

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale
in Architettura per il Progetto Sostenibile

Tesi di Laurea Magistrale

Le Comunità Energetiche. L'esperienza nel Pinerolese.



Relatore
Prof. ssa Guglielmina Mutani
Corelatore
Prof. Angelo Tartaglia

Candidata
Silvia Santantonio

Anno Accademico 2019/2020

Abstract

A seguito degli accordi internazionali in materia di energia e clima e degli obiettivi per la transizione energetica definiti dall'Energy Trilemma, l'Unione Europea ha promosso la costituzione delle comunità energetiche (CE). Queste sono organizzazioni no-profit che, coinvolgendo in una rete locale diversi soggetti, aumentano l'autosufficienza e la sicurezza energetica, riducono l'impatto ambientale e garantiscono costi accessibili. La produzione da fonti rinnovabili (RES) e la riduzione dei consumi sono ottenute con interventi di efficientamento energetico e di ottimizzazione delle reti esistenti. L'obiettivo dello studio è la valutazione della possibilità di raggiungimento dell'autosufficienza energetica nel territorio della CE Pinerolese, entro i limiti della L.R. 12/2018 e la definizione di un metodo di supporto alla pianificazione territoriale e alle politiche energetiche.

Il caso studio consiste di un territorio eterogeneo a vasta scala che dispone di RES diversificate e comprende i 47 comuni appartenenti alla prima Oil-Free Zone italiana, più di 70 aziende e oltre 150.000 abitanti.

Le utenze sono classificate secondo categoria (aziendale, comunale, domestica) e tipologia (produttore, consumatore, prosumer) e per ciascuna sono definiti i profili di consumo, produzione e producibilità a scala temporale annuale, mensile, oraria. Per la raccolta delle informazioni sono stati redatti appositi questionari. Da questi sono stati estrapolati dati allo scopo di elaborare modelli previsionali di consumo, per integrare le informazioni ricavate dalle banche dati disponibili. L'utilizzo di sistemi informativi territoriali (GIS) ha permesso di riferire geograficamente informazioni diverse, organizzarle gerarchicamente e restituirne una lettura integrata. A seguito dell'individuazione di vincoli tecnici, economici e legislativi nella realizzazione del progetto, sono stati confrontati possibili scenari di intervento ed è stato redatto l'atlante dei profili delle utenze.

Dal bilancio energetico allo stato di fatto si evince che la produzione da RES sopperisce alla domanda di elettricità in quasi tutti i mesi dell'anno, ma una completa autosufficienza non è possibile per la presenza delle utenze aziendali che necessitano di continuità nella fornitura, pertanto è necessaria la connessione alla rete nazionale. Questa implica la negoziazione con i fornitori dei servizi e l'Autorità per individuare, tra le forme di aggregazione energetica e gli incentivi economici esistenti, quelli che valorizzano i benefici generati dalla CE per la società e l'ambiente. In merito all'energia termica, risulta impossibile raggiungere il minimo di autosufficienza previsto per legge senza definire parametri di valutazione specifici per questo vettore. È necessario calibrare quantitativamente e qualitativamente le utenze della CE al fine di mantenere l'equilibrio del bilancio mensile e massimizzare lo scambio interno. Nel mantenimento della disponibilità di RES distribuite, una soluzione percorribile è la confederazione di CE, attuate in ambito sovracomunale, a garanzia di una gestione efficiente delle eccedenze di produzione e del diretto coinvolgimento della cittadinanza.

Il modello di analisi elaborato in questo studio consente la valutazione delle potenzialità delle CE, in applicazione a contesti territoriali decentrati o marginali, impegnati nel processo di transizione energetica verso sistemi distribuiti e configurazioni di rete flessibili e resilienti.

Abstract (English version)

According to the international agreements on energy and climate and the objectives for the energy transition, the European Union has promoted new economic development models based on aggregation forms of producers and end users, including Energy Communities (EC). These are non-profit organizations that involve different stakeholders, within a local network, in order to increase self-sufficiency and energy security, with a low environment impact and affordable costs. The exploitation of local renewable energy sources (RES) and the reduction of energy demand occur through energy efficiency measures and optimization of existing networks.

The aim of the study is to evaluate the possibility of achieving energy self-sufficiency for the EC in Pinerolo area, according to the recent Regional Law 12/2018, and to define a proper method for supporting energy planning at territorial scale and guiding policies in the transition process.

The case study consists of a large-scale heterogeneous territory that has diversified RES and includes the 47 municipalities, that belong to the first Italian Oil-Free Zone "Territorio sostenibile", over 150,000 inhabitants and more than 70 companies.

The members of the energy community were classified according to category (company, municipality, residential user) and type (producer, consumer, prosumer) and for each, the profiles of energy consumption, production and productivity were defined on an annual, monthly, hourly time scale. Specific questionnaires were drafted for collecting information. From these, data were extrapolated in order to develop forecast consumption models and integrate information obtained from the available databases. The geographical information systems (GIS) has permitted to geographically report different information, organize it hierarchically and return an integrated reading of anthropic and natural components. After the identification of technical, economic and legislative constraints that hinder the implementation of the project, possible intervention scenarios were compared, and the atlas of user profiles was drawn up.

The current energy balance shows that RES production is able to meet the electric energy demand in almost all months of the year, but complete self-sufficiency is impossible due to the presence of company users who need continuity of supply; therefore connection to the national grid is required. This implies negotiation with service providers and the Authority in order to identify, among the existing forms of energy aggregation and economic incentives, those that enhance the benefits generated by the EC for the society and the environment. Regarding thermal energy, it is impossible to reach the minimum self-sufficiency required by the regional law without defining specific evaluation parameters for the energy vectors. In order to reach a monthly energy balance and maximize internal exchange, it is necessary to quantitatively and qualitatively calibrate the members of the EC. In maintaining the availability of distributed RES, a possible solution consists in the confederation of EC, implemented in over-municipal setting, that guarantee efficient management of production surpluses and direct involvement of citizens.

The analysis model developed in this study allows the evaluation of the potential of the EC, in application to decentralized or marginal territorial contexts engaged in the energy transition process towards distributed systems and flexible and resilient network configurations.

INDICE

❖	PREMESSA	6
❖	INTRODUZIONE	7
❖	STATO DELL'ARTE	16
1.	La transizione energetica in Europa	17
1.1.	La sicurezza energetica	18
2.	Definizione e ruolo della Comunità Energetica	19
3.	Riferimenti Legislativi in materia di Energia e Ambiente	22
3.1.	Riferimenti Legislativi Europei	22
3.2.	Riferimenti Legislativi Nazionali	24
3.3.	Riferimenti Legislativi Regionali	26
4.	Forme incentivanti i progetti per la transizione energetica in Italia	28
4.1.	Modelli di aggregazione energetica	28
4.2.	Incentivi economici	30
4.3.	Incentivi alle isole minori	31
5.	Comunità energetiche esistenti	34
5.1.	Comunità energetiche in Europa	34
5.2.	Comunità energetiche nel mondo	34
5.3.	Comunità energetiche in Italia	36
6.	Indicatori di performance energetica sostenibile	39
6.1.	Energy Trilemma	39
6.2.	Indicatori per la Comunità Energetica sostenibile	42
❖	CASO STUDIO	45
7.	Attori proponenti la Comunità Energetica Pinerolese	46
8.	Inquadramento generale	47
9.	Realtà territoriali coinvolte	48
10.	Obiettivo e disegno dello studio di tesi	51
❖	MATERIALI E METODI	52
11.	Analisi territoriale	53
11.1.	Strumenti per l'analisi territoriale	53
11.2.	Caratteristiche ambientali, geo-morfologiche e climatiche	54
11.3.	Caratteristiche socioeconomiche della popolazione	54
11.4.	Caratteristiche del patrimonio edilizio e dell'ambiente costruito	55
12.	Caratterizzazione degli utenti e inventario dei consumi e delle produzioni energetiche	56
13.	Metodologia generale	58
14.	Reperimento dei dati	60
14.1.	Questionario	60
14.2.	Banche dati	62
15.	Modellazione dei dati	64
15.1.	Modelli di consumo	64
15.1.1.	UtENZE aziendali	64
15.1.2.	UtENZE municipali	75
15.1.3.	UtENZE domestiche	77

15.2. Modelli di produzione.....	78
15.2.1. Impianti di produzione di energia elettrica (Biogas, Biomassa, Idroelettrico, Solare).....	78
15.2.2. Impianti di produzione di energia termica (Biomassa, Solare, Teleriscaldamento).....	80
15.3. Modelli di producibilità.....	82
15.3.1. Producibilità energia elettrica (Solare fotovoltaico, Biomassa).....	82
15.3.2. Producibilità termica (Solare termico, Biomassa).....	86
❖ RISULTATI.....	87
16. Analisi territoriale.....	88
17. Soggetti coinvolti.....	96
18. Profili di consumo.....	99
18.1. Utenze aziendali.....	99
18.2. Utenze municipali.....	108
18.3. Utenze domestiche.....	111
19. Profili di produzione da RES.....	114
19.1. Energia elettrica.....	114
19.2. Energia termica.....	118
20. Profili di producibilità da RES.....	121
20.1. Biomassa forestale.....	121
20.2. Radiazione solare.....	126
21. Bilancio energetico mensile.....	130
21.1. Ambito AV: stato di fatto e scenari di intervento.....	130
21.2. Ambiti sovracomunali ASV: stato di fatto e scenari di intervento.....	133
22. Ambito CE6.....	140
22.1. Bilancio energetico mensile e verifica ai requisiti minimi di legge.....	140
22.2. Inquadramento della rete elettrica.....	147
22.3. Scenari di intervento.....	148
22.4. Bilancio energetico orario.....	152
❖ DISCUSSIONI.....	158
23. Performance energetica del territorio oggetto di studio.....	159
24. Vincoli alla realizzazione della CE Pinerolese.....	163
25. Confronto degli scenari ipotizzati.....	165
❖ CONCLUSIONI.....	168
❖ BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA.....	172

PREMESSA

Sempre di più, l'energia può essere considerata un bene primario. Per questo la sua produzione e gestione sono di pubblico interesse e devono essere declinate alle diverse scale di progettazione. L'attuale transizione energetica richiede la definizione di nuovi modelli ed esercita un effetto sull'ambiente naturale e nel costruito, per questo rappresenta un ambito in cui cimentarsi per l'architetto che abbia tra i propri obiettivi quello di migliorare la qualità di vita sostenibilmente, armonizzando il costruito con l'ambiente dal quale trae le risorse, esaltando le potenzialità peculiari di ciascun territorio e rispettandone le caratteristiche socioeconomiche. L'architettura che si avvale di processi partecipativi assume ruolo politico e valore sociale, oltre a offrire soluzioni integrate e adattative. Con queste consapevolezze l'architetto può rivestire un ruolo chiave nel processo di *decision making* e oggi è chiamato a intervenire anche sul tema energetico, inserendolo nella progettazione a tutte le scale, da quella urbana all'edificio. Nel farlo, è necessario mantenere una visione d'insieme, collaborando tra professionalità diverse, in contesti dinamici, per riuscire a disegnare il mondo di domani. L'architettura può in questo modo definirsi come il ponte in grado di avvicinare e far dialogare ambiti diversi, anche solo marginalmente coinvolti nella progettazione, aderendo al suo significato più ampio di "strutturazione, disposizione secondo cui si articolano le varie parti di un'opera".

