primaria Crocera	via cuneo	CE	3,96
BARGE	Impianti Sportivi	via azienda moschetti 5	CE	17,64
CRISSOLO	Fotovoltaico Isolato	via ruata 1	SSP	20
CRISSOLO	Centralina Idroelettrica Isolata	frazione serre	RID	18
OSTANA	Autorimessa	piazza caduti per la libertà	SSP + CE	8,28
PAESANA	Scuola Infanzia	via renaud	SSP	10
PAGNO	Scuola Infanzia	via caduti	SSP	9,8
PAGNO	Mercato Coperto	piazza mercato	SSP	17,3

Possiamo riassumere tutti i dati precedentemente descritti attraverso strutture grafiche.

Bilancio (BIM compreso) in percentuali

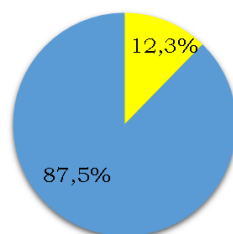


Bilancio (BIM escluso) in percentuali



■ AUTOCONSUMATA ■ ECCESO ■ NON COPERTO ■ AUTOCONSUMATA ■ ECCESO ■ NON COPERTO

Tipologia di RES utilizzate per la produzione di energia elettrica



■ Produzione FV ■ Produzione IDROELETTRICA

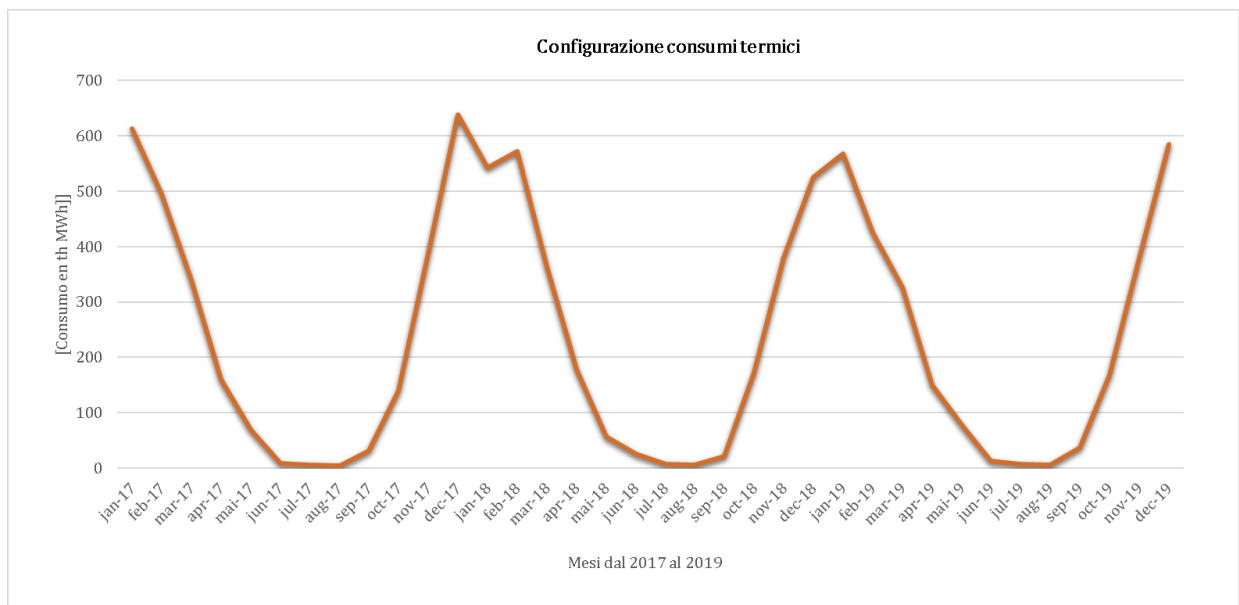
Figura 35 – Distribuzione in percentuali delle FER esaminate localmente. Elaborazione personale

Dal punto di vista termico invece il bilancio globale del Monviso è il seguente:

Comunità Monviso



Dati generali			
Popolazione	20644	Punti POD considerati	579 di cui 455 IP
Superficie [kmq]	347,2	Edifici riscaldati	54



D'inverno la richiesta di energia termica tocca anche di 638 MWh, valori non comparabili con le richieste energetiche elettriche.

Nel piano delle risorse, il fabbisogno termico presenta uno scenario più variopinto. L'approvvigionamento maggiore viene coperto dal gas naturale, bisogna però riconoscere la forte deficienza di FER lato termico.

Possiamo parlare di approvvigionamenti rinnovabili solo nel caso dei sistemi di teleriscaldamento. Strutture di TLR sono presenti a Barge e a Martiniana Po (gestite entrambe da Comat Energia s.r.l. – gruppo EDISON S.p.a. - ma entrambe le reti sono escluse dalla regolazione dell'ARERA.) Tutta la restante richiesta termica è, de facto, garantita da fonti fossili. Il seguente grafico chiarisce la distribuzione delle risorse in percentuali.

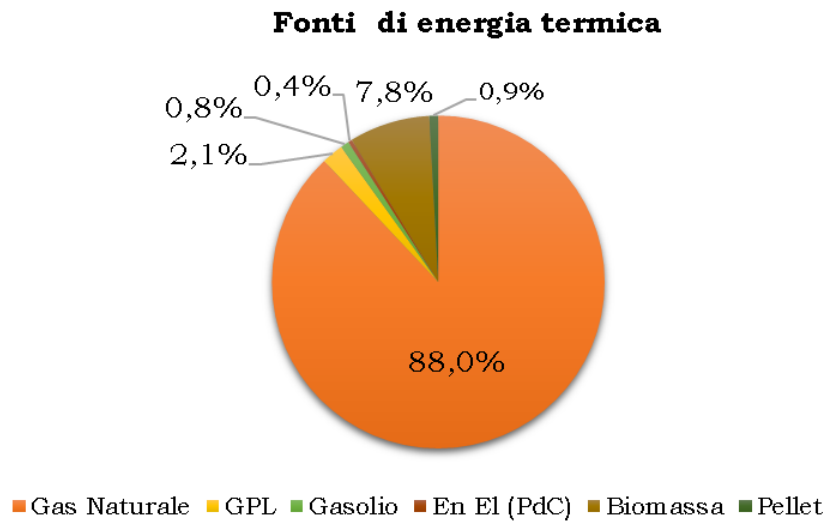


Figura 36 – Distribuzione percentuale delle risorse termiche locali. Elaborazione personale.

A livello di consumi, è chiaro come il consumo termico sia decisamente più rilevante dell'elettrico. Ma, data la diversa natura delle risorse coinvolte, dobbiamo distinguere l'effettiva richiesta di energia primaria, espressa in TEP, che tali consumi vedono coinvolta.

Per la conversione dei valori in TEP sono stati applicati i parametri di conversione del FIRE (Fondazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia). I coefficienti di conversione adottati dal FIRE si basano quanto previsto al punto 13 della circolare MiSE del 18 dicembre 2014.

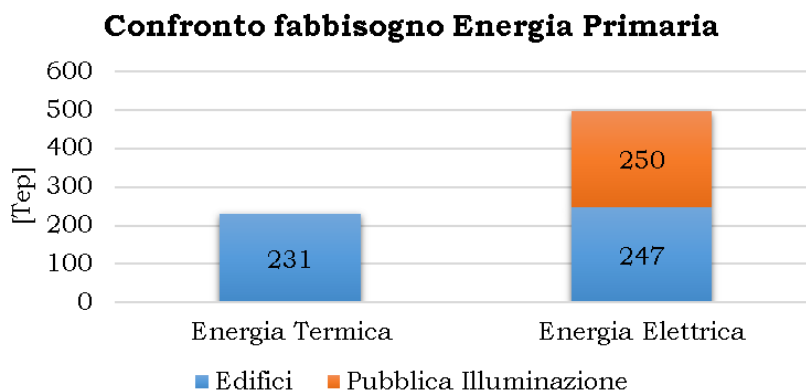


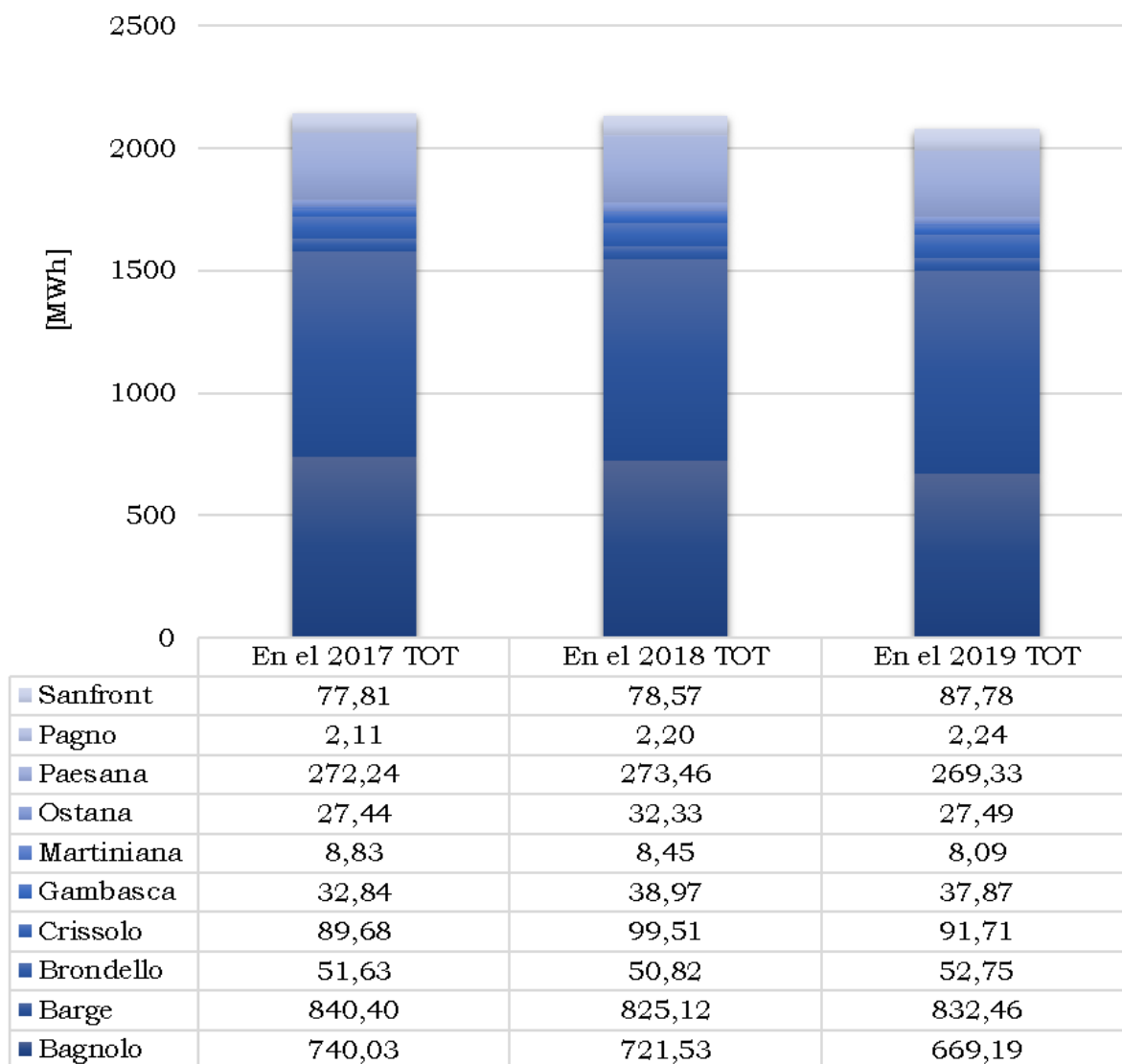
Figura 37 – Confronto fra energia primaria termica ed elettrica. Quest'ultima è stata distinta tra energia primaria elettrica per la sola illuminazione pubblica e per i soli edifici. Elaborazione personale.

Dal confronto esaminato appare stravolta la situazione di partenza. L'energia primaria lato elettrico supera di 16 unità l'energia primaria termica e se a

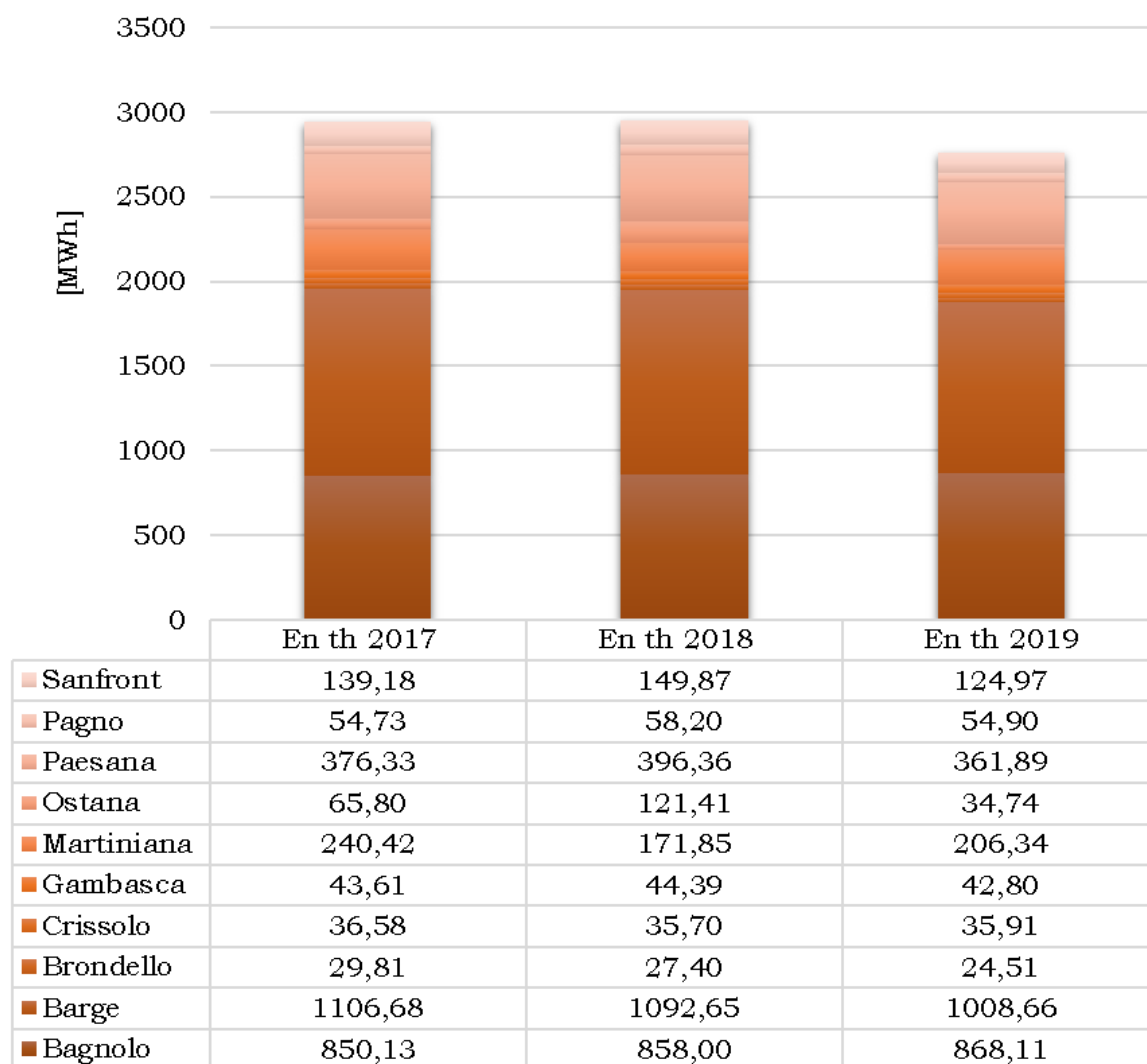
tale quota dovessimo considerare l'energia elettrica richiesta per la sola illuminazione pubblica questa disparità aumenta. Questo scenario, apparentemente, non deve essere etichettato come inaspettato. La quasi totalità dell'energia elettrica è fornita dalla rete nazionale e i parametri FIRE sono molto stringenti su questa forma di approvvigionamento. Infatti, all'elettricità, sia fornita da rete di distribuzione o fornita da fotovoltaico, il FIRE assegna una conversione di 0,187 [tep/MWh] mentre per una fonte termica come il gas naturale il parametro cambia in 0,00086¹ [tep/MWh]. Una volta determinata la richiesta di energia primaria, dobbiamo procedere con i confronti tra i comuni della CER e puntualizzare i valori numerici.

¹ <https://em.fire-italia.org/nuove-regole-la-nomina-dellenergy-manager/2016-01-pre-modulo-nemo/>

Totale dei consumi elettrici dal 2017 al 2019



Totale dei consumi termici dal 2017 al 2019



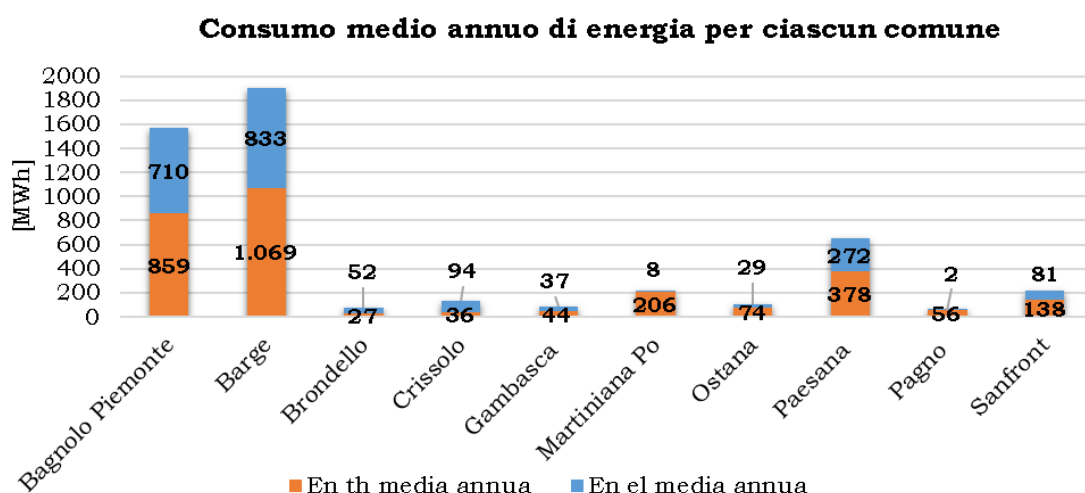


Figura 38 – Il grafico presenta la quota di energia termica ed elettrica media di ciascun Comune. Le quote elettriche contengono i valori dell’illuminazione pubblica.
Elaborazione personale.

Già da ora risulta evidente come Bagnolo e Barge siano i Comuni dal fabbisogno energetico più elevato da coprire. Non a caso risultano essere i Comuni con una popolazione superiore a 5000 abitanti e gli edifici posti sotto esame sono in numero maggiore.

8.1 Bilancio emissivo

Il progetto LIFE che vede partecipare la zona Monviso, mira esplicitamente alla riduzione delle emissioni di CO₂ del 50% al 2030. Questo 50% non deve essere ottenuto solamente tramite l’implementazione della CER ma anche dalla gestione boschiva sostenibile prevista dal GCS4L.

Per raggiungere l’obiettivo di emissione richiesto bisogna chiarire quale sia la condizione emissiva attuale della Comunità.

Il bilancio emissivo vede l’applicazione del modello richiesto nelle relazioni dei Deliverable PAES, poiché –si ricorda– tale studio sarà parte integrante del Deliverable.

Ogni Deliverable prevede due templates:

- l’inventario delle emissioni o MITIGATION;
- un piano d’azione per la limitazione delle emissioni o ADAPTATION.

Per la MITIGATION l’attenzione si concentra sul consumo finale di energia.

I principi del MITIGATION plan sono sostanzialmente:

- analizzare quattro settori obbligatori: edifici comunali, edifici terziari ; edifici residenziali; trasporti
- analizzare solamente i confini amministrativi richiedenti;
- conoscere approfonditamente la situazione locale in termini di emissioni energetiche e di gas serra;
- costruire l'Inventario delle emissioni di base (BEI) e gli Inventari delle emissioni di monitoraggio (MEI), poiché sono quelli che consentiranno di acquisire i risultati delle azioni di mitigazione locale.

L'ADAPTATION si determina a posteriori, solo dopo il completamento del BEI e del MEI. A questo punto, con la reportistica a disposizione, si valutano le zone di rischio e vulnerabilità dell'area in relazione ai cambiamenti climatici a cui può essere soggetta. Ecco alcuni esempi:

- rischi a causa del cambiamento climatico: ondate di calore, incendi boschivi;
- vulnerabilità sociale ed economica generata da cambiamenti climatici;

Ogni rischio o vulnerabilità del territorio deve essere catalogato in settori predefiniti: edilizia, trasporti, energia, acqua, rifiuti, uso del suolo, agricoltura, salute, silvicoltura, etc. Scopo finale di questa analisi è la stesura del Piano di Adattamento e la lista delle azioni da intraprendere per ogni settore al fine di preservarne lo status (resilienza locale). L'analisi deve avvalersi di indicatori oggettivi e comuni (costi, risultato raggiungibile...).

Ad oggi, tutti i principi del MITIGATION plan sono stati contemplati ad eccezione del settore di analisi. Ai fini della tesi, dei quattro settori elencati solo uno verrà coinvolto nell'inventario, ossia gli edifici municipali per le motivazioni sopra presentate.

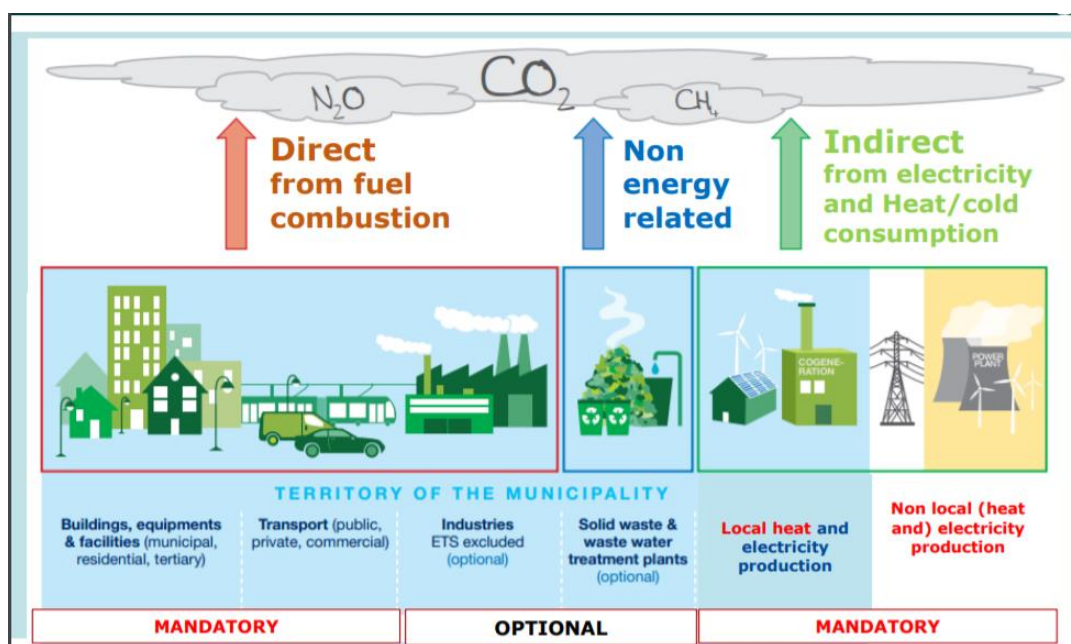


Figura 39 – Schema emissivo previsto dal PAES per ogni settore. Scheda estrapolata dalle diapositive PAES 2018.

Le sorgenti emissive si dividono in fossili e rinnovabili.

Per ogni sorgente il piano prevede di applicare una formulazione standard:

$$Emissione [tCO_2eq.] = Fattore\ di\ Emissione \left[\frac{tCO_2eq}{MWh} \right] * Consumo\ energetico [MWh]^2$$

I fattori di emissioni sono tabulati e di distinguono per tipologia di inventario: IPCC o LCA.

I due inventari sono diversi per tipologia di calcolo del fattore.

LCA genera dei fattori emissivi basati su una metodologia di calcolo stringente. Questa metodologia valuta l'impronta di emissione di una risorsa o servizio partendo dall'acquisizione delle materie prime fino allo smaltimento a termine di vita dello stesso soggetto, il processo è circolare e questa stima fa sì che i fattori LCA siano più elevati.

L'IPCC invece è l'acronimo per un ente intergovernativo che redige periodicamente dei rapporti sui cambiamenti climatici nel mondo. L'ente stima i fattori emissivi di una risorsa basandosi sulle relazioni scientifiche inerenti alla risorsa stessa e normalizza tale risultato sulla base dei cambiamenti climatici mondiali. Il valore sarà sempre minore rispetto ad un

² <https://empowering2020.eu/wp-content/uploads/EU-CovenantTemplates-BKoffi.pdf>

valore stimato con la metodologia LCA ma è necessario confrontare entrambi per evitare una conoscenza univoca degli impatti inquinanti.

I valori del database utilizzati sono aggiornati al Template PAES del 2018 e riassumibili nella seguente tabella:

METODO	UNITÀ DI MISURA	TIPOLOGIA DI RISORSA	VALORE
LCA	tCO ₂ eq/kWh	Batteria Li-ion	0,089
	tCO ₂ eq/MWh	Energia Elettrica della rete nazionale	0,708
	tCO ₂ eq/MWh	Energia elettrica di FV	0,050
	tCO ₂ eq/MWh	Biomassa locale	0,002
	tCO ₂ eq/MWh	Biomassa non locale	0,405
	tCO ₂ eq/MWh	Gas Naturale	0,237
	tCO ₂ eq/MWh	Gasolio	0,307
	tCO ₂ eq/MWh	GPL	n.a.
	tCO ₂ eq/MWh	Pellet	n.a.
IPCC	tCO ₂ eq/kWh	Batteria Li-ion	0,00
	tCO ₂ eq/MWh	Energia Elettrica della rete nazionale	0,343
	tCO ₂ eq/MWh	Energia elettrica di FV	0,00
	tCO ₂ eq/MWh	Biomassa locale	0,00
	tCO ₂ eq/MWh	Biomassa non locale	0,401
	tCO ₂ eq/MWh	Gas Naturale	0,202
	tCO ₂ eq/MWh	Gasolio	0,268
	tCO ₂ eq/MWh	GPL	0,227
	tCO ₂ eq/MWh	Pellet	0,367

Per l'energia elettrica, i calcoli emissivi richiedono una separazione delle risorse. Ad oggi il 7% dei consumi totali municipali viene coperto dai FV. Non sono considerate le centraline idroelettriche in quanto non forniscono, attualmente, elettricità diretta agli edifici comunali.

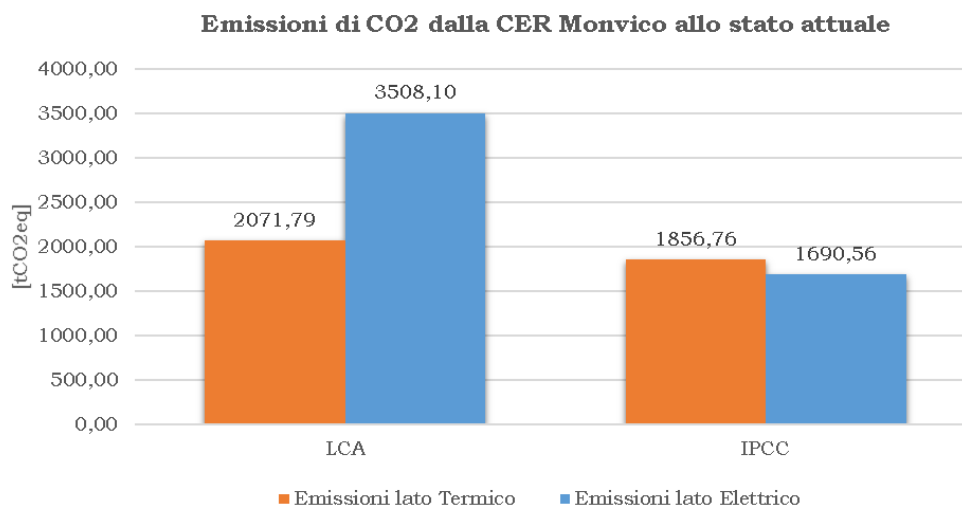


Figura 40 – Grafici comparativi delle emissioni locali di CO₂ a seconda del database usato LCA o non LCA. Elaborazione personale.

Le emissioni da CO₂, parallelamente al consumo di energia primaria, vedono primeggiare le risorse elettriche.

Data la natura a forte impronta fossile con cui la stessa viene generata in Italia, non dovrebbe sorprendere un tale output. La realtà dei fatti ha spinto ad analizzare anche le tipologie e le percentuali di risorse con cui è stato garantito l'approvvigionamento elettrico dal distributore locale (E-Distribuzione) nei tre anni.

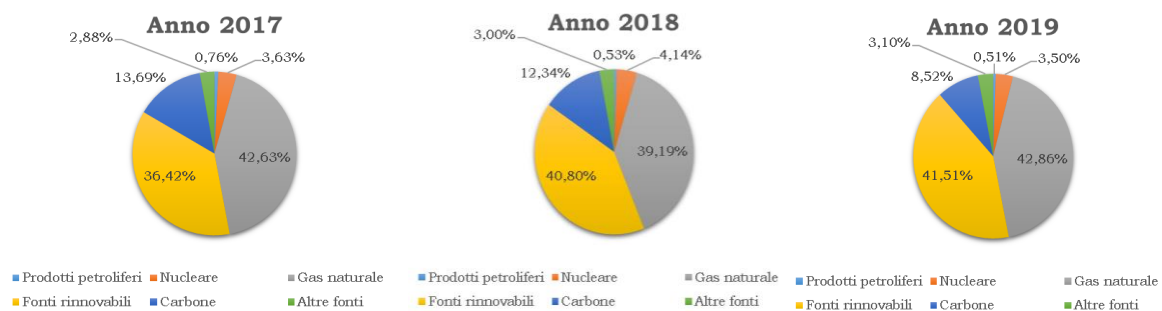


Figura 41 – Composizione percentuale delle risorse elettriche utilizzate dal distributore locale dal 2017 al 2019. Elaborazione personale.

Il risultato vede quasi parimerito l'uso di risorse rinnovabili e il gas naturale, la percentuale del carbone utilizzato è esigua ma dato il suo alto valore emissivo incide nell'esito globale delle tonnellate di CO₂ equivalente prodotte.

La distribuzione del gas naturale in Italia vede, per la sua complessità, un processo di produzione inefficiente e alto-emissivo ma nonostante questo aspetto viene sfruttato dalla totalità della popolazione e viene percepito come risorsa fortemente ecologica rispetto alla biomassa. Visualizzando i fattori emissivi sia LCA sia IPCC, si nota come la differenza tra gas naturale e biomassa locale abbia uno stacco di ben due ordini di grandezza. Questa percezione sociologica rimarca ancor più l'aspetto di fenomenologia ecologica che investe il settore delle tecnologie energetiche e spesso la transizione energetica, seppur intelligente, deve fronteggiare i preconcetti dominanti (vedi effetto NIMBY).

Di seguito vediamo due distribuzioni percentuali delle tonnellate di CO₂ equivalente e quindi il peso di ciascuna risorsa per entrambe le metodologie.

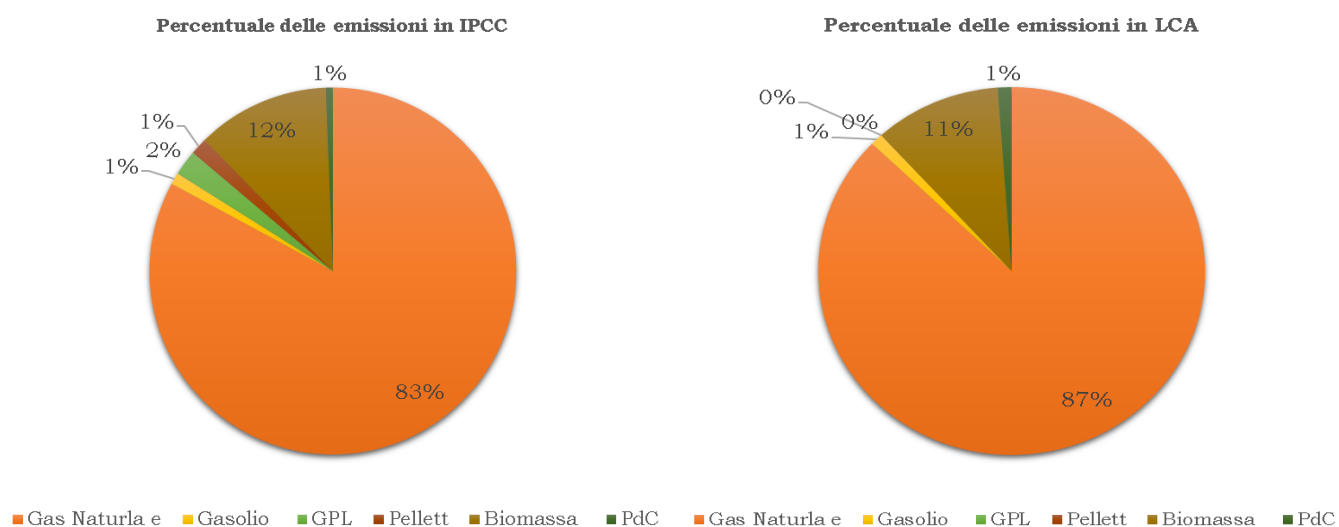


Figura 42 – Componenti percentuali delle risorse che causano le emissioni locali. La percentuale di metano in entrambe le metodologie causa oltre l'80% delle emissioni. Elaborazione personale.

Capitolo 9

9. Analisi legislativa

Nei primi capitoli si è discusso approfonditamente di due direttive: la Direttiva UE 2018/2001 e la Direttiva UE 2019/944. È stata chiarita ed esaminata la diversa terminologia tra due possibili soggetti giuridici: la Comunità Energetica Rinnovabile (CER) e la Comunità Energetica dei Cittadini (CEC). In questa fase verranno applicate al perimetro di studio tutte le norme italiane vigenti in materia e individuata la disposizione necessaria affinché la Comunità Monviso possa trovare una concretizzazione agli atti.

Dal punto di vista energetico, già sono stati individuati i possibili nodi di infattibilità, dal punto di vista legale questo cerchio di fattibilità andrà a stringersi ulteriormente.

Innanzitutto, dato che si è all'interno di un contesto progettuale europeo quale il LIFE, bisogna tener conto degli obiettivi da raggiungere nei rapporti di ADAPTATION.

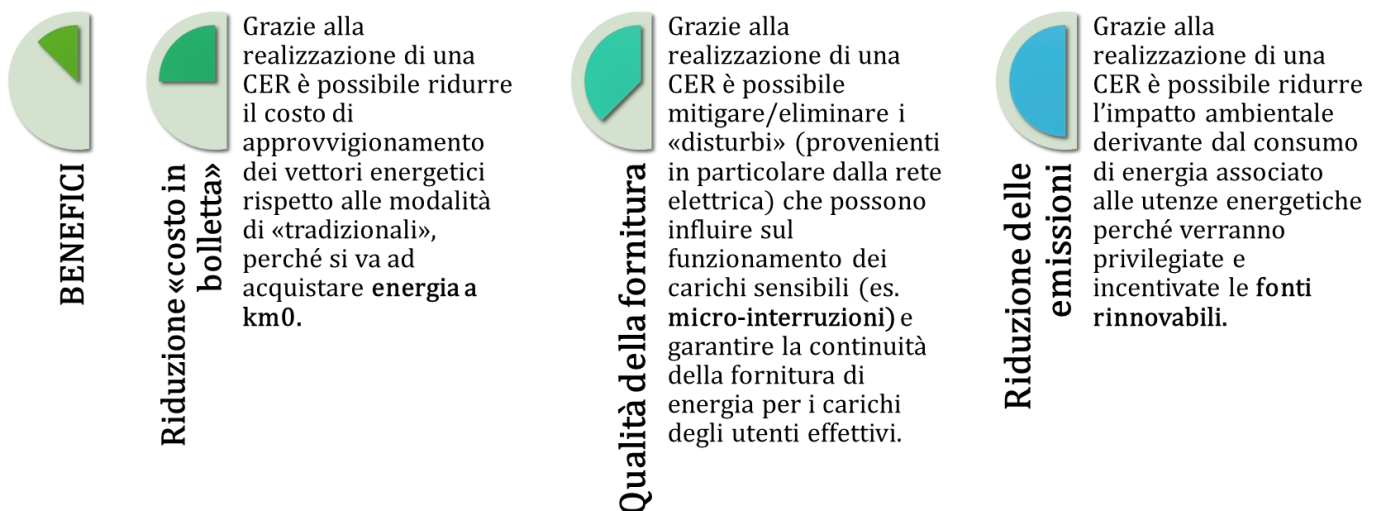
Questo aspetto influenza fortemente le scelte. Già solo nel divario tra CER o CEC la ricaduta sarà sicuramente sulla forma della CER. Essere una CER, a sua volta, restringe il campo legislativo e l'ambito delle tecnologie energetiche da scegliere. Si dovranno ipotizzare solo scenari con presenza di FER e tenere presente le Regole Tecniche del GSE del 22 dicembre 2020 in merito a questa tipologia di forma collettiva.

La definizione di CER viene presentata in Italia dal decreto 318 di ARERA del 2020. La definizione è come segue:



Figura 43 – Rappresentazione dei soggetti che possono far parte di una CER e la sua definizione. Elaborazione personale.

Gli utenti che fanno parte di una CER adottano scelte di condivisione per massimizzare i risparmi energetici e gestire in modo intelligente i flussi di consumo e produzione. Quindi i soggetti che prendono parte a queste aggregazioni hanno dei benefici sia tecnici, etici e anche economici.



A livello tecnico/formale far parte di una CER ha i suoi vantaggi, sia a livello di utente sia a livello nazionale,

Per gli utenti

- Riduzione spesa per l'approvvigionamento di energia
- Miglioramento della qualità della fornitura
- Miglioramento dell'affidabilità della fornitura
- Riduzione delle emissioni

Per il «sistema Paese»

- Integrazione FER (facili da governare in porzioni di rete ridotte)
- Riduzione delle perdite di rete
- Ottimizzazione del profilo di carico globale

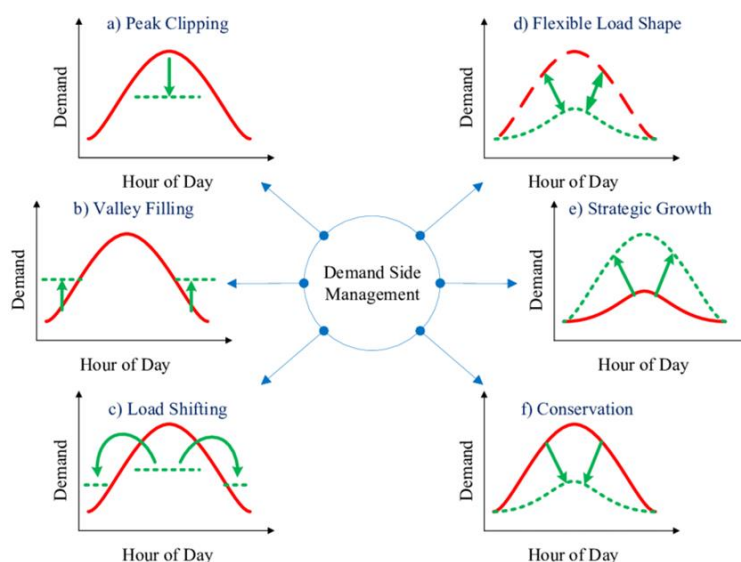


Figura 44 – Rappresentazione grafica di diverse modifiche alle richieste di picco elettrico nazionale. Le CER, a seconda delle gestioni tecnologiche scelte, possono attuare queste modifiche. Scheda estrapolata dall'articolo "Demand side management in smart grid using load shifting technique" di P. Balakumar del 2015.

A livello economico abbiamo un riscontro positivo. Non lontano è il decreto attuativo firmato dal MiSE che definisce la tariffa di incentivazione per le CE. La tariffa varata il 16 settembre 2020 prevede una quota di retribuzione pari a:

- 100 €/MWh per l'energia condivisa entro le CEC;
- 110 €/MWh per l'energia condivisa entro le CER.

Questo incentivo verrà riconosciuto per un periodo di 20 anni agli utenti e

versato dal GSE, inoltre è cumulabile con il recente Superbonus 110 e altri bonus simili.

Altra incentivazione a vantaggio delle CER è la tariffa del GSE. Oltre al valore premio bisogna aggiungere la quota di tariffa per la trasmissione ad utenze in bassa tensione, pari a 7,61 €/MWh, il valore della componente variabile di distribuzione, pari a 0,61 €/MWh e un contributo aggiuntivo dovuto alle perdite di rete evitate per un valore di circa 1,3 €/MWh. In totale, dunque, l'incentivo riconosciuto ad una CER solo per la quota di energia condivisa è pari a 118,22 €/MWh, che nei calcoli arrotondato a 119€/MWh.

Allo stesso tempo ogni socio produttore continua a vendere, in regime di mercato, l'energia che non autoconsuma sul posto secondo una tariffa di ritiro dedicato gestita dal GSE e coincidente con i valori del Prezzo Zonale.

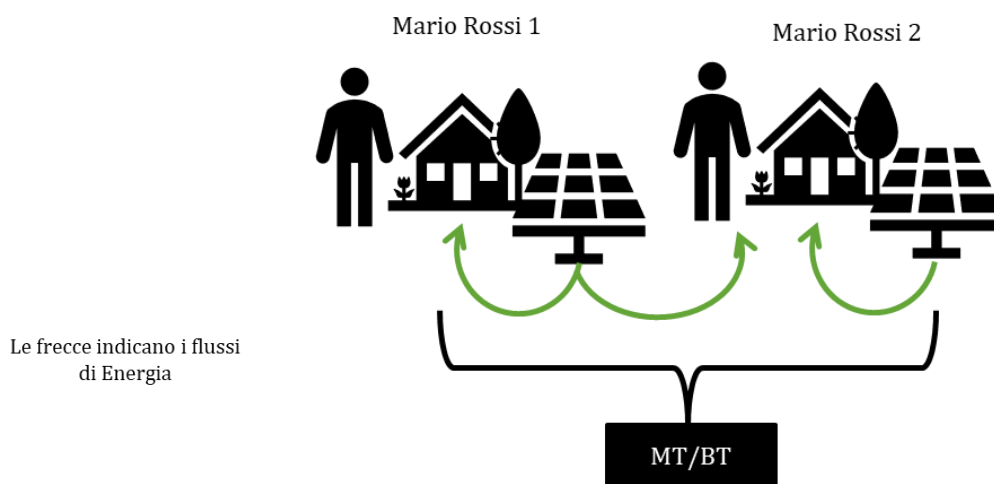


Figura 45 – Immagine rappresentativa dei flussi energetici entro un contesto CER.
Elaborazione personale.

Grazie a questi riconoscimenti tariffari, le CER possono trovare possibilità di diffusione ma bisogna ricordare che gli stessi impianti FER che accedono agli incentivi GSE non possono accedere agli incentivi del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 4 luglio 2019 (Decreto FER 1 – VI Conto Energia), né al meccanismo dello scambio sul posto-resta ferma la detrazione fiscale previste dal Testo Unico delle imposte sui redditi.-

Anche se ARERA e GSE hanno rilasciato documenti molto dettagliati sulla gestione delle CER, l'assetto giuridico che i soci devono assumere viene lasciato alla decisione arbitraria. Le forme giuridiche maggiormente validanti

per una CER che comprenda anche le PA, sembrano essere le seguenti:

- Associazione Temporanea di Scopo (ATS);
- Associazione Non riconosciuta (ANR);

Le due forme sono molto simili.

Entrambe sono prive di una specifica normativa.

Di fatto sono espressione di un accordo tra soggetti di diversa natura (persone fisiche, enti o amministrazioni pubbliche).

In entrambe, i membri conferiscono ad uno dei soci il ruolo di rappresentanza, denominato **CAPOFILA o REFERENTE**. Il Capofila può avere compiti diversi a seconda delle esigenze del gruppo, comunemente assume la delega dei soci per svolgere qualsiasi richiesta o comunicazione a favore dell'associazione.

La differenza tra le due associazioni è nella dimensione temporale.

L'ANR una volta istituita può perdurare negli anni senza scadenze ma solo per volere di una riunione straordinaria dei soci in cui ne votino la chiusura. L'ATS, come lo stesso nome indica, è temporanea e la sua temporaneità è determinata dal raggiungimento di un obiettivo, scopo o progetto che i membri voglio assumere.

Non a caso, il capofila di un'ATS assume ulteriori compiti specifici quali:

- il mandato di presentazione del progetto;
- la responsabilità della rendicontazione delle attività finanziate svolte fino alla scadenza del progetto;
- la sottoscrizione degli atti necessari per la realizzazione del progetto;
- la responsabilità e il coordinamento generale del progetto.

Un'ATS può rivelarsi utile per fasi istruttorie di un progetto di cui i soggetti coinvolti non hanno ancora delineato l'assesto.

Sia ATS e ANR devono sottoscrivere uno statuto, il quale rappresenta l'unico elemento per la regolamentazione giuridica del rapporto interno dei soci. Lo statuto deve essere ritagliato ad hoc a seconda delle finalità dei soggetti.

Una volta redatto, lo stesso non deve necessariamente essere registrato presso l'Agenzia delle Entrate.

Un'ANR non registrerà mai lo statuto per non perdere la sua collocazione giuridica mentre per l'ATS è consigliabile.

Si ricorda che un atto pubblico notarile è quasi sempre richiesto per partecipare ad appalti pubblici oppure a bandi regionali/nazionali per la concessione di finanziamenti; se un'ATS deve procedere nella realizzazione di

un progetto, sicuramente potrebbe interfacciarsi in situazioni in cui venga richiesta la validità del garante.

Quindi, per le Pubbliche Amministrazioni interessate al Piano Energia del LIFE devono raggiungere un patto d'intesa che formalmente solo l'ANR può concretizzare. Ma essendo in una fase preliminare, non sono ancora ben chiari i ruoli che ciascun membro deve mantenere né la gestione che comporterebbe una CER di area vasta.

Ecco dunque aprirsi la possibilità a due scenari. Per semplificare il funzionamento di una CER a livello giuridico è stato schematizzato quanto segue.

La normativa nazionale riconosce una CER solo tra utenti connessi alla medesima cabina di MT/BT. Partendo da questo primo vincolo siamo di fronte a due possibili modalità legali per il Monviso:

MODALITA' 1 - Realizzare tante CER quante sono le cabine secondarie del territorio (quindi sotto uno stesso confine amministrativo potrebbero esserci più CER conviventi) e mantenere indipendenza nei loro piani d'azione;

MODALITA' 2 - Realizzare tante CER quante sono le cabine secondarie del territorio e mantenere dipendenza nei loro piani d'azione sotto l'egida di una associazione cappello che potrà essere proprio l'ANR – questa modalità non ha rappresentanza nazionale ma solo regionale;

MODALITA' 1:



MODALITA' 2:

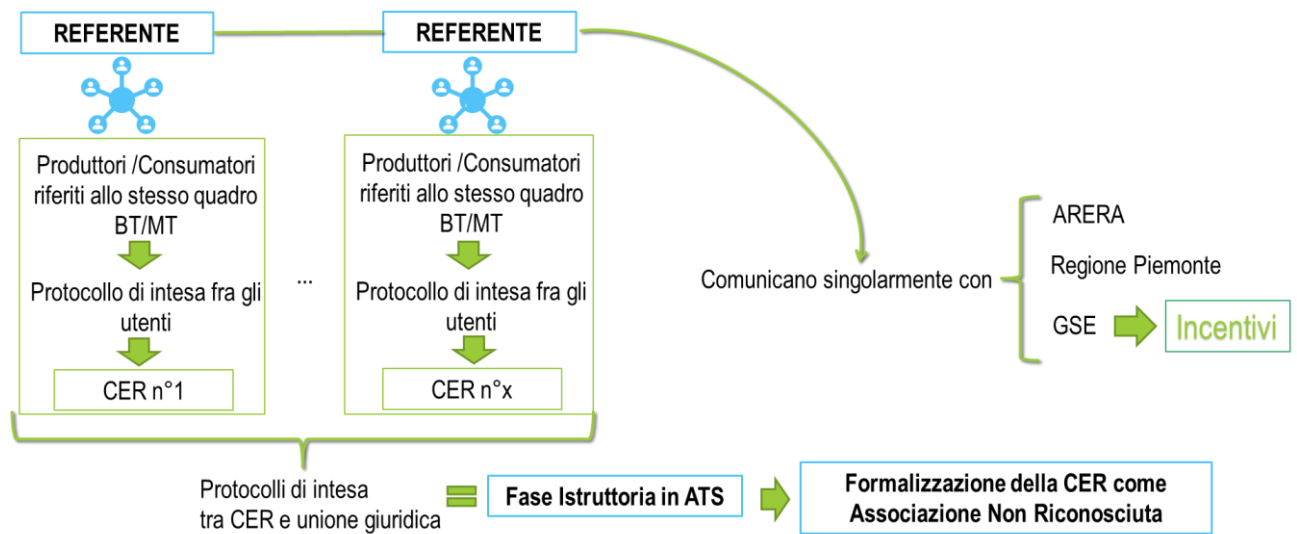


Figura 46 – Rappresentazione grafica delle due modalità legali della CER Monviso.
Elaborazione personale.

In questo senso l'ATS può servire a gestire con una sola voce tutte le fasi preliminari in vista della costituzione della vera e propria Comunità.

Nel momento in cui la fase istruttoria è terminata, si potrà costituire la CER Monviso come soggetto giuridico distinto e sotto la forma dell'ANR.

Nel caso si attivino più CER che intendano associarsi per scambiarsi gli eccessi di produzione (in regime di mercato); possono avvalersi anche in questo caso della forma dell'ANR.

Ora che è noto quale assesto prediligere, è doveroso completare la spiegazione della possibile modalità giuridica con i ruoli che intercorrono tra GSE e Referente. Il Referente, come esplicitato nelle stesse Regole Tecniche del GSE, deve “avere il mandato per la gestione tecnica ed amministrativa della richiesta di accesso al servizio di incentivazione, sottoscrivere il relativo contratto con il GSE per l’ottenimento dei benefici previsti ed essere responsabile del processo di ammissione all’incentivazione.”

Per il GSE i passaggi che avallano la richiesta di incentivo sono i seguenti (come dichiarato durante la conferenza COME RES dell'Enea il 21 gennaio 2021).

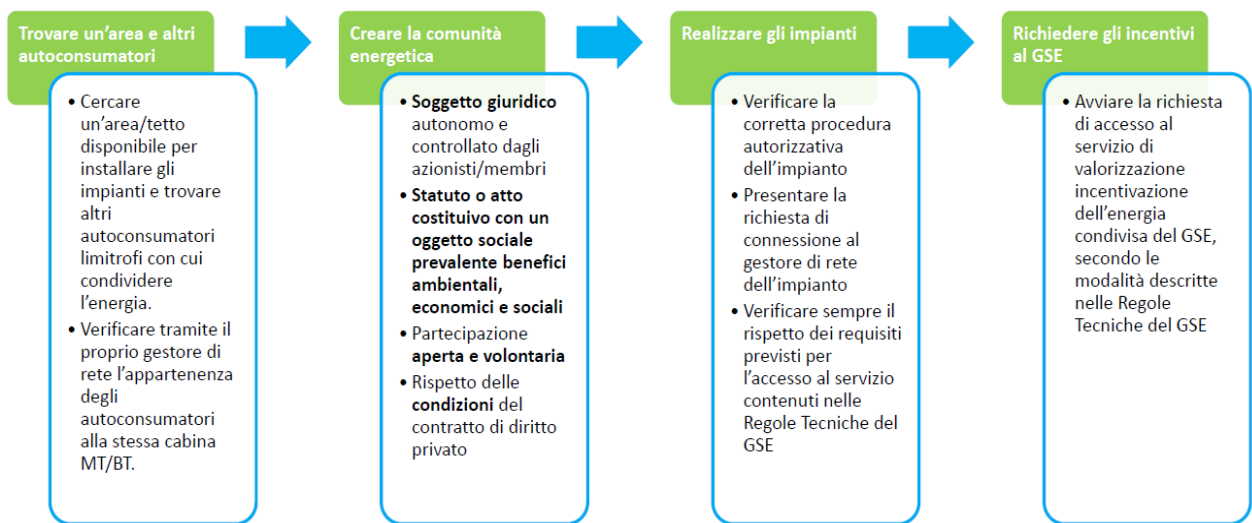


Figura 47 – Schematizzazione dell'iter per ottenere l'incentivo CER. Scheda estrapolata dalla presentazione GSE "Iter procedurale per la costituzione delle CE" di Gennaro Niglio

Ciò che rimane da capire è quali requisiti devono avere gli impianti FER che vogliono far parte di una CER.

Sia ARERA sia GSE sono molto chiari nel definire le tipologie di impianti. Questi devono essere disposti sotto la stessa cabina di MT/BT; avere una potenza di picco installata inferiore ai 200 [kWp] ed essere entrati in funzione tra il 1° marzo 2020 e il 30 giugno 2021.

Per come appare lo scenario delle FER presenti in Monviso, nessun impianto potrà accedere a tale incentivo.

Se si vuole parlare di CER Monviso è obbligatorio aggrapparsi all'idea di installare nuovi impianti rinnovabili e ottimizzare la loro impostazione per minimizzare le spese. Proprio per questo approfondimento, viene presentato il Caso Studio di Bagnolo Piemonte per capire, nel breve termine, la configurazione migliore.

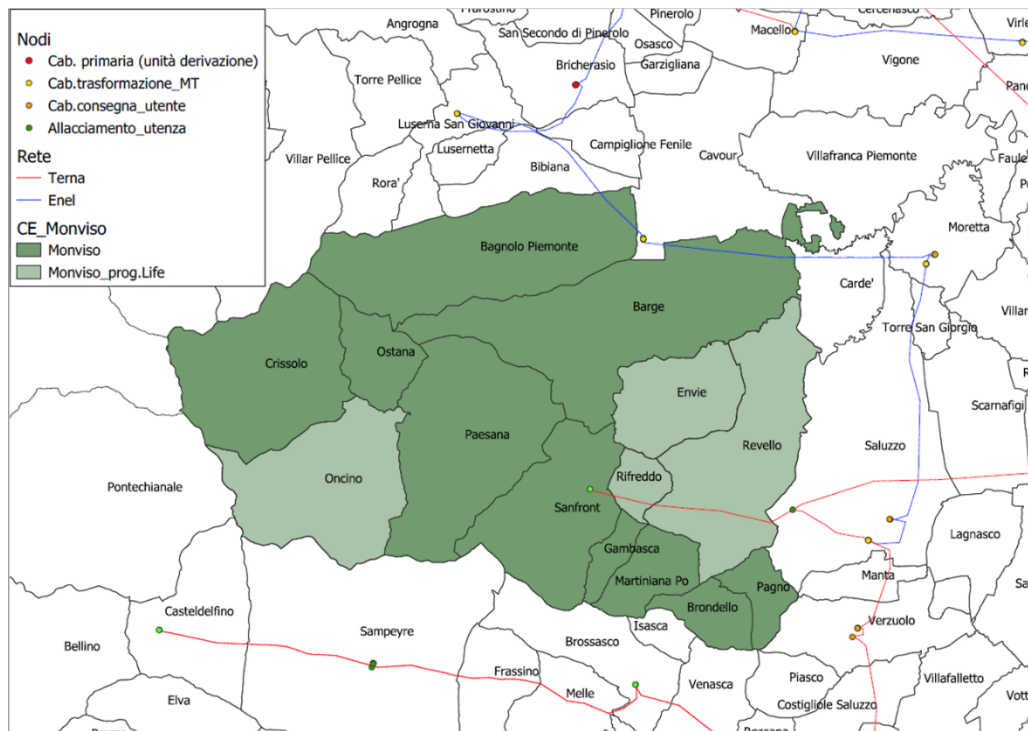


Figura 48 – Rappresentazione grafica della rete di AT/MT locale. Elaborazione personale da ArcGIS.

Ancora restano dubbi e questioni aperte su come individuare le cabine secondarie di MT/BT. Tali informazioni possono essere di competenza tecnica del Comune interessato o della ditta distributrice dell'energia. I tecnici comunali con cui si sono intraprese attività di comunicazione hanno delegato la competenza alla sola ditta distributrice.

La ditta distributrice solo a fine gennaio 2021 ha pubblicato una procedura online per ottenere l'informazione. In data della presente stesura non è stata ricevuta risposta, pertanto le ipotesi presentate sono solo teoriche.

L'unica certezza sulle cabine di trasmissione riguarda le cabine primarie, ottenute consultato i documenti di TERNA e il Geoportale della Regione Piemonte.

Capitolo 10

10. Stima della producibilità energetica locale

Dal fiasco totale che l'analisi legislativa ci ha mostrato, dobbiamo riconsiderare ex-novo le potenzialità energetiche rinnovabili del territorio per meglio raggiungere i benefici economici della CER.

In questo nuovo capitolo si introdurranno le potenzialità che il territorio offre, quale sia il loro carico totale e quali FER potranno essere sfruttate al meglio. Da uno sguardo generale, il portale Atlaimpianti ci ha mostrato quali risorse esistono attualmente e dove sono collocate.



Figura 49 – Punti di produzione idroelettrica locale. Scheda estrapolata da Atlaimpianti GSE.

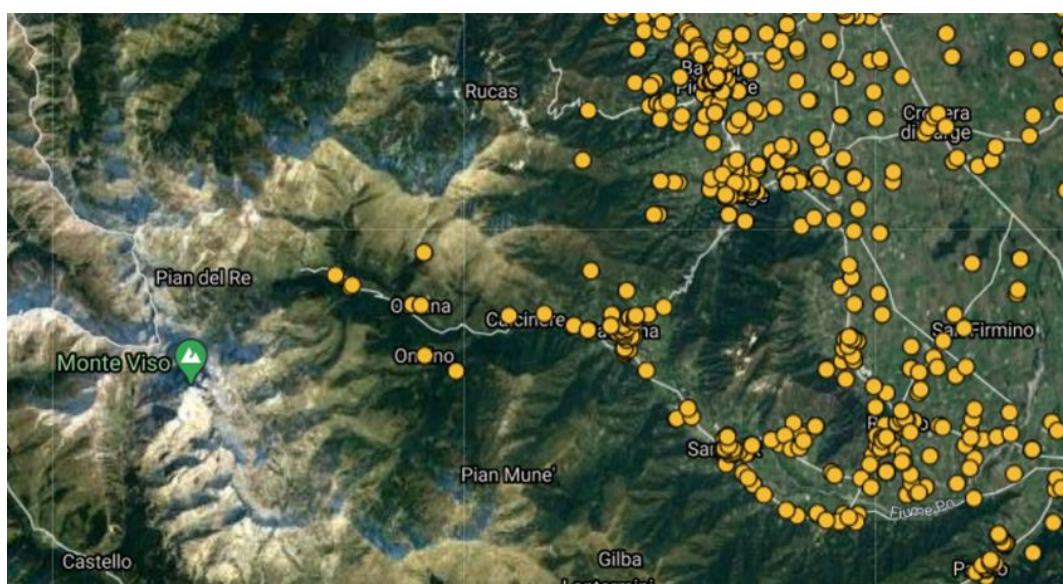


Figura 50 – Punti di produzione solare locale. Scheda estrapolata da Atlaimpianti GSE.

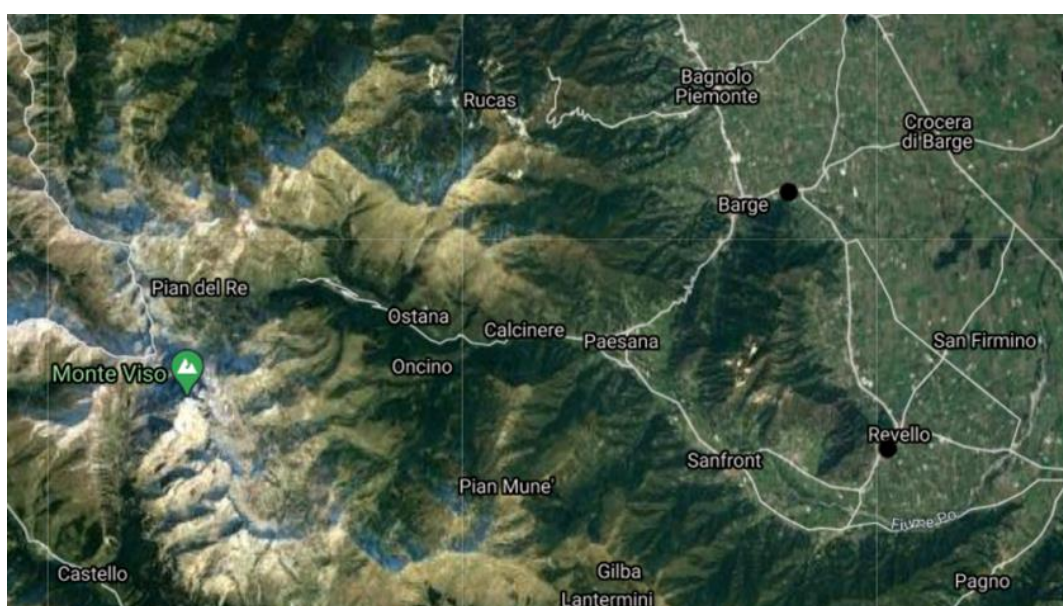


Figura 51 – Punti di produzione NON rinnovabile locale. Scheda estrapolata da Atlaimpianti GSE. A Barge è presente un impianto termoelettrico gestito dal Gruppo EDISON S.p.a. alimentato da MCI da 3038 [kWp]

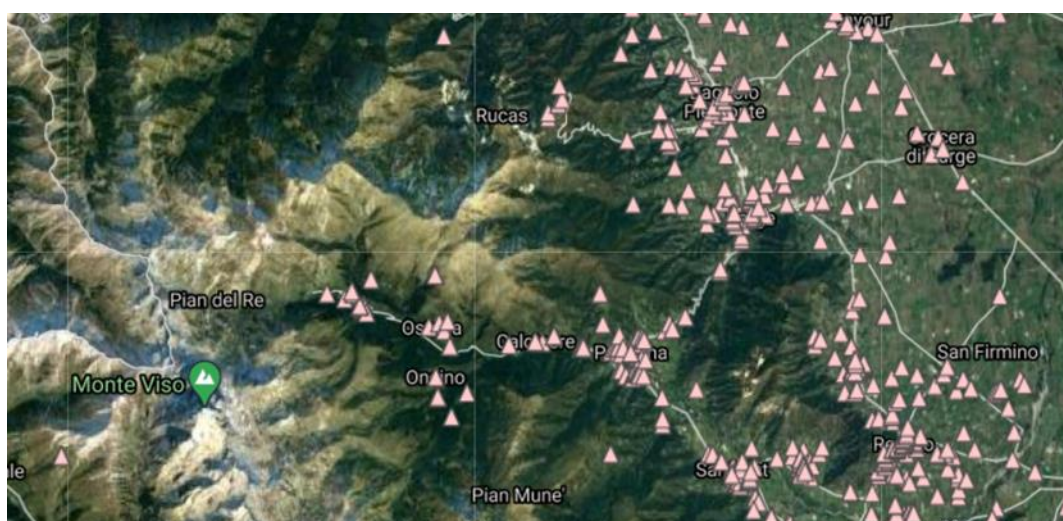


Figura 52 – Punti di produzione da centrali a biomassa locale. Scheda estrapolata da Atlaimpianti GSE

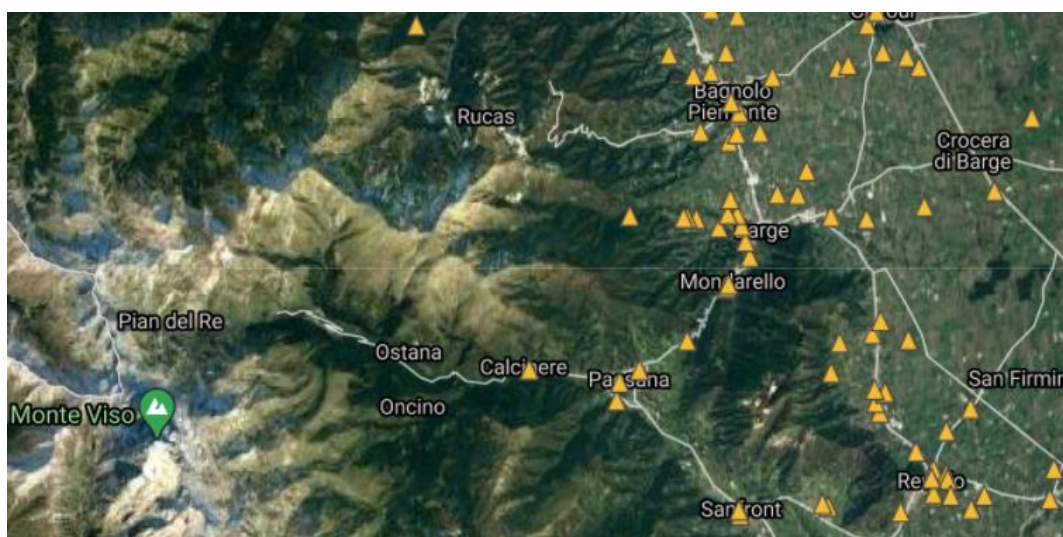


Figura 53 – Punti di produzione solare termico locale. Scheda estrapolata da Atlaimpianti GSE solare termico

Dalle immagini è evidente come le potenzialità delle fonti solari non siano sfruttate al meglio. Nella zona montuosa tra Brondello e Crissolo vi sono pochissime installazioni di FV rispetto al numero effettivo di abbinati.

Le fonti eoliche sono totalmente assenti (o per lo meno non sono incentivate) e le bioenergie come biogas sono completamente assenti (alcuni stabilimenti di bioenergia sono presenti ad Envie e Revello ma non fanno parte del piano CER).

Il ventaglio delle tecnologie da applicare al Caso Studio sembrerebbe ampio, ma l'obbligo della connessione alla cabina in MT/BT limita le applicazioni. Le tecnologie scelte che rispettano i vincoli paesaggistici montani sono gli impianti FV.

Oltre alle fonti solari, dato che l'area rientra sotto il progetto GCS4L e il progetto prevede un piano di gestione forestale, allo studio della producibilità solare segue anche uno studio sulla producibilità energetica da biomassa locale e soprattutto lo studio sulla quantità effettiva di biomassa pubblica gestibile.

10.1 Producibilità da fotovoltaico

Per generare la cartografia dell'area con l'irradiazione solare specifica è stato eseguito uno studio preliminare accedendo alle banche dati di SoDa, ENEA e PV-Gis.

Dal sito SoDa sono stati scaricati per ogni Comune i fattori di torbidità atmosferica come Turbidity Linke factor o la presenza di vapore acqueo.

Dal portale di ENEA le ore di luce medie giornaliere per ogni mese dell'anno e per ogni Comune.

Da PV-Gis l'irradiazione diffusa e globale media per ogni mese partendo all'anno 2011 fino al 2016. Tale operazione è stata ripetuta per tutte le aree amministrative. Lo studio su più anni ha permesso di stabilire con più efficacia l'irradiazione media mensile di un comune e di conseguenza di applicare correttamente il rapporto tra irradiazione diffusa e globale.

Una volta ottenute tutte le informazioni sono state applicate le seguenti formule di definizione e calcolata la trasmittività atmosferica mensile.

$$T_{FDL} = \frac{Gb,d}{Costo\ Solare} \rightarrow T = \left(\frac{Gb,d}{Costo\ Solare} \right)^{\frac{1}{FDL}}$$

$$\text{con } G_{b,d} = \frac{H_{bh}}{\text{Ore luce}}$$

G_{b,d}: Radiazione solare diretta (b=fascio) [W/m²]

Costo solare: radiazione solare extra-atmosferica media = 1367 [W/m²]

T: trasmissività dell'atmosfera

FDL: Fattore di torbidità di Linke

I risultati finali sono stati:

	Bagnolo Piemonte		Barge		Brondello		Crissolo	
Mese	D/G	Trasmissività	D/G	Trasmissività	D/G	Trasmissività	D/G	Trasmissività
Gennaio	0,48	0,50	0,50	0,51	0,58	0,46	0,87	0,24
Febbraio	0,44	0,57	0,42	0,59	0,43	0,62	0,52	0,46
Marzo	0,37	0,64	0,37	0,65	0,38	0,68	0,46	0,54
Aprile	0,55	0,55	0,58	0,55	0,56	0,57	0,61	0,51
Maggio	0,43	0,66	0,48	0,64	0,42	0,66	0,62	0,58
Giugno	0,47	0,68	0,52	0,64	0,43	0,68	0,60	0,62
Luglio	0,37	0,73	0,40	0,70	0,35	0,71	0,46	0,70
Agosto	0,41	0,68	0,43	0,67	0,37	0,68	0,55	0,66
Settembre	0,44	0,64	0,46	0,63	0,44	0,64	0,54	0,61
Ottobre	0,55	0,55	0,59	0,54	0,56	0,56	0,54	0,56
Novembre	0,54	0,51	0,56	0,50	0,63	0,48	0,69	0,39
Dicembre	0,51	0,45	0,54	0,44	0,62	0,42	0,94	0,10
	0,46	0,60	0,49	0,59	0,48	0,60	0,62	0,50
	AREA 1						AREA 2	

	Gambasca		Martiniana Po		Ostana	
Mese	D/G	Trasmissività	D/G	Trasmissività	D/G	Trasmissività
Gennaio	0,51	0,53	0,50	0,53	0,62	0,40
Febbraio	0,52	0,55	0,51	0,56	0,50	0,49
Marzo	0,48	0,63	0,46	0,64	0,44	0,54
Aprile	0,51	0,60	0,49	0,61	0,65	0,47
Maggio	0,55	0,60	0,53	0,61	0,61	0,57
Giugno	0,53	0,62	0,48	0,65	0,64	0,59
Luglio	0,39	0,68	0,36	0,69	0,47	0,69
Agosto	0,34	0,70	0,33	0,70	0,59	0,62
Settembre	0,41	0,67	0,39	0,68	0,53	0,60
Ottobre	0,50	0,59	0,49	0,59	0,55	0,54
Novembre	0,53	0,52	0,55	0,50	0,63	0,43
Dicembre	0,51	0,49	0,49	0,51	0,53	0,39
	0,48	0,60	0,47	0,61	0,56	0,53
	AREA 1				AREA 3	

<i>Mese</i>	<i>Paesana</i>		<i>Pagno</i>		<i>Sanfront</i>	
	<i>D/G</i>	<i>Trasmissività</i>	<i>D/G</i>	<i>Trasmissività</i>	<i>D/G</i>	<i>Trasmissività</i>
<i>Gennaio</i>	0,49	0,52	0,59	0,47	0,50	0,52
<i>Febbraio</i>	0,47	0,56	0,51	0,59	0,42	0,62
<i>Marzo</i>	0,38	0,64	0,50	0,64	0,39	0,65
<i>Aprile</i>	0,60	0,54	0,44	0,66	0,59	0,55
<i>Maggio</i>	0,52	0,62	0,36	0,71	0,47	0,64
<i>Giugno</i>	0,59	0,61	0,46	0,68	0,53	0,63
<i>Luglio</i>	0,43	0,69	0,38	0,68	0,38	0,70
<i>Agosto</i>	0,50	0,64	0,32	0,71	0,44	0,66
<i>Settembre</i>	0,48	0,62	0,39	0,70	0,45	0,64
<i>Ottobre</i>	0,61	0,53	0,47	0,61	0,59	0,54
<i>Novembre</i>	0,56	0,51	0,54	0,57	0,55	0,52
<i>Dicembre</i>	0,49	0,49	0,63	0,45	0,48	0,51
	0,51	0,58	0,47	0,62	0,48	0,60
	AREA 4		AREA 1			

I valori di trasmissività e il rapporto D/G sono stati i dati di input nell'elaborazione GIS della irradiazione effettiva per l'anno 2017 scelto. Dato che ogni valore era diverso per ciascun Comune, sono stati semplificati i calcoli a quattro macroaree, suddivise a seconda dei valori simili dei due fattori. Quindi abbiamo:

AREA 1 : Bagnolo Piemonte, Barge, Brondello, Gambasca, Martiniana Po, Pagno e Sanfront.

Torbidità media = 0,59

D/G = 0,48

AREA 2 : Crissolo

Torbidità media = 0,49

D/G = 0,62

AREA 3 : Ostana

Torbidità media = 0,52

D/G = 0,56

AREA 4 : Paesana

Torbidità media = 0,58

D/G = 0,51

Per ogni macroarea sono state svolte analisi separate GIS, Le elaborazioni, svolte con lo strumento ArcGIS hanno generato le mappe sulla distribuzione dell'irradiazione solare su tutta la superficie. A livello grafico le distribuzioni sono tutte molto simili, ciò che varia per ogni area è il valore di irradianza

mensile totale massima e minima. Qui sono riportate le mappe di irradianza totale per il mese di gennaio di ciascuna area. Le leggende automatiche di ArcGIS non mostrano l'unità di misura ma è da intendersi come [Wh/mq/mese].

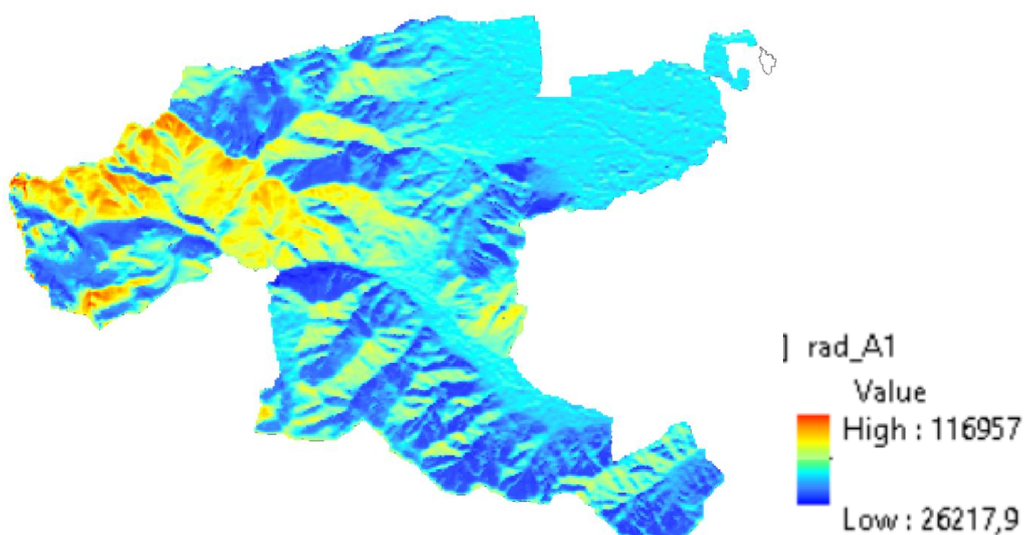


Figura 54 - Irradiazione solare a gennaio 2017 per l'Area 1. Elaborazione personale da ArcGIS.

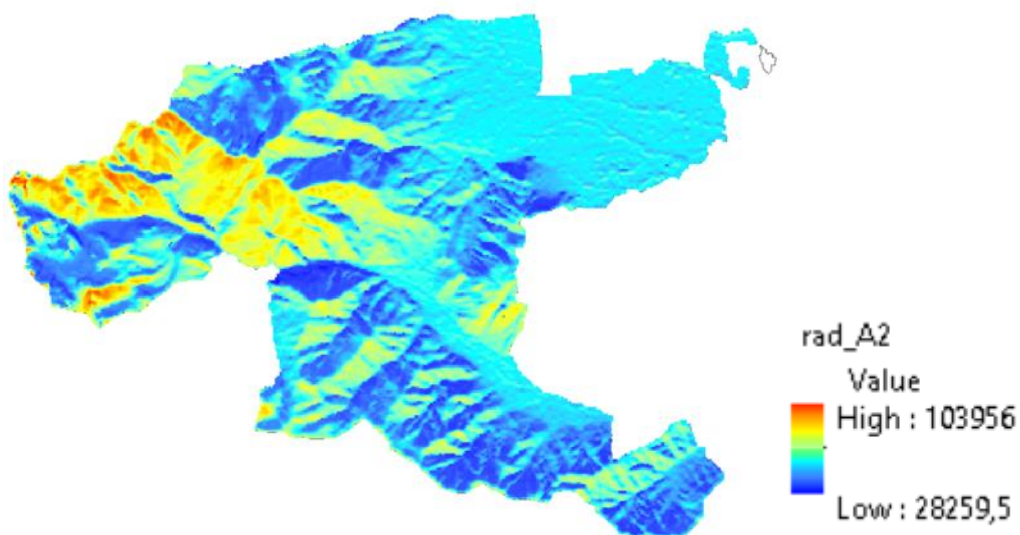


Figura 55 - Irradiazione solare a gennaio 2017 per l'Area 2. Elaborazione personale da

ArcGIS.

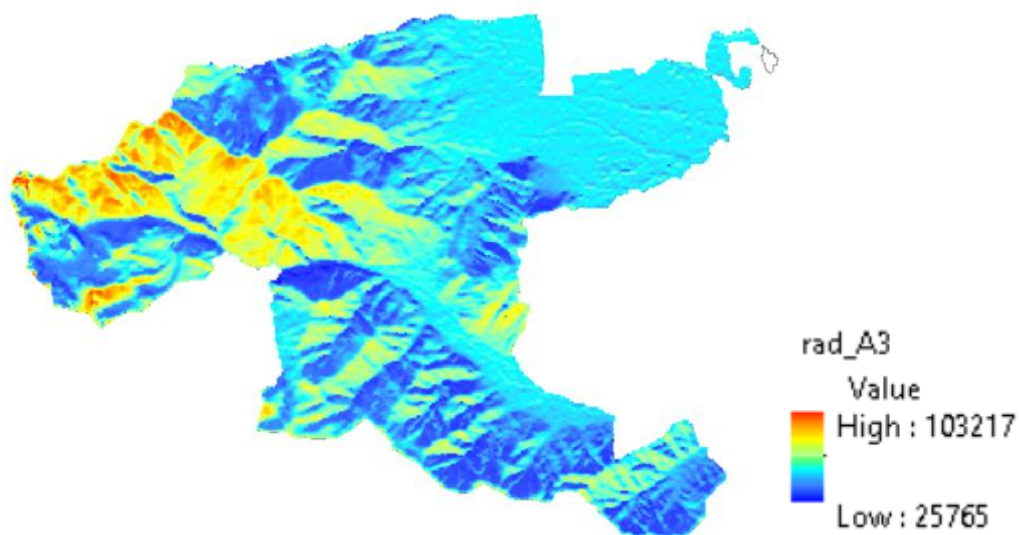


Figura 56 - Irradiazione solare a gennaio 2017 per l'Area 3. Elaborazione personale da ArcGIS.

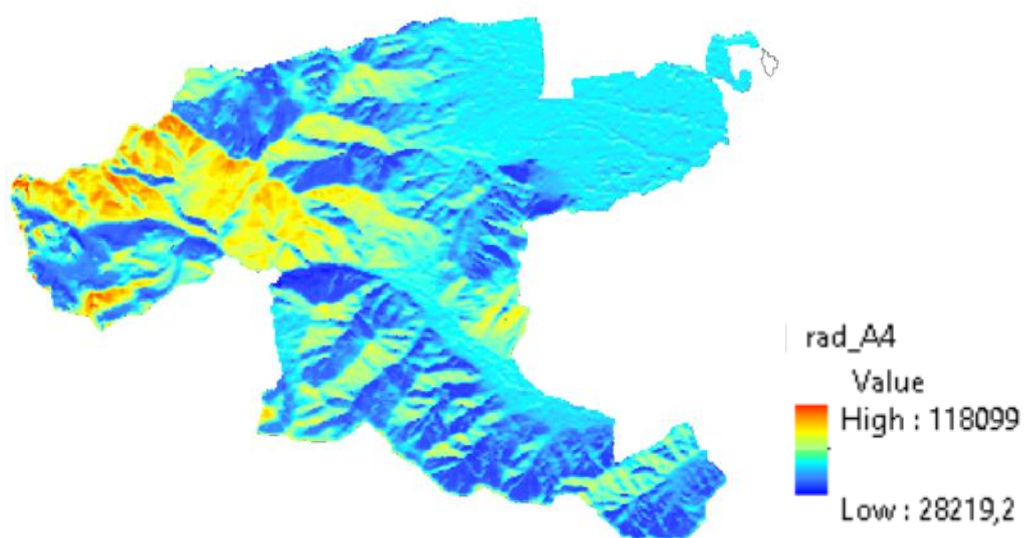


Figura 57 - Irradiazione solare a gennaio 2017 per l'Area 4. Elaborazione personale da

ArcGIS.

Dalla distribuzione dell'irradiazione solare bisogna calcolare poi l'irradiazione cumulativa annuale in [Wh/m].

Stabiliti questi calcoli, si deve associare ad ogni mappa di irradianza gli edifici per i quali si intende conoscere l'esposizione.

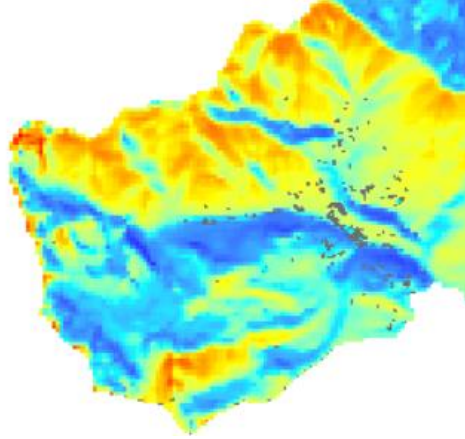


Figura 58 – Immagine che correla gli edifici di Crissolo all'irradiazione solare di gennaio 2017. Elaborazione personale da ArcGIS

Dagli edifici totali si è ristretto il campo ai soli edifici comunali in nostro esame. Dalla simulazione è stata, quindi, generata questa tabella di output finale:

	Bagnolo Piemonte		Barge		Brondello	
	Irrad [kWh/mq/anno]	sup [m2]	Irrad [kWh/mq/anno]	sup [m2]	Irrad [kWh/mq/anno]	sup [m2]
1	2039,24	1855,42	2052,99	42,17	2069,06	283,73
2	2021,08	1953,23	2003,76	140,55	1751,69	258,46
3	2083,85	97,82	2013,04	83,66	1792,58	59,73
4	2257,93	258,98	2022,40	65,60	1599,33	13,48
5	1996,07	80,52	2012,05	130,99	2003,26	30,50
6	2043,21	2080,64	1982,88	57,10	2003,26	131,68
7	2196,27	25,43	2020,88	306,54		
8	2283,23	9,68	2009,93	222,68		
9	1987,78	6,74	1818,33	253,74		
10	2039,24	37,18	2018,69	1668,91		
11	2029,77	93,91	2022,61	189,10		
12	2021,08	280,58	2064,80	218,99		
13	2271,29	924,00	2031,42	1420,22		
14	2196,27	26,85	2031,42	2,75		
15	2257,93	12,60	1982,88	147,72		
16	2349,75	12,41	1967,24	61,97		
17			2019,34	402,76		
18			1992,60	218,47		
19			2022,61	37,32		
20			2082,45	161,73		

	Crissolo		Gambasca		Martiniana Po	
	Irrad [kWh/mq/anno]	sup [m2]	Irrad [kWh/mq/anno]	sup [m2]	Irrad [kWh/mq/anno]	sup [m2]
1	2340,81	95,11	1944,83	158,65	1997,43	343,44
2	2335,41	161,33	1877,13	376,89	2016,87	532,71
3	2356,37	165,77			1948,63	562,48
4	2199,44	109,90				
5	2158,25	240,96				
6	2282,75	616,75				

	Ostana		Paesana		Pagno		Sanfront	
	Irrad [kWh/mq/anno]	sup [m2]	Irrad [kWh/mq/anno]	sup [m2]	Irrad [kWh/mq/anno]	sup [m2]	Irrad [kWh/mq/anno]	sup [m2]
1	2259,17	293,50	1839,08	22,62	2199,68	23,05	2036,98	286,50
2	2271,09	73,69	2199,68	23,05	2163,05	44,12	2017,06	50,97
3	2212,57	191,11	2163,05	44,12	2090,18	671,54	2036,65	525,28
4	2212,57	118,72	2145,52	111,85	2130,54	340,16	1997,36	1,94
5	2212,57	36,36	2090,18	671,54	2123,34	576,95	1997,36	342,01
6	2161,47	251,46	2130,54	340,16	2111,28	303,50	1998,06	645,26
7	2153,90	293,20	2123,34	576,95	2205,86	67,14	1997,36	3,10
8			2111,28	303,50	2106,68	4,90	2036,98	1209,45
9			2175,53	75,72	2115,07	396,32		
10			2205,86	67,14	2115,07	120,83		
11			2106,68	4,90	2147,61	26,40		
12			2115,07	396,32	2111,28	211,44		
13			2115,07	120,83	2111,28	97,56		
14			2092,59	78,83	2133,90	1063,75		
15			2147,61	26,40	2145,52	141,41		
16			2111,28	211,44	2111,28	58,89		
17			1839,08	7,61	2127,96	666,25		
18			2111,28	97,56	2147,40	851,66		
19			2133,90	1063,75				
20			2145,52	141,41				
21			2111,28	58,89				
22			2127,96	666,25				
23			2147,40	851,66				

Per conoscere la producibilità di ciascun edificio è necessario ipotizzare un sistema fotovoltaico formato da pannelli al silicio e rendimento al 15%, un sistema con indice di performance approssimativamente pari al 75%. La superficie degli edifici non sarà pari al valore effettivo ma solo al suo 40%. La relazione di producibilità elettrica è la seguente:

$$E = PR Hs S \eta$$

E è l'elettricità prodotta entro l'anno [kWh/anno];

PR è l'indice di performance del sistema ($\approx 0,75$).

Hs è la radiazione solare annuale cumulativa [kWh/mq/anno];

η è l'efficienza di conversione;

S è la superficie di lavoro del pannello [m2]

Moltiplicando tutti questi fattori otteniamo una producibilità di quasi 2700 [MWh/anno].

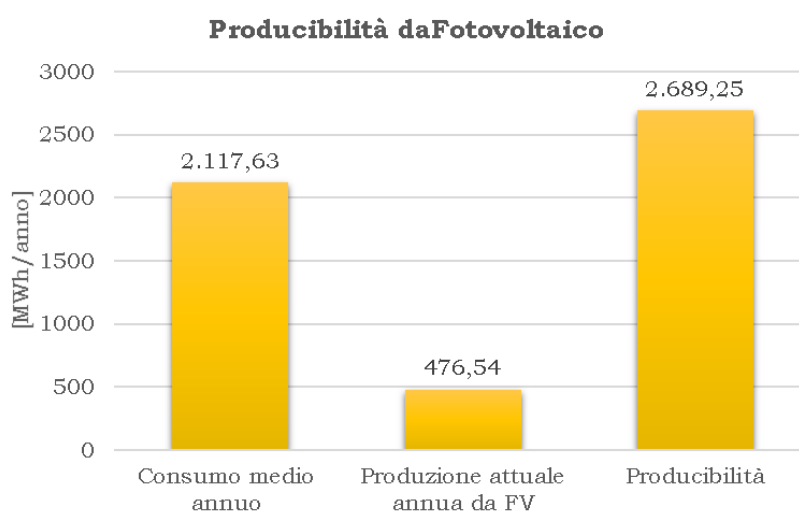


Figura 59 – Confronto tra la producibilità ottenibile sfruttando al meglio le risorse fotovoltaiche locali rispetto la produzione attuale. Elaborazione personale.

10.2 Produtibilità da biomassa

La disponibilità della biomassa locale disponibile è stata valutata diversamente, ma sempre utilizzando le potenzialità di ArcGIS.

La metodologia ha fatto riferimento alle carte forestali disponibili dal SIFOR regionale e aggiornate al 2016. Come primo output la carta forestale esamina la totalità dei boschi presenti senza badare ai vincoli.

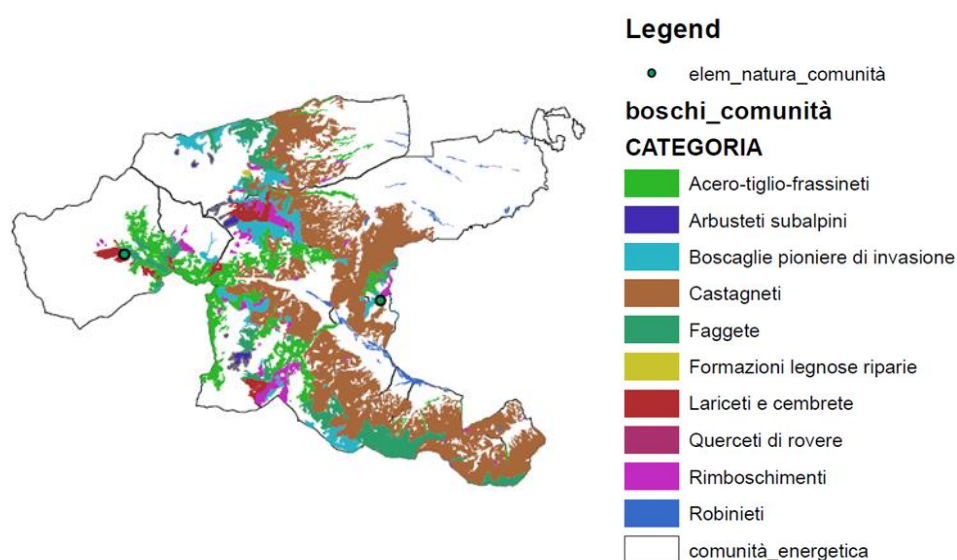


Figura 60 – Rappresentazione della biomassa presente localmente. Elaborazione personale da ArcGIS

Nonostante il dato grezzo desse buone speranze, l'applicazione di tutti i vincoli restrittivi dell'area obbliga a ridimensionare gli obiettivi. I vincoli entro cui non è tollerato alcun tipo di esbosco riguardano:

- Boschi presenti al di sopra dei 1600 m.s.l.m.;
- Boschi interni a parchi naturali o protetti;
- Boschi non accessibili dalle vie di esbosco entro i 200 m;
- Boschi disposti su terreni con pendenza superiore al 75%

L'area di pertinenza, a seguito delle restrizioni, è la seguente:

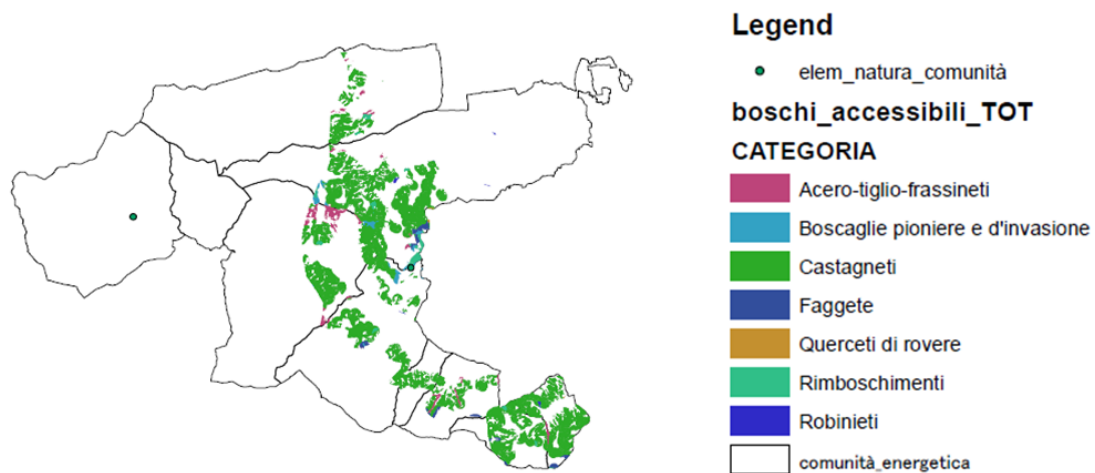


Figura 61 – Rappresentazione dell'area boschiva locale a cui è possibile accedere per recuperare biomateriali. Elaborazione personale da ArcGIS.

La tipologia di legname prevalente è il castagno.

Il legno di castagno ha un potere calorifico molto elevato (se si considera un contenuto idrico del 45%, il PCI è pari a 2300 kcal/kg).³

Ora, bisogna considerare la quota di legname di proprietà pubblica. Dalle particelle catastali dei dieci Comuni sappiamo che i terreni di demanio Comunale sono mostrati in figura.

³ ÖNORM B 3012 Holzarten - Kennwerte zu den Benennungen und Kurzzeichen der ÖNORM EN 13556

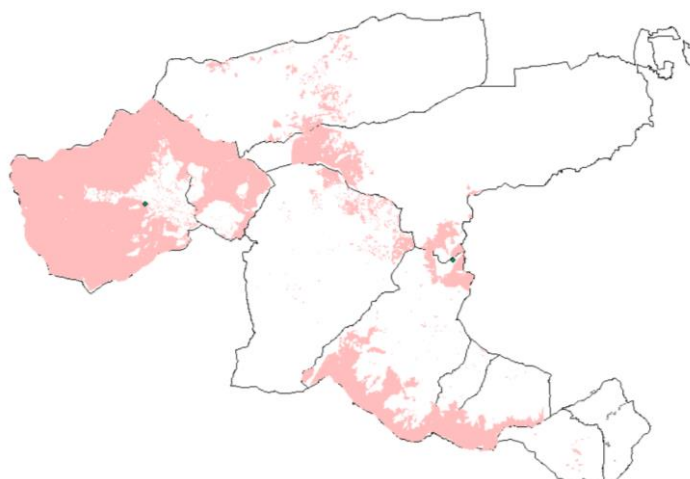


Figura 62 – Territori di proprietà comunale. Elaborazione personale da ArcGIS.