"If there is to be a "new urbanism" it will not be based on the twin fantasies of order and omnipotence; it will be the staging of uncertainty; it will no longer be concerned with the arrangement of more or less permanent objects but with the irrigation of territories with potential; it will no longer aim for stable configurations but for the creation of enabling fields that accommodate processes that refuse to be crystallized into definite form; [...] it will no longer be obsessed with the city but with the manipulation of infrastructure for endless intensifications and diversifications, shortcuts and redistributions – the reinvention of psychological space."

Rem Koolhaas (1994)

INTRODUZIONE

L'energia è sottesa ad ogni altro ambito delle attività umane.

Il metodo descritto dal gruppo di ricerca dell'Istituto di Architettura Avanzata della Catalogna (IACC) [1] per l'analisi del prototipo di città autosufficiente (Figura 1) permette di osservare come qualunque insediamento umano sia costituito da diversi sistemi sovrapposti e interconnessi che insieme definiscono un ambiente antropico in grado di soddisfare i bisogni dei suoi abitanti e di rispondere agli stimoli dell'ambiente circostante. Questo metodo consiste in un primo studio "anatomico", di scomposizione e analisi individuale di ciascuno dei sette sistemi identificati (Figura 2), e di un successivo studio "fisiologico" delle interconnessioni tra i sistemi. Per ricomporre l'ambiente antropico, il metodo ricorre alla rappresentazione integrata dei sistemi, come fossero strati sovrapposti (Figura 3), ma questo richiede la gestione di notevoli quantità di dati complessi, di natura differente per ciascuno strato, che è realizzabile tramite sistemi di informazione geografica (GIS). Nel modello proposto dai colleghi catalani (Figura 1), l'energia occupa una posizione preminente, subito al di sotto delle risorse naturali, con le quali è interdipendente: dalla gestione delle risorse naturali dipende l'approvvigionamento di energia, così come dalla sua produzione dipende la sostenibilità delle risorse presenti.

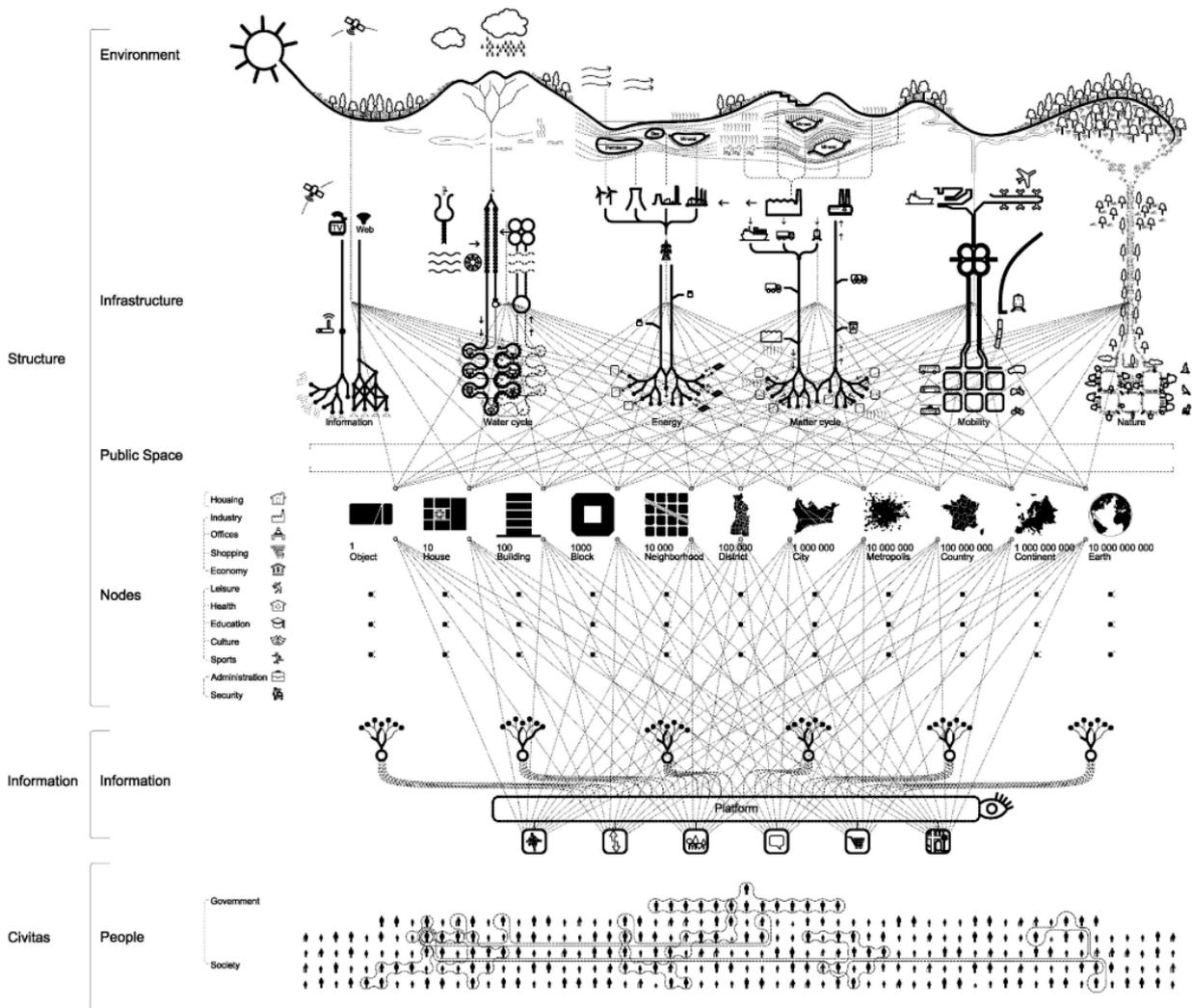


Figura 1 – Rappresentazione dello studio di scomposizione di un insediamento umano ipotetico nei diversi sistemi che lo costituiscono e che sono fra loro interconnessi. Fonte: Cityprotocol.org [1]

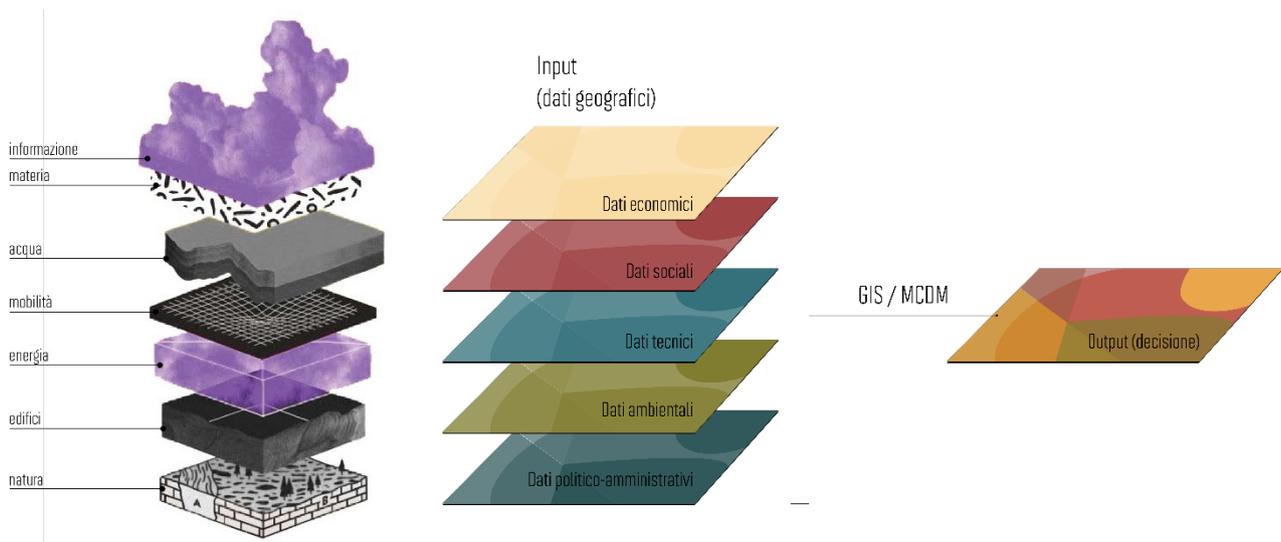


Figure 2-3 –A sinistra: Individuazione dei sette principali sistemi che costituiscono l'ambiente naturale e antropico. Fonte: IACC [1] A destra: esempio di rappresentazione integrata dei diversi layer con cui è possibile gestire e restituire graficamente la mole di dati inerente allo studio di un sistema territoriale di insediamenti. Elaborazione personale.

Il sistema energia permea tutte le scale della pianificazione territoriale.

L'energia è indispensabile a ogni processo successivo, come in un sistema a cascata (Figura 1), e ogni attività dell'uomo determina domanda di energia lì dove si svolge, quindi la necessità di infrastrutture che la trasportino dai siti di produzione a quelli di consumo. Per questo l'energia stessa assume una dimensione spaziale, in stretto rapporto con la pianificazione territoriale dell'insediamento urbano sia dal punto di vista economico sia ambientale. La produzione e la gestione dell'energia dipendono largamente dai sistemi tecnologici disponibili (vettore energetico e tipologie di impianto) e dalle infrastrutture esistenti (trasporti e comunicazione) e la combinazione di questi aspetti determina la distribuzione delle infrastrutture correlate all'indotto energetico alle diverse scale del territorio. L'approvvigionamento energetico richiede contemporaneamente rapporti internazionali, nazionali, regionali e locali, influenza l'organizzazione spaziale dell'ambiente rurale e urbano, e infine condiziona le scelte progettuali a livello di edifici e impianti. Ciascun periodo storico è stato caratterizzato da una diversa fonte energetica dalla quale sono dipesi molti aspetti della civiltà umana, come le infrastrutture e i sistemi di comunicazione, ma anche l'organizzazione degli insediamenti urbani (Figura 4) [7].