All'interno di questa area i soli boschi pubblici non fornirebbero il legname sufficiente per le necessità termiche locali. Ma in questo contesto è possibile avvalersi delle deroghe del DGR 54-7409 del 7 aprile 2014. È ammissibile il taglio dei boschi nelle aree protette solo per attività volte alla conservazione del patrimonio alpino, gestite e pianificate dal gestore locale e comprensori alpini solo per valide motivazioni di sicurezza e sostenibilità ambientale. Queste indicazioni fornite dalla norma consentono di ampliare l'area di attività prevista dal piano GCS4L e quindi di considerare una massa prelevabile netta maggiore. I boschi presenti nelle sole aree pubbliche di Figura 61 hanno le seguenti esenzione in ettari:

CATEGORIA	Area [ha]	Provigione [m3/ha]	Provigione TOT [m3]	Massa prelevabile [%]	Massa prelevabile [m3]	Massa volumica [kg/m3]
Acero-tiglio-frassineti	31,68	137	4331	80%	3465	650
Boscaglie pioniere e d'invasione	168,30	16	2693	80%	2154	500
Castagneti	639,61	201	128562	90%	115706	540
Faggete	231,05	204	47135	80%	37708	730
Querceti di rovere	15,69	184	2887	80%	2309	760
Rimboschimenti	26,42	221	5839	90%	5255	500
Robiniati	3,35	111	372	90%	335	760

Le stime sulla producibilità da termico dipendono molto dalla tipologia di legna raccolta e dal grado di umidità presente. Già solo esaminando i dati forniti abbiamo una quota di legname prelevabile all'anno per usi energetici di 2494,02 [tonnellate/anno]. Considerando un Potere Calorifico Inferiore

medio di 4 [kWh/kg] per la legna secca (con contenuto idrico inferiore al 15%), avremmo la seguente producibilità termica da legna.

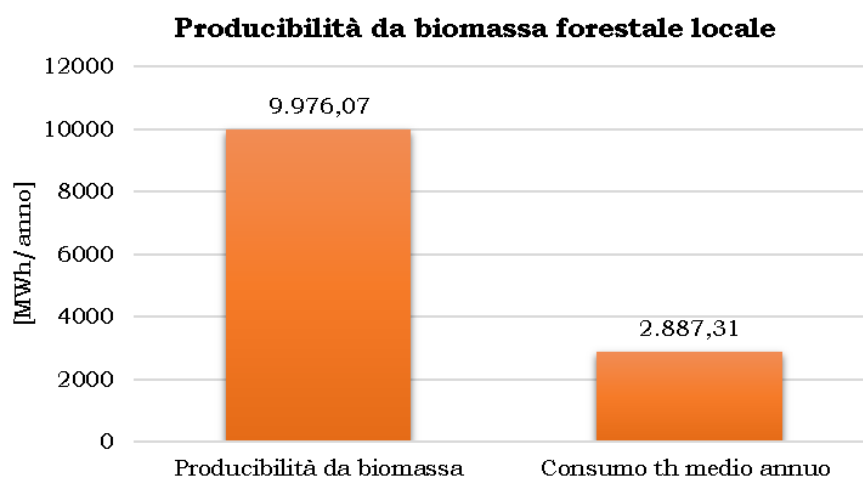


Figura 63 – Comparazione della producibilità termica locale da biomassa pubblica rispetto la richiesta termica media. Elaborazione personale da ArcGIS:

SECONDA PARTE

Capitolo 11

11. Introduzione al Caso di Bagnolo Piemonte

In questa seconda sezione si studierà in dettaglio cosa vuol dire essere parte di una CER a livello locale e quali siano, in ordini di grandezza, i vantaggi energetici ed economici per l'utente.

Verificare questi valori non era possibile dagli esami generali e globali dell'area Monviso perché i parametri che devono descrivere un sistema di autoconsumo necessitano di conoscenze orarie dei profili di carico.

Questo studio orario poteva essere affrontato se gli stabili comunali fossero stati in possesso di un sistema di misurazione apposito che avrebbero garantito il monitoraggio di un anno intero. Dato che tale strumentazione era assente al momento della campagna di raccolta dati, è stato necessario procedere conoscendo nel dettaglio gli orari di apertura, i macchinari installati e la quantità di individui presenti in ciascun edificio. Tale operazione è stata ridotta al solo plesso edilizio del Comune di Bagnolo Piemonte ai fini didattici.

11.1 Perché Bagnolo Piemonte

Bagnolo Piemonte è situato a 365 m.s.l.m. (min 309 - max 2,720) ed è lo spartiacque con la Val Pellice.

La zona a valle della Punta Ostanetta e nell'area pianeggiante dell'ansa del Po è un'area predisposta, grazie alla sua conformazione morfologica, ad una buona abitabilità. Come è dimostrato dalle testimonianze storiche locali, l'area venne abitata fin dall'epoca protostorica.

Ad oggi l'importanza di Bagnolo non riguarda solo la sua storia locale ma il

suo ruolo nel bilancio energetico della CER.

Secondo le stime dei consumi energetici, il comune risulta avere una richiesta di fabbisogno energetico elevato e questa sua caratteristica non poteva passare inosservata.

Il solo fabbisogno elettrico di Bagnolo è pari al 33,5% dell'intera richiesta elettrica, anche lato termico la sua richiesta è pari al 29,7%.

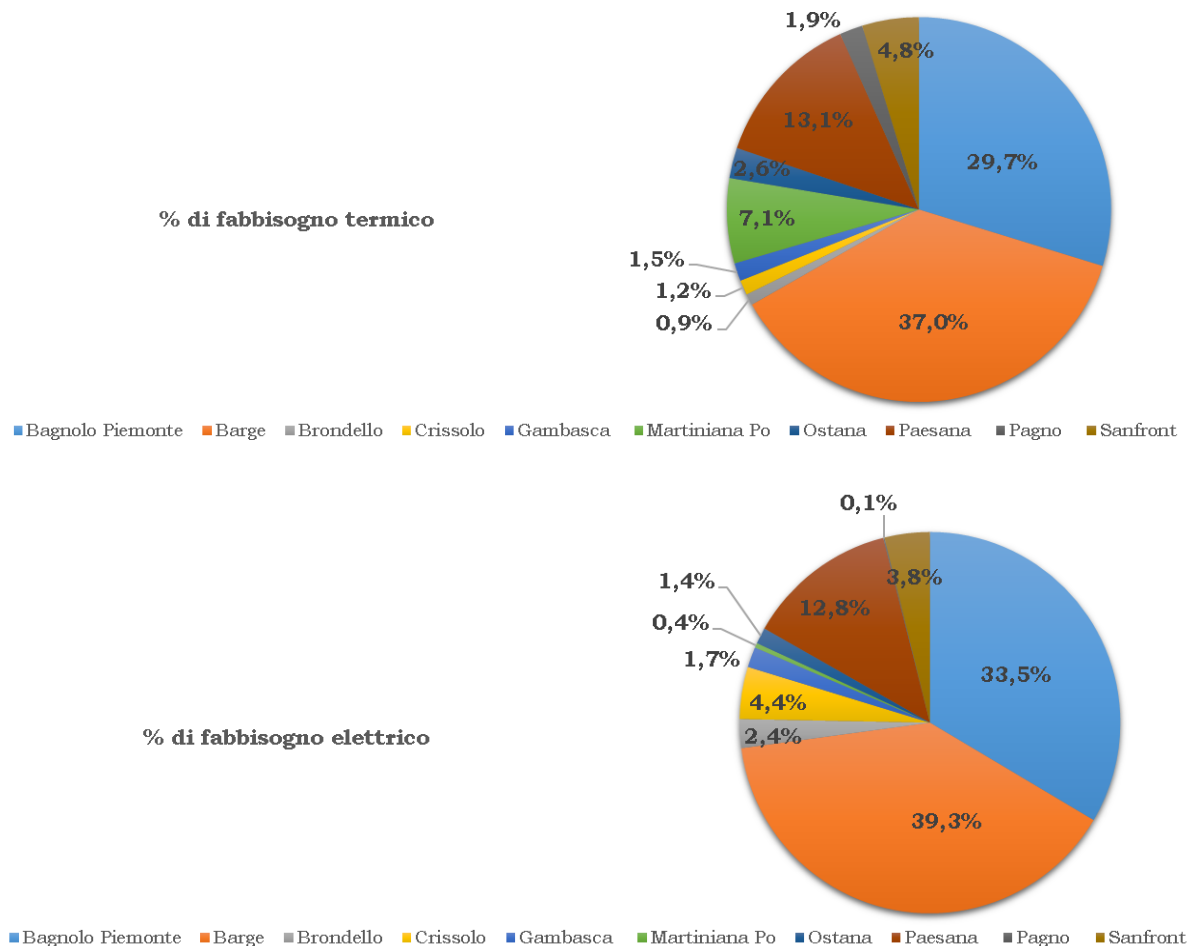


Figura 64 – Contributi elettrici e termici di ciascun comune dell'area Monviso.
Elaborazione personale.

Oltre all'aspetto energetico, Bagnolo è stato selezionato anche per la tipologia di edifici pubblici di cui dispone. Al momento dell'analisi il Comune presentava edifici pubblici stereotipabili (quali scuole, palestre e biblioteche) e collocati tutti entro un'area limitata.

La vicinanza degli edifici lascia supporre di essere di fronte un plausibile scenario di CER, ossia che tutti gli edifici siano sotto la medesima cabina di

MT/BT e allo stesso tempo siano tutti edifici comunali particolarmente energivori. La posizione di questi stabili lascia poco spazio all'immaginazione e spiana la strada per uno scenario CER fortemente realizzabile.

11.2 Inquadramento del caso studio

Indicate le motivazioni per cui si è deciso di selezionare Bagnolo Piemonte, presentiamo i sei edifici selezionati.

NOME EDIFICIO	POD	POT EL installata [kW]	PDR	POT TH installata [kW]	INDIRIZZO
MUNICIPIO	IT001E05397609	15	880000736947	115	Piazza Divisione Alpina Cuneense 5
SCUOLA MATERNA	IT001E01895577	10		160.2	Via De Gasperi 5
PALESTRA	IT001E05399797	15	881406780666	400	Via Roma 2
SCUOLA ELEMENTARE	IT001E02477040	50	880001413562	60	Via Don Milani 9
SCUOLE MEDIE	IT001E05397963	50	881407422694	300	Via Confraternita
BIBLIOTECA	IT001E00311306	6	880000236456	24	Corso Malingri 22

Da notare i [kW] totali di potenza elettrica e termica installata: 146 [kW] per l'elettrico e 899 [kW] per il termico. A livello geografico la loro collocazione è presentata dalla foto sottostante.



Figura 65 – Immagine satellitare degli edifici selezionati. Elaborazione personale da Google

Earth Pro.



Figura 66 – Immagine satellitare degli edifici selezionati e l'area di selezione. Elaborazione personale da Google Earth Pro.

Possiamo affermare di essere presumibilmente entro la stessa cabina di MT/BT perché gli edifici sono stati scelti entro un'area circolare di raggio pari a 400 metri, l'area corrisponde al 38,67% dell'area di tutto il centro storico.

MUNICIPIO



Figura 67 – Immagine satellitare ravvicinata del Municipio di Bagnolo.

Il Municipio di Bagnolo Piemonte è un edificio architettonicamente importante. Costruito da Aimaro Isola nel 1980, il tetto sul quale disporre i presunti FV è formato da tre falde inclinate di 25° . Le falde non creano ombre tra di loro durante il giorno e l'edificio essendo isolato non ha problemi di ombreggiamenti da terze parti.

L'orario al pubblico è diverso dall'orario degli uffici amministrativi. Questi sono aperti dal lunedì al venerdì dalle 8,30-12,30 e 15.00-18.00

Il sabato non tutti gli uffici amministrativi operano e in questo caso l'orario di apertura è 8,30-12.30. L'organigramma del Comune prevede 26 funzionari e personale per le pulizie non quantificato. Per ogni funzionario è allestita una postazione PC dedicata (formata da PC + stampante + telefono), nell'orario di pausa quasi tutti gli operatori si assentano a scaglioni per pranzare fuori dall'edificio. Le attrezzature tecniche rilevanti per la configurazione oraria sono: la presenza di un ascensore usato solo in caso di necessità, una pompa di calore centralizzata che fornisce aria calda in inverno e aria fredda d'estate, una UPS per il salvataggio dei dati informatici.



Figura 68 - Immagine notturna del Municipio e luci esterne.

SCUOLA MATERNA



Figura 69 - Immagine satellitare ravvicinata della Scuola Materna di Bagnolo.

La Scuola Materna “Enrico Pasquet” fa parte dell’Istituto Comprensivo Beppe Fenoglio,

La sezione è riservata ai bambini di età compresa tra i 3-5 anni.

Costruito nel 2006 presenta due falde di tetto esposte a sud e gli edifici limitrofi non oscurano facciata o coperture.

L’orario di apertura va dal lunedì al venerdì dalla 9.00 alle 16.30.

La scuola ha i seguenti spazi: ingresso, quattro aule, tre locali per la ricreazione, un locale mensa con relativo spazio per scodellamento, tre salette adibite a laboratorio, una saletta adibita al riposo pomeridiano, uno spazio adibito a spazio per i bidelli, quattro locali bagno per bambini, uno per disabili e due per adulti, cinque ripostigli-spogliatoi e due parchi esterni.

A dicembre 2020, grazie ad un finanziamento dalla Regione Piemonte, è stata stanziata una somma di 40.000 euro per avviare adeguamenti ed efficientamenti energetici. Al momento dello studio, tali modifiche non erano ancora in atto.



Figura 70 - Immagine notturna della Scuola Elementare e luci esterne.

PALESTRA



Figura 71 - Immagine satellitare ravvicinata della Palestra di Bagnolo.

Questo edificio è stato qui rinominato Palestra ma coincide con i locali della ex-Scuola Primaria di Bagnolo. Ad oggi le sue aule sono ridestinate a diversi progetti. Una parte è stata riconvertita in ludoteca ed è aperta al pubblico nel week end; una parte è stata riconvertita per ospitare il corso d'inglese per i bambini della Scuola Materna e della Scuola Media, infine una parte ospita anche il servizio mensa a cui aderiscono tutte le scuole locali.

Il plesso è stato costruito prima del 1980 e ha un locale caldaia molto ampio. Attualmente la caldaia a metano che vi si trova ha una potenza installata di 400 kW e il calore che produce viene in parte indirizzato alle aule soprastanti in parte è collegato con un breve tratto di teleriscaldamento alla Scuola Materna "Enrico Pasquet".

Le postazioni PC sono due solo per espletare alcune formalità necessarie.

SCUOLA ELEMENTARE



Figura 72 - Immagine satellitare ravvicinata della Scuola Elementare di Bagnolo.

La Scuola Elementare “Capoluogo” è di recentissima costruzione, è stata inaugurata ufficialmente nel 2016. Il progetto di costruzione prevede la realizzazione di un plesso molto più ampio rispetto lo stato attuale. La prima parte, già in uso, è indicata in bianco nelle planimetrie sotto presentata, mentre la costruzione della seconda parte dell’edificio è destinata a tempo non definito.

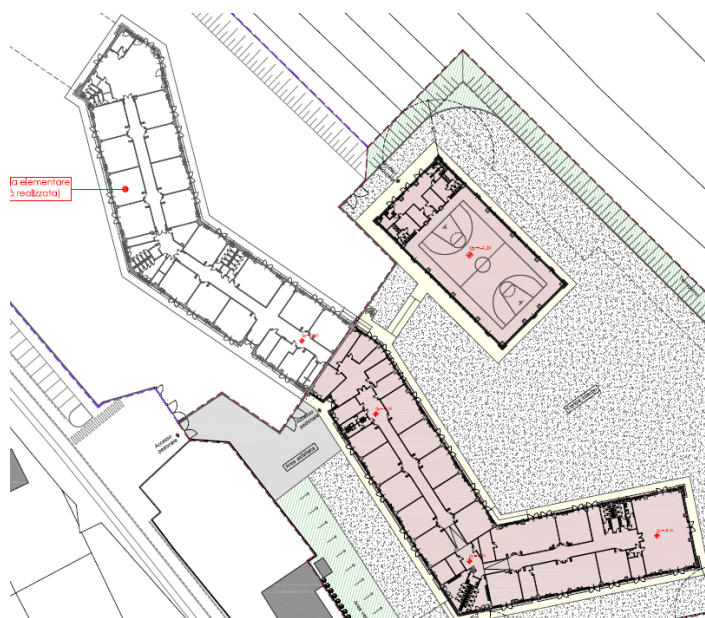


Figura 73 – Planimetria del Progetto “Scuola Nuova” di Bagnolo. In bianco le parti già realizzate.

La Scuola ha un solo piano fuori terra e ospita tutte le sezioni elementari del Comune. Gli orari di apertura sono dalle 8.15-12.45 il lunedì, mercoledì e venerdì; martedì e giovedì invece l'orario si allunga fino alle 16.40.

Gli impianti tecnici della scuola sono importanti. Il tetto presenta un cornicione a falde sulla facciata, ma, superato questo motivo estetico, la copertura presenta un'area piana su cui sono già stati disposti pannelli fotovoltaici e solari termici. Essendo situata in un lotto di terreno isolato, i pannelli non vengono ombreggiati da alcuno ostacolo.

Il calore invece viene garantito da una combinazione tra una caldaia a condensazione da 60 kW alimentata a gas e pompa di calore da 70 kW.

SCUOLA MEDIA



Figura 74 - Immagine satellitare ravvicinata della Scuola Media di Bagnolo.

La Scuola Media “Beppe Fenoglio” è uno dei pochi edifici scolastici nella zona Monviso ad essere stato costruito prima del 1960. Per lo studio delle possibili configurazioni da FV abbiamo dovuto escludere gran parte dell'area delle falde del tetto. I FV in alcuni punti rischiavano ombreggiamenti dai comignoli ancora esistenti e dai caseggiati adiacenti.

A livello termico l'istituto richiede il lavoro di una caldaia da 300 kW che, rispetto una superficie limitata, indica la presenza di parziali sprechi termici. Gli orari seguiti dalla scuola sono 8.00-13.00 il lunedì, mercoledì e venerdì; 8.30-17.00 il martedì e il giovedì.

BIBLIOTECA



Figura 75 – Immagine satellitare ravvicinata della Biblioteca di Bagnolo.

La Biblioteca Comunale “Dino Fenoglio” è un casolare storico nel centro del Comune costruito nel 1935, la biblioteca in sé è stata fondata nel 1976. Anche in questo caso per le valutazioni degli impianti FV è stata ristretta l’area di progetto. L’unica falda di tetto esposta a sud presenta comignoli, tuttavia non vi è la preoccupazione per ombreggiamenti da altre costruzioni. La caldaia che fornisce calore (in estate la biblioteca è chiusa) ha una potenza di 70 kW. Gli orari di apertura vanno dalle 9.00-12.00 il mercoledì, 10.00-12.00 la domenica, 15.00-18.00 il martedì e 16.00-18.00 il sabato (lunedì è chiusa).

Tra i dati di curiosità, il suo patrimonio librario vanta: 4 videocassette, 18 periodici pubblicati correntemente e 17407 volumi ed opuscoli di vario genere.

Capitolo 12

12. Pianificazione energetica del Caso Studio

Contestualizzati gli edifici ed evidenziate le peculiarità tecniche possiamo procedere con lo studio dei carichi orari degli oggetti. Lo studio orario si avvale di una metodologia mista tra la previsionale e di definizione. Partendo dai dati mensili e conoscendo le diverse abitudini degli imposti, sono applicate una serie di stime.

12.1 Metodologia attuata

Per i consumi elettrici orari sono stati presi a riferimento i consumi delle strutture scolastiche della Città Metropolitana di Torino, dal portale Open Data Piemonte.

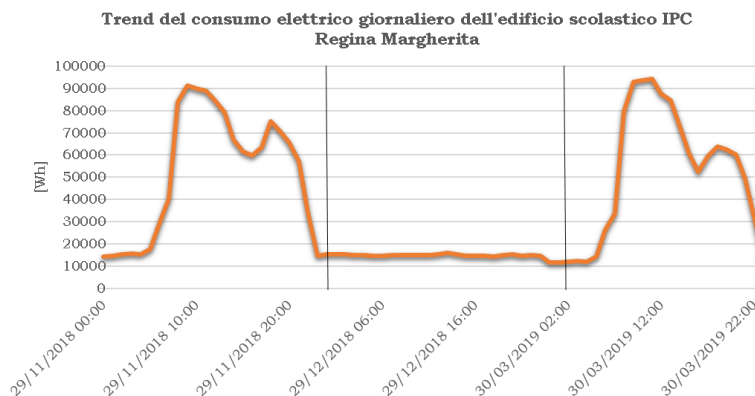


Figura 76 – Rappresentazione dei consumi elettrici orari dell'IPC Regina Margherita di

Torino. Qui sono presentati alcuni giorni campione presi ad esempio per configurare i consumi scolastici di Bagnolo. Elaborazione personale su dati Piemonte aggiornati al 2019.

Dal grafico è possibile vedere l'andamento dei consumi giornalieri di un istituto comprensivo di Torino. I minimi si ottengono all'ora di pranzo, quando si verifica la pausa tra le lezioni mattutine e pomeridiane. Seguendo lo stesso trend, applicato alla potenza elettrica installata in ciascun edificio, sono state eseguite le stime orarie giornaliere per Bagnolo Piemonte.

Per confrontare se il trend dei consumi fosse affidabile, sono stati ripetuti per tutti i giorni di apertura e chiusura effettivi del 2017 in modo tale che l'errore relativo tra i consumi mensili stimati e i consumi mensili da bolletta discordassero per un errore relativo inferiore del 15%.

Per ogni plesso sono stati assegnati i seguenti valori di assorbimento elettrico a seconda degli apparecchi ivi presenti.

- Luci interne → 10% della potenza installata
- Luci esterne → 3% della potenza installata
- Macchine ufficio (PC, etc....) → 7% della potenza installata
- Ausiliari (ventole, etc..) → 1% della potenza installata
- HVA → 8% della potenza installata
- Ascensori → 6% della potenza installata
- UPS → 2% della potenza installata
- Prese → 5% della potenza installata
- Stand-by → 1% della potenza installata

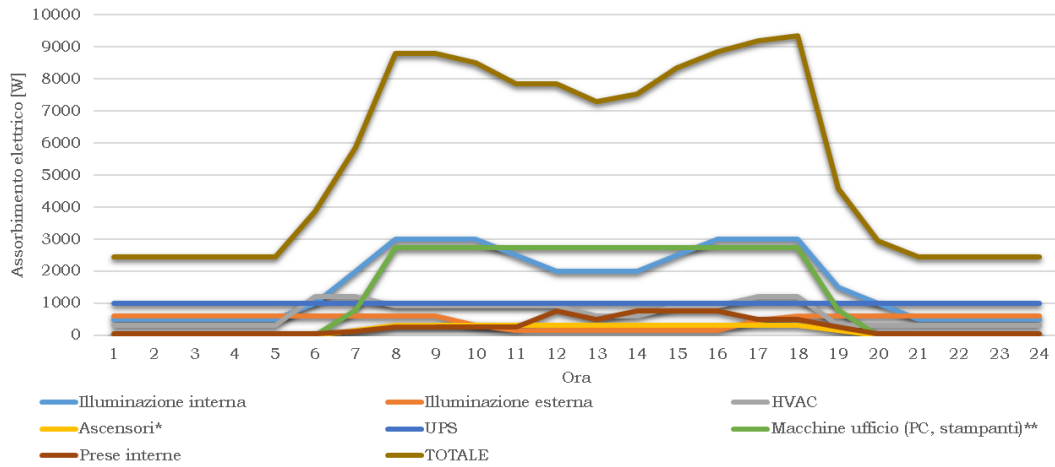
Gli assorbimenti sono distinti per ciascun caso a seconda degli orari seguiti dalle strutture e a seconda della stagione (inverno o estate/mezza stagione). Per le scuole il periodo estivo, insieme ai periodi di vacanza didattica, è stato considerato completamente festivo.

La differenza tra le stagioni si conferma dal minor uso delle luci interne per l'estate e dalla chiusura degli impianti termici, eccezione fatta in presenza di Pompe di Calore che continuano a funzionare anche lato estivo (vedi Municipio e Scuola Elementare).

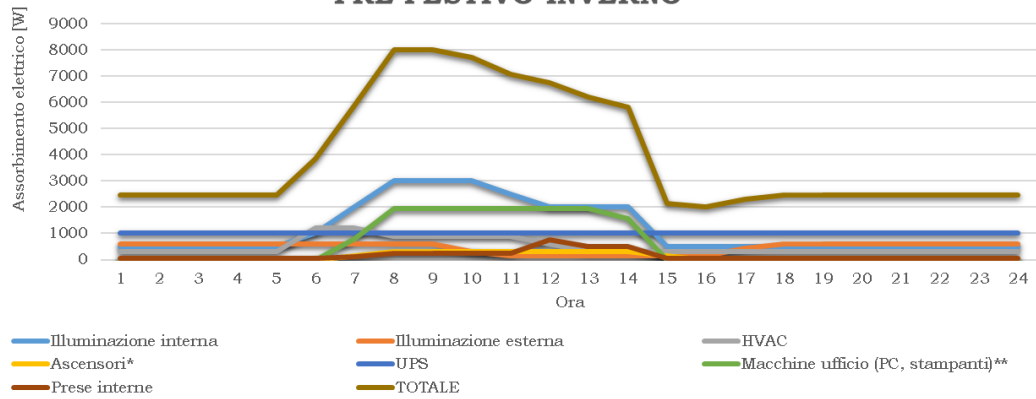
Vediamo nelle prossime pagine i trend ottenuti da queste simulazioni.

MUNICIPIO

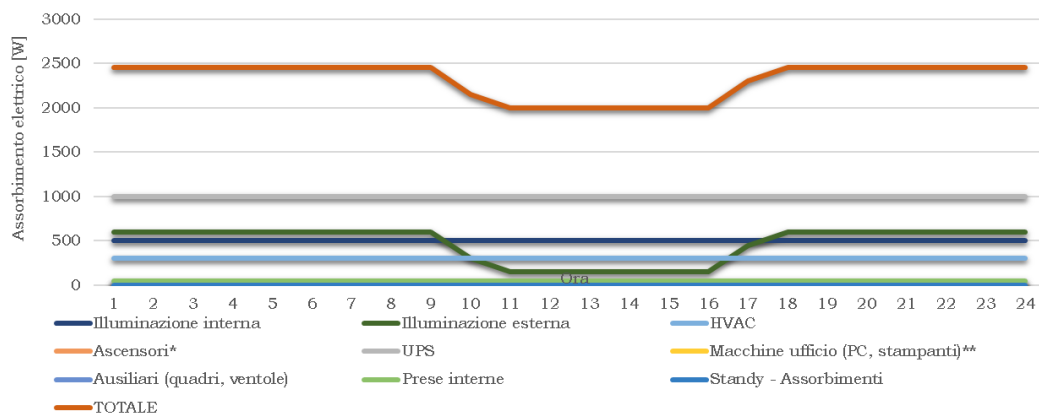
**Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno
FERIALE INVERNO**



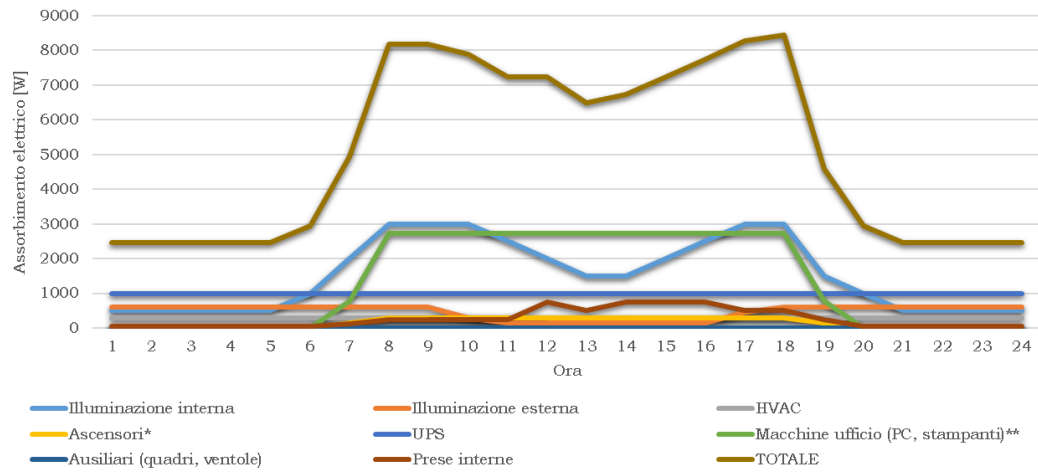
**Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno
PRE FESTIVO INVERNO**



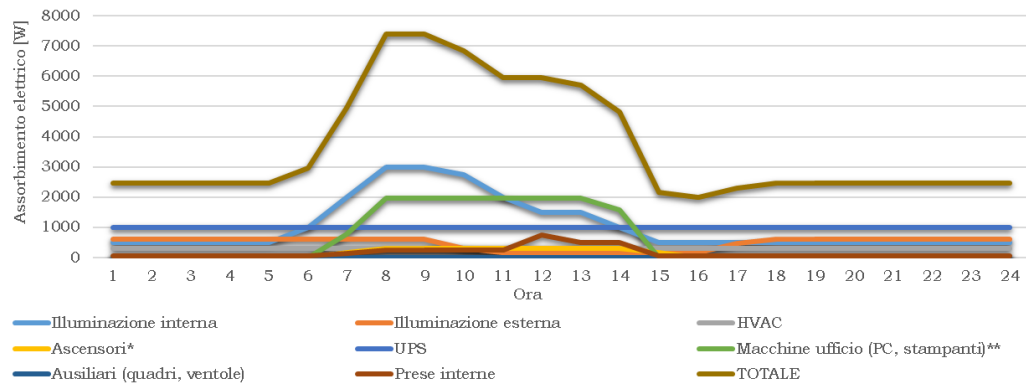
**Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno
FESTIVO INVERNO**



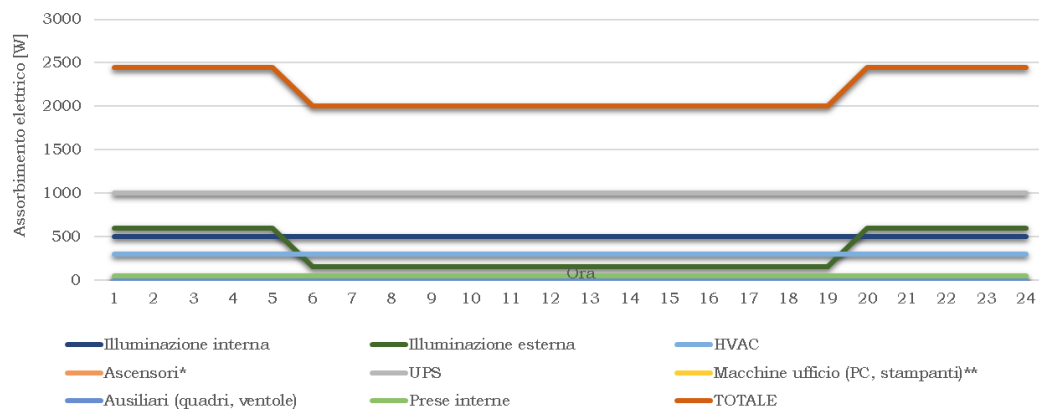
Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FERIALE MEZZA STAGIONE



Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno PRE FESTIVO MEZZA STAGIONE

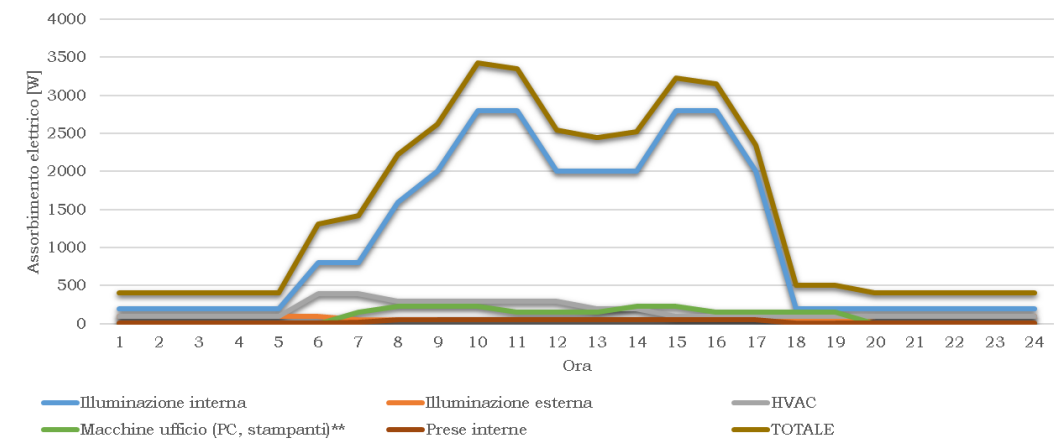


Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FESTIVO MEZZA STAGIONE

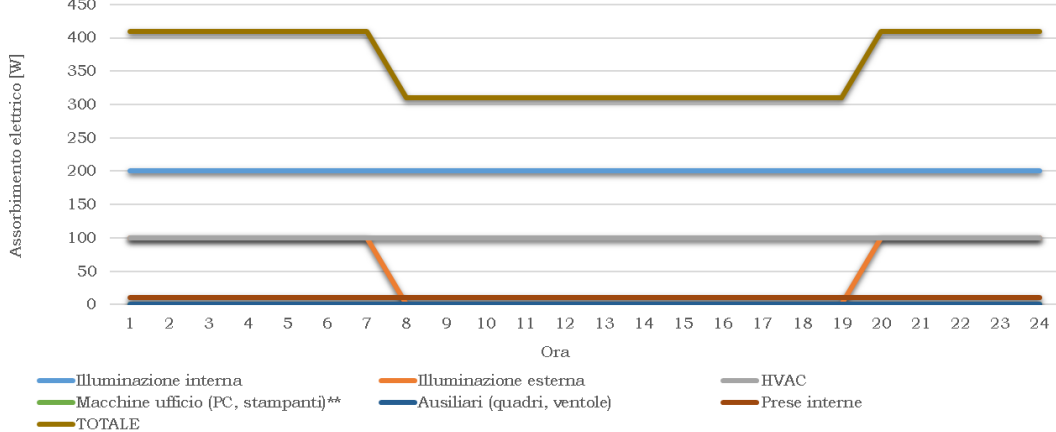


SCUOLA MATERNA

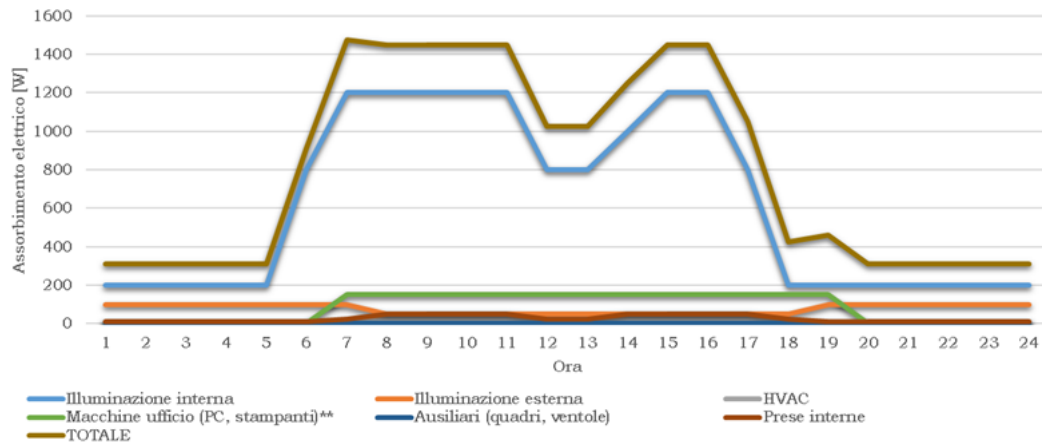
Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno
FERIALE INVERNO



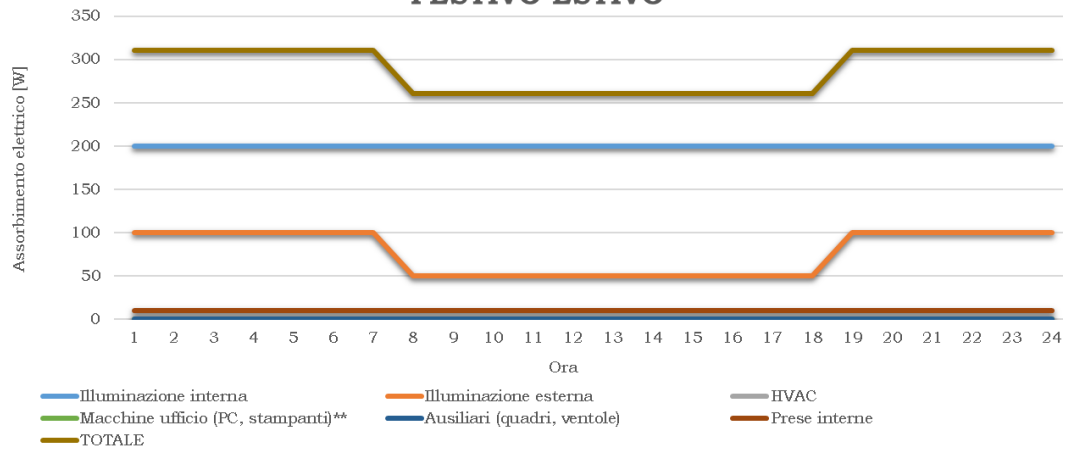
Distribuzione oraria assorbimento elettrico per un giorno
FESTIVO INVERNALE



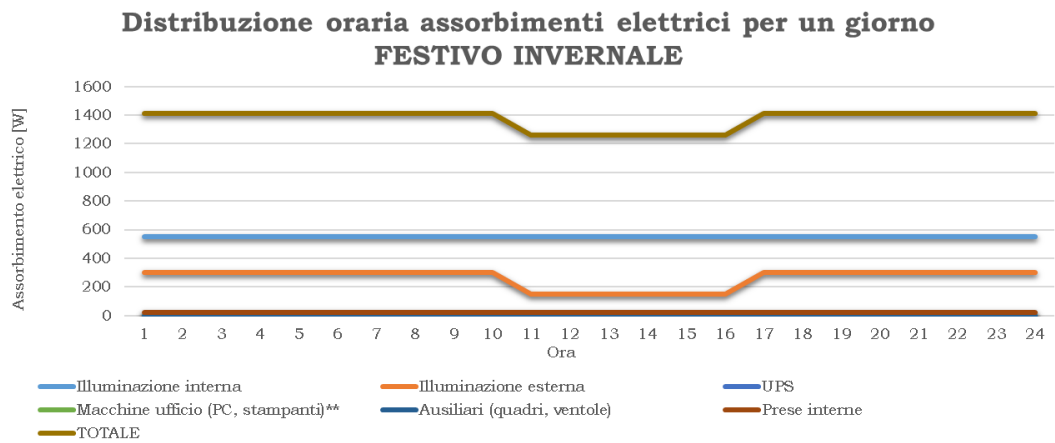
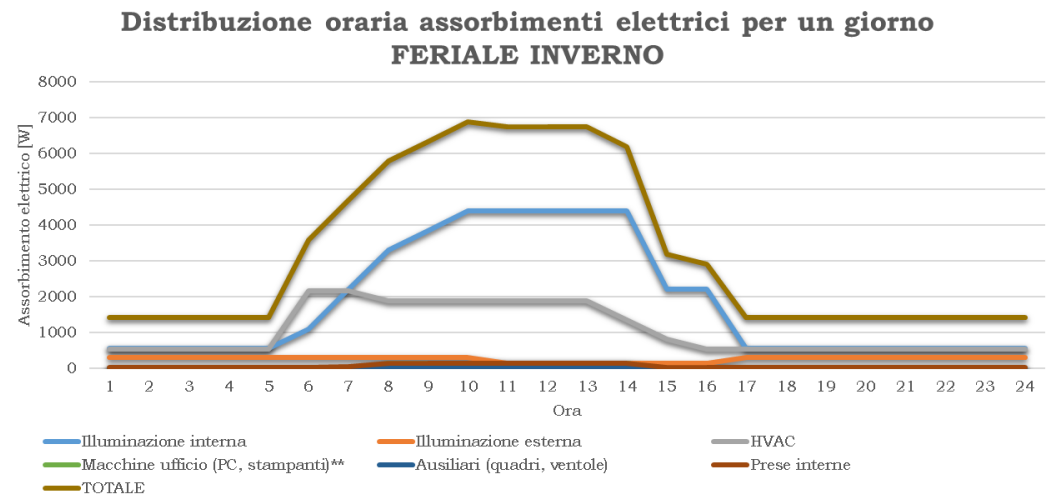
Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FERIALE ESTIVO



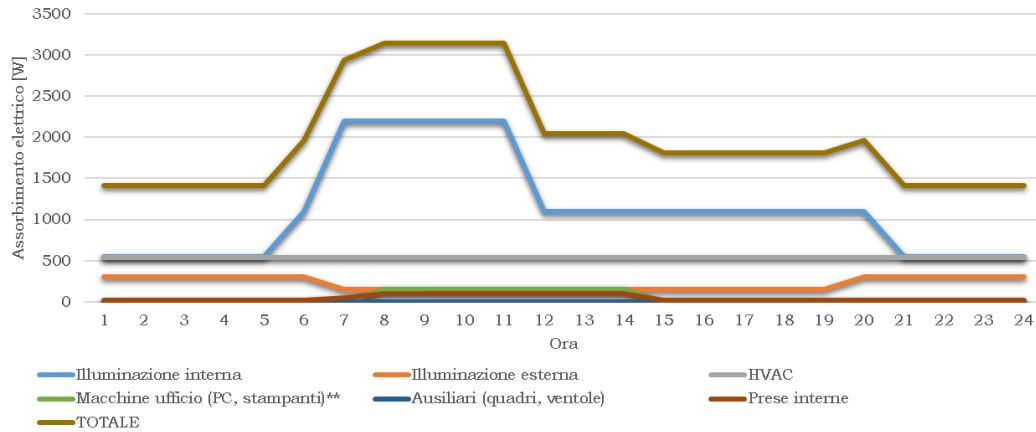
Distribuzione oraria assorbimento elettrico per un giorno FESTIVO ESTIVO



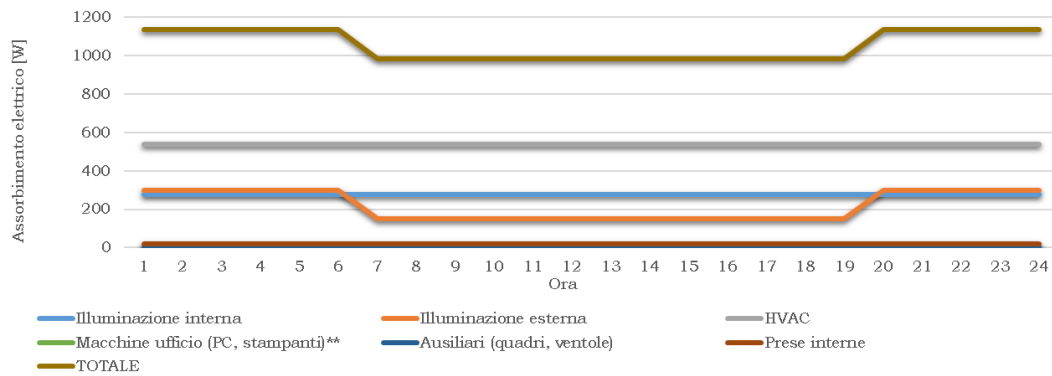
PALESTRA



Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FERIALE ESTIVO

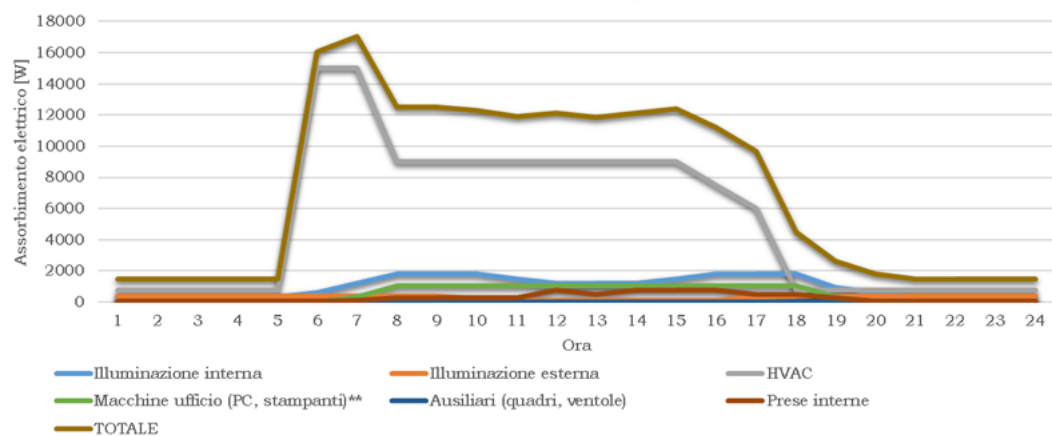


Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FESTIVO ESTIVO

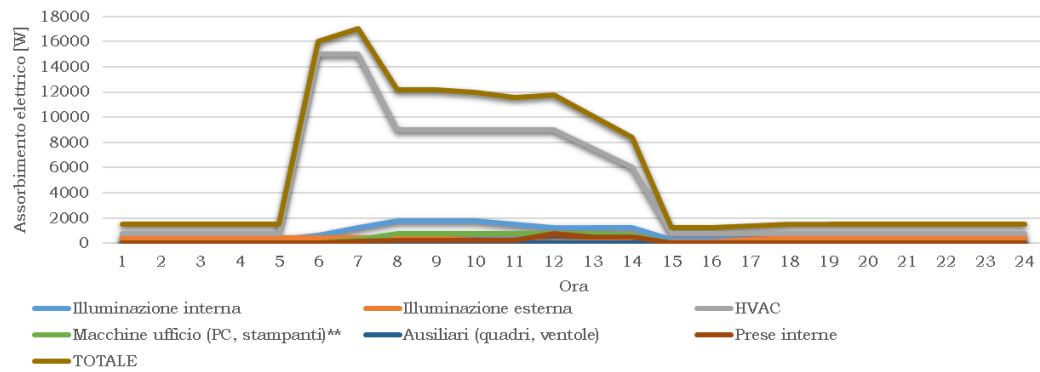


SCUOLA ELEMENTARE

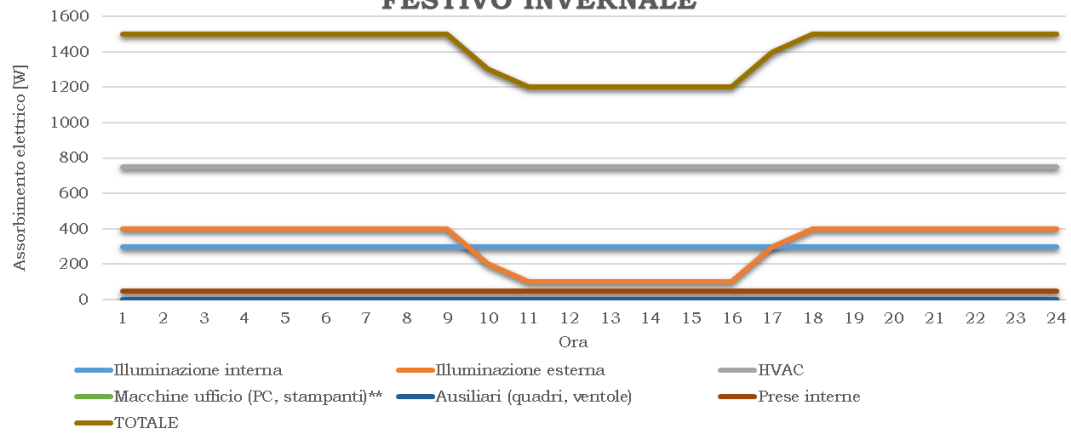
Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FERIALE INVERNO con pomeriggio



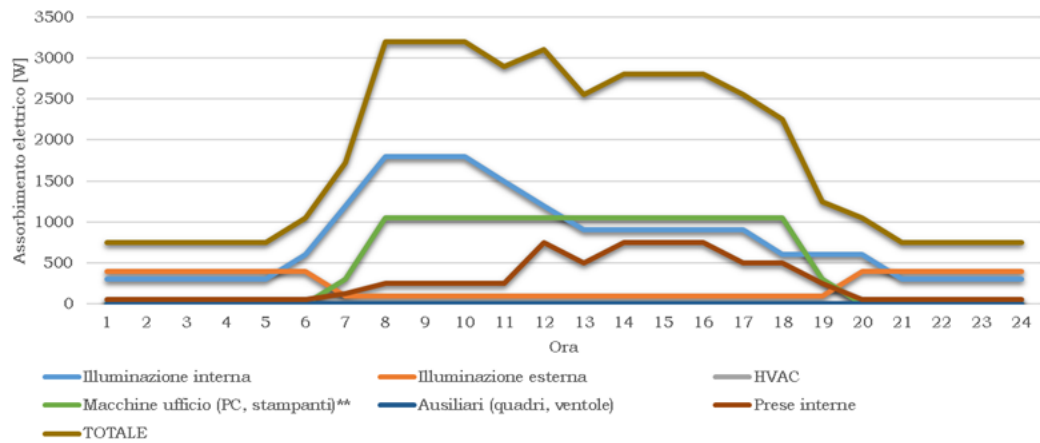
Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FERIALE INVERNO senza pomeriggio



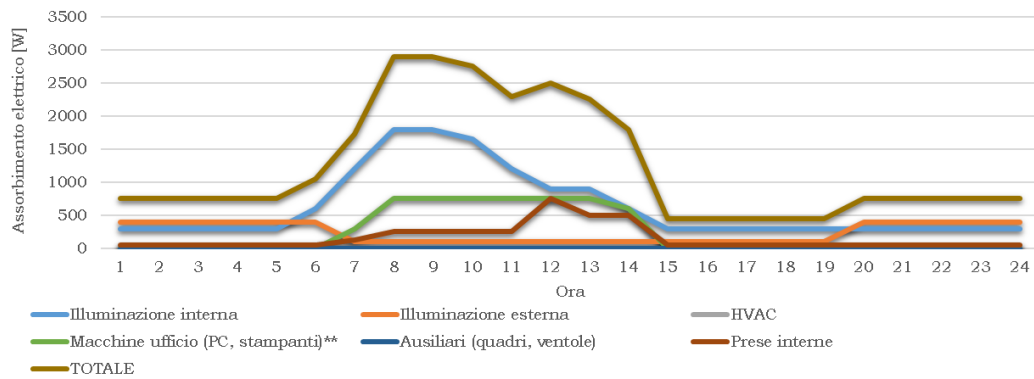
Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FESTIVO INVERNALE



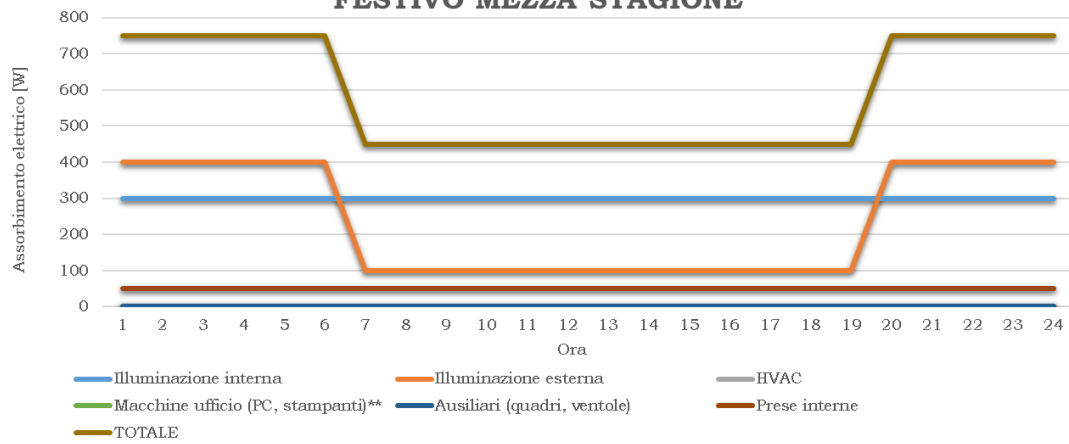
Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FERIALE MEZZA STAGIONE con pomeriggio



Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FERIALE MEZZA STAGIONE senza pomeriggio

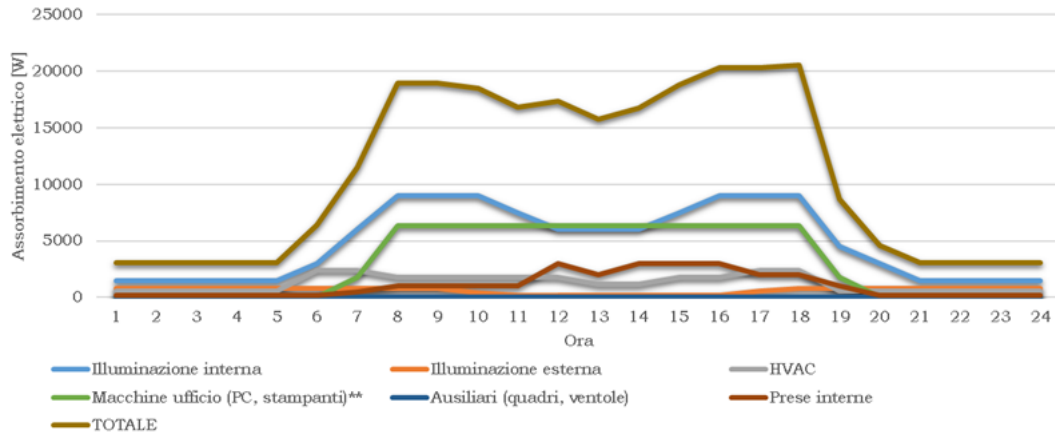


Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FESTIVO MEZZA STAGIONE

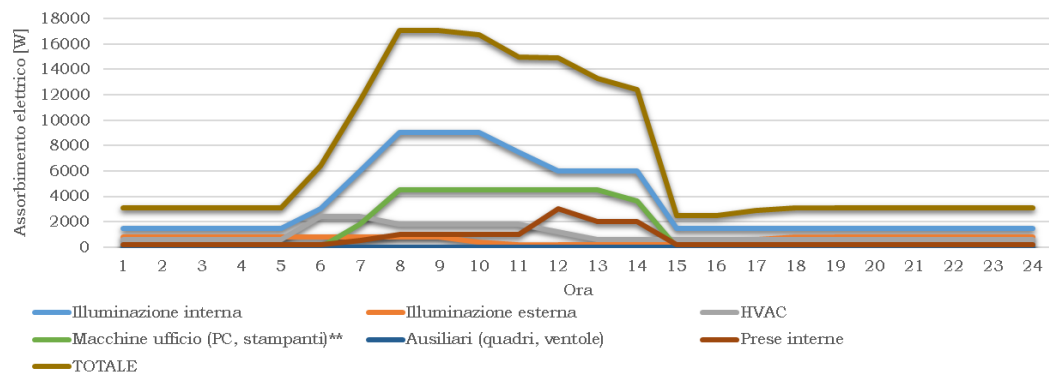


SCUOLA MEDIA

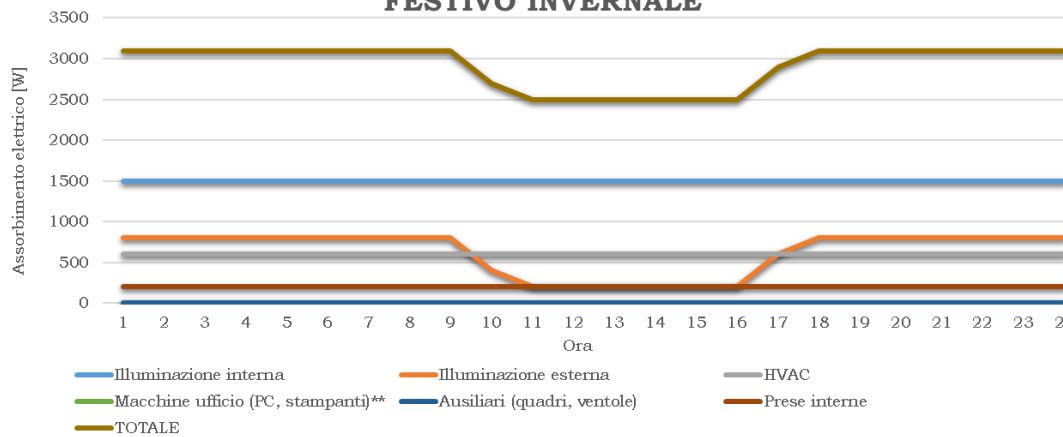
**Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno
FERIALE INVERNO con pomeriggio**



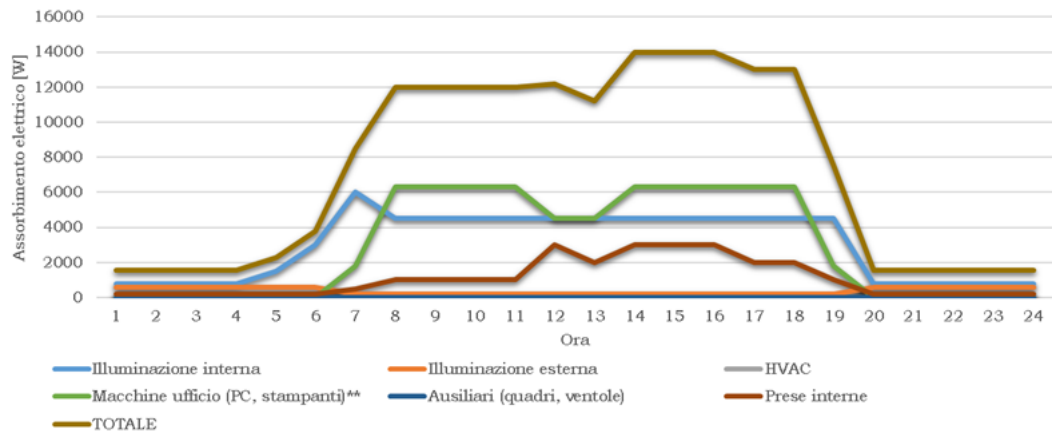
**Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno
FERIALE INVERNO senza pomeriggio**



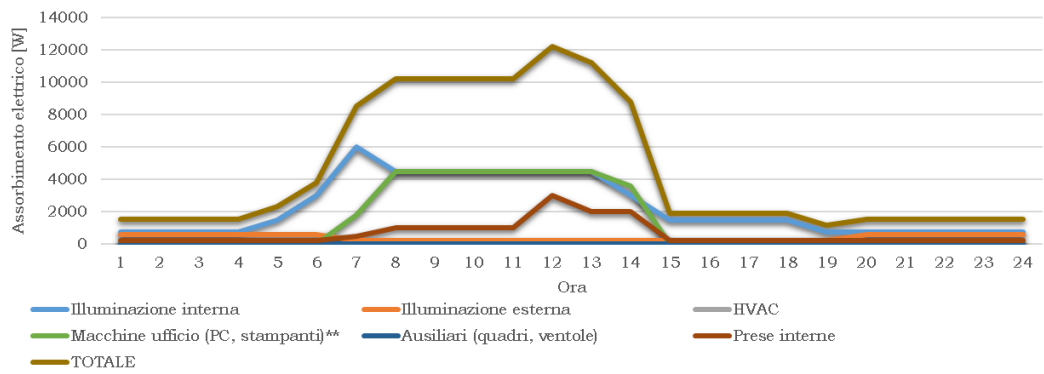
**Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno
FESTIVO INVERNALE**



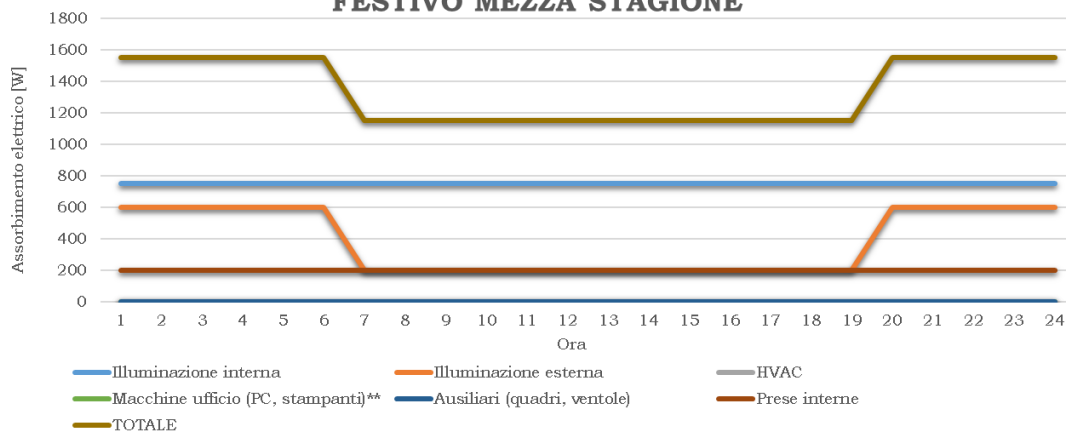
Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FERIALE MEZZA STAGIONE con pomeriggio



Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FERIALE MEZZA STAGIONE senza pomeriggio

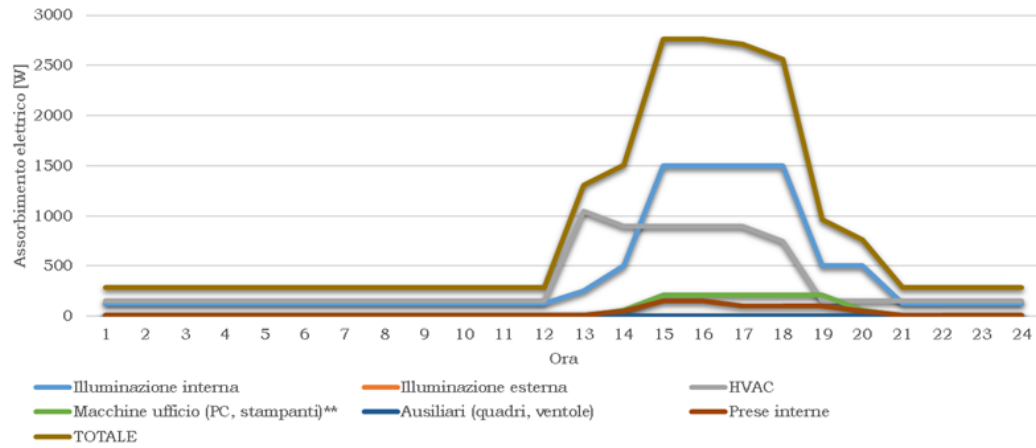


Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno FESTIVO MEZZA STAGIONE

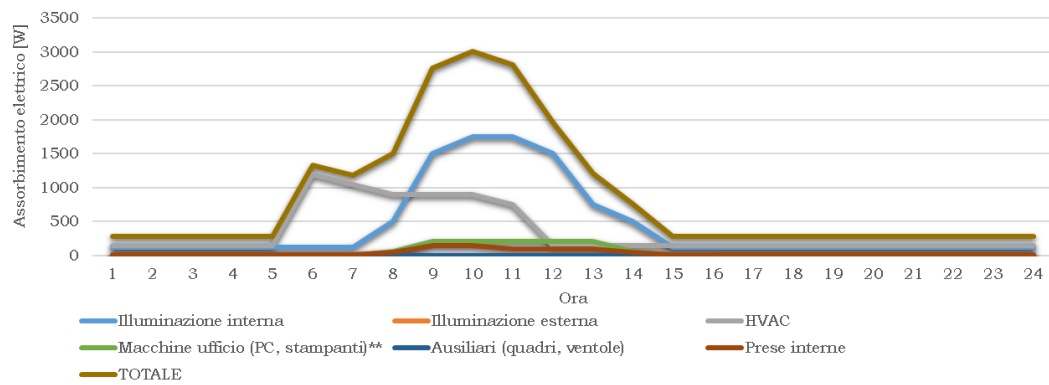


BIBLIOTECA

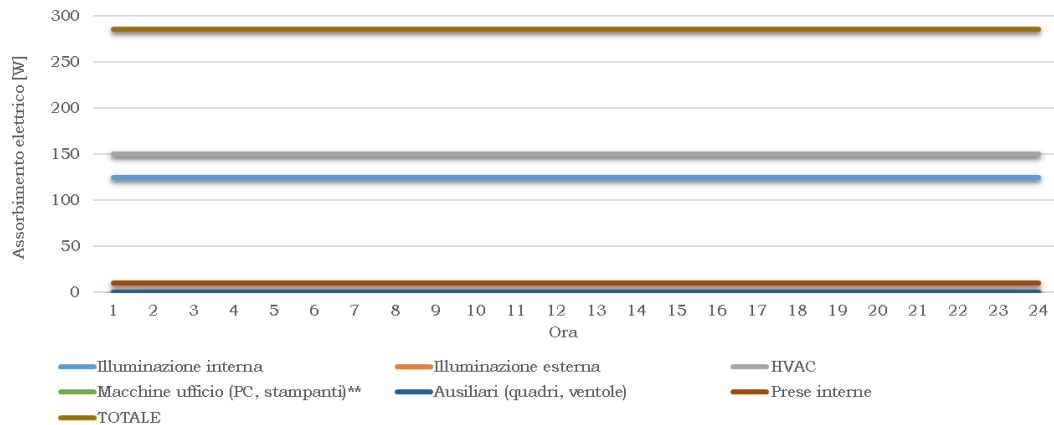
**Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno
FERIALE INVERNO POMERIGGIO**



**Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno
FERIALE INVERNO MATTINA**



**Distribuzione oraria assorbimenti elettrici per un giorno
FESTIVO INVERNALE**

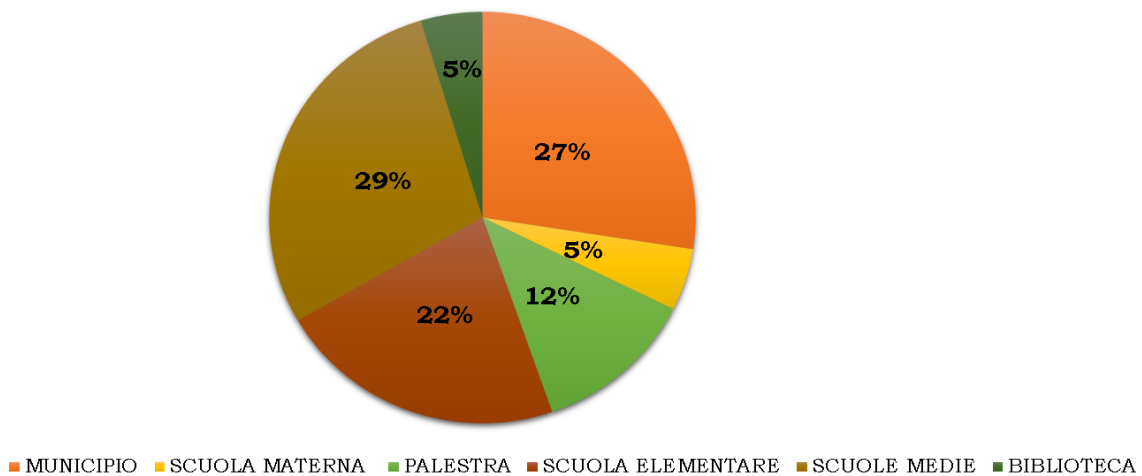


12.2 Bilancio energetico attuale del Caso Studio

Il consumo totale misurato nel caso studio è di 23,045 [MWh] per l'anno 2017 (periodo dal 1/01/2017 al 31/12/2017).

Il consumo di energia è per circa il 30% effettuato dalla sola scuola media per entrambe le forme di energia. Fattore che ribadisce la necessità di una valutazione energetica dell'edificio.

Distribuzione dei consumi elettrici dei sei edifici



Distribuzione dei consumi termici dei sei edifici

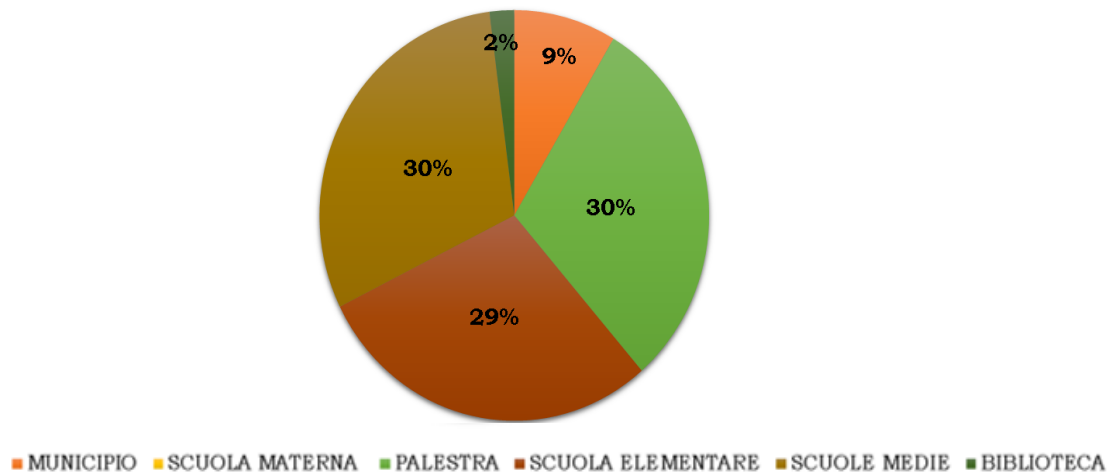


Figura 77 – Distribuzione delle richieste energetiche elettriche e termiche dei sei edifici selezionati. Elaborazione personale.

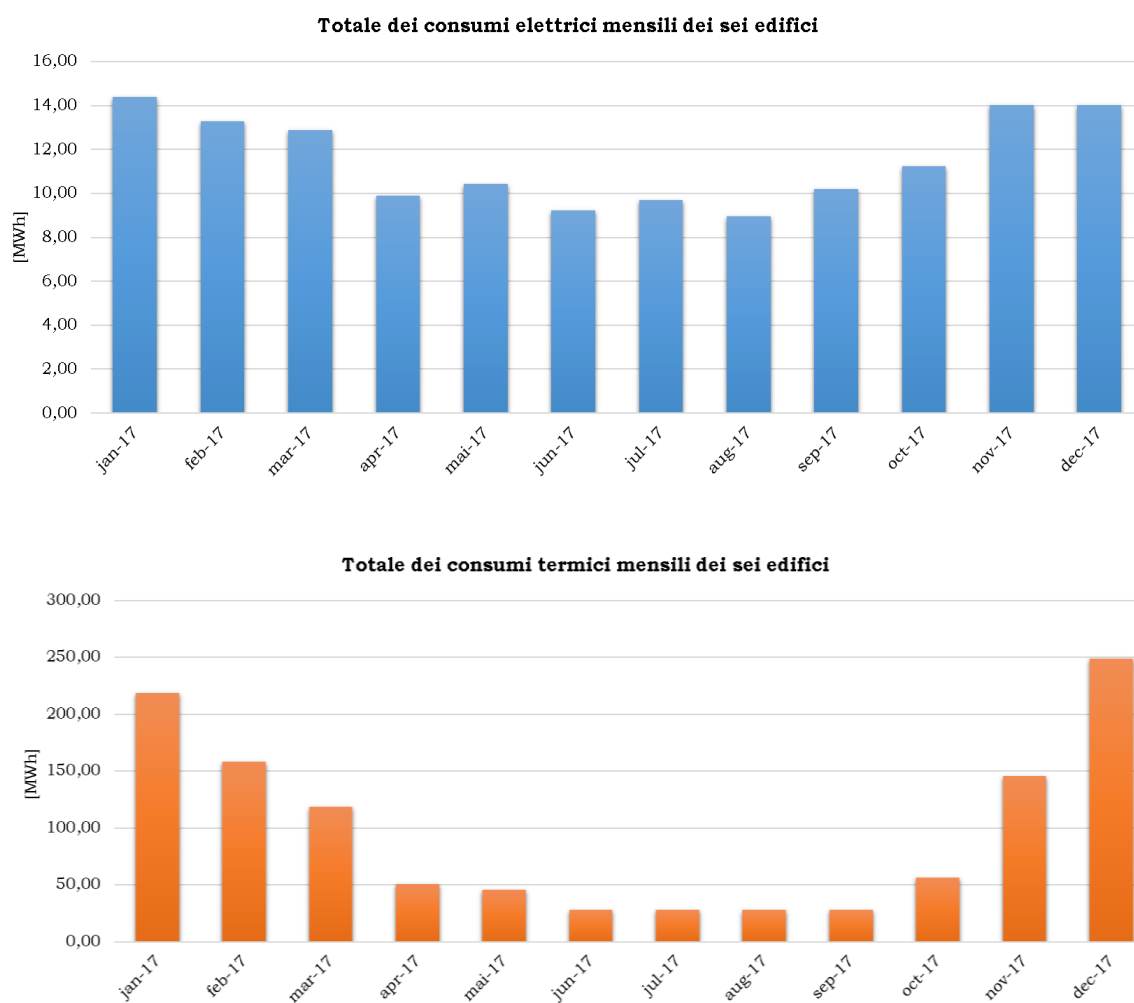


Figura 78 – Rappresentazione grafica dei consumi termici ed elettrici totali dell'anno 2017. Elaborazione personale.

12.3 Configurazione e disposizione dei pannelli fotovoltaici

I potenziali siti produttivi fotovoltaici individuati nell'area sono stati modellati in base alle superfici disponibili e al loro orientamento. All'inizio dello studio è stata effettuata la selezione tecnica dei tetti per la disposizione spaziale e numero di pannelli fotovoltaici, la previsione di produzione è stata simulata sulla base dei dati di irradiazione solare provenienti dalla fonte PV-GIS. Non c'è stata alcuna misurazione dell'irraggiamento sul posto.

In tutti gli scenari si parte dal presupposto che la produzione eccedentaria sia valutata economicamente, da qui l'obiettivo di avere un ottimo tra auto-consumo dell'elettricità prodotta ed eccesso.

I pannelli selezionati per lo scopo sono stati LG Neon, modello LG370Q1C-V5 perché altamente performanti ma allo stesso tempo non eccessivamente costosi.

Proprietà elettriche (STC³)

Modello		LG380Q1C-V5	LG375Q1C-V5	LG370Q1C-V5	LG365Q1C-V5
Potenza massima (Pmax)	[W]	380	375	370	365
Tensione MPP (Vmpp)	[V]	37,4	37,2	37,0	36,7
Corrente MPP (Impp)	[A]	10,17	10,09	10,01	9,95
Tensione a vuoto (Voc)	[V]	42,9	42,8	42,8	42,8
Corrente di corto circuito (Isc)	[A]	10,84	10,83	10,8	10,8
Rendimento del modulo	[%]	22,0	21,7	21,4	21,1
Temperatura di esercizio	[°C]	-40 ~ +90			
Massima tensione di sistema	[V]	1.000			
Corrente nominale per il fusibile di serie	[A]	20			
Tolleranza di potenza	[%]	0 ~ +3			

³) STC (Standard Test Condition): Irraggiamento 1.000W/m², temperatura del modulo 25°C, AM 1,5.

Figura 79 – Scheda tecnica dei pannelli FV scelti per l'analisi.⁴

Di seguito uno schema del processo metodologico applicato per il calcolo della producibilità elettrica dei pannelli scelti da PV-GIS.

⁴ https://www.vpsolar.com/download/catalog/Moduli/LG/NeON-R-Q1C-V5/Neon_R_LGxxxQ1C-V5_scheda_tecnica_IT.pdf

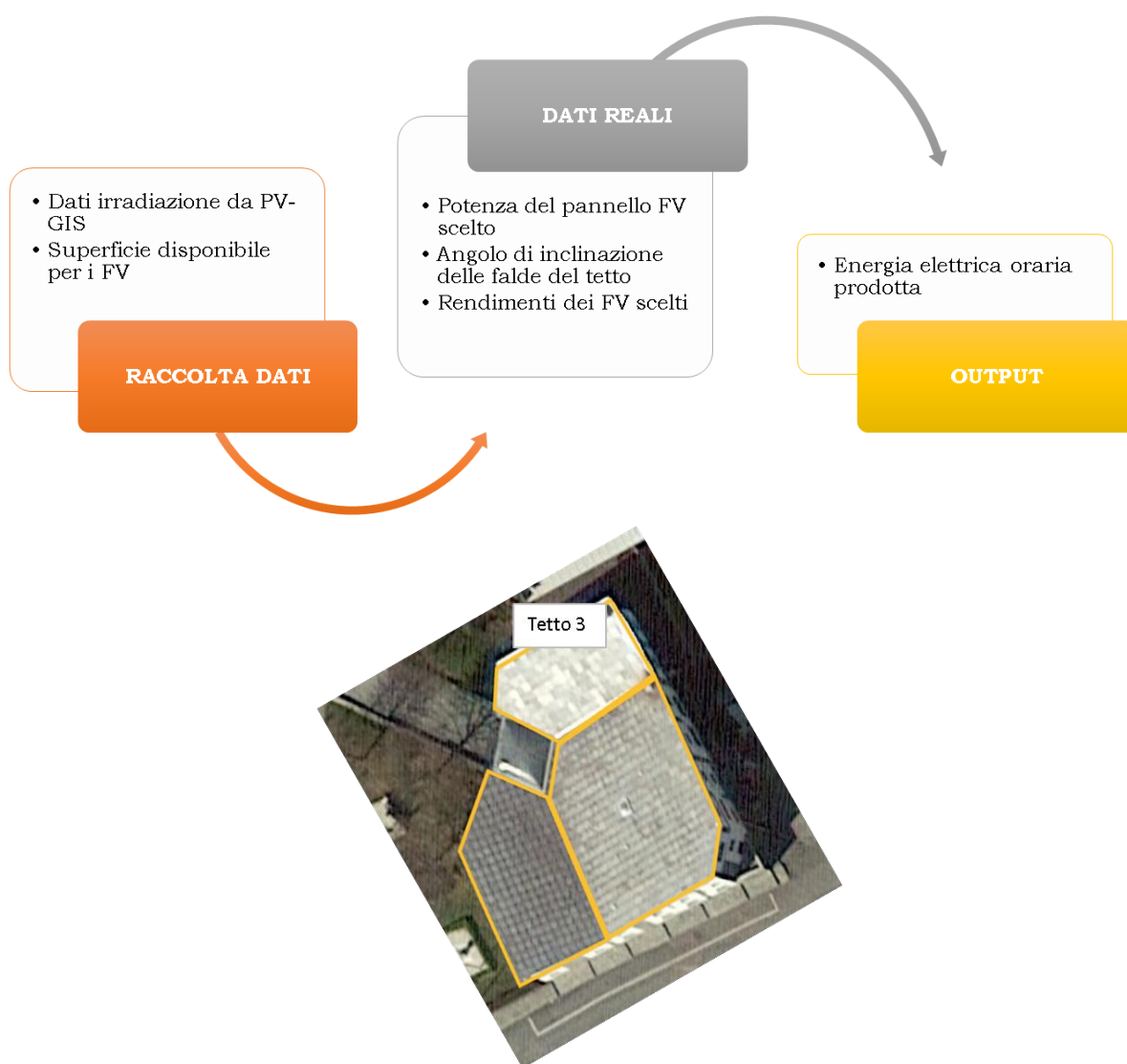


Figura 80 – Visualizzazione dei tetti esposti a sud del Municipio di Bagnolo e prescelti per il posizionamento dei pannelli FV.

Nel tetto del Municipio la falda esposta a sud ha un'area di 120 metri quadri che permette di inserire un massimo di 32 pannelli e una potenza di picco installata di 12,21 [kWp].



Figura 81 – Visualizzazione dei tetti esposti a sud della Scuola Materna di Bagnolo e prescelti per il posizionamento dei pannelli FV.

Nel tetto della Scuola Materna due sono le falde esposte a sud per un'area totale di 440 metri quadri (la lunghezza maggiore del Tetto 2 è di 40 metri) che permette di inserire un massimo di 150 pannelli e una potenza di picco installata di 56,61 [kWp].

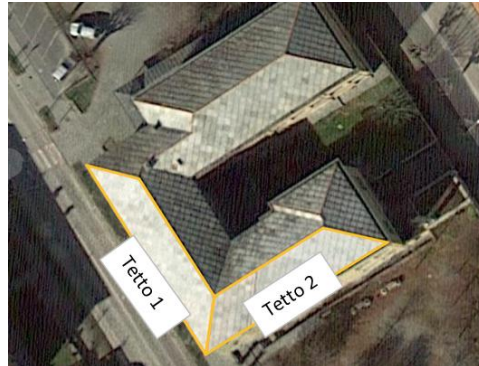


Figura 82 – Visualizzazione dei tetti esposti a sud della Palestra di Bagnolo e prescelti per il posizionamento dei pannelli FV.

Anche nel tetto della Palestra ci sono due falde esposte a sud per un'area totale di 300 metri quadri che permette di inserire un massimo di 69 pannelli e una potenza di picco installata di 25,16 kWp



Figura 83 – Visualizzazione dei tetti esposti a sud della Scuola Elementare di Bagnolo e prescelti per il posizionamento dei pannelli FV.

Il tetto della Scuola Elementare è divisibile in due unità simmetriche. Nell'unità già occupata dai pannelli non andremo ad intervenire e gli stessi calcoli non terranno conto della loro producibilità, in quanto non rientrerebbero nel piano di incentivi previsto dal GSE (sono stati installati prima del marzo 2020). La restante unità, proprio per la sua simmetria con la prima, ospiterà un numero uguale di pannelli per un totale di 80 pannelli e una potenza di picco installata di 59,20 kWp.

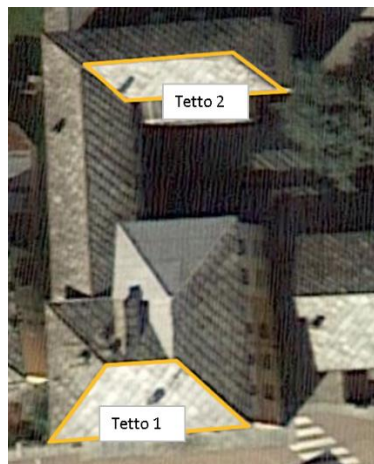


Figura 84 - Visualizzazione dei tetti esposti a sud della Scuola Media di Bagnolo e prescelti per il posizionamento dei pannelli FV.

Il tetto della Scuola Media ha riscontrato le problematiche maggiori proprio per la presenza di camini ed edifici adiacenti ombreggianti. Dei due tetti esposti a sud solo il 50% della superficie disponibile è stata considerata per

l'installazione dei FV, escludendo tutto il raggio d'ombra dei comignoli. Il risultato finale ha portato ad un totale di massimo 14 pannelli inseribili e una potenza di picco installata di 5,18 kWp.

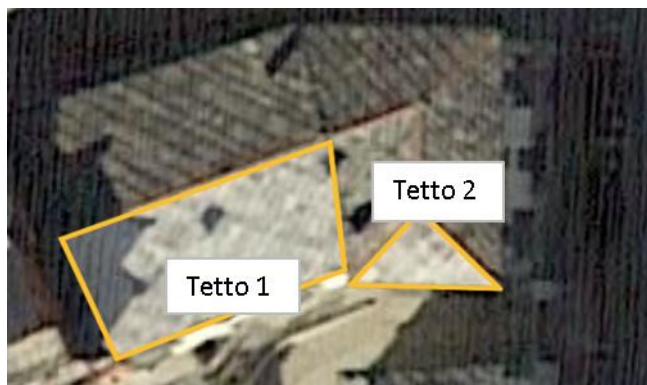


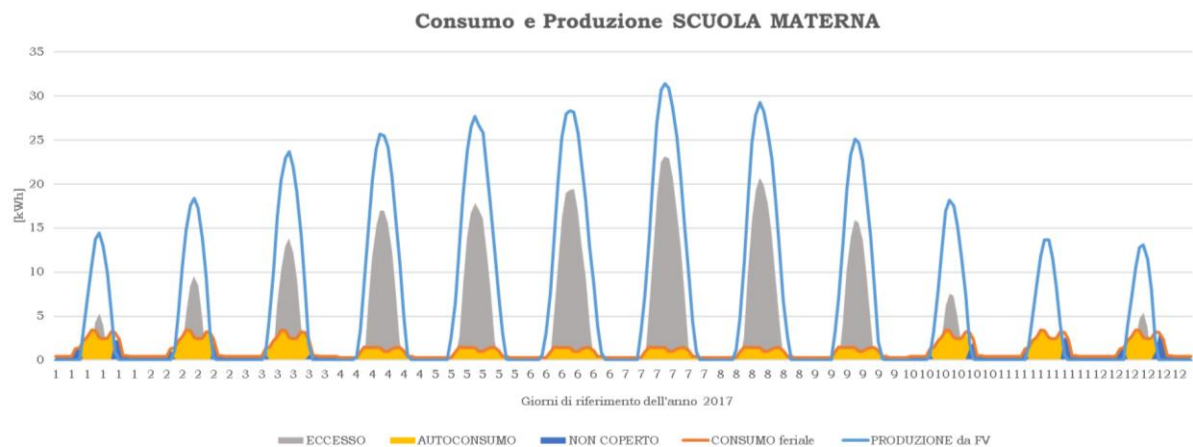
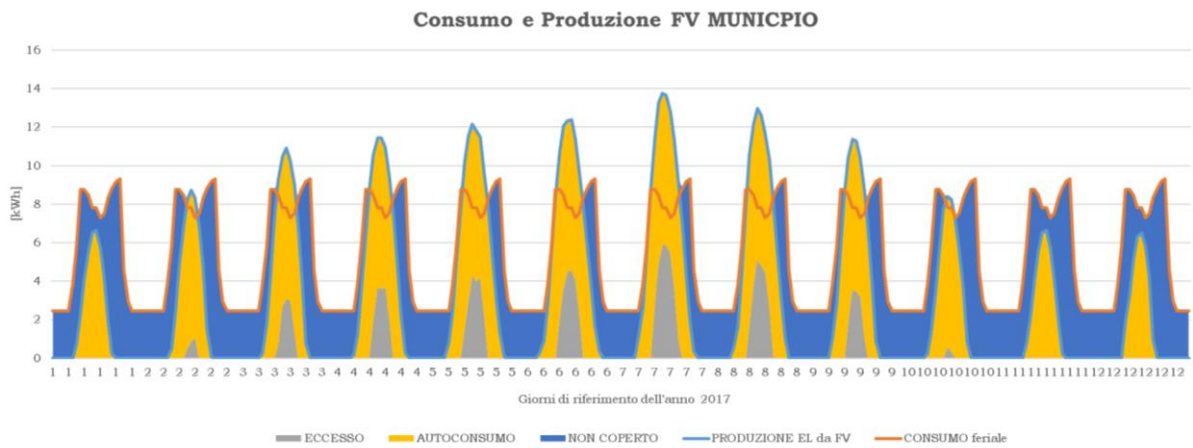
Figura 85 - Visualizzazione dei tetti esposti a sud della Biblioteca di Bagnolo e prescelti per il posizionamento dei pannelli FV.

La Biblioteca aveva di per sé poco spazio di copertura per eventuali FV, escludendo anche in questo caso le aree ombreggiate i pannelli che in linea di massima possono essere piazzati sono 7 per una potenza totale di picco pari a 2,59 kW.

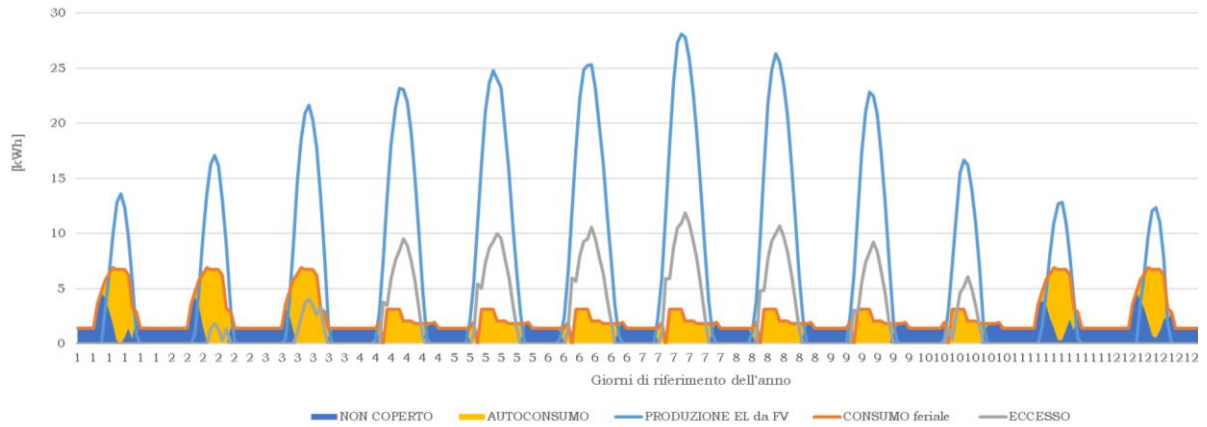
12.4 Profili di produzione elettrica e consumo a confronto per ciascun edificio

Dopo aver mostrato il consumo orario per un giorno tipo di ogni stagione e il calcolo della producibilità elettrica, si esaminerà di seguito il confronto tra i due dati. Lo scenario di ogni edificio viene presentato considerando i giorni tipo delle stime di Duffie-Beckman.

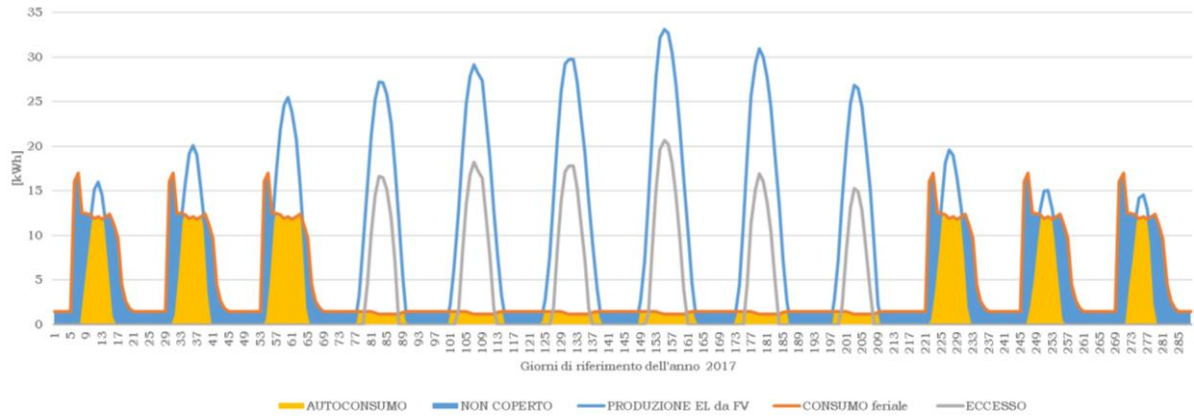
Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Giorno medio (Duffie, Beckman)	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10



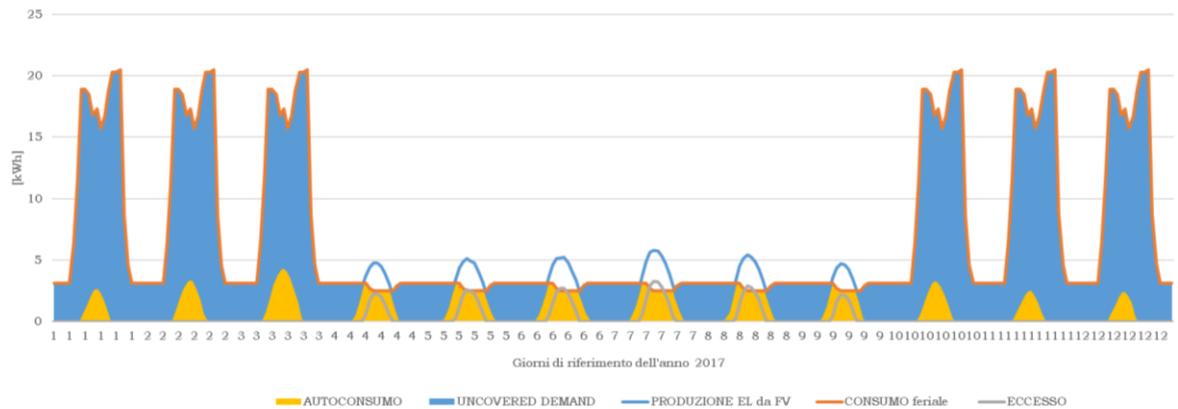
Consumo e Produzione PALESTRA

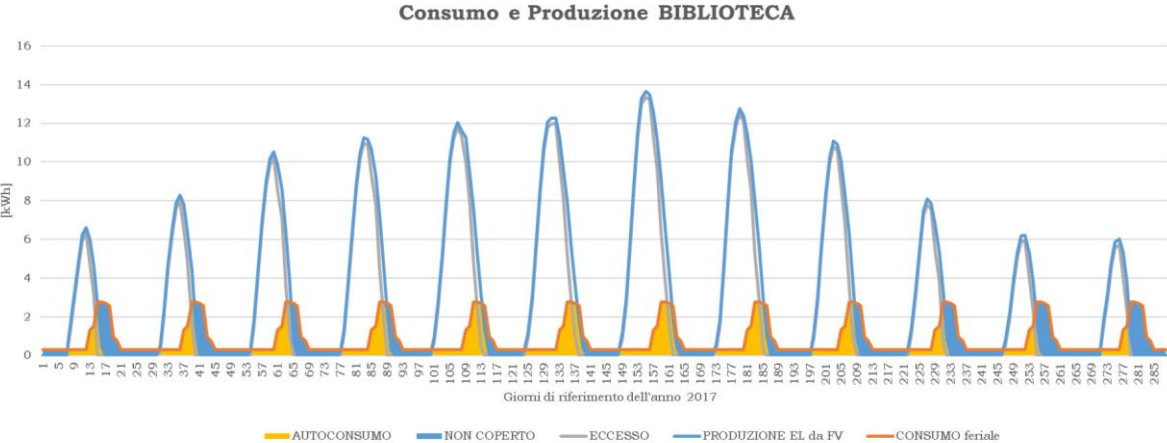


Consumo e Produzione SCUOLA ELEMENTARE



Consumo e Produzione SCUOLA MEDIA





Capitolo 13

13. Indicatori di performance degli scenari

Prima di concentrarsi sulle valutazioni degli scenari è bene capire quali siano i parametri o KPI (Key Performance Indicators) necessari per le loro corrette valutazioni. Quando si parla di parametri o output numerici si intende un mezzo che dia un'indicazione sulla qualità dello scenario. Ogni output è il risultato di una combinazione di specifici input, diversi per ogni scenografia. Dato che un singolo scenario non può essere descritto univocamente è bene raggruppare questi parametri secondo le aree tematiche di pertinenza. Le aree qui trattate sono: energetica, economica e sociale.