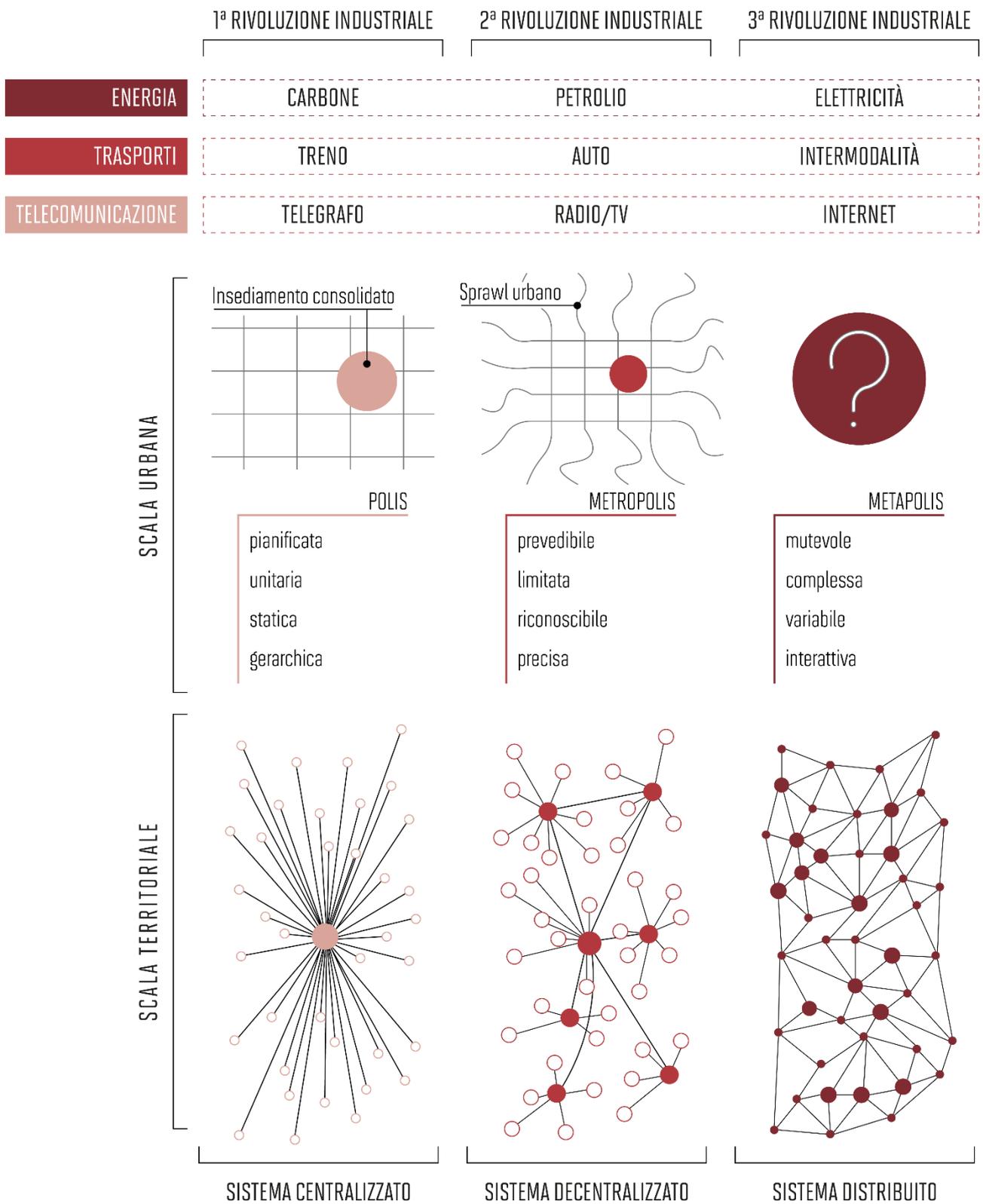


Figura 4 – Schema rappresentante le relazioni che intercorrono tra il sistema dell’energia, dell’infrastruttura per la mobilità e il trasporto, della comunicazione e il sistema di organizzazione urbana e territoriale (centralizzato/decentralizzato/distribuito). Sono individuati tre scenari principali, ciascuno correlato a un diverso periodo storico. Elaborazione personale. Fonte: IACC [1]

Paradigmi per il sistema energetico

Tutti i modelli di organizzazione urbana sopra rappresentati condividono lo stesso sistema energetico uno (produttore) a molti (consumatori) (Figura 5): ordinato, gerarchico e riconoscibile, ma anche limitato e fragile. Questo paradigma è stato recentemente messo in discussione, a seguito della crescente sensibilità in materia di sostenibilità dei sistemi di produzione e di economia circolare, per sperimentarne di nuovi che fossero applicabili a diversi settori (comunicazione, trasporti, etc.) oltre che alla produzione e alla gestione dell'energia. Tra gli altri, è stato ipotizzato un sistema uno a uno (Figura 6) nel quale ogni nodo della rete può ricoprire entrambi i ruoli di produttore e consumatore. Si tratta di un sistema distribuito, interattivo, resiliente, ma anche mutevole ed estremamente complesso.

Anche il sistema sociale delle relazioni umane è influenzato dal sistema fisico dell'ambiente urbano, dal momento che il comportamento umano è condizionato dall'accesso e dalla gestione delle risorse disponibili [2]. Pertanto, un paradigma uno a uno come questo, ha la possibilità di tradursi in un sistema sociale che ridistribuisce il potere decisionale tra i cittadini, rimettendo a loro la gestione delle risorse a propria disposizione. Tuttavia, è cruciale sottolineare che, senza l'adeguata pianificazione e la formazione dei cittadini che costituiscono parte attiva del sistema, questo può degenerare in una forma di de-regolamentazione che lascerebbe spazio a sproporzioni tipiche del libero mercato ed estranee alle attente considerazioni di carattere ambientale e sociale.

Qualunque sarà il paradigma che verrà adottato a modello in questo periodo di transizione, questo sortirà un effetto sull'ambiente costruito, modificando forma e organizzazione del territorio alle sue diverse scale, compresa quella dell'edificio.

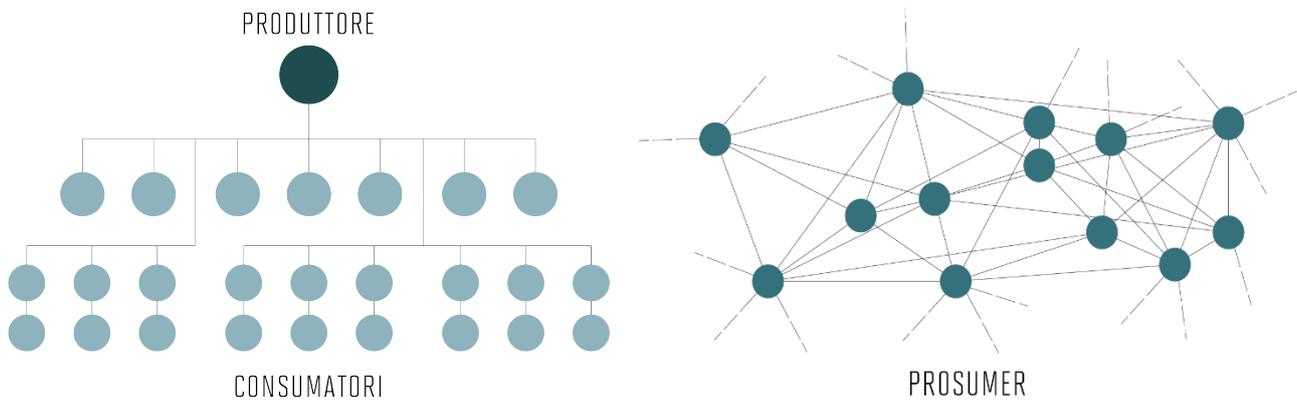


Figure 5-6 – A destra: paradigma del sistema energetico basato sul modello uno (produttore) a molti (consumatori). A sinistra: paradigma del sistema energetico basato sul modello molti a molti (prosumer). Elaborazione personale.

Sviluppo economico ed energia: obiettivi di sostenibilità

La definizione di nuovi modelli dipende dagli obiettivi che ogni comunità si prefigge di raggiungere, dall'individuazione delle strategie a diversa priorità d'intervento, nonché dalla loro traduzione in azioni concrete e dalla conseguente valutazione del loro impatto sul territorio.

«Lo sviluppo tecnologico che non prende in considerazione gli impatti sull'ambiente e quelli sociali ha delle conseguenze inattese: inquinamento dell'aria, dell'acqua e della terra, perdita di biodiversità, diminuzione delle risorse naturali e incremento delle disuguaglianze» (Thomas Malthus, *Principi di economia politica*, 1836)[11].

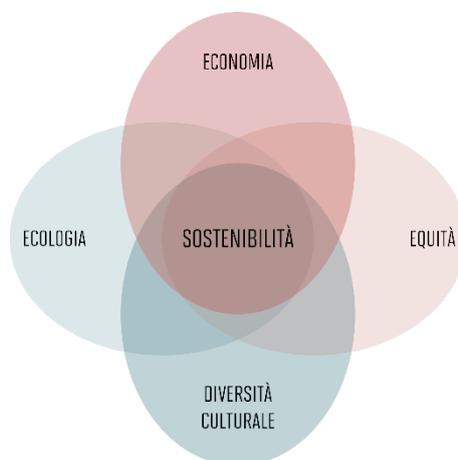


Figura 7 – Le quattro tematiche fondamentali alla definizione del concetto di sostenibilità. Elaborazione personale. [16]

Il concetto di “sviluppo” ha subito un’evoluzione nel corso dei secoli. Dalle rivoluzioni industriali ad oggi ha significato investire in una costante crescita economica e industriale, ma una crescita infinita basata sull’utilizzo di risorse finite ha evidenti limiti intrinseci. Oggi non è possibile immaginare uno sviluppo che non sia sostenibile, ma spesso il termine sostenibilità è strumentalizzato e la banalizzato. Il concetto di “sostenibile” è stato in principio associato alle proteste legate alla riduzione dell’inquinamento. Le crisi energetiche degli anni ’70, in particolare quella del petrolio, hanno reso evidenti i limiti di un modello di sviluppo che, scegliendo di non considerare le conseguenze a lungo termine del suo operato, si è reso responsabile di effetti difficilmente controllabili come l’esaurimento delle risorse, l’inquinamento ambientale e l’inasprimento delle disuguaglianze economiche e sociali di una popolazione mondiale in costante crescita. I primi a muovere queste critiche, fra cui Aurelio Peccei e il Club di Roma [5], accostarono il concetto di sostenibilità a quello di sviluppo, determinando la nascita di una diversa sensibilità nella comunità scientifica e nell’opinione pubblica. Avviarono un ampliamento del concetto stesso in termini di contenuti e scala fino a raggiungere la visione attuale, condivisa da molti paesi del mondo, sottolineando la necessità di una governance globale che si interessi di questa tematica. Il concetto di sviluppo sostenibile, definito nel 1987 dal *Rapporto Brundtland* [16] come uno sviluppo economico compatibile con il rispetto e la salvaguardia dell’ambiente e attento a non compromettere la disponibilità e l’accesso libero delle risorse alle future generazioni, è stato esteso successivamente a tutti gli aspetti legati all’attività umana, in una visione olistica fondata su quattro tematiche fondamentali fra loro integrate: ambiente, economia, società e diversità culturale (Figura 7), come descritto nell’Art. 1 della Dichiarazione Universale sulla Diversità Culturale redatta nel 2001 dall’ UNESCO [12]. A conferma dell’imprescindibilità di una pianificazione globale vi è la serie numerosa di Conferenze mondiali (Figura 8), iniziate nel 1972 con la Conferenza di Stoccolma, che continuano ancora oggi con la COP25 del dicembre 2019. Queste testimoniano l’impegno di alcune nazioni a creare sinergie e tradurre in azioni locali gli obiettivi prefissati dalle linee guida condivise per il raggiungimento di obiettivi a livello globale, individuando strumenti comuni quali l’*Agenda 21*[17] o il *Covenant of Mayor* (2008) [4].

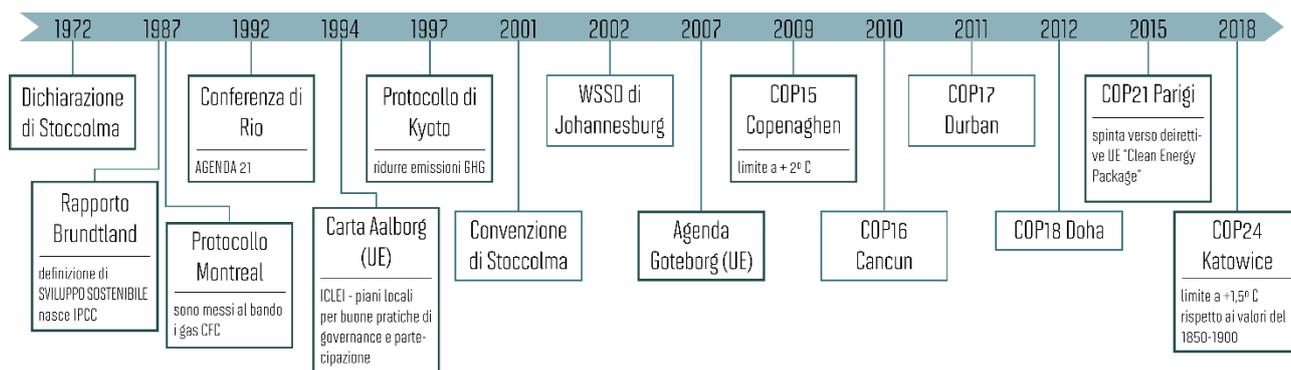


Figura 8 – Schema riassuntivo delle principali conferenze mondiali sul tema della sostenibilità. Elaborazione personale.

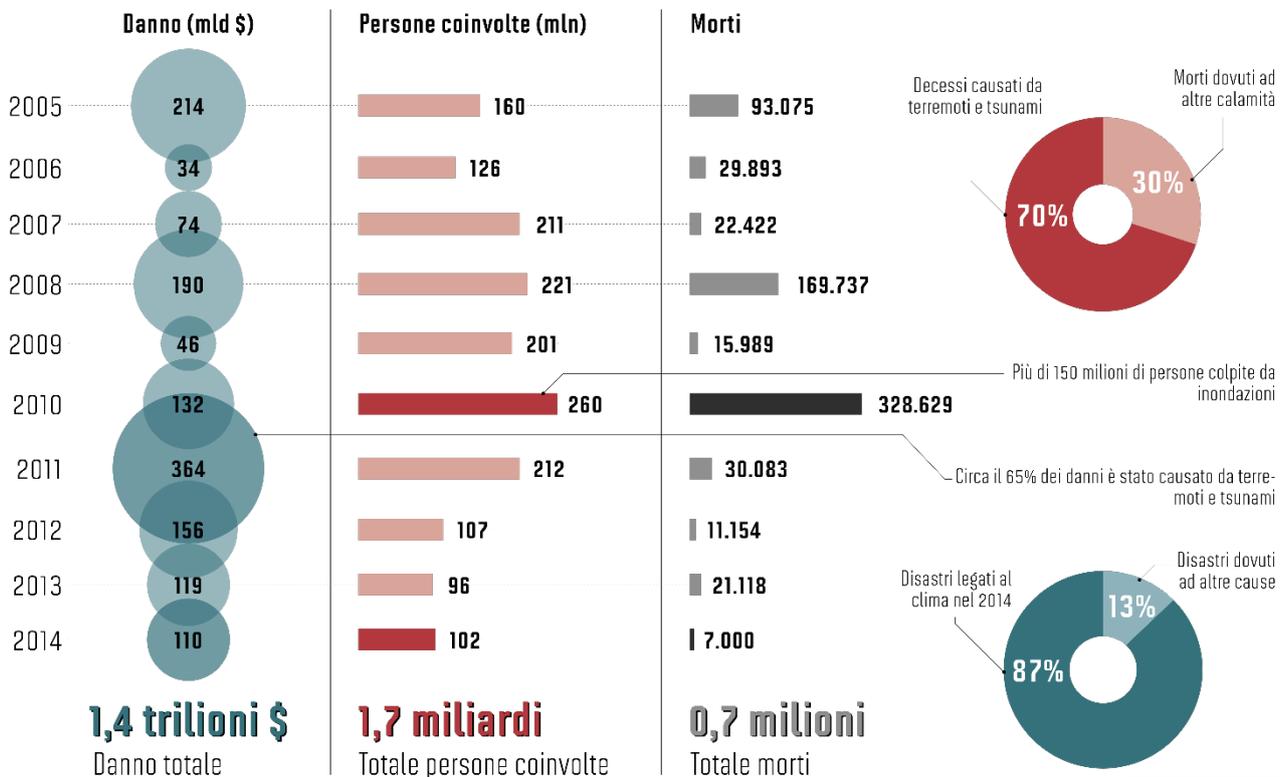
Negli ultimi decenni, l'applicazione del concetto di sostenibilità a campi di studio diversi ha determinato la nascita di nuovi settori di ricerca, nuove professioni, ha generato nuove economie e permeato l'informazione spingendo azioni in campo legislativo, economico e finanziario.

La transizione ecologica avviata dal modello di sviluppo sostenibile rappresenta un'opportunità di cambiamento e un'opportunità di crescita economica alternativa in grado di includere soluzioni alla questione ambientale e del cambiamento climatico. Un concetto ribadito da università, istituti di ricerca, conferenze internazionali e non ultima dalla *Global Commission on the Economy and Climate* [3], organismo indipendente voluto da Regno Unito, Svezia, Indonesia, Norvegia, Corea del Sud, Colombia ed Etiopia. Secondo quanto sostenuto dalla Commissione, la transizione ecologica può rappresentare un volano di crescita per le economie nazionali a seguito di investimenti iniziali, ricollocazione dei finanziamenti e degli incentivi e nette posizioni politiche. A partire da settori quali energia, città, trattamento delle acque reflue industriali o agricole, utilizzo del suolo, è possibile creare nuovi posti di lavoro, risparmiare risorse, grazie all'applicazione di nuovi sistemi e processi tecnologici efficienti ed evitare ingenti costi sanitari e assistenziali [6].

L' *Office for Disaster Risk Reduction* delle Nazioni Unite (UNDRR) afferma che il cambiamento climatico impatta sulle economie nazionali e di cittadini perché crea costi emergenziali (Figura 9), mentre i fondi investiti nella prevenzione permettono di fronteggiare il problema a breve termine e di ottenere vantaggi sistematici sul lungo termine a fronte di un consumo parsimonioso ed efficiente delle risorse pubbliche [14].

La Figura 10 riporta il contributo per settore alle emissioni mondiali annuali di tonnellate di CO₂-equivalenti e la relazione tra emissioni di anidride carbonica e incremento della temperatura globale, evidenziando la soglia limite per uno scenario sostenibile. A seguito di numerose ricerche come questa [18], nel 2018 l'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) ha presentato il suo report nel corso della COP 24 a Katowice nel quale si definisce il limite massimo di incremento della temperatura globale nel 2030 al valore di +1,5°C rispetto al livello precedente allo sviluppo industriale (1850-1900) [8]. Il settore energetico rappresenta una voce consistente nella produzione di emissioni di CO₂, per questo il tema dell'energia è incluso tra i 17 *Goal of Sustainable Development* per il 2030 dell'Organizzazione delle Nazioni Unite (ONU) [15] (Figura 11). In particolare, il punto 7, *Affordable and clean energy*, richiama ai due aspetti principali della tematica: la tutela dell'ambiente e della salute attraverso la riduzione dell'inquinamento e la tutela della disponibilità della risorsa energetica, intesa al pari dell'acqua quale bene primario di interesse pubblico, il cui accesso deve essere garantito a tutti.