Riportando la mente sulla fenomenologia della sostenibilità, è bene ricordare che l'obiettivo di questi scenari è sia di trovare un ottimo tra tutti i KPI del caso ma soprattutto trovare quella configurazione che mantenga alto l'obiettivo, sentito forte in Europa, della sostenibilità.

Molti indicatori per scenari simili erano già stati sviluppati in letteratura ma data la totale novità e originalità delle CER in Italia, nessuno dei KPI trovati era adatto a questo contesto di misurazione e richiedevano modifiche.

Certezza è che la definizione degli indicatori può basarsi su due approcci: dall'alto verso il basso o dal basso verso l'alto. Gli indicatori dall'alto verso il basso sono creati attraverso processi politici e sono applicabili in processi decisionali a livello macro/nazionale, mentre gli indicatori definiti in un approccio dal basso verso l'alto tengono conto delle circostanze locali.

Il presente studio si concentra in particolare sulla valutazione della sostenibilità a livello locale, cioè sugli indicatori multidimensionali dal basso

verso l'alto. Si sottolinea l'importanza di questo passaggio. Non tutti sanno che prima dell'introduzione delle CER, la maggior parte dei sistemi di misurazione della sostenibilità in Italia erano sviluppati su processi dall'alto verso il basso. Questo approccio ha portato a forti dubbi sull'applicabilità di FER o simili a livello locale. Inoltre, senza aspettative ben definite per i benefici locali, la motivazione nell'investire nella raccolta dei dati e nel monitoraggio energetico era ben ostacolata (basta vedere che solo recentemente le aziende distributrici di energia si stanno adeguando nell'installare sistemi di misurazione più accurata).

Dunque, sotto questo spettacolo interpretativo della sostenibilità su base parametrica, si introducono le ipotesi effettuate ad oggi.

Si precisa che essere sotto un'ipotesi di scenario significa imporre una condizione al contorno ed elaborare il suo output energetico, economico o sociale.

Per il Caso Studio, la prima condizione al contorno necessaria è la **potenza installa** massima dei pannelli fotovoltaici in [kWp], senza questa base di partenza non si può quantificare il ritorno economico dell'investimento.

Seconda condizione al contorno è la capacità in [kWh] delle **batterie** di accumulo. Ogni sistema di pannelli FV può avvalersi di un sistema di accumulo energetico la cui funzione è ridistribuire alla rete di carico l'energia immagazzinata nei momenti di produzione. Si possono installare tante batterie di accumulo quanti sono gli edifici della CER (una per ciascun edificio) oppure imporre una batteria unica che aggrega e ridistribuisca le produzioni a tutti. La seconda soluzione è la soluzione adottata in questi scenari, tale soluzione ha dimostrato anche un'efficienza maggiore rispetto all'avere tante singole batterie.

Ultima condizione al contorno è la presenza o meno di un **cogeneratore** da 20 [kW] elettrici. Come sarà possibile notare, il carico elettrico notturno e altre perdite di rete, mantengono un livello costante di energia elettrica richiesta che non può essere coperto dalla produzione FER o dall'accumulo. Questa quota parte di elettricità può essere coperta dall'integrazione di un'altra FER che abbia una producibilità costante e continua. Queste caratteristiche sono riscontrabili in sistemi cogenerativi o idroelettrici. Non essendoci sorgenti fluviali con dislivelli importanti nelle vicinanze, la scelta è ricaduta sul sistema cogenerativo. La taglia da 20 [kW] elettrici verrà motivata nei prossimi capitoli ma dipende molto dalla quota di carico elettrico notturno. Inoltre, va ricordato, che essendo entro il contesto del progetto

locale GCS4L, la risorsa da biomassa locale deve essere valutata. Il piano forestale dello stesso progetto prevede come destinazione d'uso a scopi energetici una quota parte della legna limitrofa, motivazione aggiuntiva a sostegno dell'ipotesi di un cogeneratore.

Alla luce delle condizioni al contorno, il quadro generale può apparire più complesso di quanto non sembri.

Primo passo per districarsi dalla complessità concettuale è presentare la descrizione e la metodologia di calcolo di ciascun KPI. I KPI fin qui individuati sono stati **116**: 60 Indicatori Energetici, 52 Indicatori Economici e 4 Indicatori Sociali. Non verrà approfondita la caratteristica di ciascun KPI ma si discuterà di un sottogruppo, ossia il sottogruppo dei soli fattori valutativi agli scenari selezionati.

Questo risultato mostra che la quantità di indicatori rilevanti per valutare la sostenibilità ecologica e sociale delle CER è ampia ma deve essere ridimensionata alla situazione politica, geografica e temporale di analisi. Gli obiettivi e gli scenari che ne risulterebbero sarebbero diversissimi.

Per meglio capire con quale approccio siano stati scelti alcuni KPI piuttosto che altri lo si vede dalla Figura 85. L'economia e la domanda di energia sono strettamente legate. La domanda di energia influisce sull'economia degli utenti CER che vedono aumentare il loro prezzo in bolletta. Attraverso la produzione da FER e la distribuzione intelligente di energia, questa quota può ridursi. D'altro canto, introdurre impianti FER (siano essi FV o cogeneratori) vuol dire avviare un processo di produzione e smaltimento (ciclo di vita) che genera a sua volta emissioni da CO₂, quello che bisogna verificare se a parità di impianti installati e di consumo energetico si hanno meno emissioni tra lo stato attuale o il nuovo.

Direttamente connesso alle emissioni è la componente economica, più impianti FER si vogliono installare più risorse e finanziamenti bisogna investire.

A tutto ciò si aggiunge l'aspetto politico locale che tiene conto dei piani LIFE stipulati ma anche delle esigenze lavorative della popolazione locale.

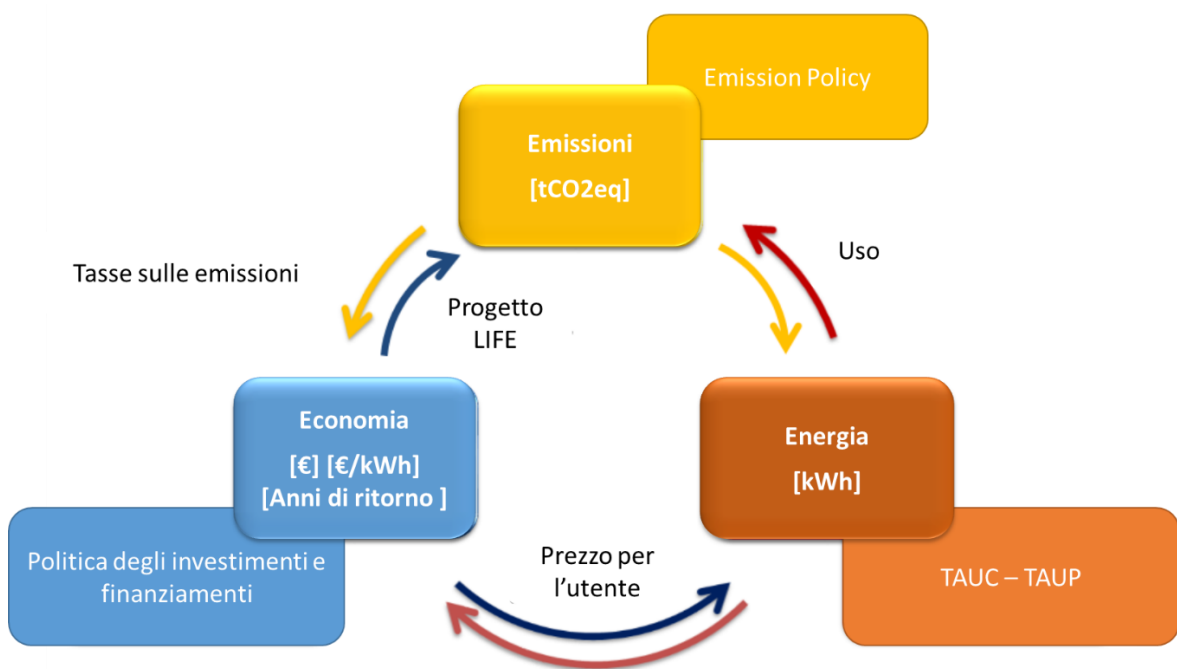


Figura 86 – Schema relazionale dei KPI e dell'influenza tra le dimensioni economiche, ambientali ed energetiche. Elaborazione personale.

Per maggiori informazioni sui restanti KPI, si rimanda ad appendice.

13.1 Indicatori energetici e ambientali

Gli indicatori energetici sono un insieme di indicatori atti a definire in percentuali l'effettiva efficienza di un sistema CER.

- **Consumo**

Considerando un generico utente, è la quota di energia elettrica richiesta a prescindere dal modo con cui viene fornita. Il suo valore viene calcolato tramite modelli o strumenti di misura o bollette.

- **Produzione**

Considerando un generico impianto FER, è la quota di energia prodotta in totale a prescindere se sia connesso o meno ad un utente. Si può calcolare con strumentazione o per vie teoriche.

- **Autoconsumo**

Considerando un generico impianto FER e un rispettivo utente, è la quota di energia prodotta dall'impianto che viene immediatamente consumata dall'utente,

Se non si hanno batterie di accumulo, questa quota viene prelevata solo dall'impianto; altrimenti può essere prelevata dal sistema di accumulo a cui è connesso. In entrambi i casi, questa quota di energia non va ad incidere sulla bolletta e viene retribuita dagli incentivi. È obiettivo dell'analisi massimizzare questa quota e ottimizzare i ritorni economici.

- **Eccesso**

Considerando un generico impianto FER e un rispettivo utente, è la quota di energia prodotta dall'impianto che non viene immediatamente consumata dall'utente.

Se non si hanno batterie di accumulo, questa quota viene ceduta alla rete nazionale; altrimenti va a caricare il sistema di accumulo a cui è connesso.

- **Non coperto**

Considerando un generico impianto FER e un rispettivo utente, è la quota di energia consumata dall'utente che non viene coperta dall'energia prodotta dall'impianto.

Se non si hanno batterie di accumulo, questa quota viene prelevata dalla rete nazionale e caricata in bolletta; altrimenti viene prelevata dal sistema di accumulo a cui è connesso

- **TAsso di AUtoConsumo (TAUC) o SCI (Self Consumption Index)**

È un tasso introdotto dalla normativa. La sua soglia deve essere almeno del 70% ed è necessaria per classificare una CE come Rinnovabile. Una CER per essere tale deve consumare almeno il 70% della quota di energia prodotta dai suoi sistemi rinnovabili. La produzione consumata istantaneamente in loco è definita come **autoconsumo**.

$$TAUC = \frac{\text{Energia Autoconsumata [kWh]}}{\text{Energia Prodotta [kWh]}}$$

- **TAsso di AUtoProduzione o SSI (Self Sufficiency Index)**

È un tasso che indica l'indipendenza energetica di una CER, più il suo valore è alto più la comunità risulta "indipendente", È il risultato del rapporto tra energia autoconsumata dagli utenti e la quantità di energia consumata in effettivo da essi (per semplicità il consumo attuale).

$$TAUP = \frac{\text{Energia Autoconsumata [kWh]}}{\text{Energia Consumata [kWh]}}$$

NB: Quando siamo in presenza di batteria, all'autoconsumo va aggiunta la quota di energia stoccata nella batteria.

- **TAsso di Copertura (TAC)**

In questo caso il tasso indica quanta richiesta elettrica potrebbe coprire l'impianto installato. Nasce dal rapporto tra energia prodotta totale dalla FER e l'energia consumata.

$$TAC = \frac{\text{Energia Prodotta [kWh]}}{\text{Energia Consumata [kWh]}}$$

Più il suo valore è alto più il sistema installato è sovradimensionato. Il rapporto non guarda i valori di autoconsumo, prendendo da solo questa percentuale si rischierebbe di inviare in rete troppa energia in eccesso.

- **Emissioni di CO2**

Considerando l'installazione di un impianto FER e un rispettivo utente, possiamo stimare le emissioni tramite i parametri introdotti nel Capitolo 8. Distinte cioè tra emissioni con metodo LCA o IPCC. Esse saranno proporzionali alla quota di energia prodotta dall'impianto FER e la quota non coperta che deve essere sopperita con metodo tradizionale.

- **Riduzione delle emissioni**

È un valore percentuale nato dal rapporto tra emissioni di CO2 sotto lo scenario proposto e le emissioni di CO2 sotto lo scenario attuale.

$$\text{Riduzione delle emissioni} = \frac{\text{Emissioni CO2}_{\text{Scenario}_x} [\text{tCO2eq}]}{\text{Emissioni CO2}_{\text{Scenario}_0} [\text{tCO2eq}]}$$

13.2 Indicatori economici

Questi indicatori serviranno a capire il ritorno economico degli incentivi per le CER, i risparmi e gli investimenti fatti.

- Vendita Energia Eccesso (VEE)

Considerando un impianto FER e un rispettivo utente, è il guadagno ricavato dalla cessione in rete dell'energia in eccesso. L'energia ceduta in rete viene retribuita (secondo norme GSE) da una tariffa di Ritiro Dedicato per le CER il cui valore viene disciplinato dalla delibera ARERA 280/07, che equivale al Prezzo Zonale Orario (PO). Il PO è il prezzo che si forma sul mercato elettrico e varia in base all'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto.

Nel nostro caso i dati del PO sono stati riferiti all'anno 2017 e sono stati considerati pari al Prezzo Unico Nazionale (PUN). I valori del PUN sono stati scaricati dal sito ufficiale del GME⁵.

$$VEE \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] = \left(\text{Prezzo Zonale Orario} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \right) * \text{Energia immessa in rete [kWh]}$$

- Costo Energia Non Coperta (CENC)

Considerando un impianto FER e un rispettivo utente, è il costo in bolletta dell'effettiva energia prelevata dalla rete. Dipende dal tipo di contratto di fornitura e varia in base alla potenza installata disponibile.

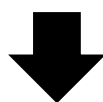
$$CENC \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] = \text{Prezzo medio energia in bolletta} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * \text{Energia Non Coperta [kWh]}$$

NB: Per precisare cosa avviene in bolletta, l'energia che non viene richiesta dal Sistema Paese non viene pagata ed in compenso questo atteggiamento virtuoso verso la rete elettrica viene retribuito.

Possiamo schematizzare il processo secondo le seguenti immagini.

⁵ <https://www.mercatoelettrico.org/It/download/DatiStorici.aspx>

	COSTI		CLIENTI VINCOLATI	CLIENTI IDONEI
SERVIZI DI VENDITA	ENERGIA (materia prima)	vendita	COV (copertura oneri di vendita) CCA/PED (copertura costi di acquisto)	prezzo libero GROSSISTI (maggiorazione) (corrispettivi) AEEG
		generazione		
		perdite		
	DISPACCIAMENTO (regolazione di sistema)	dispacciamento		
		perequazione		
SERVIZI DI RETE	TRASPORTO (uso delle reti)	trasmissione	TRAS opzioni tariffarie di distribuzione MIS	
		distribuzione		
		misura		
IM.	ONERI DI SISTEMA	componenti	A _{SOS} , A _{RIM} , UC3, UC6	
	TASSAZIONE	imposte	accise, IVA	



		COSTI		CLIENTI VINCOLATI	CLIENTI IDONEI
SERVIZI DI VENDITA	ENERGIA (materia prima)	vendita	COV (copertura oneri di vendita)	CCA/PED (copertura costi di acquisto)	COSTI DI GESTIONE DELLA CER
		generazione			
		perdite			
	DISPACCIAMENTO (regolazione di sistema)	dispacciamento			
		perequazione			AEEG
SERVIZI DI RETE	TRASPORTO (uso delle reti)	trasmissione	RETRIBUITO DAGLI INCENTIVI		
		distribuzione			
		misura	MIS		
IM.	ONERI DI SISTEMA	componenti	A _{SOS} , A _{RIM} , UC3, UC6		
	TASSAZIONE	imposte	accise, IVA		

Figura 87 – Schema riassuntivo delle modifiche sull'assetto economico della bolletta elettrica in una CER. Elaborazione personale sulla base di documenti didattici del Politecnico.

- Incentivo Energia Condivisa (IEC)

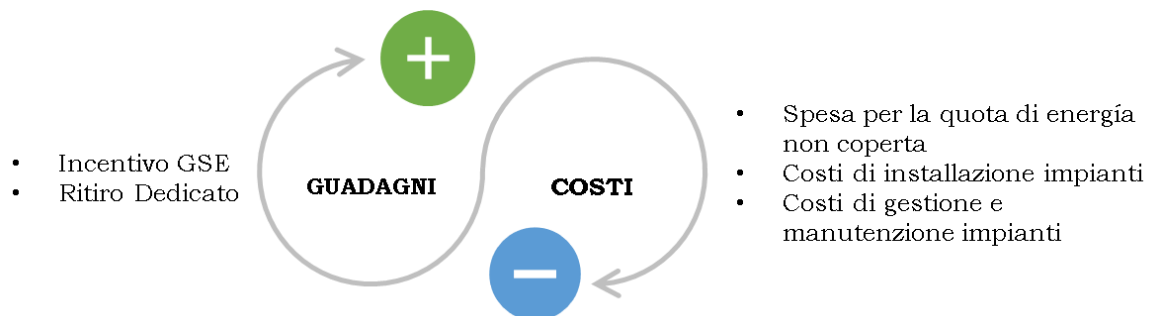
Per la quota di energia autoconsumata dagli utenti di una CER è prevista una retribuzione GSE pari a 118,22 [€/MWh]. Nei calcoli questa cifra, proprio per la sua dipendenza a variabili dipendenti dal mercato elettrico, viene approssimata a 119 [€/MWh].

$$IEC = Tariffa\ dell'incentivo\ GSE \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right] * Energia\ Autoconsumata\ [kWh]$$

- Costo del kWh

Questo indicatore incide sull'effettivo risparmio in bolletta degli utenti di una CER. Allo stato attuale tutte le strutture di Bagnolo Piemonte pagano in bolletta circa 195 [c€/kWh], compreso di imposte ed IVA. Dopo gli interventi di riqualificazione energetica e l'installazione di impianti rinnovabili autoctoni, tale quota al kWh deve diminuire.

Il bilancio in bolletta vede i seguenti guadagni e costi:



Il bilancio economico di tutti questi valori divisi per energia consumata totale darà il valore del [€/kWh] e quindi ci permette di quantificare un risparmio in bolletta.

$$Costo\ del\ kWh \left[\frac{\text{€}}{kWh * anno} \right] = \frac{Bilancio\ Economico \left[\frac{\text{€}}{anno} \right]}{Energia\ Consumata\ [kWh]}$$

- **Tasso interno di Redditività (TIR) o Internal Rate of Return (IRR)**

Il TIR o IRR serve a calcolare i profitti di un investimento come percentuale del costo originale. In altre parole, mostra quanto sia efficiente ogni euro investito per l'impianto in percentuale.

Detto questo, il suo calcolo è dato dal rapporto tra l'investimento iniziale e il guadagno che si ricava ogni anno da questo investimento.

Nel caso della CER, non abbiamo mai un vero e proprio guadagno netto all'anno, abbiamo una spesa dell'energia che sarà sicuramente minore rispetto il costo attuale in bolletta. Questo Delta di costi è il nostro "guadagno" annuale.

$$TIR [\%] = \frac{Investimento\ Iniziale\ [€]}{\Delta_{risparmio}}$$

- **Simple Pay Back Time (SPB)**

Il Simple Pay back Time indica in quanti anni netti abbiamo il ritorno economico dell'investimento iniziale. Il fatto che sia "simple" significa che la stima sugli anni futuri viene effettuata senza considerare tassi di inflazione o di sconto. Il suo valore è il più ottimista del Pay Back Periodo (PPB) e dà interpretazione immediata del valore del capitale investito, tuttavia non tiene conto della redditività dell'investimento nell'arco dell'intera vita utile o tecnica dello stesso.

$$SPB [anni] = \frac{Investimento\ Iniziale\ [€]}{Bilanci\ Economico\ \left[\frac{€}{anno}\right]}$$

- **Pay Back Period (PPB)**

Il Pay Back Period indica, come il Simple Pay Back, il ritorno in anni del nostro investimento ma considera l'inflazione monetaria negli anni e i tassi di sconto. La Tasso di Riferimento usato per verificare i flussi di cassa scontati è posto pari al 2%.

$$Tasso\ di\ Sconto = \sum_{k=0}^N \frac{Anno_k}{(1 + Interesse)^k}$$

$$\text{Flusso Scontato} \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] = IRR \left[\frac{\text{€}}{\text{Anno}} \right] * \text{Tasso di Sconto}$$

$$PPB [\text{anni}] = \frac{\text{Investimento Iniziale} [\text{€}]}{\text{Flusso Scontato} \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right]}$$

13.3 Indicatori sociali

Gli indicatori sociali saranno importanti per quantificare in euro l'effettivo valore aggiunto all'economia locale dal momento in cui si investono capitali su risorse che siano FV o centrali di cogenerazione. Oltre al valore aggiunto è importante quantificare anche il numero di posti di lavoro locale che si vanno a creare.

Le stime considerano la Relazione sulla Situazione Energetica Nazionale del 2019. Uno degli obiettivi di questo lavoro è stato di presentare una metodologia che quantifica le ricadute occupazionali ed economiche delle FER. Basata su dati ISTAT in 63 settori di attività, il GSE ha valutato in questo modo, non il numero di addetti, ma il numero di Unità Lavorative Annuali (ULA) che si sviluppato nell'introdurre FER in una località. Una ULA indica la quantità di lavoro prestato in un anno da una persona fisica a tempo pieno o parziale e consente di stimare la quantità di lavoro, direttamente o indirettamente correlata al fenomeno osservato (es. installazione o esercizio di impianti).

Va ribadito che questo valore di ULA può cambiare di anno in anno a seconda del PIL interno. Un minor valore di ULA non significa una diminuzione di "posti di lavoro" nel settore, ma ad una minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di manutenzione di un certo anno.⁶

I valori di output stimati al 2019 sono presentati come segue.

6

https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2019.pdf

Tecnologia	Investimenti	Spese O&M	Valore Aggiunto	Occupati temporanei	Occupati permanenti
	(€)	(€)	(€)	(ULA)	(ULA)
Fotovoltaico	835000000	379000000	670000000	5.392	5.952
Eolico	571000000	325000000	522000000	3.954	3.763
Idroelettrico	104000000	1.048.000.000	844000000	927	11.850
Biogas	74000000	549000000	469000000	692	6.085
Biomasse solide	12000000	605000000	273000000	115	3.767
Bioliquidi	n.a.	509000000	115000000	4	1.627
Geotermoelettrico	n.a.	59000000	44000000	n.a.	607
Solare termico (naturale + forzato)	102000000	33000000	79000000	878	356
Stufe e termocamini a pellet	383000000	870000000	264000000	3.893	2.608
Stufe e termocamini a legna	261000000	1.841.000.000	1.301.000.000	3.241	15.737
Pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermiche)	2.265.000.000	2.811.000.000	3.061.000.000	18.765	9.382

Nel caso specifico di Bagnolo Piemonte si applicherà una relazione proporzionale agli investimenti fatti.

Valore aggiunto locale [€]

$$= \frac{\text{Investimento FER locale [€]}}{\text{Investimento FER del GSE [€]}} * \text{Valore aggiunto FER del GSE [€]}$$

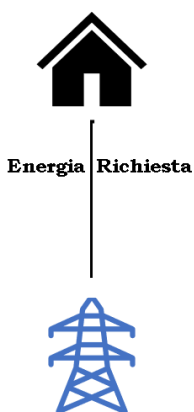
$$ULA_{tot} locale = \frac{\text{Investimento FER locale [€]}}{\text{Investimento FER del GSE [€]}} * (ULA_{temporali} GSE + ULA_{permanenti} GSE)$$

Capitolo 14

14. Analisi di scenario

Giunti nella parte più applicativa dell'estratto, dopo aver decodificato tutti gli indicatori più importanti e l'ambiente di lavoro possiamo andare a simulare la CER di "Bagnolo Piemonte".

14.1 Scenario attuale



Lo scenario attuale o **SCENARIO 0** vede i sei edifici comunali privi di pannelli FV. Tutta l'energia richiesta viene fornita esclusivamente dalla rete.

Non è uno scenario conveniente su tutti i fronti, dalle emissioni al costo al kWh dell'energia.

	SCENARIO 0
	0% FV
Pot installata [kWh]	0
Produzione FV [kWh/anno]	0
Consumo [kWh/anno]	138418,31
Autoconsumo [kWh/anno]	0
Eccesso [kWh/anno]	0
Energia Non Coperta [kWh/anno]	138522,26
Riduzione Emissioni CO2 (LCA)	0%
Costo al kWh	0,195
Spese [€/anno]	26988,25
Ricavi [€/anno]	0

Figura 88 – Schema di consumo dello Scenario 0. Elaborazione personale.

14.2 Scenario con fotovoltaici senza/con batteria

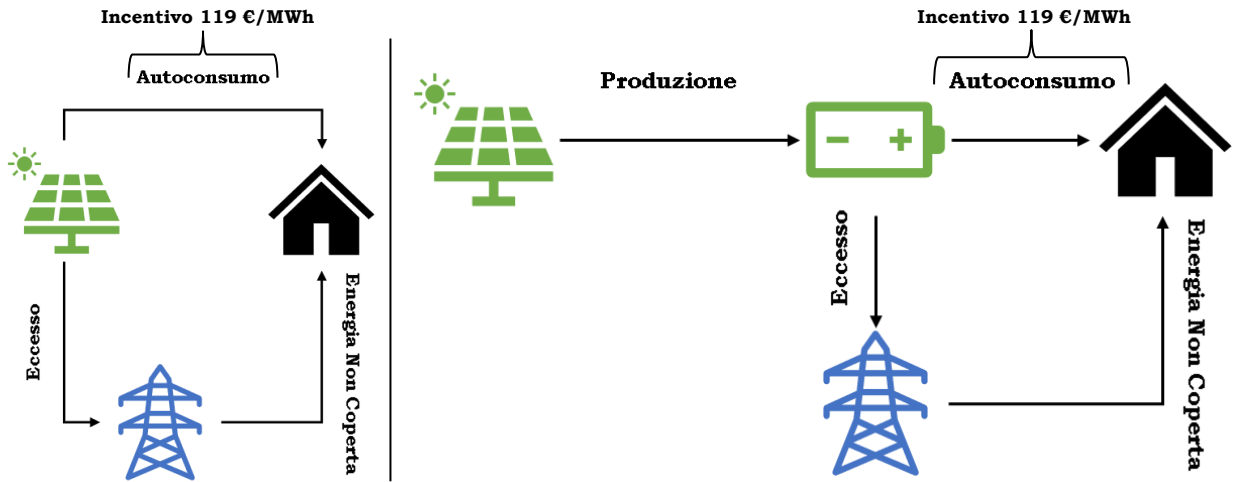


Figura 89 – Schema dei flussi elettrici degli scenari che vedono solo pannelli FV ed eventuali batterie. Elaborazione personale.

Le due tipologie di scenario sono state studiate a seconda del grado di TAUC e TAUP (SCI e SSI) previsto.

Bisogna specificare che le stime per i costi energetici sono stati i seguenti:

- Costo attuale dell'energia elettrica in bolletta (compreso di imposte ed IVA) per gli edifici comunali è di 0,195 [€/kWh];
- Le spese inerenti agli impianti FV sono l'installazione e la manutenzione annua. L'installazione è stata valutata circa 1000 [€/kWp] e comprende l'acquisto dei pannelli LG Neon LG370Q1C-V5, i cablaggi e le strutture di fissaggio al tetto. La manutenzione è posta pari al 2% dell'investimento iniziale e comprende un 70% di costi di manodopera e un 30% di costi per eventuali ricambi e apparecchi.
- I ricavi sono quelli dovuti dal GSE e presi secondo quanto dichiarato dal documento delle Regole Tecniche del GSE di dicembre 2020.
- Il costo al kWh in bolletta è stato valutato come:

$$\left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = \frac{\text{Bilancio economico annuo} \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right]}{\text{Consumo annuo} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{anno}} \right]} + \frac{\text{Investimento} [\text{€}]}{\left(\text{Producibilità elettrica dei FV} \left[\frac{\text{kWh}}{20 \text{ anni}} \right] \right)^*}$$

*(in presenza di batterie si è stimata anche la quota di energia stoccata su 8000 cicli di scarico e carico)

SCENARIO 1: denominato "Full FV" mira a studiare l'effetto della massima produzione fotovoltaica sui tetti del centro del paese (100% delle superfici disponibili per le installazioni) tenendo conto dei vincoli tecnici di costruzione (telai, collegamento, ecc.). In questo caso, è ideale stimare quanto consumo locale si riuscirebbe a coprire dalla produzione e valutarne allo stesso tempo i ricavi ottenibili.

Si nota come questo scenario sia sfavorevole perché il TAUC (SCI) risulta più basso del 25% per una TAC superiore del 100%

SCENARIO 2: L'idea del secondo scenario non è stata più di concentrarsi sulla superficie dei pannelli solari, ma di raggiungere un tasso soddisfacente di autoconsumo, ossia almeno superiore alla soglia prevista dalle norme di 70% di TAUC. Per questo motivo, un'aliquota proprio pari al 70% è stata presa come punto di partenza. Per raggiungere questo tasso è necessario coprire almeno il 41% della superficie disponibile degli edifici.

Fornendo quasi 60 MWh di energia, con una capacità fotovoltaica di 53 kWp, l'impianto potrebbe coprire il 43% del consumo annuo di elettricità.

SCENARIO 3: Il terzo scenario rimane sulla stessa logica del secondo scenario. Fissato un obiettivo di autoconsumo ottimale da raggiungere, seguono le valutazioni sulle dimensioni impiantistiche e costi connessi.

Questa volta l'asticella limite del TAUC da raggiungere è posta pari a 80%. Tale obiettivo è raggiungibile installando pannelli FV per una potenza di picco pari a 30 kWp e generando una produzione elettrica annua di circa 43 MWh. Inizia, tuttavia, ad abbassarsi il tasso di "indipendenza" energetica. Se già dal secondo scenario avevamo un'indipendenza del 30% adesso arriviamo ad un TAUP del 25%.

SCENARIO 4: Il quarto scenario è simile al terzo, l'unica variante è che l'obiettivo di TAUC da raggiungere è stato fissato superiore all'80%. Più aumenta il valore il TAUC, più diminuisce la potenza di picco FV da installare. In questa fase l'asticella limite si è fermata ad un valore di TAUC del 90% e l'installazione necessaria per questo obiettivo è di circa 25 kWp di FV. Grande svantaggio energetico che si verifica al diminuire della potenza di picco dei FV è la forte dipendenza energetica dalla rete. Sebbene siamo entro i termini normativi previsti per costituire una CER, non converrebbe (energeticamente parlando) sottodimensionare un impianto. La dipendenza dalla rete e i costi

di manutenzione sarebbero molto superiori rispetto alla quota di autoconsumo effettivo e ai ricavi annui.

Negli scenari seguenti, oltre agli impianti FV, sono state introdotte le batterie di accumulo. Sono state selezionate batterie agli ioni di Litio (LiFePO₄) con rendimento del 90% e con un range di funzionamento tra il 10% e il 90%.

SCENARIO 5: Questo scenario considera, partendo dalla configurazione dallo Scenario 3, l'effetto di una batteria connessa al sito di produzione e la cui missione principale è quella di immagazzinare tutta la produzione solare in eccesso per aumentare il tasso di auto-consumo e ridurre a zero le iniezioni sulla rete. Questa scelta estrema di calcolo è stata scelta per verificare, in termini di costi e ricavi, se conviene immagazzinare tutta l'energia prodotta durante l'estate per un riutilizzo invernale.

Per tale scopo è necessario installare una batteria che abbia una capacità di almeno 210 kWh. In termini pratici, questa installazione avrebbe dimensioni e costi spropositati. Infatti, ne risulta dalle analisi che, nonostante l'eccesso da FV sia nullo, l'utente CER andrebbe a pagare in bolletta l'88% in più di spese rispetto lo stato attuale.

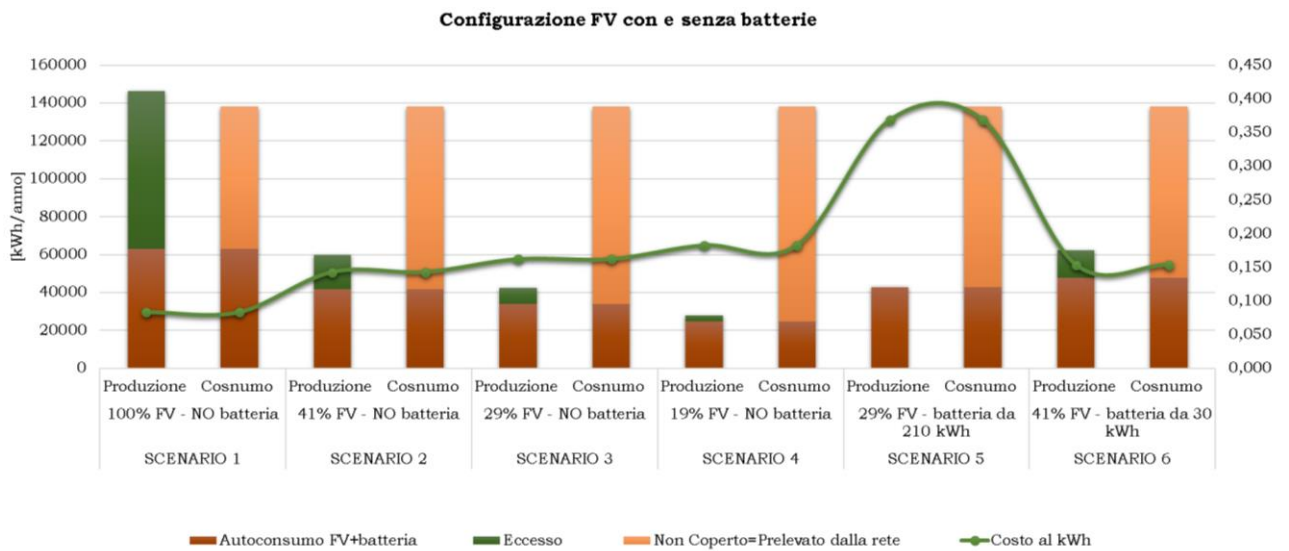
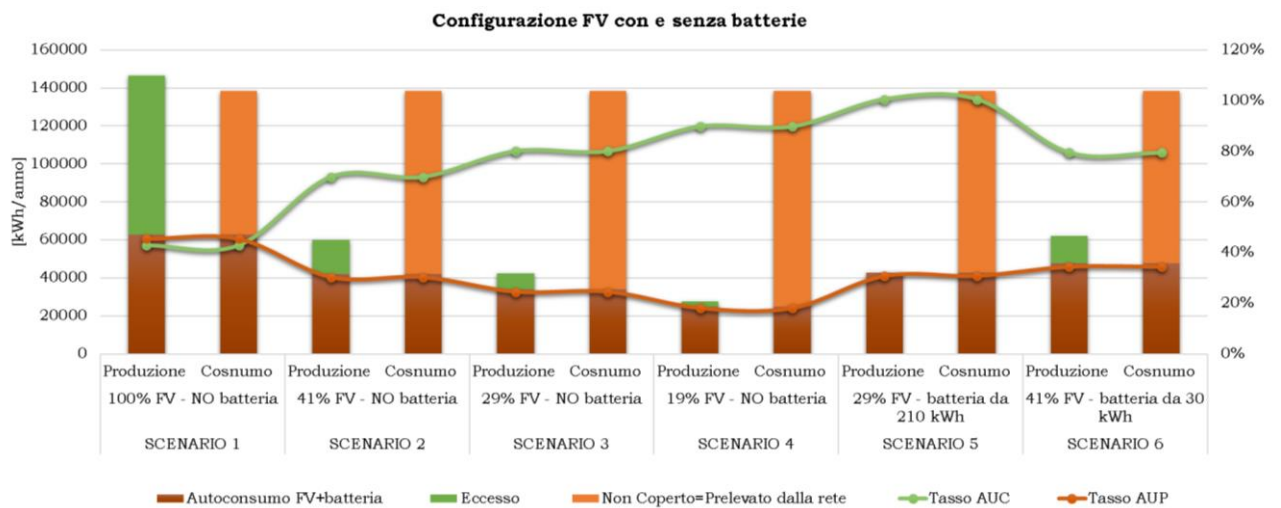
SCENARIO 6: Il sesto scenario vuole considerare la possibilità di una batteria di accumulo nella configurazione globale che sia anche fattibile in termini pratici. Diversamente dal precedente scenario l'obiettivo non è di dimensionare la batteria a seconda della quota energetica in eccesso ma considerare solo il TAUC. Quindi, per ottenere un TAUC di almeno 80%, partendo dallo Scenario 2 con TAUC=70%, la capacità minima che la batteria deve avere è di 30 kWh. Questa configurazione ottimale ci consente di aumentare il nostro tasso di indipendenza energetica passando dal 30% al 34% ma aumentano leggermente i costi di installazione.

Il costo di una batteria al Litio efficiente (prevista del rispettivo inverter) comporta costi di acquisto tra 800-1000 [€/kWh].

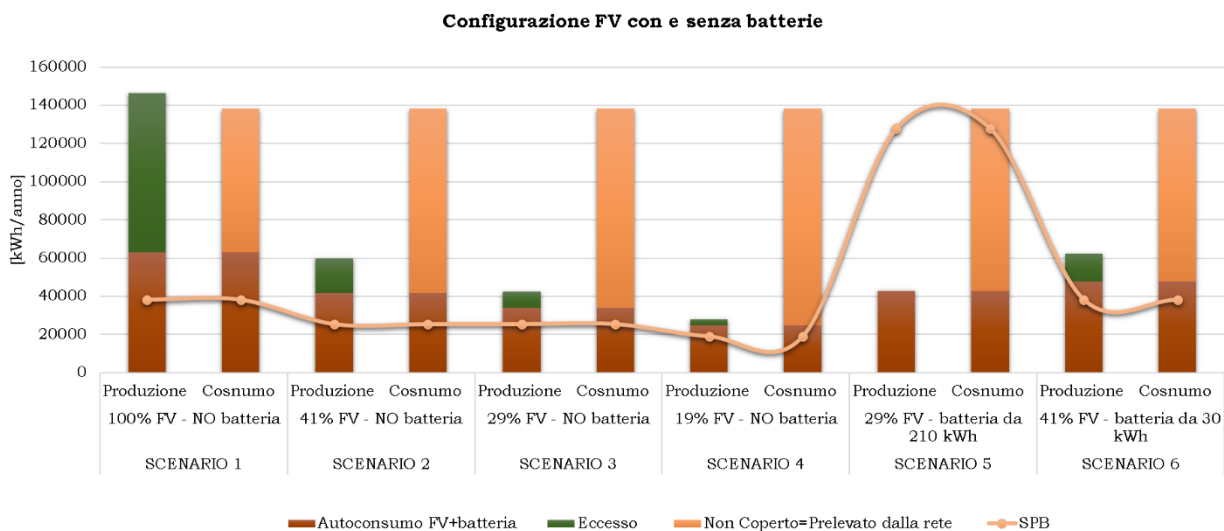
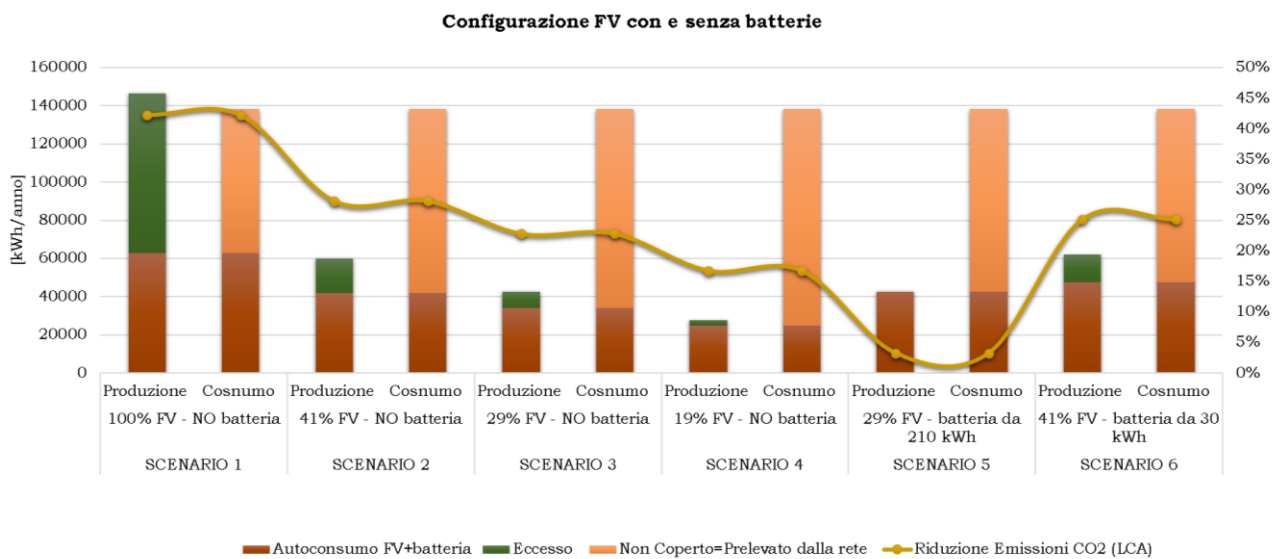
Di seguito possiamo vedere i primi confronti fra i sei scenari.

	SCENARIO 1	SCENARIO 2	SCENARIO 3	SCENARIO 4	SCENARIO 5	SCEN 6
	100% FV - NO batteria	41% FV - NO batteria	29% FV - NO batteria	19% FV - NO batteria	29% FV - batteria da 210 kWh	41% batter 30 k
Batteria [kWh]	0	0	0	0	210	
Pot installata [kWp]	131,35	53,85	38,09	24,96	38,09	
Produzione FV [kWh/anno]	146478,78	60056,30	42478,84	27830,97	50977,01	635
Consumo [kWh/anno]	138418,31	138418,31	138418,31	138418,31	138418,31	1384
Autoconsumo FV [kWh/anno]	62946,72	41937,83	33955,21	24944,07	33955,21	419
Autoconsumo FV+batteria [kWh/anno]	62946,72	41937,83	33955,21	24944,07	42683,23	476
Eccesso [kWh/anno]	83532,06	18118,47	8523,64	2886,90	0,00	145
Energia Non Coperta [kWh/Anno]	75471,59	96480,48	104463,10	113474,24	95725,93	907
Tasso AUC	43%	70%	80%	90%	100%	
Tasso AUP	45%	30%	25%	18%	31%	
Tasso di copertura	106%	43%	31%	20%	37%	
Costo impianto [€]	131350,00	53853,50	38091,50	24956,50	248091,50	838
Risparmio [€/anno]	21163,69	12926,87	10277,73	7449,69	12641,49	145
Riduzione Emissioni CO2 (LCA)	42%	28%	23%	17%	3%	
Costo al kWh	0,083	0,143	0,162	0,182	0,369	
Risparmio in bolletta	57,28%	26,76%	16,95%	6,47%	-88,98%	2
Spese [€/anno]	17342,15	19888,46	21129,64	22623,89	19426,10	187
Ricavi [€/anno]	11517,59	5827,07	4419,11	3085,33	5079,33	63
SPB [anni]	6	4	4	3	20	

Analisi di scenario



Analisi di scenario



14.3 Scenario con cogeneratore da 20 kW combinato a fotovoltaico

Dalle analisi degli scenari precedenti, è emerso che l'indipendenza energetica ottimale non raggiunge mai un valore superiore al 45% . Questa limitatezza energetica sorge dal fatto che la fonte solare in sé comporti una limitatezza nella produzione, soprattutto di notte.

Parte degli edifici del caso studio sono provvisti di sistemi di stand-by e luci esterne che prevedono un consumo notturno costante. Tale consumo non può essere totalmente soddisfatto dalle batterie di accumulo in quanto non conveniente economicamente.

Si è visto dalle analisi orarie che il consumo fisso notturno si mantiene costante sia d'inverno che d'estate ad un valore di 8 [kWh].

Come fonte rinnovabile che potesse contribuire alla richiesta energetica locale si è ipotizzato ad un cogeneratore (come specificato precedentemente).

I micro-cogeneratori a biomassa esistenti in commercio vanno da un minimo di 20 [kW] elettrici. Scegliere un cogeneratore da 8 [kW] elettrici significherebbe considerare dei costi di investimento esorbitanti. La ragione principale che ha escluso l'opzione di un micro-cogeneratore inferiore a 20 [kW] elettrici è il costo. La costruzione di prototipi ad hoc per questa tipologia di applicazioni non è competitiva rispetto l'offerta di mercato. Inoltre, investire delle risorse economiche per un prototipo così piccolo vuol dire investire in un sistema energetico autoctono che può fornire energia solo agli edifici in esame. La CER è un sistema che può evolversi e aggiungere adesioni da più utenti anche in tempi futuri. Sovradimensionare leggermente il cogeneratore sarebbe utile per consentire l'entrata delle vicine abitazioni residenziali e favorire lo stoccaggio della biomassa raccolta dal progetto GCS4L.