L'impatto economico e sociale dei disastri ambientali negli ultimi 10 anni



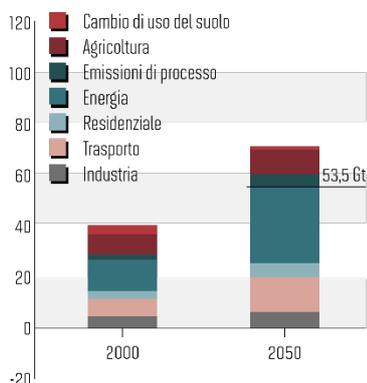
Fonte: EM-DAT database, Centre for Research on the Epidemiology of Disasters (CRED), Munich Re (elaborazione personale)



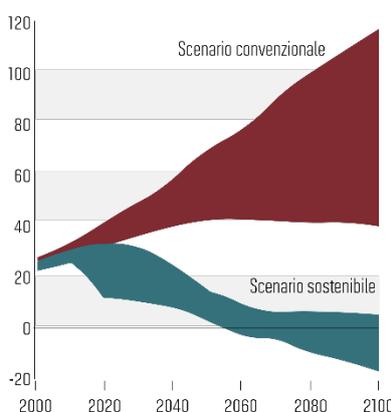
Figure 9 – Impatto umano ed economico dei disastri ambientali mondiali degli ultimi 10 anni. Fonte: UNDRR [14]

Emissioni di GHG e scenari di temperatura

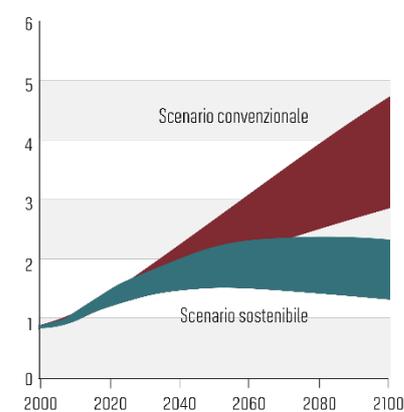
Emissioni annuali di CO₂-equivalenti per settore (miliardi di tonnellate)



Emissioni di CO₂ (miliardi di tonnellate)



Innalzamento della temperatura rispetto ai livelli dell'epoca pre-industriale (°C)



Gli scenari di temperatura ed emissioni si riferiscono a un periodo di tempo esteso per tenere conto dell'inerzia del sistema climatico. Le aree indicano il range compreso tra il 10° e il 90° percentile delle stime presenti in letteratura.

Fonte: van Vuuren et al., 2008; Fisher et al., 2007; elaborazione personale

Figure 10 - Scenari mondiali delle emissioni equivalenti di CO₂ per settore e innalzamento della temperatura terrestre. Fonte: IPCC18]

OBIETTIVI DI SVILUPPO SOSTENIBILE PER IL 2030 - ONU



Figura 11 – I 17 Obiettivi di sviluppo sostenibile dell'Organizzazione delle Nazioni Unite. Elaborazione personale. Fonte: UN Organization [15]

Il settore energetico è coinvolto in prima linea nelle sfide che accompagnano quella del cambiamento climatico e della definizione di modelli di sviluppo economico sostenibile. L'uso consapevole delle risorse per produrre energia e la loro razionalizzazione per garantirne la disponibilità, secondo teorie come quelle della decrescita [10], devono essere prese in considerazione, ma è necessario che siano considerate nell'attuale contesto del libero mercato. Il punto cruciale è il concepimento di un processo di trasformazione dell'intero settore che riesca a conciliare diversi obiettivi, proponendo un'equa distribuzione delle risorse e dei benefici ambientali e socioeconomici derivanti da nuovi standard di crescita economica. Quest'ultima dovrà ridefinire la piramide gerarchica dell'utilizzo delle risorse, attingendo massivamente da quelle permanenti e in parte da quelle rinnovabili, limitando alle occasioni di reale necessità l'impiego delle fonti energetiche deperibili.

STATO DELL'ARTE

1. LA TRANSIZIONE ENERGETICA IN EUROPA

La transizione energetica è definita da Treccani quale “processo di trasformazione del quadro di soddisfacimento dei fabbisogni energetici verso soluzioni caratterizzate da un ridotto impatto ambientale con particolare riferimento alle emissioni di gas climalteranti e, più in generale, da una maggiore sostenibilità. [22]

Caratteristiche fondamentali di questo processo sono le seguenti strategie:

1. la transizione verso un portfolio di fonti energetiche prevalentemente basate sull'utilizzo di risorse rinnovabili
2. la diffusione di soluzioni di efficienza in tutti gli utilizzi dell'energia
3. la disponibilità di soluzioni di cattura e sequestro dell'anidride carbonica che rendano possibile l'utilizzo sostenibile delle fonti fossili

Per quanto riguarda la strategia definita al primo punto, ormai è pratica consolidata quella del ricorso all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili per la possibilità che offrono di produrre energia limitando emissioni e rispettando tempi di rigenerazione della risorsa comunque più brevi di quelli delle risorse fossili. Per questo la transizione consiste nella graduale indipendenza da combustibili fossili e dalla conversione dell'intero indotto energetico basato sempre più su fonti rinnovabili (risorsa idrica, biomassa forestale e agricola), perenni (irradiazione solare, geotermia, moto ondoso, eolico) o conversione di prodotti di scarto (rifiuti). L'adattamento dei vari sistemi infrastrutturali ed economici correlati al settore energetico, deve necessariamente considerare le peculiarità che contraddistinguono le risorse RES quali: la distribuzione non uniforme sul territorio, l'accessibilità spesso vincolata dalla presenza di norme a salvaguardia e tutela dell'ambiente e del paesaggio, la condizione variabile della loro presenza in riferimento alle caratteristiche geomorfologiche e climatiche specifiche di ogni ambiente. La definizione di *risorse non programmabili* indica l'estrema variabilità nell'utilizzo dei sistemi tecnologici ad esse collegate, come nel caso della fonte solare, l'alternarsi del giorno e della notte e il fatto che tale tecnologia sia principalmente legata alla produzione di energia elettrica difficilmente immagazzinabile rende necessario creare sistemi di gestione complessa e flessibile, oggi possibile grazie allo sviluppo del settore informatico.

Ancor prima di sopperire al fabbisogno energetico producendo da fonti RES, è indispensabile, ridurre la domanda di energia, riducendo il consumo attraverso interventi di efficientamento energetico in tutti i settori di utilizzo. L'energia più sostenibile è quella risparmiata perché non consumata.

Interventi di efficienza energetica generano un risparmio economico agli utenti finali che si rende evidente sia nella fase di rendicontazione dell'energia consumata (risparmio in bolletta) e sia nell'incremento del valore del bene oggetto di riqualificazione energetica. Nel corso degli ultimi anni gli investimenti nelle RES, i progetti di efficientamento, specialmente nel settore edilizio sono stati volano per sviluppo tecnologico ed economico. Generatori di opportunità di investimento in diversi settori, compreso quello occupazionale, si inseriscono nel modello di economia circolare e *green economy*. [23]

La sostenibilità del settore energetico volta alla riduzione dell'impatto ambientale e delle emissioni climalteranti deve riguardare l'intero processo energetico secondo l'approccio della valutazione ambientale del ciclo di vita (Life Cycle Assessment - LCA): dall'allocazione della materia prima dallo sfruttamento della risorsa energetica, all'efficienza secondo vettore energetico del sistema impiantistico di produzione, distribuzione, utilizzo finale, nonché della gestione dei prodotti di scarto derivanti da tutti i passaggi di trasformazione.

Ormai da decenni il tema della transizione energetica è oggetto di interesse della politica comunitaria. I paesi membri dell'Unione Europea si sono posti obiettivi volti alla decarbonizzazione del sistema energetico europeo coinvolgendo tutti i settori (produzione, edifici, trasporti e industria) e prevedendo azioni su più fronti.

L'indirizzo strategico è quello del *Burden Sharing*, indicato dalla Direttiva 2009/28/CE già utilizzato per la Strategia Europea 20-20-20. Esso consiste nella diversa ripartizione degli obiettivi energetici, individuati a livello comunitario, fra tutti i paesi membri secondo criteri che tengono in considerazione la popolazione e il diverso prodotto interno lordo. [19]

La redazione delle direttive europee e dei documenti strategici a medio lungo termine, quali l'*Energy Road Map 2030 e 2050*, fornisce comuni linee d'indirizzo e il necessario supporto tecnico ai diversi paesi. Questi mantengono l'importante compito di recepimento, tramite la normativa nazionale e regionale, trattandosi di una tematica che va applicata in adattamento ad ogni differente contesto. [20]

Altrettanto importante risulta la condivisione fra i vari Stati membri dell'Unione, degli strumenti consolidati di progettazione e governance, nonché delle *best practices* attuate nei diversi paesi, al fine di creare confronto e cooperazione per affrontare e superare sfide comuni, tra cui la sicurezza energetica.

1.1 LA SICUREZZA ENERGETICA

Il significato di sicurezza energetica può assumere accezioni differenti. Una prima definizione riguarda la sicurezza nell'approvvigionamento della risorsa e nella disponibilità di questa nello spazio e nel tempo. Da tali considerazioni dipende la scelta delle risorse energetiche e dei sistemi tecnologici ad esse associati, sulla base dei quali viene creato il mix energetico proprio a ciascun paese. Nell'attuale processo di transizione energetica europeo, che si affida sempre di più all'utilizzo di risorse rinnovabili per la produzione di energia, la scelta ottimale a garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento del sistema, coincide con un elevato grado di diversificazione delle risorse, per natura e distribuzione spaziale. L'incremento della domanda di energia elettrica è strettamente correlato a quello delle risorse rinnovabili, ma le restrizioni fisiche relative all'impossibilità di stoccare questo vettore energetico, pongono la sfida della creazione di sistemi di gestione estremamente flessibili o dello sviluppo di nuove tecnologie, come l'accumulo. L'alternativa è l'acquisto da altri paesi. Anche in questo caso fare affidamento su diversi paesi fornitori può garantire la sicurezza nell'approvvigionamento; allo stesso tempo però implica la stipulazione di diversi contratti e il rispetto delle condizioni vincolanti, generando dipendenza tra paesi e risultando causa di vulnerabilità nel sistema economico e delle relazioni internazionali. Pertanto, la seconda accezione che assume il concetto di sicurezza energetica coincide con quello di indipendenza energetica, come indicato dalla strategia europea che vede nella dipendenza energetica dai paesi extraeuropei causa di insicurezza e instabilità politica ed economica. Tuttavia, anche trovando soluzioni di alleanza con paesi fornitori, si pongono questioni di limiti tecnologici o diplomatici che non consentono la creazione di nuovi mercati. Ne sono un esempio le forniture extraeuropee di gas metano che implicano lunghi e costosi gasdotti che attraversano il territorio di vari altri paesi e sono soggetti ad alti rischi, per fenomeni sia naturali che bellici. Inoltre, anche riducendo la domanda di energia, per nessun paese sarà mai possibile raggiungere un completo grado di autosufficienza energetica, poiché continuerà a dipendere da altre nazioni per l'accesso o l'acquisto di materie prime. Infine, la sicurezza energetica dipende dalla capacità di resilienza del sistema energetico stesso e dell'interazioni fra le parti di cui si compone, ovvero della capacità di prevenire pericoli, adattarsi a cambiamenti, reagire in caso di danno e apprendere per aumentare la sicurezza generale. Come riportato dai relatori dell'Istituto Affari Internazionali [21] al convegno "European Energy Security. Assessing Challenges, Defining Tools and Responses" tenutosi presso l'Energy Center del Politecnico di Torino in data 25 Ottobre 2018, la sicurezza energetica costituisce un obiettivo comune per tutti gli Stati dell'Unione Europea. Ad un approccio di uscita dalla rete e di chiusura rispetto agli interessi generali, l'Europa ha preferito scegliere un approccio aperto, basato sulla fiducia, sulla solidarietà e sulla mutua condivisione delle risorse, creando appositi team al lavoro sui temi della gestione e predizione dei rischi al fine di orientare le politiche energetiche comunitarie o nell'ambito degli affari internazionali, affinché l'Europa, presentandosi quale unico stakeholder possa assumere una posizione più rilevante tra i competitor dei mercati extraeuropei. Ad oggi l'Europa risulta dipendente dai seguenti paesi: Russia, Iran, Medio Oriente, Stati Uniti, Ucraina, Libia, Algeria e Cina. In relazione alle condizioni di instabilità politica di alcuni di questi paesi, risulta evidente come dagli obiettivi e dalle strategie definite dalle politiche energetiche europee dipenda la scelta dell'ammontare di energia da acquistare in relazione alla sfida della sicurezza energetica, a cui va aggiunta quella del cambiamento climatico causa di conflitti e migrazioni che comportano un forte impatto sullo sviluppo economico e sul mercato, anche quello energetico. Pertanto, nell'attuale transizione energetica europea è possibile identificare alcuni aspetti cruciali quali la maturità dei sistemi tecnologici, in particolare i costi della digitalizzazione, la progettazione del mercato dell'energia, la progettazione delle infrastrutture e la capacità di gestione delle stesse a cui si lega il tema dell'approvazione sociale e del ruolo degli utenti finali dell'energia.

2. DEFINIZIONE E RUOLO DELLE COMUNITA' ENERGETICHE

In linea con le Direttive Europee per il raggiungimento degli obiettivi in materia di transizione energetica e cambiamento climatico, si inserisce l'istituzione della Comunità Energetica (CE). Nella nota esplicativa redatta dall'Unione Europea [25], la Comunità Energetica è definita come un'entità legale in cui cittadini, piccole e medie imprese e autorità locali, in qualità di utenti finali di energia, fanno parte di una rete di soggetti che cooperano nella produzione, distribuzione, stoccaggio e consumo di energia da fonti rinnovabili (RES), nell'attuazione di interventi di efficienza energetica volti a una riduzione dei consumi o nell'offerta di servizi di gestione e ottimizzazione della domanda energetica. Attualmente esistono diverse definizioni di "Comunità Energetica", secondo diversi riferimenti legislativi e regolatori nazionali e regionali, all'interno di un quadro normativo europeo in divenire.

L'obiettivo comune è consentire a diversi soggetti di un territorio l'opportunità di creare forme innovative di aggregazione e di governance nei servizi legati al settore energetico al fine di ottenere benefici economici e di qualità della vita, sia a vantaggio dei singoli che per l'intera comunità. I criteri di identificazione di una Comunità Energetica sono volutamente flessibili, poiché nel principio stesso dell'istituzione vi è la dimensione comunitaria e quindi legata al contesto territoriale locale in cui si inserisce. Pertanto, molteplici sono le forme che una CE può assumere in adattamento alle particolari condizioni del territorio, ai soggetti facenti parte della comunità, alle risorse ivi presenti e alle diverse soluzioni individuate e perseguite. Nonostante ciò è possibile individuare alcuni principi operativi comuni che, come riporta lo stesso documento sopracitato [25], consentono di distinguere le CE dalle imprese commerciali di energia tradizionali, quali:

- Benefici economici, sociali e ambientali ad interesse della comunità
- Partecipazione aperta e volontaria dei membri, garantita attraverso la forma giuridica più appropriata
- Governance democratica del progetto, a garanzia dello stesso potere decisionale fra membri
- Promozione della cooperazione fra i diversi soggetti e della responsabilità sociale verso la comunità
- Autonomia e indipendenza dell'istituzione della CE

Le Direttive Europee insistono nel conferire maggiore importanza al ruolo dell'utente finale e su di esso porre attenzione in fase di declinazione degli obiettivi strategici per la transizione energetica in azioni concrete sul territorio. Di fondamentale importanza all'avvio dell'istituzione delle CE, è stato il riconoscimento della figura del soggetto energetico *prosumer* da parte della Direttiva Europea 2018/2001/EU. [36]

L'utente *prosumer* è un soggetto allo stesso tempo produttore e consumatore di energia. In qualità di utente consumatore il *prosumer* è connesso alla rete di distribuzione esistente, dalla quale preleva la quantità di energia necessaria a soddisfare il suo fabbisogno, in relazione al tipo di utilizzo interno e secondo il proprio profilo di consumo distribuito nel tempo. In qualità di produttore, la normativa vigente fa riferimento solo alla produzione di energia elettrica, l'utente può essere proprietario di sistemi tecnologici legati all'utilizzo di fonti rinnovabili (o no) e l'impianto può risultare non connesso alla rete (*stand alone*) oppure connesso (*grid-connected*) e in tal caso immettere in rete parte dell'energia prodotta, ricavandone un profitto di vendita.

L'energia che il *prosumer* produce e istantaneamente consuma viene definita *autoconsumo*. A seconda del vettore energetico utilizzato il profilo di produzione e quello di consumo possono non coincidere a livello temporale e non consentire l'autoconsumo, come nel caso dell'energia prodotta da pannello fotovoltaico. L'energia elettrica prodotta durante il giorno in presenza del sole non è in grado di sopperire al fabbisogno energetico serale e, se non sono previsti sistemi di stoccaggio, l'unica maniera per valorizzare la produzione in eccesso è l'immissione in rete. (Figura 12)

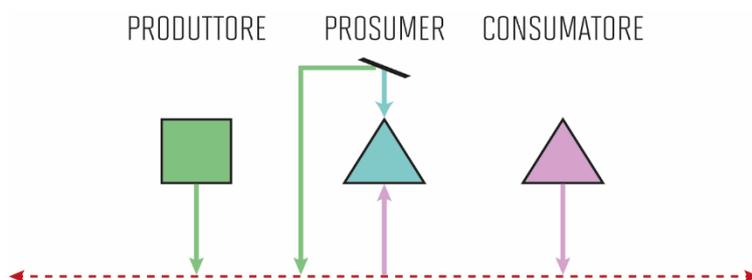


Figura 12 – Schematizzazione della relazione che intercorre tra la rete di distribuzione elettrica nazionale (linea rossa tratteggiata) e le tre diverse categorie di soggetti energetici (Producer, Prosumer e Consumer). Il flusso di energia è indicato dalle frecce di diverso colore, la cui punta indica il verso del flusso in entrata o in uscita dal sistema impiantistico di ciascun soggetto. L'energia immessa sulla rete nazionale (linea verde) è quella prodotta dalle aziende produttrici di energia (producer) o dai prosumer. L'energia prelevata dalla rete nazionale (linea viola) corrisponde alla domanda di energia degli utenti finali solo consumatori (consumer) e dei prosumer (per la sola quota di consumo che non riescono ad autoprodursi). L'energia autoconsumata (linea azzurra) corrisponde invece all'energia autoprodotta e istantaneamente autoconsumata, senza passare dalla rete di distribuzione nazionale. Elaborazione personale.

Alcune interpretazioni conferite all'istituzione della Comunità Energetica, tra cui quella utilizzata nel presente elaborato, vedono nell'aggregazione di diversi soggetti (aziende, municipalità e privati cittadini domestici), siano essi produttori, consumatori o prosumer (Figura 13), la possibilità di creare una rete di utenze energetiche diversificate per entità di produzione e consumo e per distribuzione nel tempo dei diversi profili di utilizzo dell'energia attraverso cui conseguire obiettivi di implementazione delle fonti RES, riduzione e ottimizzazione dei consumi. L'eccesso dell'autoproduzione viene così ulteriormente ottimizzato attraverso lo scambio di energia tra i membri della comunità che in tale modo provvedono reciprocamente alla fornitura di energia, sfruttando le risorse energetiche, prevalentemente da fonti RES, ma anche i diversi servizi correlati al settore energetico presenti e disponibili localmente. L'ente della CE diventa così assimilabile alla figura di un prosumer collettivo, che si relaziona in maniera duplice rispetto alla rete nazionale, proprio come definito precedentemente nello schema in Figura 12. La sostanziale differenza consiste nel fatto che il collegamento tra l'impianto di generazione dell'energia e i dispositivi di consumo va applicato alla molteplicità dei soggetti partecipanti e si traduce nella creazione di una rete di distribuzione, sia essa fisica o virtuale, interna alla comunità stessa. (Figura14)

Il modello di CE presentato si prefigge di poter contribuire a tradurre in azione i propositi della transizione energetica: riduzione dei consumi energetici, delle emissioni inquinanti e dei costi, raggiungimento di più elevati livelli di efficienza energetica in associazione all'incremento della sicurezza e dell'indipendenza energetica. È proprio in risposta alla sfida dell'autosufficienza energetica che ha luogo l'istituzione della Comunità Energetica. La computazione del bilancio tra domanda e offerta di energia tra i membri della stessa comunità è possibile attraverso la creazione della rete locale, in cui valutare gli scambi di energia che intercorrono internamente alla CE. Tale operazione è oggi possibile attraverso l'uso di sistemi informatici per la ricezione ed elaborazione dei dati energetici, che riducono al minimo l'aggiunta di ulteriori elementi alla rete fisica esistente. Sebbene, per costituire un sostanziale beneficio, il bilancio tra produzione e consumo debba tendere ad avvicinarsi al punto di totale equilibrio, va tenuto conto che la totale indipendenza dal sistema di approvvigionamento nazionale risulta estremamente difficile, oltre che rischioso. A questo proposito è necessario considerare l'estrema variabilità dei profili di consumo delle diverse utenze finali e la necessità della garanzia di fornitura richiesta da soggetti particolari, quali imprese produttrici o fornitori di servizi essenziali. La conseguente configurazione di una Comunità Energetica così definita può essere ipotizzata simile a quella schematizzata in Figura 14. La rete interna alla CE, fisica o virtuale che sia, si configura come *grid-connected* alla rete di distribuzione esistente. Il vantaggio economico consiste nell'essere parzialmente autonomi nella gestione della risorsa energetica, almeno per la quota auto-consumata, al pari di come avviene già per le singole utenze prosumer. Il prezzo dell'energia interamente prodotta, consumata e scambiata all'interno della CE, può essere stabilito dai membri della comunità stessa ed offrire opportunità di maggior risparmio e guadagno, nonché garantire l'accessibilità della risorsa ai soggetti economicamente più svantaggiati sul mercato libero dell'energia. La quota di energia prelevata dalla rete esterna invece viene rendicontata al pari di un qualsiasi altro utente consumatore.