Di seguito l'immagine della richiesta energetica oraria degli edifici.

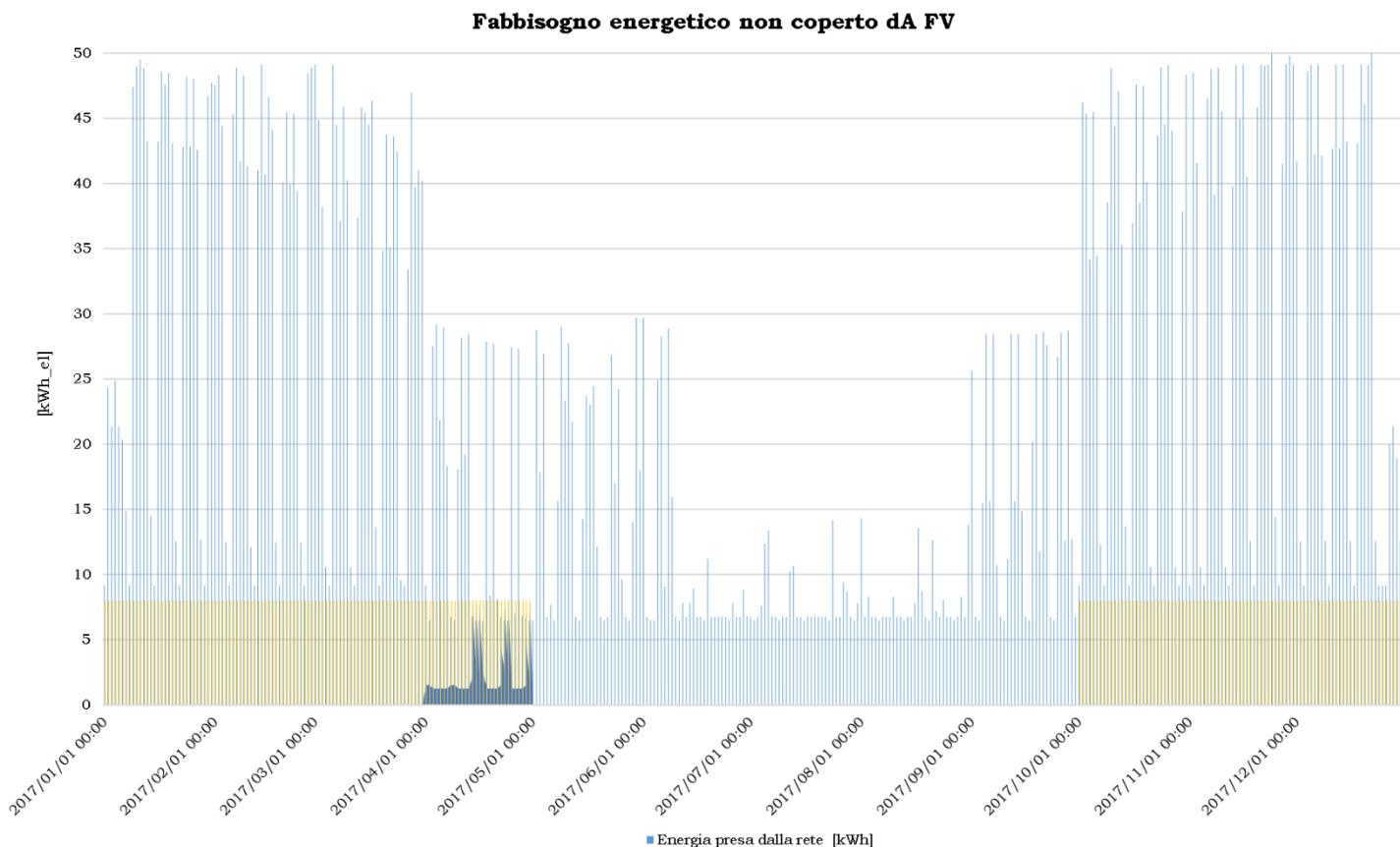


Figura 90 – Rappresentazione della richiesta elettrica oraria nell'anno 2017 dai sei edifici. È evidenziata la costante di fabbisogno da 8 [kW] elettrici per l'intero anno. Elaborazione personale.

Il cogeneratore scelto per questa seconda parte di ipotesi è un cogeneratore (piro-gassificatore a biomassa legnosa) da 20 [kW] elettrici e 40 [kW] termici della CMD S.p.a.: modello ECO20x.

ECO20x è il nome che designa un sistema di microgenerazione o CHP (Combined Heat & Power System) a biomassa, capace di produrre simultaneamente energia elettrica e termica attraverso un processo combinato di combustione degli scarti legnosi (piro-gassificazione).

La biomassa viene inserita all'interno della macchina tramite una tramoggia. La piro-gassificazione è ottenuta mediante il riscaldamento della biomassa (da 300°C fino a 900°C) per produrre una miscela di combustibile gassoso (syngas) costituita essenzialmente da CO, H₂ e CH₄.

Il syngas, prima di essere miscelato con l'aria necessaria a creare la miscela aria/combustibile da inviare al motore, deve subire un processo di raffreddamento, filtraggio e pulizia. Solo dopo questo processo, la miscela aria-combustibile viene inviata al motore a combustione interna in assetto cogenerativo.

L'albero motore del cogeneratore, collegato ad un alternatore sincrono, è in grado di produrre 20 [kW] (valore di picco). Il sistema di recupero termico dell'impianto, consente di ottenere fino a 40 [kW] di potenza termica (valore di picco) sfruttando il calore contenuto nel liquido di raffreddamento del motore e quello rilasciato dai gas di scarico.

Per la pezzatura del lego necessario si fa riferimento alle specifiche della norma UNI/TS 11264. Il cippato deve appartenere alla classe A1 con contenuto idrico tra il 10% e il 30%.

Un parametro fondamentale per il dimensionamento del serbatoio di stoccaggio, il quale va realizzato in funzione del consumo orario del sistema, risulta essere la densità stearica [kg/msr] del cippato di legno. La densità stearica, oltre ad essere dipendente dalla pezzatura, influenzando sugli spazi vuoti tra le particelle del cippato, dipende strettamente dalla specie legnosa e dal contenuto di umidità.

La scheda tecnica è mostrata come segue:

Dati generali impianto	
Taglia nominale elettrica = 20 [kWe]	
Taglia nominale termica = 40 [kWt]	
$\eta_{el} \text{ ECO20}_{medio} = (20[kWe]/87.70[kWt]) \times 100 = 22.8 \%$	
$\eta_{th} \text{ ECO20}_{medio} = (46.74[kWt]/87.70[kWt]) \times 100 = 53.3 \%$	
$\eta_{globale} \text{ ECO20}_{medio} = \eta_{el} \text{ ECO20}_{medio} + \eta_{th} \text{ ECO20}_{medio} = 22.8 \% + 53.3 \% = 76.1\% *$	
* Nella valutazione di $\eta_{globale} \text{ ECO20}_{medio}$, non è stato considerato il contributo della potenza termica per essiccazione _{media} pari 3.76 [kW _t], in quanto nel calcolo CAR, il calore utilizzato per la preparazione della carica di combustibile e comunque tutto il calore finalizzato alla produzione di energia dell'impianto di cogenerazione non costituisce calore utile (così come definito dalle <i>Linee guida sulla CAR alla sezione 2.3 pag. 60</i>).	

Figura 91 – Dalla Brochure di ECO20x, sono presentati i dati generali di rendimento.



Figura 92 – Dalla brochure di ECO20x. Sono contabilizzati al dettaglio gli input del sistema di piro-gassificazione.

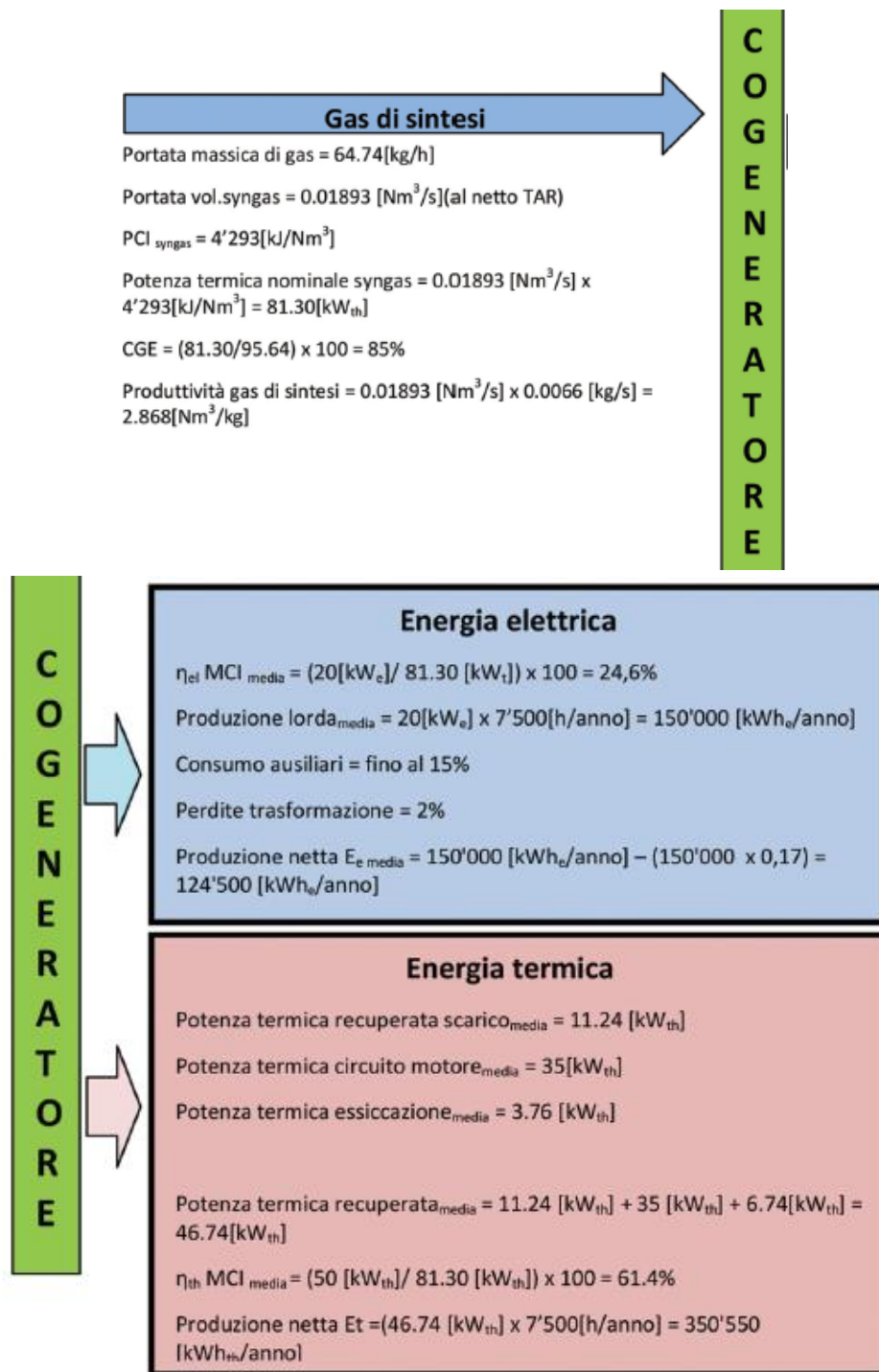


Figura 93 – Dalla brochure di ECO20x. Sono presentati gli output del piro-gassificatore e quindi gli input del cogeneratore. A sua volta sono dettagliati anche gli output del cogeneratore.

Il costo di tale impianto rimane intorno a una cifra di 160.000 euro. Considerando la struttura di contenimento e un piccolo sistema di essiccazione della biomassa umida, il costo totale dell'impianto arriva a raggiungere il prezzo di 250.000 euro.

Altre stime sui costi afferenti al cogeneratore sono; il costo dell'acquisto della biomassa umida (G40/G50) di classe A1 che localmente ha un prezzo di 80 [euro/tonnellata]; il costo di manutenzione e il costo di un operatore part-time che supervisioni l'impianto. Il valore annuo di quest'ultime ammonta ad una cifra pari al 3% del costo d'impianto.

A tutti i costi vanno aggiunti i costi già calcolati per l'impianto FV stimato ad ogni scenario.

Va tenuto conto che per lo scenario con cogeneratore i calcoli dei consumi annoverano il consumo aggiuntivo di una settima struttura. Viene introdotta nella richiesta energetica oraria il fabbisogno elettrico dell'illuminazione pubblica di Piazza San Pietro.

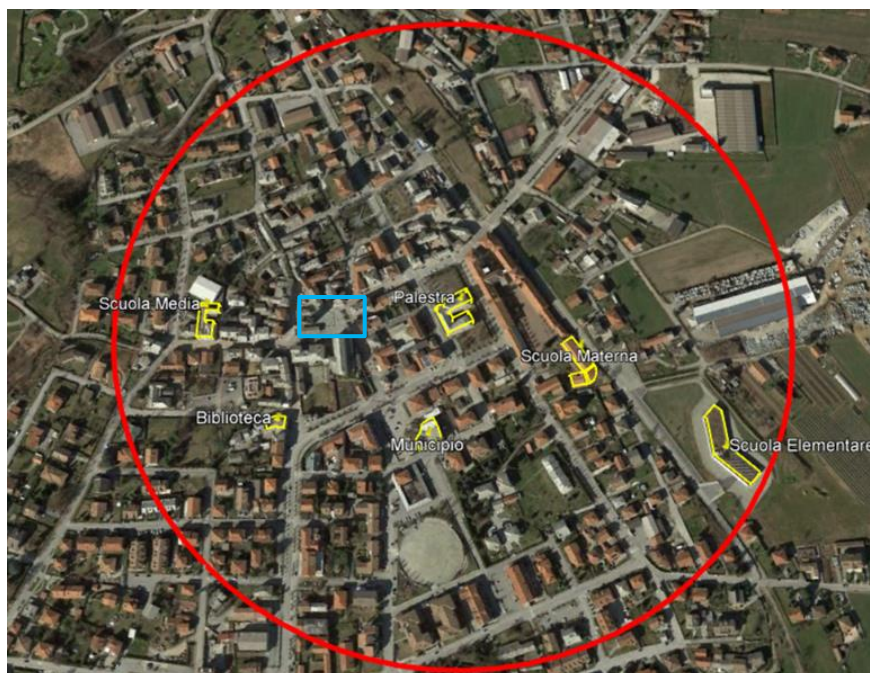


Figura 94 – Immagine satellitare della settima struttura di consumo elettrico per la CER Bagnolo, considerata solo in presenza del cogeneratore. È l'illuminazione pubblica affacciata su Piazza San Pietro ed è evidenziata in azzurro. Elaborazione personale dal programma Google Earth Pro.

La piazza richiede per la sua illuminazione annua un fabbisogno elettrico di 31.509 [kWh/anno], dato che la stima delle luci della piazza sono a cottimo per il distributore locale è stato imposto un funzionamento di sette ore al giorno con consumo orario di 9,60 [kWh].

Il cogeneratore entrerà in funzione dal primo settembre di ogni anno fino al 15 giugno dell'anno successivo, coprendo quindi tutta la stagione invernale e parte della stagione primaverile successiva. Il totale delle ore di funzionamento così stabilite sono 6.912 ore e una produzione totale annua di energia elettrica di 114.722,60 [kWh/anno] e produzione termica di 276.480,00 [kWh/anno].

Punto importante da dichiarare in questa fase ipotetica sono le spese annuali fisse. Tutta la produzione termica viene utilizzata in quota parte (3,76 [kWh]) per essiccare 2 [msr/giorno] di biomassa umida, la restante parte termica viene dissipata in ambiente. Dato che una dissipazione termica non può essere contemplata sotto i vincoli ambientali in cui si pone il Caso Studio, successivamente verranno trattati quattro possibili scenari per un recupero ottimale dell'energia termica e della sua influenza sulla dimensione economica.

Il diagramma che segue esemplifica quanto descritto.

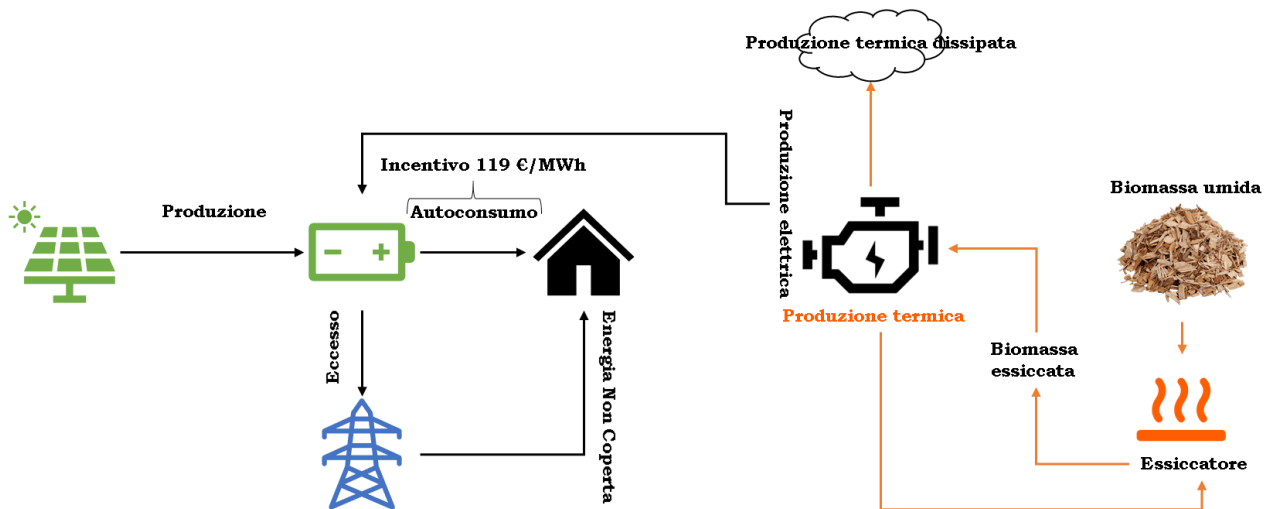


Figura 95 – Rappresentazione dei flussi elettrici e termici degli scenari che vedono in funzione pannelli FV, eventuali batterie e il cogeneratore ECO20x. In rosso sono presentati i flussi termici che si adottano per questo primo set di calcoli. Elaborazione personale.

Sulla base di queste condizioni di funzionamento possiamo introdurre i sette scenari studiati.

SCENARIO 7: Come nello Scenario 1, le ipotesi qui selezionate vedono l'installazione contemporanea del cogeneratore ECO20x e lo sfruttamento al 100% delle superfici disponibili per i FV. Questa scelta è stata effettuata per verificare se il TAUC, in presenza di una generazione rinnovabile costante potesse aumentare il suo valore. In effetti, il valore di autoconsumo aumenta ma fino al 52%, valore troppo basso per classificare la CER secondo le normative vigenti. In compenso lo stacco di indipendenza energetica è forte e si arriva ad un valore di ben 80%.

SCENARIO 8: Come nel caso degli scenari con solo FV, sono stati previsti degli obiettivi di TAUC ottimali da raggiungere al fine di sfruttare al meglio le installazioni FER locali. Iniziando, come nello Scenario 2, da un TAUC = 70%, si conferma che la potenza di picco da FV da installare risulta di 65,6 kWp. La produzione totale annua di energia elettrica da FV + CHP risulta essere 187961,98 [kWh/anno], generando cioè una copertura del fabbisogno elettrico del 111%. Anche in fatto di riduzione delle emissioni vediamo un valore molto elevato, intorno al 53% e in bolletta lo sconto ammonterebbe a circa il 32%. Sembrerebbe lo scenario migliore, ma verificando le nuove configurazioni andremo a scegliere con più ponderazione l'ottimo.

SCENARIO 9: Come per lo Scenario 4, è stato imposto un TAUC pari all' 80%. La potenza da FV da installare va a dimezzarsi rispetto lo Scenario precedente, infatti si dovrebbero installare almeno 35,46 kWp di FV. La loro produzione annuale, congiunta alla produzione del CHP, soddisferebbe il 91% delle esigenze energetiche. Al diminuire della potenza dei FV installati, va a diminuire anche la percentuale di sconto in bolletta per gli utenti. Se nello Scenario 8 si aveva una riduzione del 32%, adesso si ha solo uno sconto del 20% in bolletta. Questa riduzione è dovuta ad un aumento annuo di spese non equamente coperte dai ricavi.

SCENARIO 10: Anche in questo caso continua l'indagine di trend per verificare se ad un TAUC $\geq$ 80% possa corrispondere un relativo vantaggio energetico o economico. Anche in questo caso si conferma il trend per cui la potenza di picco del FV si riduce fino ad un valore di 23,64 kWp e lo sconto in bolletta si riduce a sua volta al 13% nonostante si abbia una copertura del

fabbisogno dell'81%.

Da qui in avanti verranno considerati solo gli scenari migliori in abbinamento ad un sistema di accumulo. Il sistema di accumulo, si ricorda, è un sistema di accumulo agli ioni di Litio con efficienza al 90% e range di operabilità tra il 10%-90%.

SCENARIO 11: Lo Scenario 11 vede il sistema di accumulo abbinato alla Configurazione 9, quindi con potenza installata di 65,68 kWp. In questa operazione si è notato lo scarso impatto sia in termini di TAUC sia di TAUP all'aumentare della capacità della batteria. Per far in modo che accumulo e FV potessero raggiungere un TAUC almeno pari all'80%, sarebbe stato necessario installare un pacco batteria di capacità superiore ai 100 kWh. Dalle precedenti analisi si è visto come sia fortemente sconsigliato sovradimensionare una batteria agli ioni di Litio. Si è scoperto, inoltre, che aumentando ad ogni simulazione la capacità della batteria di 10 unità, si avevano incrementi di TAUC dello 0,8%. Questo fenomeno evidenzia l'impatto del CHP che, fornendo gran parte della richiesta energetica, permette ai soli FV di sopperire al resto dei picchi di consumo. Di fronte alla sconsigliatezza pragmatica delle batterie abbinate al CHP, si è scelto di applicare un ottimo in termini di fattibilità.

Si è individuata una batteria la cui capacità consentisse di aumentare il TAUC oltre il 70% ma allo stesso tempo non generasse un investimento spropositato. L'ottimo si è trovato in una batteria di 45 kWh, la quale ci garantisce un TAUC pari al 73%. Oltre questa soglia, bisogna applicare una batteria da 60 kWh per arrivare ad un TAUC del 74% ma già una batteria di queste dimensioni comporta un costo non indifferente tra i 50.000 e i 60.000€.

Quindi lo Scenario 11 vede protagonisti: il cogeneratore ECO20x, 65,68 kWp da FV e 45 kWh di batteria. Come detto, il TAUC diviene pari a 73% e l'indipendenza energetica passa da 76% ad 82%. Lo sconto in bolletta invece si riduce, passando dal 31% al 27%. Proprio su quest'ultimo aspetto si nota l'impatto economico delle batterie.

SCENARIO 12: In questo Scenario l'abbinamento del sistema di accumulo è stato con la configurazione 10. Anche in questo è necessario considerare quanto scoperto dallo Scenario 11. Ad ogni simulazione effettuata con

differenti capacità, l'aumento del TAUC era impercettibile. Quindi lo Scenario 12 vede confermata la batteria da 45 kWh abbinata a 35,46 kWp da FV e il cogeneratore ECO20x.

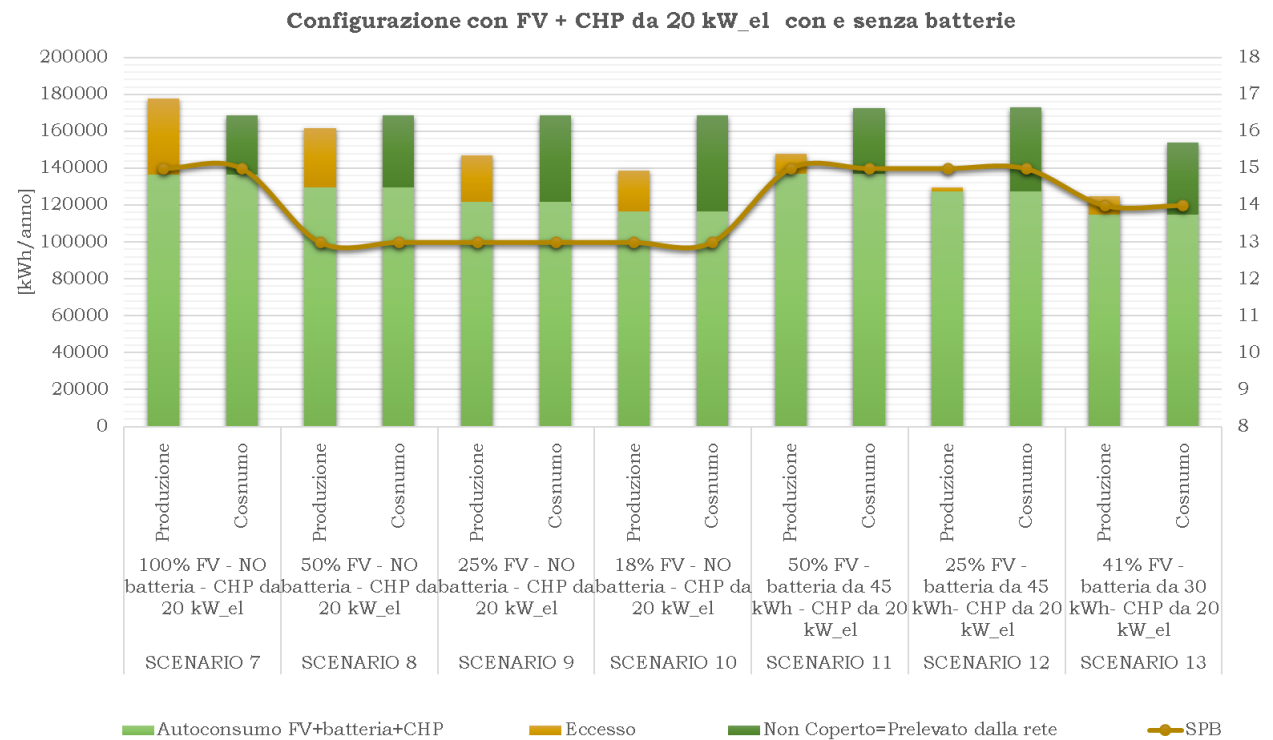
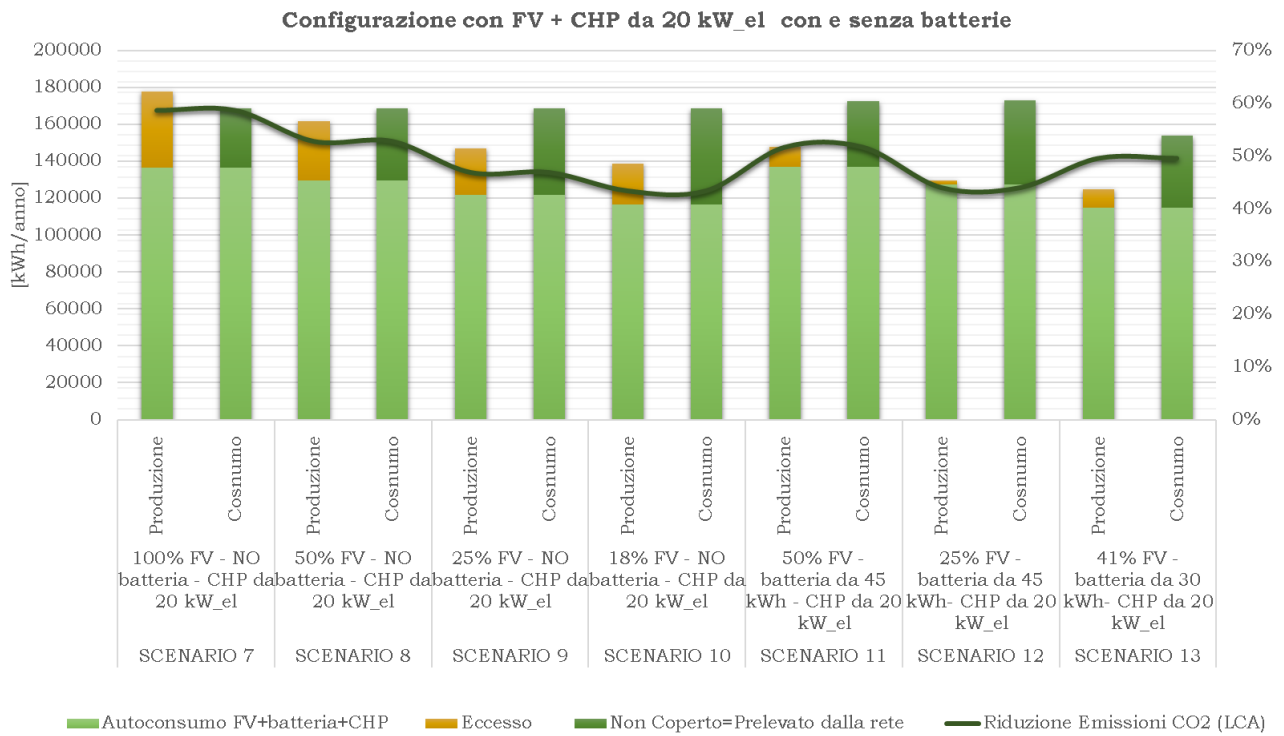
Questo Scenario si prospetta essere il più conveniente. Non solo il TAUC è pari all'83% e il TAUP è oltre il 75%. A livello economico, però, abbiamo uno sconto in bolletta minimo e pari all'11%.

SCENARIO 13: Per l'ultimo Scenario si è seguita una strada leggermente diversa. Non si è deciso di considerare un TAUC obiettivo o una capacità massima di batteria. L'accoppiata protagonista di questo Scenario vede l'unione tra il cogeneratore ECO20x e lo Scenario 6, l'ottimo della prima parte. Unendo una configurazione di per sé ottimale al cogeneratore si è generato uno scenario intermedio tra l'11 e il 12. Infatti, con 53,85 kWp installati e una batteria da 30 kWh si è ottenuto un TAUC del 76% e un TAUP del 79%. Lato positivo che lo sconto in bolletta è nettamente superiore allo scenario 12, infatti si ha uno sconto del 24,32%.

Per meglio riassumere gli Scenari dal 7 al 13, vengono presentate la seguente tabelle.

	SCENARIO 7	SCENARIO 8	SCENARIO 9	SCENARIO 10
	100% FV - NO batteria - CHP da 20 kW_el	50% FV - NO batteria - CHP da 20 kW_el	25% FV - NO batteria - CHP da 20 kW_el	18% FV - NO batteria - CHP da 20 kW_el
Batteria [kWh]	0	0	0	0
Pot installata [kWp]	131,35	65,675	35,4645	23,643
Produzione FV [kWh/anno]	146478,78	73239,39	39549,27	26366,18
Produzione CHP [kWh/anno]	114722,60	114722,60	114722,60	114722,60
Consumo [kWh/anno]	169927,31	169927,31	169927,31	169927,31
Autoconsumo FV+batteria+CHP [kWh/anno]	136637,45	129748,28	121576,33	116626,11
Eccesso [kWh/anno]	41031,87	31784,11	25499,86	22003,05
Energia Non Coperta [kWh/anno]	32014,16	38903,32	47075,27	52025,49
Tasso AUC	52%	69%	79%	83%
Tasso AUP	80%	76%	72%	69%
Tasso di copertura	154%	111%	91%	83%
Costo impianto [€]	381350,00	315675,00	285464,50	273643,00
Risparmio [€/anno]	25692,61	24291,85	22022,88	20538,22
Riduzione Emissioni CO2 (LCA)	59%	53%	47%	43%
Costo al kWh [€/kWh]	0,113	0,133	0,156	0,170
Risparmio in bolletta	42%	32%	20%	13%
Spese [€/anno]	25787,54	25817,26	26806,38	27535,13
Ricavi [€/anno]	18348,38	16977,35	15697,50	14941,59
SPB [anni]	15	13	13	13

	SCENARIO 11	SCENARIO 12	SCENARIO 13
	50% FV - batteria da 45 kWh - CHP da 20 kW_el	25% FV - batteria da 45 kWh- CHP da 20 kW_el	41% FV - batteria da 30 kWh- CHP da 20 kW_el
Batteria [kWh]	45,00	45,00	30
Pot installata [kWp]	65,68	35,46	53,8535
Produzione FV [kWh/anno]	73239,39	39549,27	63518,17
Produzione CHP [kWh/anno]	114722,60	114722,60	114722,60
Consumo [kWh/anno]	169927,31	169927,31	169927,31
Autoconsumo FV+batteria+CHP [kWh/anno]	137149,11	127228,30	114722,60
Eccesso [kWh/anno]	10650,32	2436,68	9894,95
Energia Non Coperta [kWh/anno]	35284,34	45564,28	39232,65
Tasso AUC	73%	75%	0,763653977
Tasso AUP	81%	84%	0,79
Tasso di copertura	111%	91%	105%
Costo impianto [€]	360675,00	327837,50	333853,50
Risparmio [€/anno]	24792,83	21899,57	23786,11
Riduzione Emissioni CO2 (LCA)	52%	44%	50%
Costo al kWh [€/kWh]	0,142	0,172	0,148
Risparmio in bolletta	27%	12%	24%
Spese [€/anno]	25111,64	26274,95	25645,04
Ricavi [€/anno]	16772,71	15389,93	16299,39
SPB [anni]	15	15	14



14.4 Confronto tra scenari e analisi critica

Di fronte alla moltitudine degli scenari proposti bisogna saper individuare nel miglior modo possibile lo scenario ottimale sia per investimenti che per fattibilità.

Finora abbiamo visto che al diminuire della potenza installata dei FV, diminuisce il ritorno economico.

Possiamo vedere nel seguente grafico la relazione tra potenza di picco e costo dell'energia in bolletta. Le percentuali indicano la quota di superficie coperta dai FV su tutta quella disponibile. Solo un punto risulta fuori asse, è il punto che coincide con lo Scenario 5 che prevede l'installazione di 210 [kWh] di batteria. Va ricordato che ad ogni potenza di picco installata corrisponde un valore di TAUC della CER. Il TAUC aumenta al diminuire dei [kWp].

La relazione tra la potenza e costo al kWh è una polinomiale di secondo grado [$y = -9e - 7x^2 - 0,0008x + 0,211$] che non ci permette di capire l'ottimo assoluto tra gli scenari.

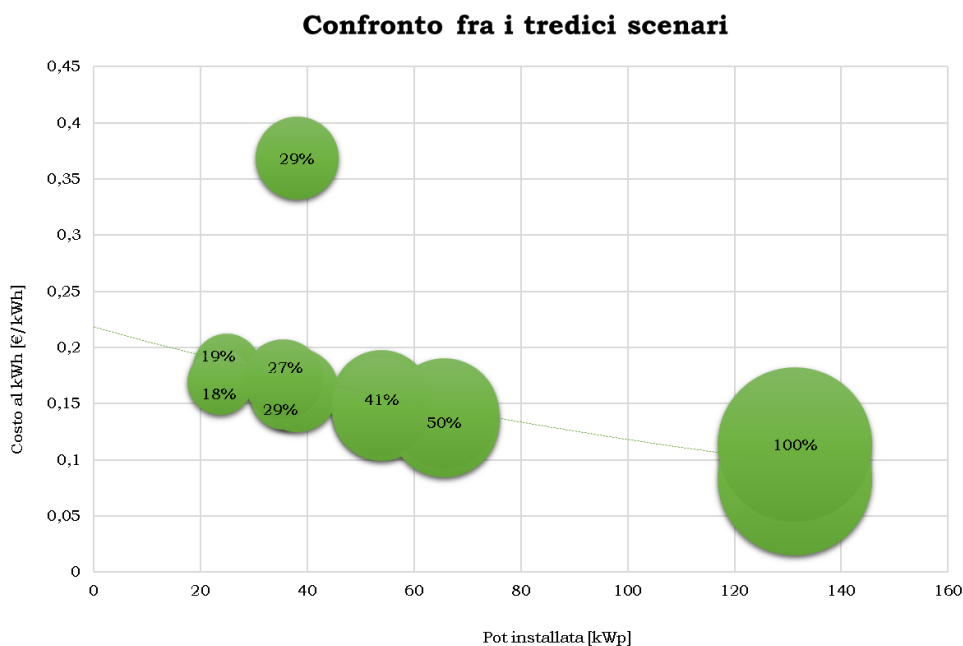


Figura 96 – Rappresentazione grafica della relazione tra potenza installata [kWp] e costo al kWh. Elaborazione personale.

La migliore visualizzazione dei dati risulta essere la relazione tra il TAUC e il TAUP. Nel seguente grafico è possibile vedere come si dispongono gli scenari secondo questa relazione. La linea gialla corrisponde al limite di TAUC = 70% imposto dalla normativa regionale. Dobbiamo considerare solo i punti disposti a destra della linea limite.

Bisogna notare che gli scenari si raggruppano in due aree: la più bassa vede gli scenari privi del cogeneratore, l'area posizionata in alto corrisponde agli scenari con FV e cogeneratore ECO20x.

Più gli scenari avanzano lungo l'ordinata, più la configurazione è indipendente energeticamente. Grazie a questa disposizione è facile intuire che lo Scenario migliore sia l'11, parimerito è anche lo Scenario 13, con un TAUC più elevato dell'11 ma con un TAUP minore.

Per capire quale sia l'opzione migliore bisogna considerare la convenienza economica (minor costo di acquisto) nel garantire l'approvvigionamento energetico ai membri della CER e la sostenibilità ambientale (maggiore riduzione delle emissioni di gas a effetto serra). La combinazione tra cogeneratore, i sistemi di produzione e di stoccaggio dell'energia offre il massimo livello di indipendenza energetica ma a costi di investimento maggiori che vengono rimborsati nel tempo.

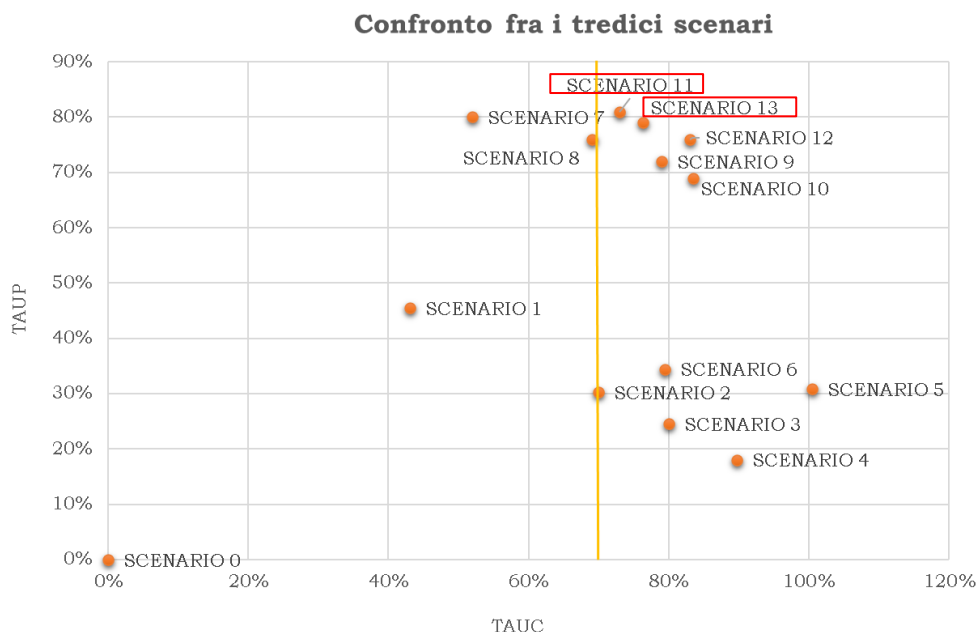


Figura 97 – Rappresentazione degli scenari a seconda del tasso di autoconsumo e autoproduzione. La linea gialla esprime il limite di TAUC = 70%. Elaborazione personale.

Per l'aspetto economico, dobbiamo guardare ai grafici seguenti basati sul bilancio economico annuo. Il grafico mostra i costi di investimento, le spese e i ricavi annuali dei tredici scenari.

Nonostante l'incentivo economico applicato alla quota di autoconsumo, le spese annuali sono sempre superiori ai ricavi; pertanto, l'ipotesi di intervenire per aumentare l'autoconsumo ha i suoi limiti. Come già discusso, l'installazione del sistema di accumulo è il costo di investimento più oneroso. Confrontando gli scenari con e senza cogeneratore appare chiaro come la presenza del CHP ammetta un aumento dei ricavi dovuto a una maggiore quota di energia condivisa, ma anche un aumento delle spese, perché vi è in aggiunta la spesa del sistema di illuminazione pubblica che acquista energia dalla rete. Sia lo Scenario 11 sia il 13 contribuiscono a ridurre le spese e ad aumentare i ricavi. Il primo garantisce un maggiore aumento dei ricavi, a causa del notevole aumento dell'autoconsumo; il secondo garantisce minori spese di investimento iniziale. Se si dovesse considerare solo il costo d'investimento non scontato per tutta la durata dell'incentivo, la convenienza economica di ogni intervento si osserva confrontando i tempi di recupero.

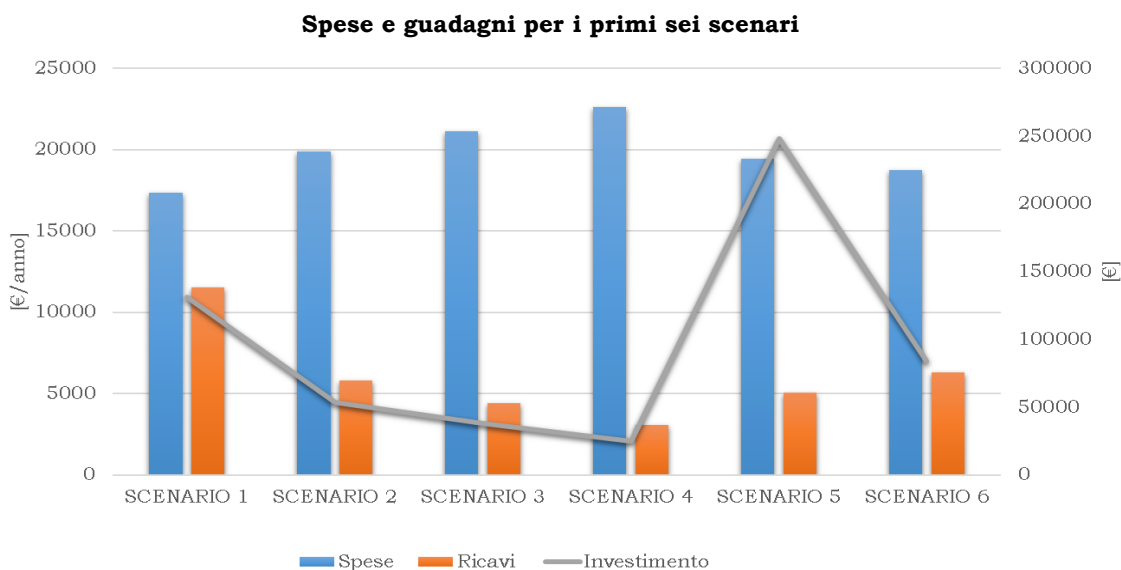


Figura 98 – Rappresentazione grafica dei bilanci economici annui + degli investimenti previsti per gli scenari con solo FV ed eventuali batterie. Elaborazione personale.

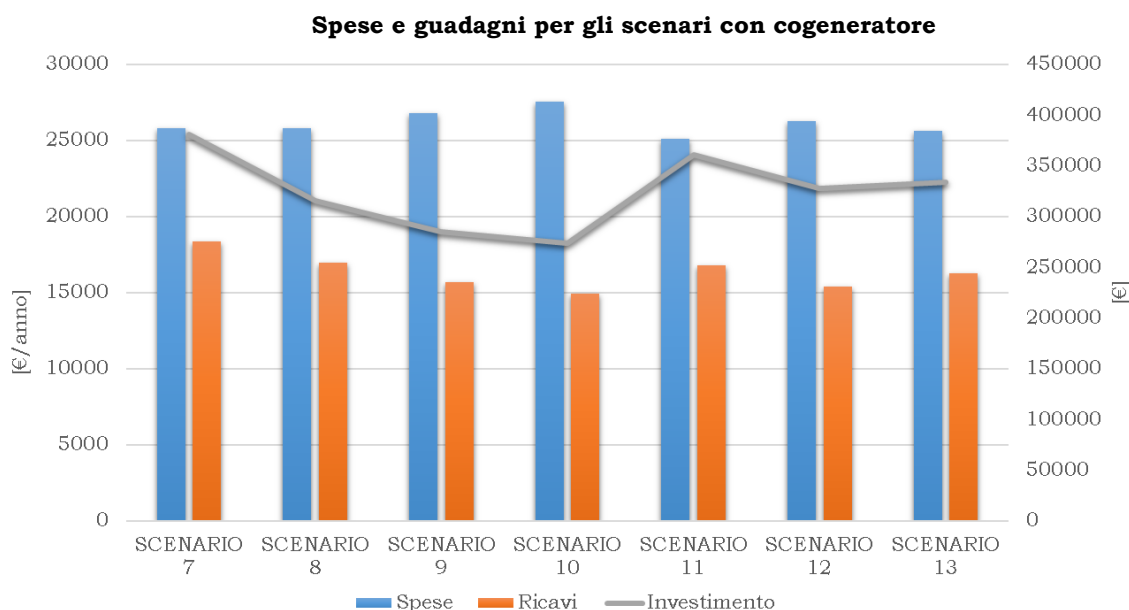


Figura 99 - Rappresentazione grafica dei bilanci economici annui + degli investimenti previsti per gli scenari con FV, eventuali batterie e cogeneratore. Elaborazione personale.

Sapendo che l'incentivo GSE viene erogato per un tempo di 20 anni è bene considerare i tempi di ritorno (non scontati) inferiori ai 15 anni. Nel grafico che segue viene mostrata la relazione tra il SPB e la riduzione di CO₂ locali apportata da ogni intervento. Tra gli scenari che rispettano il limite dei 15 anni (segnato da una linea gialla nel grafico), bisogna prediligere i valori che sono disposti il più possibile verso destra. Infatti, sull'asse delle ascisse sappiamo di quanto si ridurrebbero le emissioni locali rispetto la condizione attuale. Più questo valore è alto più gli interventi apportati sono ambientalmente convenienti.

Quindi la diatriba di selezione tra lo scenario 11 o 13 termina con la definitiva vincita dello Scenario 11. La riduzione da CO₂ è superiore alla condizione 13 e siamo in tempi di ritorno inferiori ai 20. Inoltre, anche in bolletta, lo sconto che si avrebbe con questo scenario risulta superiore al 13. Il 13 apporterebbe uno sconto di circa il 24%, l'11 uno sconto del 27%.