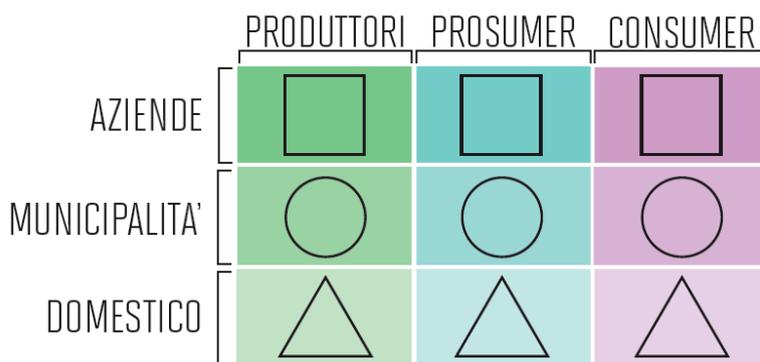


Figura 13 – Classificazione dei diversi soggetti aggregabili secondo categorie di soggetti energetici (produttori, prosumer, consumatori), ai quali viene attribuito un diverso colore e tipologie di utenze finali (aziende, municipalità e privati cittadini o utenze domestiche) a ciascuna delle quali è associata una forma geometrica rappresentativa. Tale simbologia verrà utilizzata nelle successive rappresentazioni grafiche o elaborazioni cartografiche. Elaborazione personale.

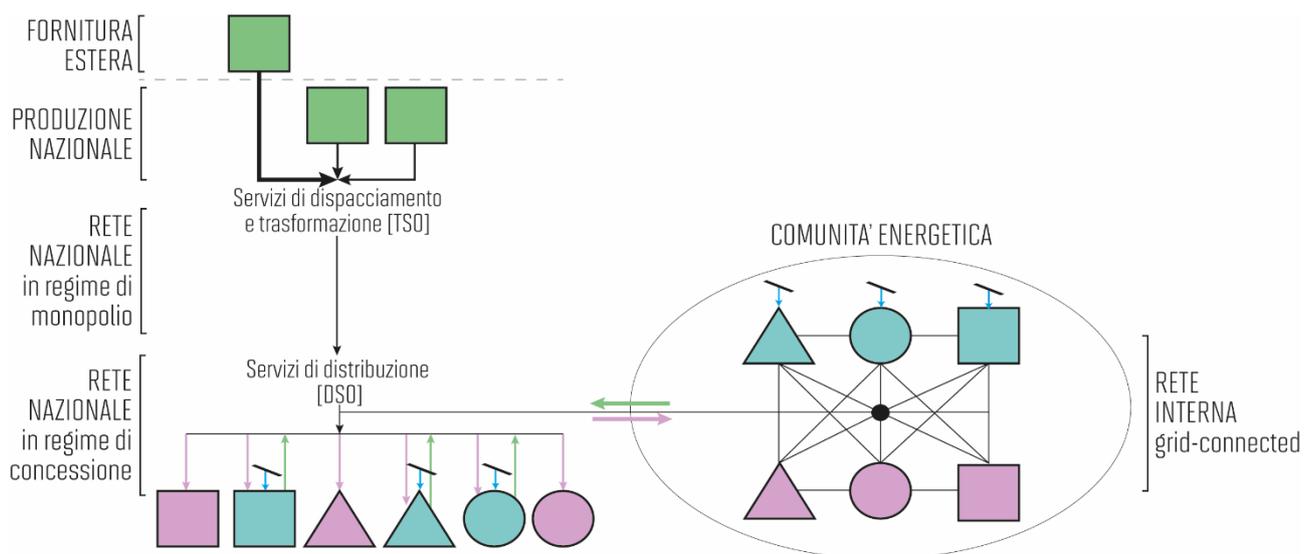


Figura 14 –Configurazione ipotetica di una Comunità energetica in relazione all'attuale organizzazione del sistema elettrico nazionale. La rete nazionale (linea nera) viene distinta in due parti: la rete nazionale di trasformazione dell'energia elettrica, gestita in regime di monopolio dall'operatore del servizio di trasformazione (TSO), ovvero la società Terna Spa [26], che gestisce anche il servizio di dispacciamento italiano dell'energia elettrica, a partire da quella prodotta a livello nazionale e quella acquisita dai fornitori esteri (aziende produttrici in verde); la rete nazionale di distribuzione dell'energia, gestita in concessione all'operatore del servizio di distribuzione (DSO), ovvero la società Enel Distribuzione S.p.A. [24] presente su tutto il territorio nazionale ad eccezione di particolari realtà territoriali, che gestisce la fornitura a tutte le utenze finali. Queste ultime possono appartenere a tipologie di utenze differenti (aziende, municipalità e cittadini privati domestici) e comprendere soggetti consumatori (in viola) o prosumer (in azzurro). La CE si inserisce quale soggetto prosumer che al pari degli altri preleva (freccia viola) e immette (freccia verde) sulla rete di distribuzione nazionale, la quota parte dell'energia autoprodotta (freccia azzurra) che non è stata consumata internamente dai diversi soggetti membri (tra cui si configurano sia prosumer che consumatori puri). Elaborazione personale.

3. RIFERIMENTI LEGISLATIVI IN MATERIA DI ENERGIA E AMBIENTE

A partire dalle normative in materia di sostenibilità ambientale ed economica a supporto di una maggiore diffusione nell'utilizzo delle risorse RES, le politiche energetiche dei diversi paesi europei, si sono orientate verso un'interpretazione della sostenibilità energetica che comprendesse anche la dimensione dell'organizzazione sociale e della governance locale. Tali politiche hanno generato l'attivazione delle comunità nello sperimentare un gran numero di soluzioni, progetti e forme di aggregazione diversi proprio grazie alla possibilità, conferita dall'utilizzo di risorse energetiche locali e distribuite, di poter disporre delle stesse con un maggiore grado di autonomia, adattando le scelte di gestione alle esigenze locali del territorio. Se inizialmente i riferimenti legislativi, seguendo un approccio top-down, hanno suggerito le linee d'indirizzo generali e seguito un approccio prevalentemente top-down, negli ultimi anni si è assistito all'adeguamento delle norme in risposta alla verifica dei progetti sperimentali realizzati in diversi contesti, secondo un approccio bottom-up. Ciò risulta evidente dalla flessibilità nella formulazione dei riferimenti legislativi alle diverse scale di competenza territoriale che sono di seguito analizzati e che volutamente consentono una pluralità di interpretazioni possibili, in adattamento ai diversi contesti di applicazione. In Figura 15 sono riportati i principali riferimenti legislativi in materia di energia e ambiente che contribuiscono a inquadrare dal punto di vista normativo il progetto di Comunità Energetica, alle diverse scale di competenza europea, nazionale e regionale. Per ciascuno di essi segue una breve descrizione, che mette in evidenza la parte di contenuto d'interesse alla CE.



Figura 15 – Principali riferimenti legislativi in materia di energia e ambiente considerati nel presente elaborato utili alla descrizione del quadro normativo sotteso al progetto di Comunità Energetica. Elaborazione personale.

3.1 RIFERIMENTI LEGISLATIVI EUROPEI

▪ **Direttiva Europea 2003/87/CE**

In seguito alla definizione dell'obiettivo ultimo della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), la Direttiva Europea 2003/87/CE [32] istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra fra i paesi membri del sistema comunitario europeo, al fine di favorire le riduzioni delle emissioni di tali gas all'insegna dell'efficacia dei costi e dell'efficienza economica.

▪ **Direttiva Europea 2009/29/CE**

La Direttiva Europea 2009/29/CE [33] costituisce il cardine dei successivi provvedimenti legislativi europei avendo definito gli obiettivi della strategia comunitaria denominata *Strategia 20-20-20*; da raggiungere entro il 2020, essi prevedono:

- la riduzione dei gas ad effetto serra del 20% (o del 30% in caso di accordo internazionale);
- la riduzione dei consumi energetici del 20%, attraverso l'aumento dei livelli di efficienza energetica;
- la produzione del 20% del fabbisogno energetico europeo per mezzo di energie rinnovabili.

▪ **Strategia Europa 2020 (COM 2010) e UE Energy Roadmap 2050 (COM2012)**

Nella Comunicazione della Commissione europea *Strategia Europa 2020* del marzo 2010 [28] vengono descritte le linee d'indirizzo per uscire dalla crisi e rilanciare il sistema economico comunitario per il decennio 2010-2020. Al fine di promuovere una crescita intelligente, sostenibile e solidale, attraverso un coordinamento delle politiche nazionali ed

europee, gli obiettivi e le priorità generali fanno riferimento al concetto di sviluppo sostenibile e prevedono un'economia basata sulla conoscenza e sull'innovazione (crescita intelligente), su un utilizzo più efficiente delle risorse, più verde e più competitiva (crescita sostenibile), su una maggiore coesione sociale e territoriale e un più alto tasso di occupazione (crescita inclusiva). La Comunicazione della Commissione Europea *Energy Roadmap 2050* [29], mostrando dei possibili scenari di evoluzione del sistema energetico per il raggiungimento della sostenibilità nel lungo termine, afferma la fattibilità tecnica ed economica del passaggio a una economia europea a basse emissioni di carbonio entro il 2050 (-80 o 95% di gas serra rispetto al 1990). Il processo di transizione, verso una totale decarbonizzazione dei processi di generazione elettrica, costituisce un'opportunità per accrescere la competitività e la sicurezza energetica a livello europeo.

- **Direttiva Europea 2010/31/UE e Direttiva Europea 2012/27/UE**

Al fine di raggiungere gli obiettivi di riduzione dei consumi energetici imposti dalla *Strategia 20-20-20*, la Direttiva 2010/31/UE, nota come *EPBD (Directive on the Energy Performance of Buildings)* [34] e la successiva Direttiva 2012/27/UE, nota come *EPBD II Recast* [35], hanno promosso l'individuazione di una metodologia comune a tutti gli Stati membri per calcolare e certificare la prestazione energetica degli edifici, fissando requisiti minimi e modalità di ispezione e manutenzione degli impianti. Inoltre, al fine di promuovere la realizzazione di edifici a energia quasi zero, la riqualificazione del parco edilizio esistente e l'uso di energia da fonti rinnovabili, entrambe le direttive invitano le nazioni membri ad elaborare programmi di sostegno finanziario nazionali o regionali a sostegno della formazione di nuove figure professionali e per l'informazione della cittadinanza in materia di sostenibilità energetica.