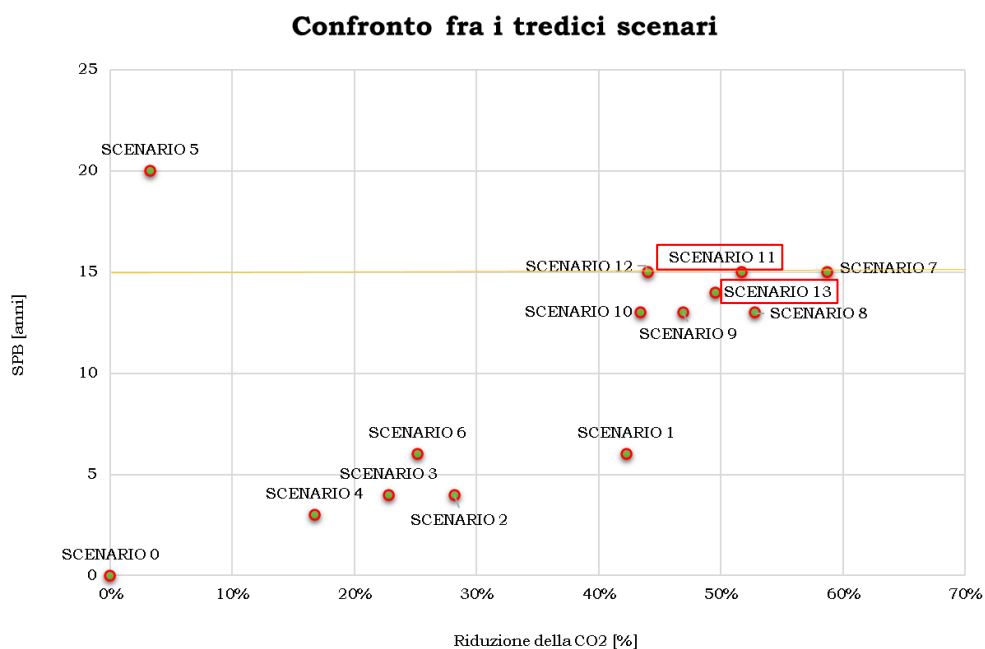


Figura 100 – Rappresentazione grafica degli scenari a seconda del SPB e della riduzione da CO2 prevista in percentuale. Elaborazione personale.

Se nei tempi di ritorno volessimo considerare il tasso di inflazione nel tempo (imposto al 2%), il PPB netto è di 18 anni. I flussi scontati generano un ritorno in 20 mostrato sotto. Per portare il PPB ad un valore inferiore a 15 conviene aggregare più utenti CER per aumentare la quota di autoconsumo elettrico per consentire una maggior introito dagli incentivi.

14.5 Scenari ipotetici per il recupero della produzione termica

Ora che è ben chiaro il contesto in cui operiamo e soprattutto quale scenario adottare per un plausibile caso studio, è doveroso approfondire una parte non ancora trattata. Spendo che ambientalmente ed energeticamente conviene imporre un cogeneratore, non appare ancora convincente il ritorno economico. Dato che la selezione dello scenario è stata effettuata secondo un criterio bottom-up (dal basso verso l'alto), è bene tener conto delle interconnessioni tra economia, politica ed ambiente. Lo scenario selezionato non prevedeva uno sfruttamento adeguato della produzione termica di ECO20x, la possibile convenienza economica che si potrebbe trarre da una gestione idonea di questa energia ne prenderebbe vantaggio solo la CER stessa.

Quindi nei prossimi passi si analizzerà dal punto di vista prettamente economico quale sia la gestione migliore dell'energia termica per ridurre il PPB da 18 anni a 15 anni.

Questa operazione può prevedere tre diversi tipi di gestione.

Nei diagrammi della gestione vengono separati con colori diversi i flussi elettrici (in blu) e termici (rossi). I flussi elettrici rimangono invariati: una quota parte viene inviata alla CER per l'autoconsumo collettivo e la quota parte in eccesso viene venduta in rete sempre secondo i contratti GSE con Ritiro Dedicato al Prezzo Orario Zonale (qui approssimato al PUN 2017).

I flussi termici invece sono la parte variabile dei tre diagrammi.

Ogni sistema di gestione prevede sempre un essiccatore. La selezione dell'essiccatore doveva essere tale per garantire una portata di biomassa essiccata al nostro cogeneratore di 2 [msr/giorno] di cippato G10. Un essiccatore che garantisse solo 2 [msr/giorno] non avrebbe garantito lo sfruttamento dell'energia termica al 100%, era necessario sovradimensionare l'essiccatore.

Per tale scelta, è stato selezionato un essiccatore leggermente sovradimensionato che non comportasse costi di investimento eccessivi. La scelta è ricaduta su un modello della Spanner: tipo S6BT-5, la cui scheda tecnica è allegata.

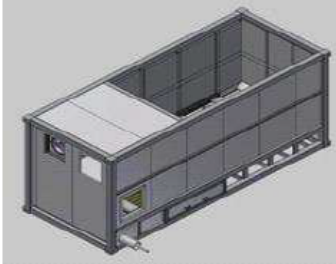
	Tipo S6BT-5	Essiccatore a piani mobili per 1 impianto
	<i>Non necessita di un deposito cippato intermedio</i>	
	Capienza cippato umido	16 m ³
	Scambiatore di calore	54 kW
	Ventilatore	1,7 kW
	Quantità di essiccazione	5 m ³ /giorno
	Dimensioni	mm 2430 x 2570 x 6050 (largh. x alt. X lungh.)
	Riempimento	manuale con trattore o caricatore
	Comandi	Comandi automatizzati del processo di essiccazione Optional: comandi automatizzati delle coclee
	Particolarità	Nessuna vagliatura e asportazione dei particolari fini; per l'asportazione del cippato è necessaria una coclea verticale

Figura 101 – Scheda tecnica dell'essiccatore Spanner selezionato. Scheda estrapolata da un preventivo privato con la ditta interessata.

L'essiccatore garantisce sempre una quantità giornaliera di cippato essiccato di 5 [msr] se lo scambiatore viene alimentato con 54 kW termici. Dato che nel Caso Studio è disponibile un'energia termica di picco di 40 kW, allo scambiatore verrà fornita un valore di energia diminuito del 26 %. Automaticamente la quota di cippato secco al giorno non sarà più di 5 [msr] ma sarà inferiore e pari a 4,40 [msr]. Quindi se l'essiccatore permette di disporre 4,40 [msr/gg] di cippato e solo 2 [msr/gg] viene consumato dal cogeneratore per il suo funzionamento, si ha un'eccedenza di 2,40 [msr/gg] di cippato A1 secco, di alto valore economico. Nelle tre gestioni si analizzerà in che modo e con quale relazione sfruttare questo cippato di qualità a seconda di tre diverse esigenze.

L'essiccatore ha un costo di investimento di 50.000[€], costo rilasciato dalla stessa casa produttrice. Oltre alla sua installazione bisogna valutare almeno il lavoro part-time di un operatore per la sua gestione e operabilità. Il costo della manodopera è fissato ad un minimo di 7200 [€/anno].

Le opere di stoccaggio del cippato non sono comprese perché lo stesso essiccatore garantisce uno stock di 16 [msr].

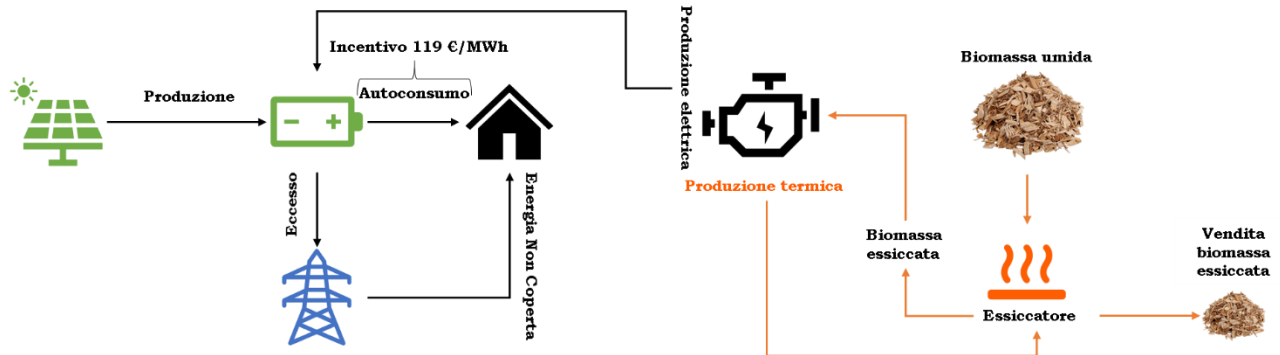
GESTIONE 1:

Figura 102 - Rappresentazione dei flussi elettrici e termici dello Scenario 11 combinato all'essiccatore Spanner. In rosso sono presentati i flussi termici che si adottano per questa prima Gestione. Elaborazione personale.

La Gestione 1 vede la produzione termica abbinata solo all'essiccatore. Dato che l'essiccatore fornisce ogni giorno un'eccedenza di 2,4 [msr] di cippato, in questo caso si ipotizza che tutta l'eccedenza venga venduta. Secondo le stime AIEL⁷ di settembre 2020 un cippato A1 essiccato tra il 15%-10% ha un valore di 140 [€/tonnellata]. Va ricordato che il cippato A1 con grado di umidità oltre il 45% viene pagato dalla CER ad un valore di 80 [€/tonnellata]. In una CER dove lo spirito di condivisione dovrebbe favorire i soci stessi, la vendita di questo cippato essiccato non potrà essere secondo i prezzi di mercato ma ad un prezzo più vantaggioso. Invece di 140 [€/tonnellata] può essere applicato uno sconto del 10% circa e vendere questa quota essiccata a 130 [€/tonnellata].

⁷ [https://www.aielenergia.it/public/pubblicazioni/193_M_P_3-2020%20\(2\).pdf](https://www.aielenergia.it/public/pubblicazioni/193_M_P_3-2020%20(2).pdf)

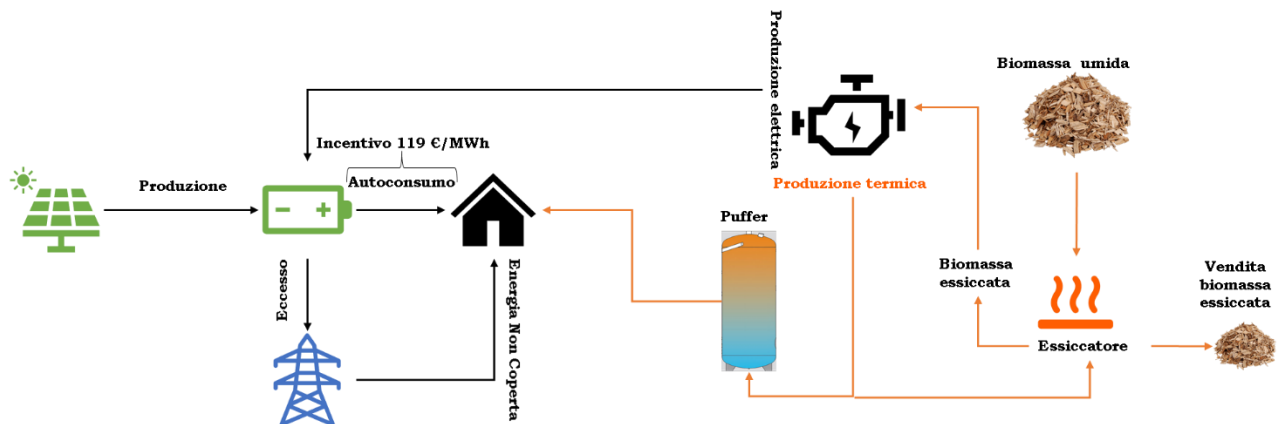
GESTIONE 2:

Figura 103 - Rappresentazione dei flussi elettrici e termici dello Scenario 11 combinato all'essiccatore Spanner e ad un puffer termico. In rosso sono presentati i flussi termici che si adottano per questa seconda Gestione. Elaborazione personale.

La Gestione 2 vede sempre l'essiccatore Spanner abbinato al cogeneratore ma l'energia termica viene indirizzata non unicamente all'essiccatore ma anche ad un puffer termico. Il puffer termico è connesso alla CER e fornisce alla stessa calore quando ne necessita, quando la CER non richiede calore l'energia termica del cogeneratore viene utilizzata per essiccare il cippato. La quota di cippato essiccato a fine giornata sarà minore rispetto la Gestione 1 ed un prezzo pari a 130 [€/tonnellata]. Per le stime economiche della richiesta termica delle CER è stato preso come esempio la Scuola Elementare nuova che essendo di recente costruzione non ha un fabbisogno termico elevato. Per le connessioni edificio-puffer e la dismissione del sistema attuale di approvvigionamento termico sono stati considerati costi rispettivamente di 15.000 euro e 18.000 euro. Il dimensionamento del puffer si è basato sulla richiesta di picco registrata del 2017 dalla Scuola Elementare. Da bolletta, il giorno invernale con il valore maggiore di [Sm³] di gas naturale è stato a dicembre per un valore pari a 42 [Sm³] che in [kWh] corrisponde a 402,36 [kWh]. Un puffer che possa garantire una richiesta di picco così alta deve avere una capacità di circa 14.000 litri. I puffer a stratificazione di queste dimensioni sono classificati come "misure speciali". Un'azienda come Solarbayer ⁸dispone di tali puffer ai prezzi indicati sotto.

⁸ <https://www.solarbayeritalia.com/wp-content/uploads/2015/03/serbatoi-e-bollitori.pdf>

Serbatoio puffer a stratificazione SPS – Misure speciali

Articolo	Serbatoio puffer a stratificazione SPS – Misure speciali	Codice	Prezzo €
SPS 10.000*	Serbatoio puffer a stratificazione SPS con sistema di stratificazione SLS®, 10.000 Litri (senza isolamento) Connessione 2" IG standard; connessione flangia su richiesta Diametro senza isolamento 1600 mm Altezza senza isolamento 5300 mm	1212100	8.870,00
Serpentina 6 m²	Serpentina solare in tubo liscio 6 m³ (Max 2 serpentine) Supplemento per ogni serpentina	1300210	465,00
Isolamento SPS 10.000	Isolamento per SPS 10.000 Litri Isolamento in schiuma di PU WLG 0,039; spessore 100 mm; mantello protettivo in lamina PVC argento, classe protezione al fuoco B2	1112100	1.725,00
SPS 15.000*	Serbatoio puffer a stratificazione SPS con sistema di stratificazione SLS®, 15.000 Litri (senza isolamento) Connessione 2" IG standard; connessione flangia su richiesta Diametro senza isolamento 2000 mm Altezza senza isolamento 5120 mm	1212150	11.350,00
Serpentina 8 m²	Serpentina solare in tubo liscio 8 m³ (Max 2 serpentine) Supplemento per ogni serpentina	1300212	590,00
Isolamento SPS 15.000	Isolamento per SPS 15.000 Litri Isolamento in schiuma di PU WLG 0,039; spessore 100 mm; mantello protettivo in lamina PVC argento, classe protezione al fu	1112150	2.440,00
SPS 20.000*	Serbatoio puffer a stratificazione SPS con sistema di stratificazione SLS®, 20.000 Litri (senza isolamento) Connessione 2" IG standard; connessione flangia su richiesta Diametro senza isolamento 2200 mm Altezza senza isolamento 5670 mm	1212200	14.120,00
Serpentina 10 m²	Serpentina solare in tubo liscio 10 m³ (Max 2 serpentine) Supplemento per ogni serpentina	1300214	800,00
Isolamento SPS 20.000	Isolamento per SPS 20.000 Litri Isolamento in schiuma di PU WLG 0,039; spessore 100 mm; mantello protettivo in lamina PVC argento, classe protezione al fu	1112200	3.110,00

* I serbatoi a partire da 10.000 litri necessitano di circa 8 settimane di produzione. Puffer di dimensioni maggiori su richiesta.

Figura 104 - Scheda sui costi di installazione per puffer di varia dimensione. Scheda estrapolata dalla ditta Solar Bayer Italia.

Per un puffer da 15.000 il prezzo di listino è 15.000 euro, più l'installazione e i permessi per la posa è stato sovrastimato un prezzo di 18.000 euro. Economicamente parlando, il beneficio della CER si individua nel mancato costo della bolletta termica che ad oggi è di 2836,16 euro. Dati gli imponenti costi di investimento non sembra essere la scelta migliore, la decisione finale si affermerà solo al termine dei confronti.

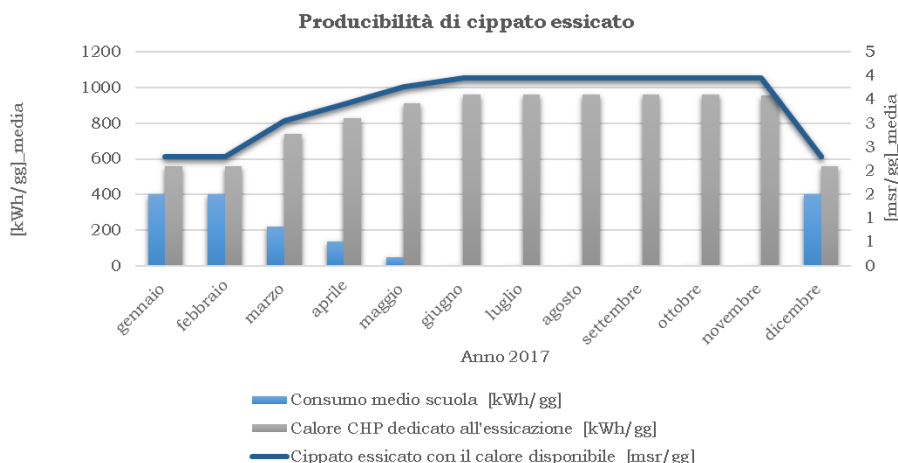


Figura 105 – Rappresentazione della quota di calore di ECO20x dedicata al riscaldamento scolastico e all'essiccazione. Proporzionale all'essiccazione varia la quota di biomassa essiccata. Elaborazione personale.

GESTIONE 3:

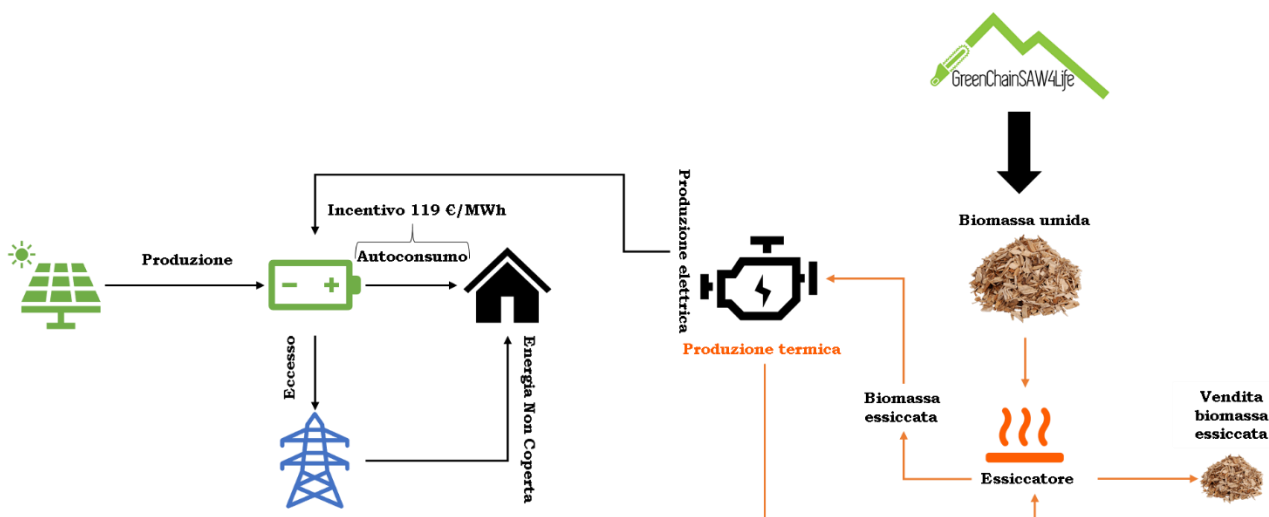


Figura 106 - Rappresentazione dei flussi elettrici e termici dello Scenario 11 combinato all'essiccatore Spanner. In rosso sono presentati i flussi termici che si adottano per questa terza Gestione. Elaborazione personale.

La Gestione 3 solo apparentemente sembra uguale alla 1 ma ciò che cambia è l'approvvigionamento della biomassa umida.

Se nella prima gestione la biomassa necessaria veniva acquistata per conto terzi, qui sarà competenza della Gestione Forestale dell'area (prevista dal progetto GCS4L) a garantire l'approvvigionamento. Grazie all'iniziativa del

LIFE nell'area Monviso si può considerare questa opzione. Il piano forestale previsto per la gestione sostenibile dei boschi locali preventiva una quota parte del legname raccolto ad usi energetici (circa il 49%). Questo permetterebbe ai soci della CER di ottenere il cippato umido ad un prezzo ancor più vantaggioso. Per sapere a quanto potrebbe ammontare in [€/tonnellata] il cippato ottenuto per conto proprio è stato adottato lo schema esemplificativo dell'AIEL del 2009⁹ ma aggiornato con i valori economici del report AIEL di settembre 2020.

Intervento di cippatura in bosco di castagneti con metodo FTS					
FASE LAVORO	MEZZO SCELTO	PRDUTTIVITA'	COSTO ORARIO	ORE LAVORO	PRODUZIONE
		msr/h	€/msr	h	msr/anno
Abbattimento	2 motoseghe	35	0,5	43,45	1520,64
Esbosco pianta intera	2 trattori con verricello	17,0	5,9	89,45	1520,64
Allestimento	processore su trattore	24,3	1,4	62,58	1520,64
Carico toppe su autotreno	autotreno con gru da 45m3	121,5	0,6	12,52	1520,64
Trasporto presso piattaforma (A+R 100 km max)	autotreno con gru da 45m3	36,5	2	41,66	1520,64
Scarico toppe da autotreno	autotreno con gru da 45m3	145,8	0,5	10,43	1520,64
Stagionatura		0,3			
Cippatura toppe	cippatrice grande	100,0	1,4	15,21	1520,64
Trasporto cippato A1 (M40) al cogeneratore	autotreno da 45m3	24,4	2	62,32	1520,64
TOTALE			14,3	275,29	1520,64

Il costo totale annuo per approvvigionare il cippato necessario è pari a 21745,15 euro, cioè 60 [€/tonnellata]. Già solo questo costo ridotto garantisce un 24% di sconto rispetto alla Gestione 1.

⁹ http://www.ducabruzzi.edu.it/materialididattici/Tiso/energie%20rinnovabili/AIEL_Legno%20e%20cippato.pdf

GESTIONE 4

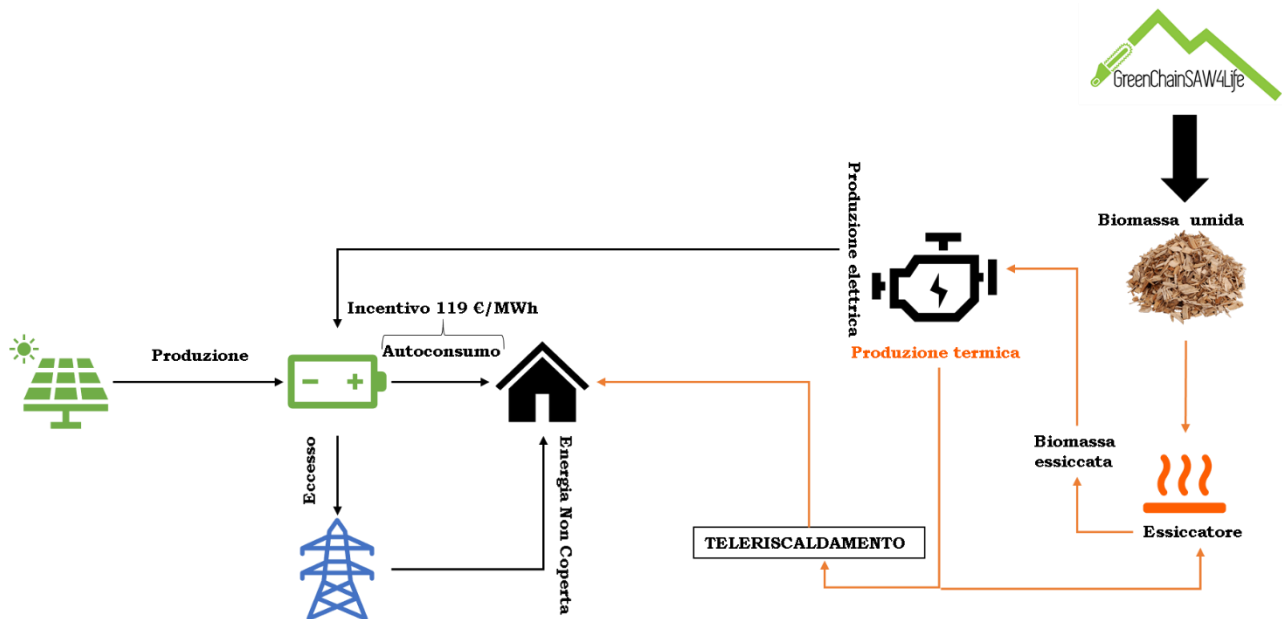


Figura 107 - Rappresentazione dei flussi elettrici e termici dello Scenario 11 combinato ad una rete di teleriscaldamento senza essiccatore Spanner. In rosso sono presentati i flussi termici che si adottano per questa quarta Gestione. Elaborazione personale.

La quarta Gestione è un connubio tra la terza e la seconda.

Sapendo che a livello termico la CER non sarebbe energeticamente indipendente, si può ipotizzare una rete di teleriscaldamento connessa al cogeneratore ed escludere del tutto l'aggiunta dell'essiccatore separato da 50.000euro.

Collegando i sei edifici con tubazioni di andata e ritorno di teleriscaldamento, si investirebbero oltre 600.000 euro. Considerando che il solo cogeneratore costerebbe 250.000 euro, si sono valutati investimenti inferiori ai 400.000 euro. Entro questi costi, gli edifici collegabili possono essere tre: Scuola Elementare, Scuola Materna e Palestra. Distanziano per un massimo di 831 m e il costo delle tubazioni di mandata e ritorno del TLR è pari a 400 [€/m]. Il costo sottostimato non tiene conto di eventuali permessi o autorizzazioni. L'investimento finale di quest'opera è stato valutato pari al 332.400 euro.

Nel bilancio annuo i tre edifici consumano 353,23 [MWh/anno] di energia termica. Il cogeneratore produce 40 [kWh] di energia termica ma escludendo una quota parte per l'essiccazione della biomassa necessaria, per il

teleriscaldamento avanzerebbero 36,24 [kWh].

In un anno si andrebbero a risparmiare 15029,45 [€/anno] di costi in bolletta per le necessità termiche.

La biomassa necessaria per il funzionamento dell'imposto verrebbe acquistata per conto del Comune dalla Gestione Forestale del progetto GCS4L ad un prezzo competitivo, migliorando il risparmio annuo.

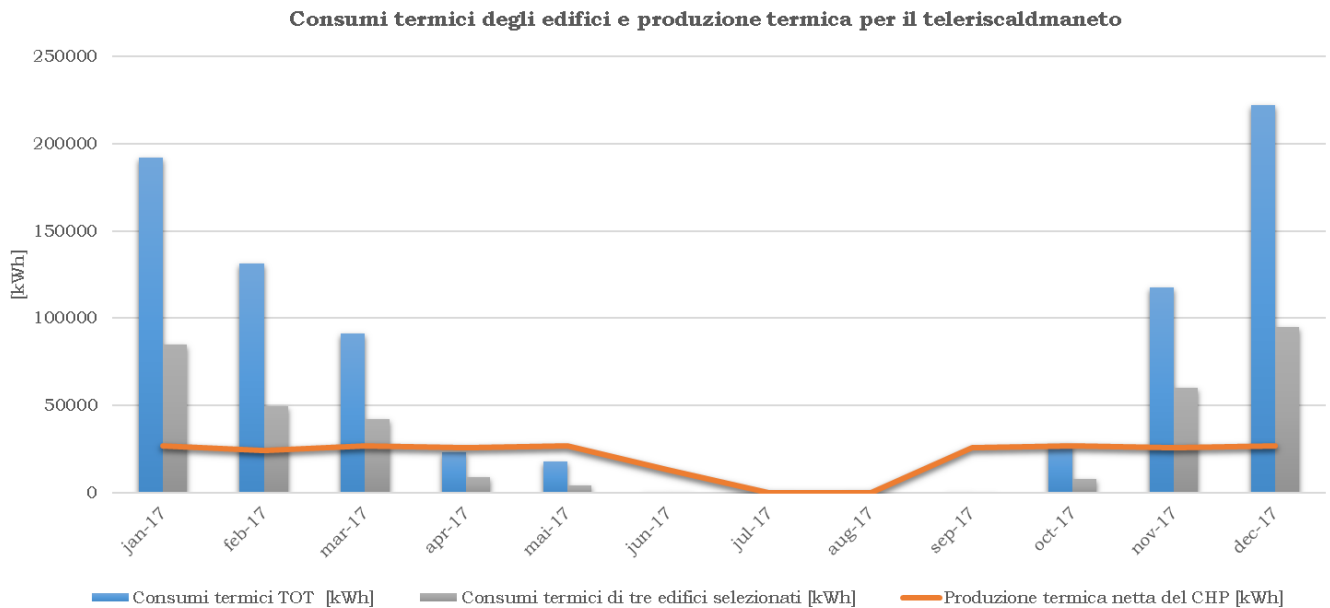


Figura 108 - Rappresentazione dei consumi termici dei sei edifici di Bagnolo (blu) e dei tre edifici limitrofi al teleriscaldamento (grigio). In arancione la produzione termica netta di ECO20x per il teleriscaldamento, Elaborazione personale.

Dal grafico si può notare come nei mesi di aprile/maggio la richiesta termica nei tre edifici selezionati diminuisca drasticamente. In questo periodo la produzione termica avrebbe un surplus che dovrebbe essere necessariamente dissipato in atmosfera. Non è la soluzione ideale in termini ambientali ma d'altro canto i costi di struttura sono onerosi.

Per meglio gestire una richiesta così variabile nell'anno l'ideale sarebbe installare unità di ECO20x in serie in modo da attivare nei periodi di punta termica più cogeneratori in contemporanea e spegnerli nel periodo estivo.

Scenario che qui non viene valutato perché dai costi comunque onerosi e al di fuori delle finalità di studio. È necessario finora capire la condizione migliore per il solo Caso Studio.

Il confronto finale si mostra essere più arduo del previsto. La selezione non potrà essere definitiva in quanto ogni scenario racchiude in sé aspetti negativi e positivi. A seconda delle esigenze di un eventuale investitore, si dovrebbero soppesare adeguatamente quali aspetti risaltare e quali mettere in secondo piano.

Di seguito sono evidenziati i pro e i contro di ogni Gestione ma al termine del confronto sarà indicata solo una soluzione simpatizzante che non potrà mai avvallarsi come configurazione definitiva.

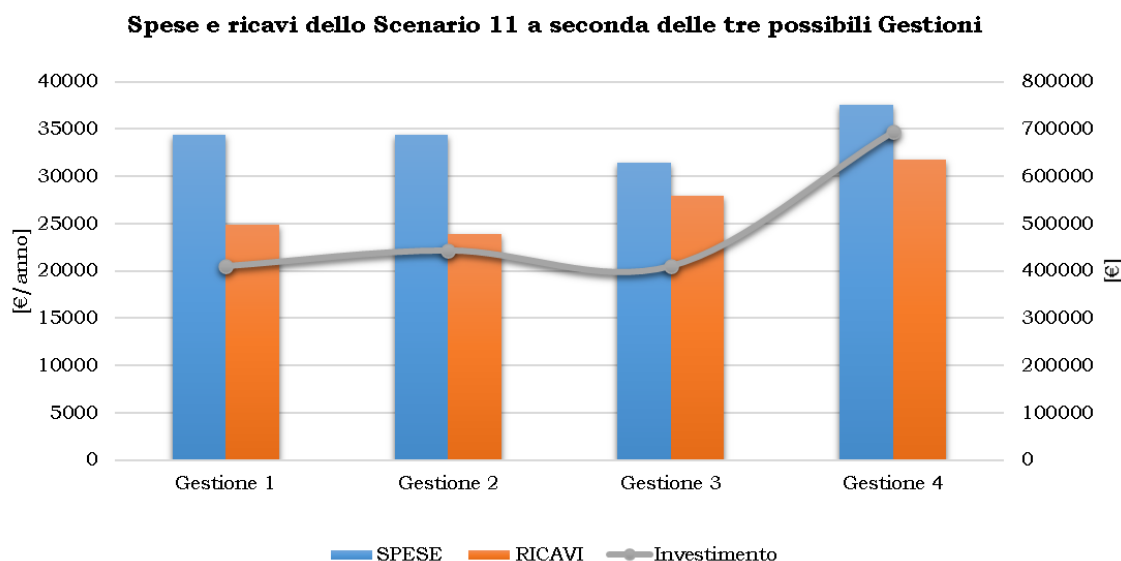


Figura 109 - Rappresentazione grafica dei bilanci economici annui + degli investimenti previsti per lo Scenario 11 abbinato a ciascuna Gestione termica esaminata. Elaborazione personale.

L'indipendenza di energia termica non potrà essere al 100% perché l'esigenza termica richiede un cogeneratore di dimensioni più elevate rispetto a ECO20x. Le uniche soluzioni che permettono di avere un'indipendenza termica maggiore di 0% sono la Gestione 2 e 4. Rispettivamente presentano un valore di TAUP pari al 6% e 43% a discapito di investimenti elevati.

Come si osserva dal grafico le Gestioni 2 e 4, a parità di spese e ricavi in un anno, hanno un costo iniziale superiore ai restanti scenari.

A livello di SPB, il ritorno non è dei migliori. La Gestione 2 prevede un costo di connessioni e puffer termico che aumentano il nostro ritorno in anni, la Gestione 4 è leggermente ridotta ma comunque non è ammortizzabile in 20.

Nei grafici che seguono sono confrontati i valori di SPB con e senza aiuti economici iniziali.

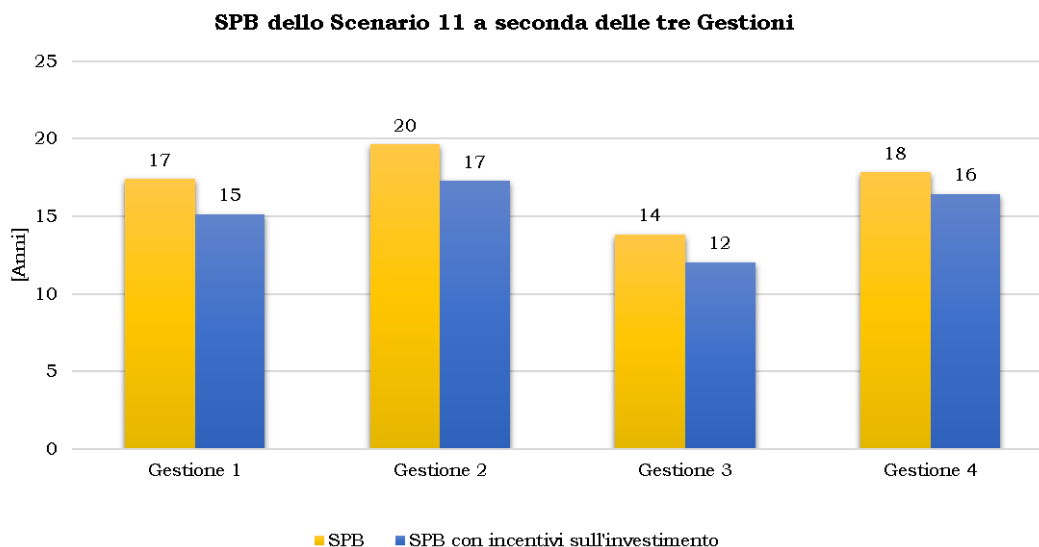


Figura 110 - Rappresentazione grafica dei ritorni economici previsti per lo Scenario 11 abbinato a ciascuna Gestione termica esaminata. Elaborazione personale.

Gli incentivi economici che coprono quota parte delle spese iniziali sono i contributi statali del Decreto Crescita 2020 e l'incentivo GSE per gli impianti cogenerativi. Per il Comune di Bagnolo il primo contributo equivale a 50.000 euro poiché presenta oltre 5.000 abitanti sul territorio, mentre l'incentivo emesso dal GSE per gli impianti cogenerativi ad alto rendimento è pari a 3183,97 euro (EC020x ha un PES superiore allo 0% ma essendo una microcogenerazione non può vantare di TEE elevati). In ogni caso, i contributi economici sovralocali vanno ad abbattere il ritorno economico di uno o due anni.

Se si dovesse selezionare l'intervento ottimale solo sulla base economica, lo Scenario 11 dovrebbe essere accoppiato con la Gestione termica 3.

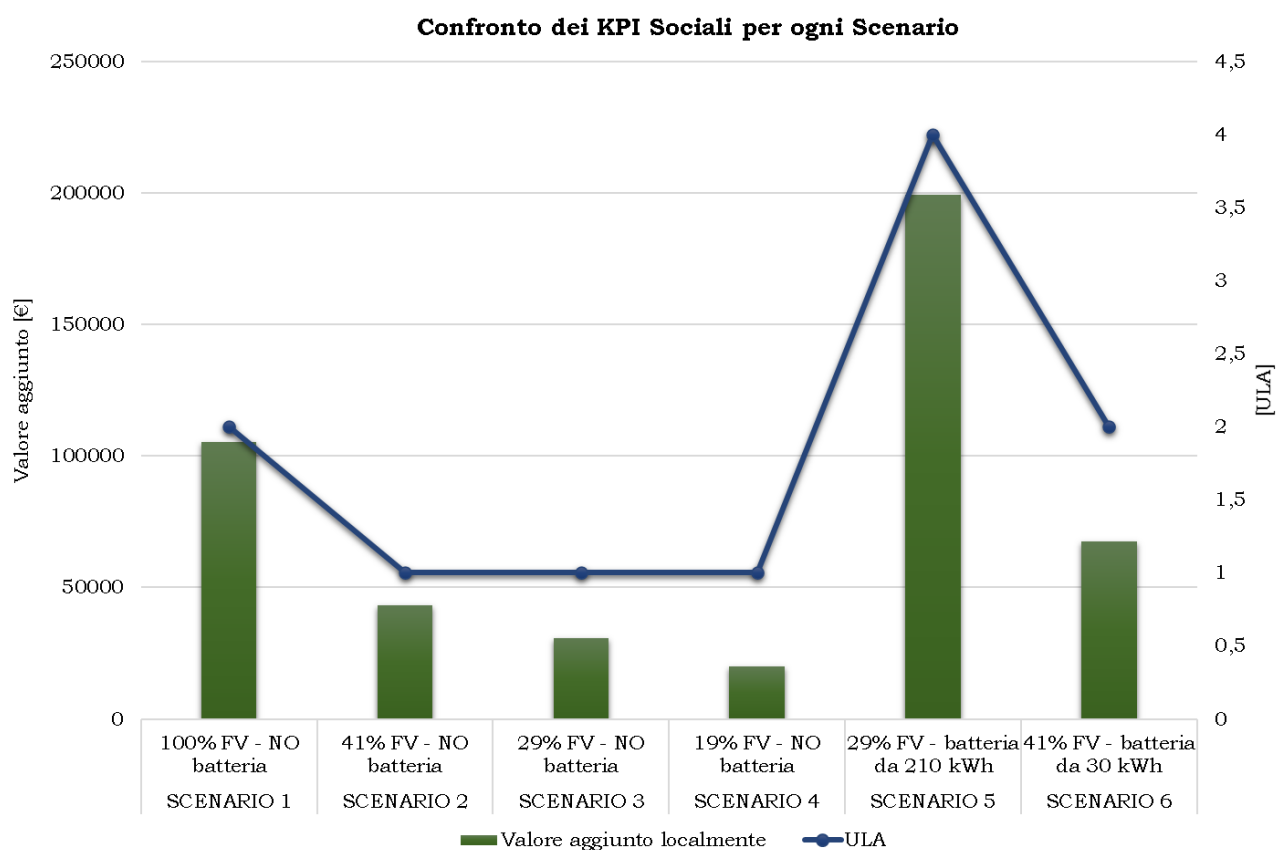
Se invece la selezione vuole favorire la CER nella sua indipendenza energetica globale, la Gestione 4 risulta la migliore.

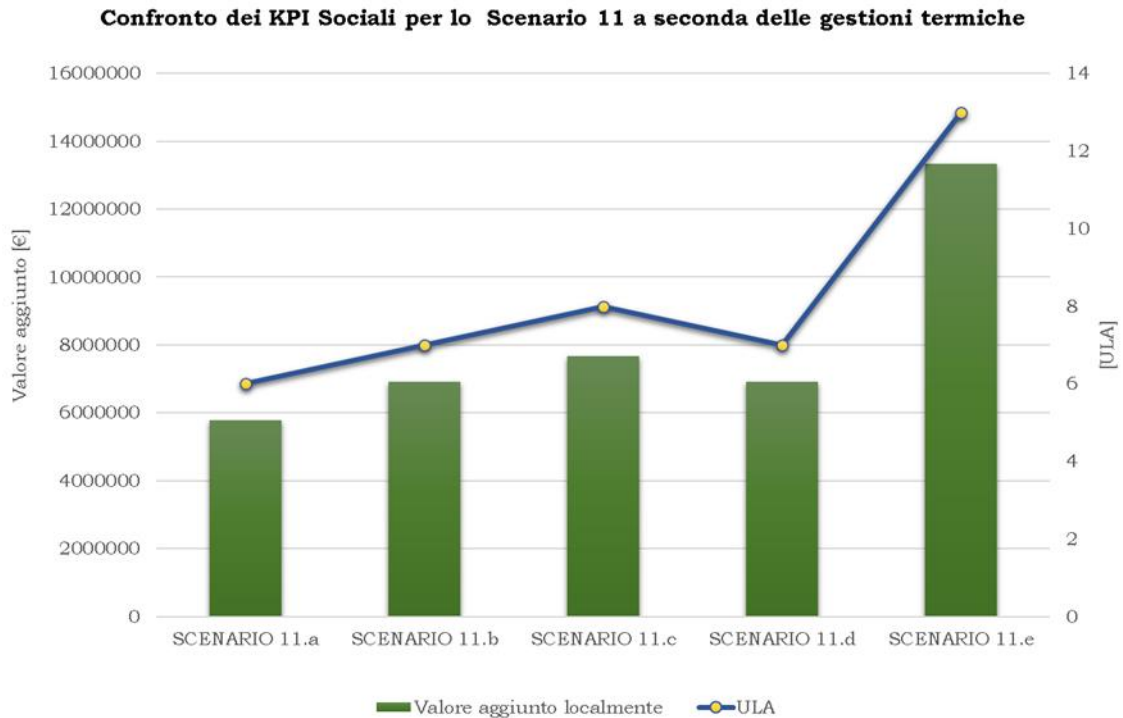
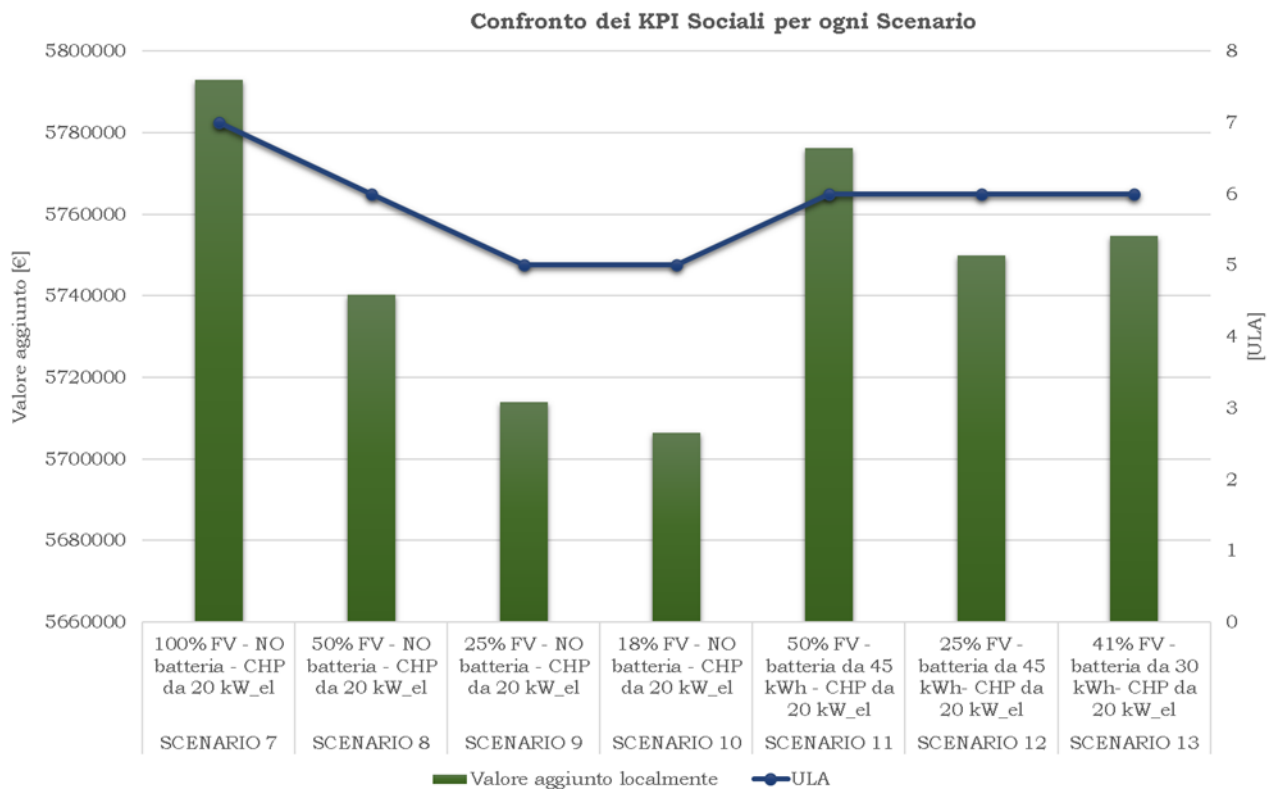
Tra le due Gestioni, la riduzione di emissioni da CO₂ è più rilevante nella Gestione 4. Mentre le Gestioni 1 e 3 non riducono le emissioni lato termico ma ne aumentano leggermente i valori locali, la Gestione 2 ne riduce poco meno dell'1%, la Gestione 4 invece influisce molto sotto questo punto di vista poiché riduce le emissioni del 42%.

14.6 KPI Sociali

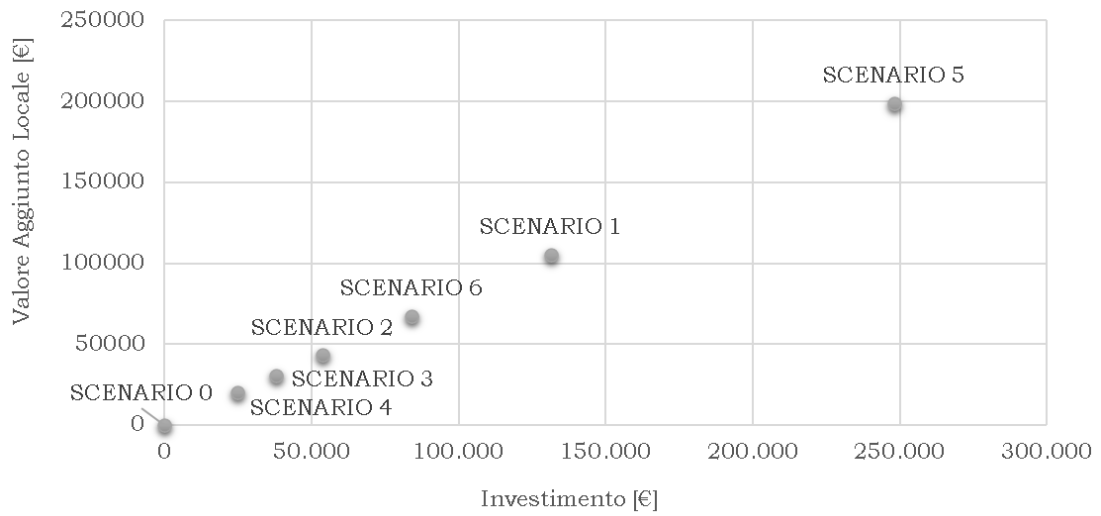
Tutti gli Scenari ipotizzati possono essere configurazioni ottimali per l'area di Bagnolo Piemonte ma le stime affrontate non hanno mai considerato i valori sociali. Oltre all'importanza energetica ed economica, il bilancio stimativo globale deve tenere conto anche dell'impatto lavorativo che si va a creare a seconda dello Scenario. Di seguito sono presentati graficamente i valori aggiunti locali in [€] e le Unità di Lavoro Attivo generate a seconda dell'investimento attuato.

Si noterà come ad investimenti maggiori, corrispondono introiti locali maggiori, così come anche i posti di lavoro generati.

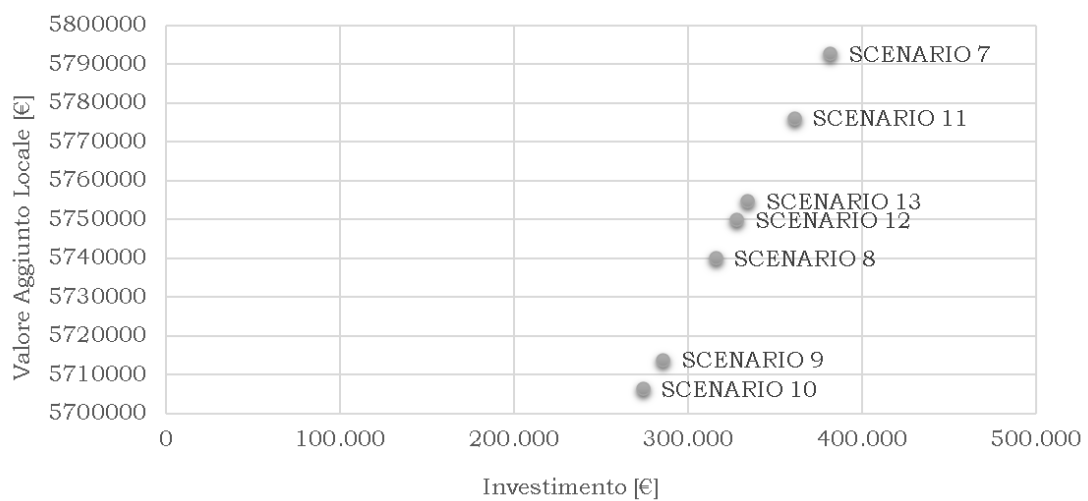




Confronto degli Scenari a parità di investimento



Confronto degli Scenari a parità di investimento



Capitolo 15

15. Conclusioni

Questo studio descrive in due fasi la procedura per l'individuazione e valutazione della fattibilità economica, sociale e il calcolo del costo della produzione di energia elettrica di una Comunità Energetica situata in Valle Po.

La prima fase pone l'attenzione sull'analisi legislativa su ciò che concerne le CER in Italia, il contesto di esame, la fattibilità di una CER in senso generale nell'area Monviso e la producibilità ammissibile da FER locali.

La seconda fase si concentra sull'analisi e applicabilità di quanto descritto nella prima fase al caso di Bagnolo Piemonte. Importante in questa seconda fase è stato lo studio comparativo di diverse tecnologie applicate a sei edifici. A seconda della configurazione tecnologia, sono stati estrapolati diversi Scenari che hanno permesso di capire come individuare una configurazione ottimale a seconda delle esigenze locali.

Al giorno d'oggi sono disponibili numerosi strumenti per effettuare l'analisi della redditività di un impianto energetico ma rari sono i modelli aggiornati in contesti di collettività. Gli strumenti selezionati e messi a disposizione per le stime in esame hanno evidenziato alcune carenze negli scenari economici, ponendo il dubbio sulla validità commerciale di una produzione energetica individualista.

Nell'analisi energetica, viene utilizzato un ampio set di dati sui profili di consumo attraverso un processo dall'alto verso il basso (passando dalle analisi dall'area vasta fino ad un caso specifico). Se si considera solo il Caso Studio di Bagnolo Piemonte, vengono fatte conclusioni in base alla classe di consumo degli edifici. Per le analisi specifiche di fattibilità del Caso Studio sono stati valutati e confrontati due KPI: il TAUC e il TAUP.

L'analisi di sensibilità del TAUC in funzione delle dimensioni dell'impianto fotovoltaico ha dimostrato che ad un aumento del 10% del TAUC corrisponde una potenza di picco da FV minore secondo una relazione approssimata di $TAUC = 355,58 * Potenza^2 - 714,98 * Potenza + 387,16$. Altro output dedotto dalle analisi è la combinazione negli scenari dei sistemi di stoccaggio. Le batterie possono portare a risultati energetici migliori, ma hanno alti costi ambientali ed economici.

La complessità, seppur ridotta, di un sistema CER esclude la possibilità di implementare solo soluzioni fotovoltaiche. Infatti, per questa tipologia di configurazioni, sono stati ipotizzati sei scenari, ognuno differenziato per la potenza di fotovoltaico installato e presenza di batterie. Il miglior output ottenuto in termini prestazioni è risultato lo Scenario 4, 5 e 6.

SCENARIO 4 Presenta solo FV (24,96 kWp), questa condizione ha dimostrato che nonostante il tasso di autoconsumo collettivo sia pari al 90%, l'indipendenza elettrica rimane inferiore al 20%.

SCENARIO 5 Vanta di avere un tasso di autoconsumo del 100% grazie alla presenza sia di FV (38,09 kWp) sia di un sistema di accumulo (210 kWh) che immagazzina tutta la produzione elettrica nell'anno. Questo scenario ha dimostrato l'inaffidabilità economica di una batteria (SPB > 20 anni).

SCENARIO 6 Nasce dalla combinazione di pannelli FV (53,85 kWp) e batterie di accumulo (30 kWh) per avere un tasso di autoconsumo pari al 79%. Una leggera riduzione di TAUC ha generato ottimi ritorni economici e una riduzione locale di emissioni del 10%.

Con la metodologia sviluppata si è concluso come tali scenari abbiano carenze energetiche che debbano essere migliorate. Soprattutto dal punto di vista dell'indipendenza elettrica e riduzione di CO₂. Nessuno degli scenari proposti riesce ad avere un'indipendenza superiore al 40%.

Pertanto, è stato ipotizzato un secondo set di scenari che hanno visto le installazioni fotovoltaiche accoppiate ad un impianto cogenerativo da 20 kW elettrici e 40 kW termici e impianti di accumulo.

Il miglior scenario della seconda tornata, in seguito a valutazioni opportune di natura sia emissiva sia finanziaria, è stato lo Scenario 11.

SCENARIO 11 Considera sia pannelli FV (65,69 kWp), sia un CHP (20 kWh elettrici) sia una batteria da 45 kWh. Anche se il tasso di autoconsumo

interno è ridotto, l'indipendenza elettrica ottenuta è oltre l'80% e le emissioni vengono abbassate del 23%.

Parallelamente ai vantaggi elettrici, questo Scenario aggrega in sé diverse ipotesi di sfruttamento dell'energia termica del cogeneratore.

Sfruttare questa risorsa secondaria in una CER porta alla scelta di molteplici ipotesi. Nel set selezionato solo quattro sono le Gestione garantite, che prevedono ciascuna diversi livelli di indipendenza termica o finanziaria.

SCENARIO 11.a È lo Scenario base che non prevede alcuno sfruttamento della risorsa termica, cioè tutta l'energia termica viene dissipata in ambiente.

SCENARIO 11.b Nella prima Gestione termica, la produzione di calore del CHP viene completamente indirizzata presso un essiccatore di cippato da 16 [msr] di stoccaggio. L'energia viene sfruttata per essiccare tutta la biomassa umida acquistata per conto di terze parti. La biomassa acquistata è superiore alla quota di cippato necessario all'operatività del CHP, in questo modo il cippato secco non autoconsumato dal cogeneratore viene venduto ai locali.

SCENARIO 11.c Nella seconda Gestione termica, la produzione di calore del CHP viene indirizzato ad un puffer, connesso alla Scuola Elementare di Bagnolo. La richiesta di fabbisogno termico della Scuola viene garantita dal sistema CER. Questa gestione permette di avere all'atto pratico un'indipendenza termica mai avuta finora. Quando la Scuola non è in funzione, l'energia termica del CHP viene indirizzata all'essiccatore di cippato da 16 [msr] e la quota di biomassa essiccata in eccesso viene venduta localmente.

SCENARIO 11.d La terza Gestione termica vede applicata la stessa logica della prima gestione, ossia il calore del CHP viene indirizzato completamente ad un essiccatore per vendere cippato a basso contenuto idrico in loco. La differenza risiede nell'approvvigionamento della biomassa. Se prima viene acquistata per conto terzi, in questo caso viene acquistata a prezzi agevolati dalla Gestione forestale sostenibile implementata dal progetto GCS4L.

SCENARIO 11.e Nell'ultima gestione termica, il calore del CHP viene indirizzato completamente ad una micro-rete di teleriscaldamento. Non vi è la presenza dell'essiccatore. Tutta la produzione termica, al netto dell'autoconsumo necessario per essiccare la biomassa giornaliera di operabilità, viene indirizzata a tre edifici limitrofi. L'indipendenza termica qui ha un valore molto alto a discapito di investimenti elevati.

Tutti questi scenari sono comparati in funzione dei KPI più rilevanti nella tabella sottostante. I grafici cercano di focalizzare a parità di investimento quale sia lo scenario più consono in termini di riduzione di emissioni di CO₂ e unità lavorative attive generate a livello locale, tasso di autoconsumo e indipendenza energetica dalla rete elettrica e termica (fossili)

	Pot EL da CHP [kWp]	Pot TH da CHP [kWp]	Pot EL da FV [kWp]	Capacità Batteria [kWh]	Tasso AUC EL	Tasso AUP EL	Tasso AUC TH	Tasso AUP TH	Investimento [€]	SPB [anni]	Riduzione Emissioni CO ₂ globali (LCA)	ULA
S 4	0	0	24,96	0	90%	18%	0%	0%	24956	3	6%	1
S 5	0	0	38,09	210	100%	31%	0%	0%	248091	20	3%	4
S 6	0	0	53,85	30	79%	34%	0%	0%	83853	6	10%	2
S 11.a	20	40	65,68	45	73%	81%	0%	0%	360675	15	23%	6
S 11.b	20	40	65,68	45	73%	81%	0%	0%	410675	17	23%	7
S 11.c	20	40	65,68	45	73%	81%	18%	6%	443675	20	26%	8
S 11.d	20	40	65,68	45	73%	81%	0%	0%	410675	14	23%	7
S 11.e	20	40	65,68	45	73%	81%	66%	43%	693075	16	35%	13

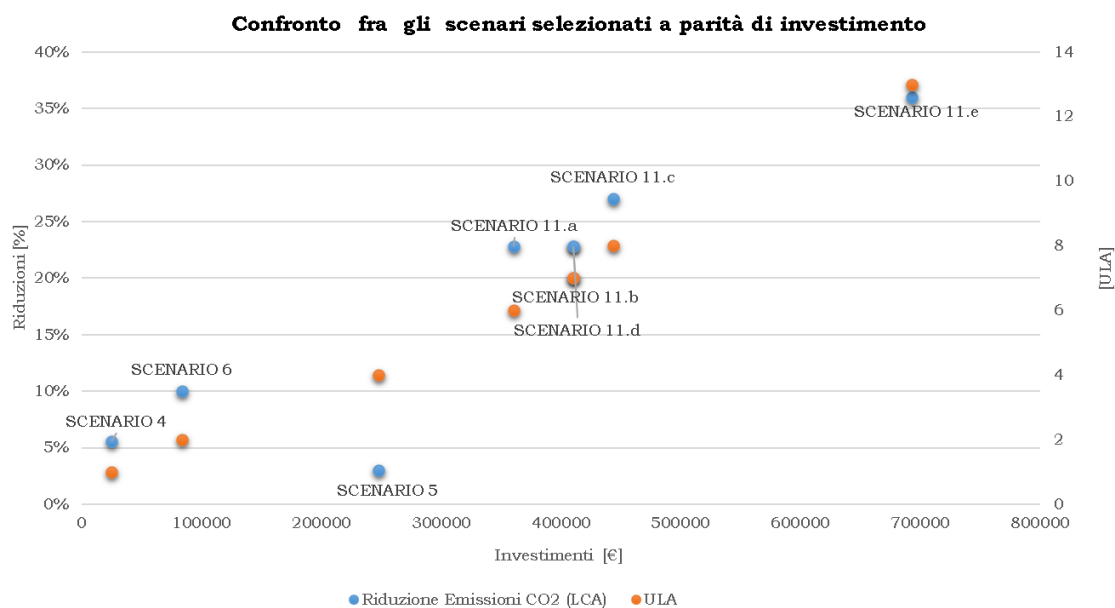


Figura 110 - Rappresentazione grafica dei 7 scenari ottimali a seconda dell'investimento previsto, ULA e riduzione emissiva. Le ULA e la riduzione emissiva locale aumentano all'aumentare degli investimenti impiantistici. Elaborazione personale.

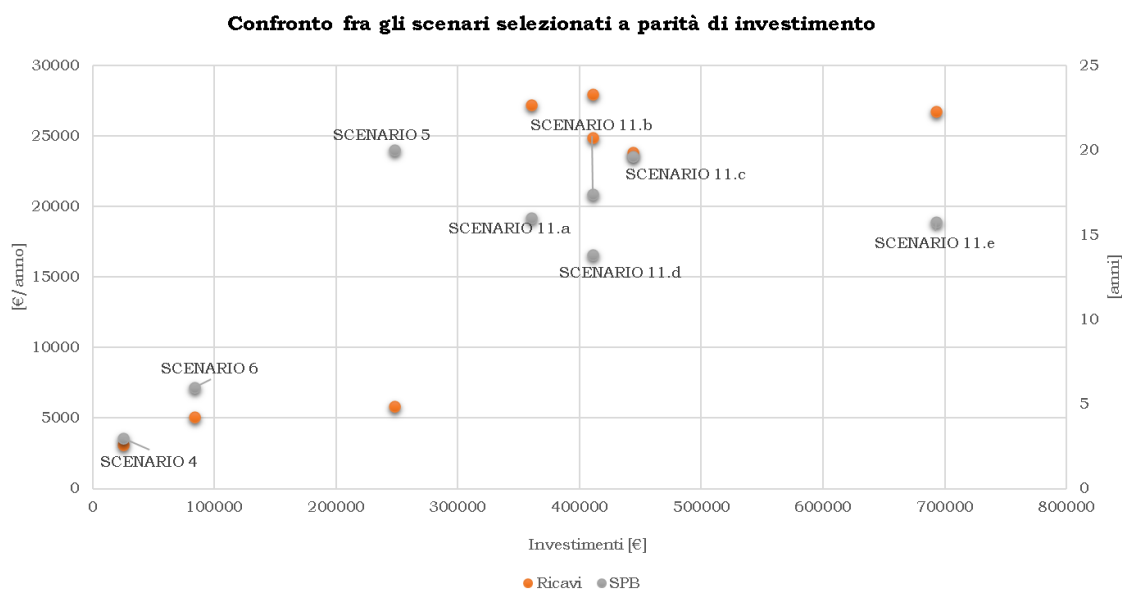


Figura 111 - Rappresentazione grafica dei 7 scenari ottimali a seconda dell'investimento previsto, SPB e ricavi. Gli scenari migliori a livello finanziario si verificano quanto il livello dei ricavi supera il SPB a parità di investimento.

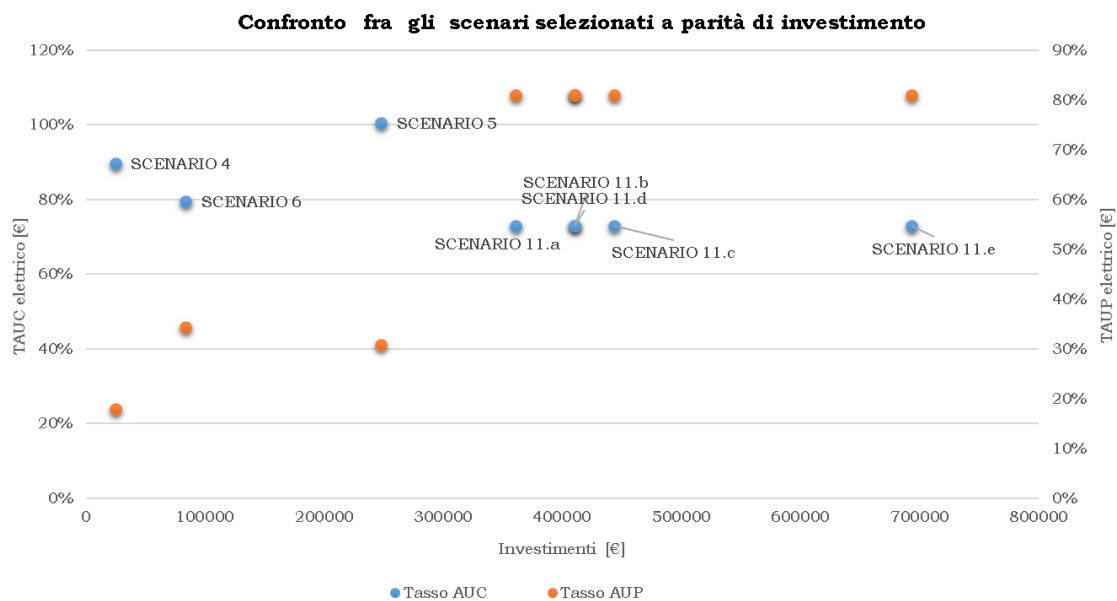


Figura 112 - Rappresentazione grafica dei 7 scenari ottimali a seconda dell'investimento previsto, TAUC e TAUP elettrici. Gli scenari migliori a livello elettrico si verificano quanto il TAUP supera il TAUC a parità di investimento.

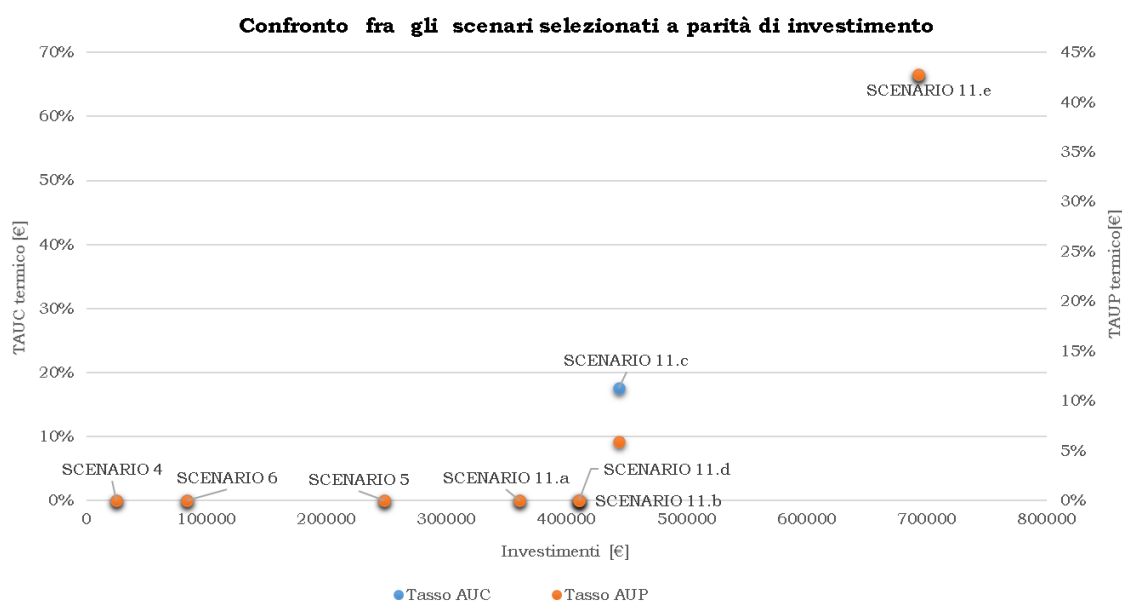


Figura 113 - Rappresentazione grafica dei 7 scenari ottimali a seconda dell'investimento previsto, TAUC e TAUP termici. Gli scenari migliori a livello termico si verificano quanto il TAUP supera il TAUC è diverso da 0.

Dal punto di vista economico le simulazioni hanno evidenziato:

- Tempi di ritorno dell'investimento elevati (>15 anni) per gli scenari che prevedono un impianto FV combinato con CHP. Tale configurazione però permette di ottenere elevati risparmi in termini di emissioni di CO₂ (per lo Scenario 11.e fino al 35%), indipendenza termica ed elettrica e un forte risvolto sociale nell'area (sempre nello Scenario 11.e si arriva a 13 ULA e un indotto di 13.338.405,09 euro)
- Tempi di ritorno sotto i 10 anni, grazie ad investimenti iniziali minori, sono limitati ai soli scenari con FV. Tali configurazioni permettono anche con piccoli budget di ottenere percentuali di autoconsumo superiori al 70% e un'indipendenza dalla rete nazionale fino al 34%.
- Un sovradimensionamento di batterie e FV può portare il TAUC al 100% e il TAUP oltre al 30% ma a scapito di costi iniziali (dovuti ai costi molto elevati delle batterie al litio) difficilmente sostenibili e convenienti (SPB 20 anni).
- L'accoppiamento di sistemi FV a batterie al litio per stoccaggio di energia elettrica e CHP permette di ottenere dei tassi TAUC del 73% e un TAUP del 81%. Tali batterie potrebbero essere sostituite con due autoveicoli comunali elettrici funzionanti in modalità V2G/G2V (Grid-

to-Vehicle) al fine di sfruttare gli accumuli solo quando effettivamente necessario, azzerando i costi di investimento iniziali.

- In termini puramente economici lo Scenario 11.d (che accoppia il CHP ad un essiccatore da 16 [msr] e acquista cippato umido per conto proprio grazie al progetto GCS4L) è il più favorevole perché in 14 anni si ha il ritorno d'investimento garantendo al contempo un'autosufficienza del'81% energetica e la creazione di 7 posti di lavoro locale.

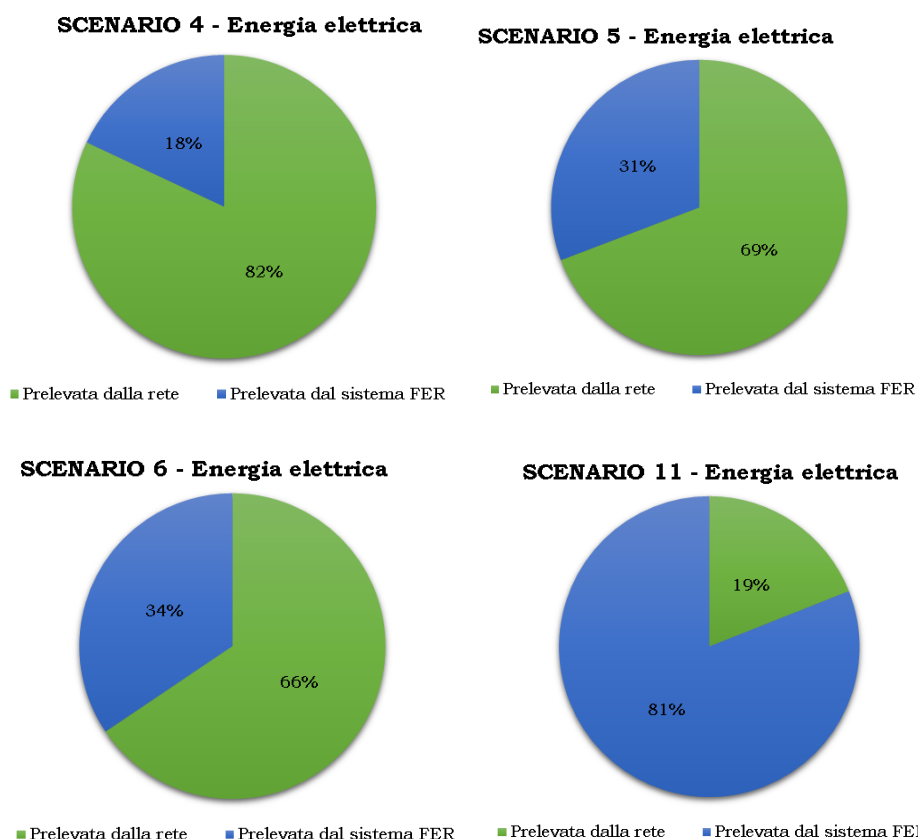
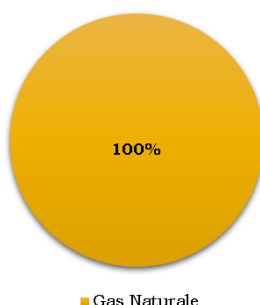
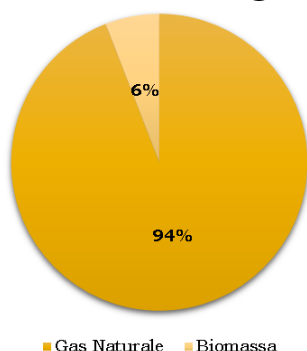


Figura 114 – Rappresentazione grafica degli approvvigionamenti elettrici post-intervento. Pre-intervento il 100% dell'energia richiesta veniva fornita dalla rete locale. Elaborazione personale.

SCENARIO 4,5,6,11.a,11.b,11.d
Energia termica



SCENARIO 11.c - Energia termica



SCENARIO 11.e - Energia termica

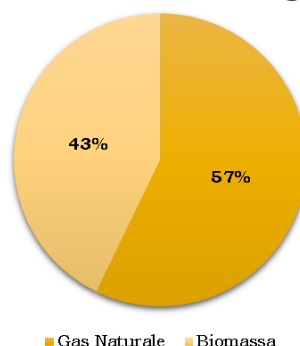


Figura 115 – Rappresentazione grafica degli approvvigionamenti termici post-intervento.
Pre-intervento il 100% dell'energia richiesta veniva fornita da Gas Naturale.
Elaborazione personale

Tutti questi risultati vogliono essere uno strumento di utilità per le PA locali. Uno strumento utile a definire la strada da intraprendere nel realizzare una CER in funzione degli obbiettivi che si intende raggiungere. In una certa misura, si tratta di uno strumento che consente di risparmiare tempo per il processo decisionale preliminare, indipendentemente dal livello di competenza nel settore. È, infine, evidente l'importanza di incentivi economici che promuovano le iniziative degli utenti nell'attuazione di misure di efficienza energetica in modo coordinato e cooperativo. In Italia esistono incentivi economici disponibili che mirano a sostenere i costi di investimento. Le Pubbliche Amministrazioni possono accedere al D.L. "Crescita" del 2019 che può mettere a disposizione fino a 50.000 euro per il miglioramento dell'efficienza

energetica degli edifici pubblici (l'incentivo è diverso per ciascun Comune ed è proporzionale al numero di abitanti, i 50.000 euro qui presentati fanno riferimento solo al caso del Comune di Bagnolo Piemonte). Altro incentivo a cui le Pubbliche Amministrazioni possono accedere è l'Incentivo CAR del GSE che può detrarre fino al 30% del costo di investimento iniziale di cogeneratori alto-efficienti. Inoltre, nel 2021 è stato varato un nuovo incentivo statale a favore delle risorse green, l'Ecobonus 2021. Vi possono accedere le PA e avere detrazioni fiscali per impianti fotovoltaici abbinati a sistemi di accumulo fino al 50% dell'importo iniziale e con un massimale coperto di 48.000 euro.

L'importanza degli incentivi può tradursi nell'importanza delle politiche energetiche locali volte a sostenere tali iniziative. Sebbene la logica che ispira le CER sia di tipo liberale, questa deve affacciarsi alla competitività della logica di mercato. Due paradigmi diversi eppure interconnessi.

Prima di intraprendere iniziative energetiche le PA, così come anche persone fisiche distinte, devono valutare un piano di risorse economiche. Solo dopo aver captato le possibilità economiche a disposizione si può parlare di intervento reale.

Le comunità energetiche possono essere uno strumento trainante verso la transazione energetica se supportate da un adeguato finanziamento, ma soprattutto se supportate da una legislazione snella, semplificata e precisa.

Commenti conclusivi

Questo periodo di sei mesi in azienda mi ha permesso capire la complessità della legislazione attuale in materia di comunità e la differenza che si riscontra tra le simulazioni teoriche e le problematiche pratiche nel reperimento dei dati. L'esperienza diretta in campo è stata la chiave di lettura principale per comprendere debolezze e forza di una CER.

Ringrazio le Amministrazioni locali: l'Unione Montana Monviso, l'Unione Montana Bagnolo-Barge e i Responsabili del BIM Valle Po per il supporto ricevuto.

Bibliografia

1. P. Zweifel, A. Praktiknjo, G. Erdmann; *Energy Economics*; Springer; 1st ed. 2017
2. H. Heinrichs, P. Martens; *Sustainability Science*; Springer; reprinted ed. 2019
3. P. Balakumar, S. Sathiya; "Demand side management in smart grid using load shifting technique"; Karur, India; IEEE; 2015
4. Commissione Europea; "Allegato della comunicazione della commissione al parlamento europeo, al consiglio europeo, al consiglio, al comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni. Il green deal europeo"; Bruxelles; 2019
5. Commissione Europea; "Comunicazione della commissione al parlamento europeo, al consiglio, al comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni. Il Green Deal europeo"; Bruxelles; 2019
6. V. Francescato, E. Antonini, G. Mezzalana ; "L'energia del legno Nozioni, concetti e numeri di base"; Torino; Pubblicazione realizzata in occasione di Forlener; 2004
7. A. Caputo, M. Pantaleoni; "Scenari di consumi elettrici al 2050"; Roma; ISPRA-settore editoria; 2015
8. MiSE -Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche; " La situazione energetica nazionale nel 2019"; Roma; 2020
9. ARERA; "Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile"; Roma; 04 agosto 2020
10. Regione Piemonte; " Legge regionale 3 agosto 2018, n. 12 "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche. Disposizioni attuative e approvazione, per l'anno 2019, dei criteri per il sostegno finanziario."; Torino; 2018
11. Regione Piemonte; "Avviso pubblico per la raccolta di manifestazioni di interesse ad un contributo finanziario a sostegno della costituzione di comunità energetiche."; Torino; 2019
12. Regione Piemonte; "Prime misure di attuazione dell'Accordo di Programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure di risanamento della qualità dell'aria nel Bacino Padano"; Torino; 2017

13. P. M. Terzolo; “Area forestale: Valle Po, Bronda e Infernotto Piano Forestale Territoriale”; Torino; 2000
14. Regione Piemonte; “Approvazione del Piano regionale di qualità dell’aria ai sensi della legge regionale 7 aprile 2000, n. 43 (Disposizioni per la tutela dell'ambiente in materia di inquinamento atmosferico. Prima attuazione del Piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria).”; Torino; 2019
15. Regione Piemonte; “Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da biomasse, ai sensi del paragrafo 17.3. delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" di cui al decreto ministeriale del 10 settembre 2010.”; Torino; 2012
16. Regione Piemonte; “Aggiornamento della zonizzazione del territorio regionale piemontese relativa alla qualità dell'aria ambiente e individuazione degli strumenti utili alla sua valutazione, in attuazione degli articoli 3, 4 e 5 del d.lgs. 155/2010 (Attuazione della direttiva 2008/50/CE).”; Torino; 2015
17. ARERA; “Verifica delle regole tecniche per l’accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa per l’autoconsumo definite dal gestore dei servizi energetici S.p.a. ai sensi della deliberazione 318/2020/r/eel”; Roma; 10 dicembre 2020
18. GSE; “Gruppi Di Autoconsumatori di Energia Rinnovabile che agiscono collettivamente e Comunità di Energia Rinnovabile. Regole tecniche per l’accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa”; 2020
19. Iris s.rl.; “Intelligent robotization of buildings for artificial intelligence-based demand side management enhanced by a gamification contest among the prosumers of the virtual energy community”; Orbassano; 2019
20. B. Koffi, A. K. Cerutti, M. Duerr, A. Iancu, A. Kona, G. Maenhout; “Covenant of Mayors for Climate and Energy: Default emission factors for local emission inventories”; Bruxelles; JRC Science Hub; 2018
21. K.Lähtinen, T. Myllyviita, P. Leskinen, S. Pitkänen; “A systematic literature review on indicators to assess local sustainability of forest energy production”; Elsevier; 2014
22. Koffi, B., Cerutti, A., Duerr, M., Iancu, A., Kona, A., Janssens-

- Maenhout, G.; “CoM Default Emission Factors for the Member States of the European Union”; Bruxelles; JRC Science Hub; 2017
23. S. Quoilin, K. Kavvadias, A. Mercier , I. Pappone, A. Zucker; “Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment” ; Elsevier; 2016
24. G. Mutani, V. Todeschi, G. Grisolia, U. Lucia; “Introduction to Constructal Law Analysis for a Simplified Hourly Energy Balance Model of Residential Buildings at District Scale” ; Torino; 2019
25. J. Hey, C. Petraglia; “Microeconomia Lezione 31: Duopolio”; 2016
26. D. Akinyele, J. Belikov, Y. Levron; “Battery Storage Technologies for Electrical Applications: Impact in Stand-Alone Photovoltaic Systems”; MDPI; 2017
27. Ga. Mutani, V. Todeschi, S. Beltramino; “Energy Consumption Models at Urban Scale to Measure Energy Resilience”; MDPI; 2020
28. R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, J. Palm; “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review”; Elsevier; 2015
29. G. Mutani, M. Martino, M. Pastorelli; “Modeling hourly variations in space heating energy consumption for office buildings”; Torino; IEEE; 2021;
30. Asian Development Bank; “Microsoft Excel-based tool kit for planning hybrid energy systems”; ADB; Manila; 2017
31. H. Remillieux, C. Novener; N. Poize; “Etude de faisabilité économique du projet d'autoconsommation collective de Saint-Julien-en-Quint”; Auvergne-Rhône-Alpes Énergie Environnement; 2019
32. H. Remillieux, C. Novener; N. Poize; “Etude technique du projet d'autoconsommation collective de Saint-Julien-en-Quint”; Auvergne-Rhône-Alpes Énergie Environnement; 2019
33. H. Remillieux, C. Novener; N. Poize; “Lignes directrices pour la réalisation d'un projet d'autoconsommation collective”; Auvergne-Rhône-Alpes Énergie Environnement; 2019
34. Bagnolo P.Te "B. Fenoglio"; “Piano Triennale Offerta Formativa Scolastica per il periodo 2019-2022”; Bagnolo Piemonte; 2018
35. L. Martirano, E. Habib, M. Manganeli; “Modelli di aggregazione di utenze in edifici di tipo residenziale con gestione energetica ottimizzata mediante sistemi di controllo avanzati e sistemi di building automation”; ENEA; 2017
36. RSE; “Gli schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità

- dell'Energia"; 2020
37. G. Niglio; "Iter procedurale per la costituzione delle comunità energetiche"; Evento COME RES ENEA; 2021
 38. F. Armanasco; "Le Comunità Energetiche in Italia: buone pratiche e temi di indagine"; Evento COME RES ENEA; 2021
 39. M. Bastiani; "Il coinvolgimento attivo delle Comunità locali: strumenti di dialogo e partecipazione"; Evento COME RES ENEA; 2021
 40. S. Riva; "La promozione delle comunità energetiche: il percorso intrapreso dalla Regione Piemonte"; Evento COME RES ENEA; 2021
 41. S. Capuzzo; "Progetti pilota ed esperienze sul campo"; Evento COME RES ENEA; 2021
 42. S. Pizzuti; "Iniziative di comunità locali ed uso di strumenti digitali"; Evento COME RES ENEA; 2021
 43. Politecnico di Milano; "ELECTRICITY MARKET REPORT Decentralizzazione, Elettrificazione, Digitalizzazione: quali prospettive per comunità energetiche ed aggregazioni virtuali?"; Milano; 2020
 44. G. Mutani, M. Cornaglia, M. Berto; "Improving energy sustainability for public buildings in Italian mountain communities"; Torino; Elsevier; 2018
 45. A. Rosemann, C. Suvagau, "Methodology to Calculate the Energy Consumption for Lighting in Buildings"; Research Gate; 2016
 46. M. Alabiso, A. Ardito, A. Capozza; "Contributo delle elettrotecnologie per usi finali al carico di punta"; RSE; 2005
 47. ESDE; "Towards a greener future: employment and social impacts of climate change policies"; 2019
 48. D. Magiri – Skouloudi, K. Braimakis, D. Grimekis, S. Karellas; "Risk and socio-economic analysis (D7.2)"; JRC Science Hub; 2019
 49. D. L. Talavera E. Muñoz-Cerón, J. de la Casa, D. Lozano-Arjona 1, M. Theristis, P. J. Pérez-Higueras; "Complete Procedure for the Economic, Financial and Cost-Competitiveness of Photovoltaic Systems with Self-Consumption"; MDPI; 2019

Sitografia

1. <https://www.lifegoprofor.eu/it/cos-e-life-programme>
2. https://ec.europa.eu/energy/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan_en
3. https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/research_and_innovation/strategy_on_research_and_innovation/presentations/horizon_europe_it_investire_per_plasmare_il_nostro_future.pdf
4. <https://view.joomag.com/city-life-magazine-42/0228593001572272537>
5. <https://www.urbanindex.it/indicatori/>
6. <https://www.regione.piemonte.it/web/temi/sviluppo/sviluppo-energetico-sostenibile/enercloud>
7. http://www.sistemapiemonte.it/elencom/base/ricerca_module/o
8. <https://www.e-distribuzione.it/open-meter/Piano-di-sostituzione.html>
9. <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/fuel-mix-determinazione-del-mix-energetico-per-gli-anni-2018-2019>
10. https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2019.pdf
11. <https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/20160704-05-smartenergyregions-zucker.pdf>
12. <https://slideplayer.it/slide/2595758/>
13. https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2019.pdf

Appendice

KPI Totali individuati

KPI Energetici e Ambientali

2.1.1	C1	Consumo EL edifici
2.1.2	C2	Consumo TH edifici
2.1.3	P1_fv	Produzione FV
2.1.4	P1_fv_batt	Produzione da FV e batteria
2.1.5	P1_chp	Produzione CHP_el
2.1.6	P2_chp	Produzione CHP_th
2.1.7	AU1_fv	Autoconsumo FV
2.1.8	AU1_fv_batt	Autoconsumo FV+Batteria
2.1.9	AU1_fv_batt_chp	Autoconsumo FV+Batteria+CHP
2.1.10	ECC1_fv	Eccesso in rete da FV
2.1.11	ECC1_fv_batt	Eccesso in rete da CHP
2.1.12	ECC1_chp	Eccesso in rete da FV+Batteria
2.1.13	ECC1_fv_batt_chp	Eccesso in rete FV+Batteria+CHP
2.1.14	NC1_fv	Presa dalla rete (solo FV)
2.1.15	NC1_fv_batt	Presa dalla rete FV+Batteria
2.1.16	NC1_fv_batt_chp	Presa dalla rete FV+Batteria+CHP
2.1.17	AU2_chp	Autoconsumo termico da CHP_th
2.1.18	ECC2_chp	Energia termica in eccesso da CHP_th
2.1.19	NC2_chp	Energia termica non coperta dal CHP_th
2.1.20		AU1_fv / C1
2.1.21		AU1_fv_batt / C1
2.1.22		AU1_fv_batt_chp / C1
2.1.23		AU1_fv / P1_fv
2.1.24		AU1_fv_batt / P1_fv
2.1.25		AU1_fv_batt / P1_fv_batt
2.1.26		AU1_fv_batt_chp / P1_fv+CHP
2.1.27		AU2_chp / C2
2.1.28		ECC1_fv / C1
2.1.29		ECC1_fv_batt / C1
2.1.30		ECC1_fv_batt_chp / C1
2.1.31		ECC1_fv / P1_fv
2.1.32		ECC1_fv_batt / P1_fv
2.1.33		ECC1_fv_batt / P1_fv_batt
2.1.34		ECC1_fv_batt_chp / (P1_fv+P1_chp)
2.1.35		ECC2_chp / P2_chp
2.1.36		NC1_fv / C1
2.1.37		NC1_fv_batt / C1

Appendice

2.1.38	NC1_fv_batt_chp / C1
2.1.39	NC1_fv / P1_fv
2.1.40	NC1_fv_batt / P1_fv
2.1.41	NC1_fv_batt / P1_fv_batt
2.1.42	NC1_fv_batt_chp / (P1_fv+P1_chp)
2.1.43	NC2_chp / P2_chp
2.1.44	ciclo di vita di FV
2.1.45	ciclo di vita di batteria
2.1.46	ciclo di vita di CHP
2.1.47	kWh EL stoccati nel ciclo di vita della batteria
2.1.48	kWh EL prodotti nel ciclo di vita del FV
2.1.49	kWh TH prodotti nel ciclo di vita del CHP
2.1.50	numero di carica/scarica della batteria in un ciclo di vita
2.1.51	Emissioni di CO2 equivalenti LCA (FV+batt)
2.1.52	Emissioni di CO2 eq LCA (FV+batt+CHP)
2.1.53	Emissioni di CO2 eq non LCA (FV+batt)
2.1.54	Emissioni di CO2 eq non LCA (FV+batt+CHP)
2.1.55	Emissioni di CO2 eq LCA
2.1.56	Emissioni di CO2 eq non LCA
2.1.57	Riduzione delle emissioni LCA (FV+batt)
2.1.58	Riduzione delle emissioni LCA (FV+batt-CHP)
2.1.59	Riduzione delle emissioni non LCA (FV+batt)
2.1.60	Riduzione delle emissioni non LCA (FV+batt-CHP)

KPI Economici

2.2.1	costo FV + installazione
2.2.2	manutenzione FV+batterie l'anno
2.2.3	costo batteria a kWh + inverter + installazione
2.2.4	costo CHP 20 kW_el + autorizzazioni + struttura + essiccatore
2.2.5	manutenzione CHP 20 kW_el + autorizzazioni + struttura + essiccatore
2.2.6	Costo biomassa CHP
2.2.7	CAPEX impianto FV+batteria
2.2.8	CAPEX impianto FV+batteria+CHP
2.2.9	OPEX impianto FV+batteria
2.2.10	OPEX impianto FV+batteria+CHP
2.2.11	Bilancio economico PRE
2.2.12	Incentivo GSE per CER (FV+batteria)
2.2.13	Costo energia prelevata dalla rete (FV+batteria)
2.2.14	Guadagno vendita energia in eccesso (FV+batteria)
2.2.15	Incentivo GSE per CER (FV+batteria+CHP)
2.2.16	Costo energia prelevata dalla rete (FV+batteria+CHP)
2.2.17	Guadagno vendita energia in eccesso (FV+batteria+CHP)
2.2.18	SPESE (FV+batt+CHP)
2.2.19	RICAVI (FV+batt+CHP)
2.2.22	Bilancio economico (FV+batteria)
2.2.23	Bilancio economico (FV+batteria+CHP)
2.2.24	Differenza PRE e POST (FV+batteria)
2.2.25	Differenza PRE e POST (FV+batteria+CHP)
2.2.26	SPB (FV+batteria)
2.2.27	SPB (FV+batteria+CHP)
2.2.28	Costo al kWh (FV+batt)
2.2.29	Costo al kWh (FV+batt+CHP)
2.2.30	Return of Investment (FV+batteria)
2.2.31	Return of Investment (FV+batteria+CHP)
2.2.32	tasso di inflazione/WAC
2.2.33	NPV (FV+batteria)
2.2.34	NPV (FV+batteria+CHP)
2.2.35	Anni di ritorno netti (FV+batt)
2.2.36	Anni di ritorno netti (FV+batt+CHP)
2.2.37	Finanziamenti dei bandi o incentivi (FV+batteria)
2.2.38	Finanziamenti dei bandi o incentivi (FV+batteria+CHP)
2.2.39	Rata finanziamento (FV+batt)
2.2.40	Rata finanziamento (FV+batt+CHP)
2.2.41	tasso di interesse

Appendice

2.2.42	tasso di inflazione/WAC
2.2.43	Bilancio economico POST (FV+batteria)
2.2.44	Bilancio economico POST (FV+batteria+CHP)
2.2.45	Differenza PRE e POST (FV+batteria)
2.2.46	Differenza PRE e POST (FV+batteria+CHP)
2.2.47	SPB (FV+batteria)
2.2.48	SPB (FV+batteria+CHP)
2.2.49	Costo al kWh (FV+batt)
2.2.50	Costo al kWh (FV+batt+CHP)
2.2.51	Return of Investment (FV+batteria)
2.2.52	Return of Investment (FV+batteria+CHP)
2.2.53	NPV (FV+batteria)
2.2.54	NPV (FV+batteria+CHP)
2.2.55	Anni di ritorno netti (FV+batt)
2.2.56	Anni di ritorno netti (FV+batt+CHP)

KPI Sociali

2.3.1	Valore aggiunto locale	FV+batt
2.3.2	Valore aggiunto locale	Biomasse solide
2.3.3	Valore aggiunto locale	FV+batt+CHP
2.3.5	ULA	FV
2.3.6	ULA	Biomasse solide