- **Pacchetto Unione dell'energia (COM 2015)**

Nella Comunicazione della Commissione Europea al Parlamento, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo, al Comitato delle Regioni e alla Banca Europea per gli investimenti [30], sono cinque le dimensioni presentate come strettamente interconnesse, intese a migliorare gli obiettivi di resilienza, sicurezza e competitività da perseguire unitamente attraverso la collaborazione fra stati membri, che si riconoscono reciprocamente dipendenti. Le prime tre dimensioni individuate si riferiscono alla sicurezza energetica, solidarietà e fiducia dei paesi membri, alla piena integrazione del mercato europeo dell'energia e alla decarbonizzazione dell'economia, perseguibili attraverso il *Green New Deal* [37], modello per la transizione ad un'economia a ridotte emissioni di CO₂ in grado di offrire numerose opportunità di crescita e occupazione. Le altre due dimensioni ribadiscono il ruolo chiave della ricerca e dell'innovazione scientifica e l'importanza dell'efficienza energetica a livello locale, attuata attraverso la coordinazione di enti finanziatori, istituzioni pubbliche e organizzazioni della società civile, come nel caso di progetti quali *Smart Cities-Città e comunità intelligenti* [38] e *Patto dei Sindaci (Covenant of Mayor)* [4] e la conseguente redazione dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES), supportati dall'Unione Europea.

- **Clean Energy for All European Package (COM 2015)**

Un passo significativo verso l'attuazione della strategia appena descritta consiste nel *Clean Energy for All Europeans Package o Winter Package* [27]. Proposto dalla Commissione Europea nel novembre del 2016, si compone di otto atti legislativi che sebbene siano stati approvati in tempi differenti, essendo entrati tutti in vigore a fine anno 2019, dovranno essere recepiti nel diritto nazionale di tutti i paesi membri entro due anni dalla data di promulgazione. Di seguito gli atti legislativi compresi nel pacchetto.

- **Direttiva 2018/2001/UE, Sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II)**

A partire dal riconoscimento del ruolo dell'utente *prosumer*, quale soggetto attivo nella produzione e consumo di energia da fonte rinnovabile, tale documento autorizza i cittadini o i gruppi autorizzati ad auto-consumare, accumulare o vendere l'energia rinnovabile prodotta dai propri impianti anche tramite accordi di acquisto o vendita (Art.21). Nello stesso articolo si fa riferimento alle Comunità di produttori/consumatori di energia rinnovabile anch'esse autorizzate al pari dei soggetti *prosumer* sopra descritti, senza che siano soggette a procedure sproporzionate e ad oneri che non tengano conto dei costi. Pertanto, l'obiettivo della Direttiva non consiste solo nel promuovere la formazione di Comunità Energetiche, ma invita gli Stati membri a sostenere tali iniziative e provvedere alla rimozione di eventuali ostacoli che intercorrono al pieno sviluppo delle stesse. Tra questi vi sono i grandi produttori di energia e i modelli monopolistici per il dispacciamento energetico, con i quali non è possibile competere in regime di libero mercato. Non essendo possibile un sostegno economico statale diretto, il presente documento suggerisce agli Stati e alle relative Autorità competenti di assicurare la corretta remunerazione dell'energia acquistata o venduta dalle CE, che non solo rifletta il valore di mercato dell'energia rinnovabile prodotta, ma tenga conto dei relativi benefici a lungo termine generati dalla stessa CE per la società, la rete e l'ambiente, riconoscendo il valore economico. Infine, la Direttiva suggerisce l'adeguamento della normativa vigente e degli strumenti di pianificazione urbana alle diverse scale del territorio, a integrazione dei piani energetici e infrastrutturali, nel caso in cui l'istituzione delle CE ne renda necessario una nuova definizione.

- *Direttiva 2018/2002/UE, Sull'efficienza energetica*
Tale documento ha fissato obiettivi vincolanti di almeno il 32,5% di efficienza energetica entro il 2030;
- *Regolamento n. 2018/1999/UE, Sulla governance dell'Unione dell'energia*
Ad ogni Stato membro è richiesta la redazione di un Piano Nazionale decennale integrato per l'Energia e il Clima (NECP) per periodo 2021-2030;
- *Direttiva 2018/844/UE, Sull'efficienza energetica*
Modifica alle 2010/31/UE e 2012/27/UE (EPBD)
- *Regolamento n. 2019/943/UE, Sul mercato interno dell'energia elettrica*
- *Direttiva 2019/944/UE, Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*
- *Regolamento n. 2019/941/UE, Sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica*
- *Regolamento n. 2019/942/UE, Istituzione dell'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.*

3.2 RIFERIMENTI LEGISLATIVI NAZIONALI

- **Decreto Bersani (D.Lgs 79/1999)**

In recepimento alle direttive comunitarie relative alla creazione del libero mercato europeo dell'energia, il Decreto Bersani [40] ha introdotto la liberalizzazione del settore elettrico e ha imposto la separazione delle società operanti in tale ambito, prevedendo la suddivisione dei diversi servizi di produzione, distribuzione e vendita. Inoltre, lo stesso decreto ha introdotto il sistema dei *Certificati Verdi*, quali forme di incentivazione ai produttori e distributori elettrici, circa l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili¹.

- **Legge Nazionale n. 221/2015, Art.71**

L'articolo 71 della Legge Nazionale n. 221/2015 contenuto nel Capo III recante *Disposizioni in materia di emissioni di gas a effetto serra e di impianti per la produzione di energia*, al fine di "promuovere su base sperimentale e sussidiaria la progressiva fuoriuscita dall'economia basata sul ciclo del carbonio e di raggiungere gli standard europei in materia di sostenibilità" [42], promuove l'istituzione delle *Oil free zone*. Queste sono definite quali aree territoriali in cui, a seguito di uno specifico atto di indirizzo adottato dai comuni di riferimento, si prevede la progressiva sostituzione dell'utilizzo di fonti fossili con quella di fonti rinnovabili per la produzione di energia. Pertanto, la legge demanda agli enti e alle comunità locali la costituzione delle *Oil free zone* e approva l'avvio di sperimentazioni e attività di ricerca che permettano di valorizzare le risorse presenti sui territori, specie quelli montani.

- **Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017)**

La Strategia Energetica Nazionale [43] è un documento di indirizzo nel settore energetico che si inserisce all'interno del quadro degli obiettivi di politica energetica comunitaria delineati nella *UE Energy Roadmap 2050* [29]. Esito di un processo partecipativo, la SEN 2017 costituisce la base programmatica e politica di un piano decennale per la transizione energetica (2030-2050) e supporta la preparazione del futuro PNIEC. L'obiettivo principale è la creazione di un sistema energetico nazionale più competitivo, sostenibile e sicuro. Il miglioramento della competitività avviene attraverso un maggiore investimento in ricerca e innovazione e nella creazione di opportunità occupazionali, al fine di ridurre il divario del prezzo dell'energia rispetto agli altri paesi UE. Il target di decarbonizzazione (al 2025) e l'incremento dell'efficienza energetica in ogni settore (residenziale/trasporti/servizi/industriale) costituiscono gli obiettivi di sostenibilità insieme a quelli relativi alla conciliazione tra la conservazione del paesaggio e lo sfruttamento delle risorse rinnovabili, alla riduzione del costo marginale delle RES e alla promozione di forme di auto-produzione e consumo per impianti RES di produzione di piccola taglia. L'obiettivo di sicurezza consiste nella ricerca di maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza del sistema e delle infrastrutture, comprende l'ottimizzazione delle reti esistenti e l'implementazione delle interconnessioni ed infine la garanzia di una maggiore affidabilità, attraverso la diversificazione degli approvvigionamenti.

¹ I Certificati Verdi consistono in titoli negoziabili, emessi dal Gestore dei Servizi Energetici nazionale (GSE) e sono spendibili all'interno di un apposito mercato diffuso in molte nazioni europee. Tali certificati consentono alle imprese produttrici di energia da fonti fossili (petrolio, carbone, metano) di rispettare il vincolo di legge del 2% di energia da fonte rinnovabile sul totale di quella prodotta o importata. Le aziende produttrici acquistano dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), il numero di certificati verdi che occorrono per raggiungere tale soglia, a seconda del valore del certificato.

▪ **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC 2018)**

Secondo quanto prescritto dal *Clean Energy Package*, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [44] delinea il modo in cui l'Italia intende raggiungere i rispettivi obiettivi comunitari nel periodo decennale 2021-2030 e nella visione a più lungo termine del 2050. Inviato alla Commissione europea alla fine del 2018, ha ricevuto in risposta alcune specifiche raccomandazioni tra cui quelle relative all'implementazione dell'utilizzo di FER nel settore della climatizzazione e del grado di efficienza energetica nel settore edilizio, considerando gli ampi margini di miglioramento, nonché il suggerimento di un confronto con i Paesi limitrofi per evidenziare le potenzialità transfrontaliere ed infine l'attenzione alle analisi sulla qualità dell'aria e sulle emissioni atmosferiche. I principali obiettivi del PNIEC al 2030 prevedono di raggiungere una percentuale di energia da FER, sul totale dei consumi finali lordi di energia, pari al 30%, ridurre i consumi di energia primaria del 43% e i gas serra in tutti i settori per una quota pari al 33%, rispetto al 2005. Il piano presenta una visione ampia inerente alla trasformazione dell'economia nella quale la de-carbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza energetica e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per la creazione di uno scenario nazionale più rispetto delle persone e dell'ambiente. La corrispondenza degli obiettivi legati alle sfide attuali in materia di energia e clima risulta evidente nella creazione di un sistema energetico resiliente poiché basato su fonti RES discontinue. La necessità di continuità delle forniture di energia richiede non solo la sicurezza dell'infrastruttura, un mix energetico flessibile e la creazione di interconnessioni di rete, ma anche la capacità del sistema di adattarsi a situazioni climatiche estreme, di risultare affidabile in caso di diversi scenari climatici di breve o medio termine e di evolversi coerentemente per gli scenari di lungo termine. In questo contesto, la gestione della domanda è correlata all'evoluzione del modello di sistema energetico: la transizione dall'assetto centralizzato a quello distribuito si basa sulla creazione di reti intelligenti e locali. Inoltre, il piano riconosce l'autoproduzione diffusa delle comunità urbane o dei distretti industriali e l'autoconsumo di comunità dell'energia rinnovabile, tra cui le Comunità Energetiche così come previsto dal *Clean Energy Package*, e la loro espressione attraverso diverse configurazioni possibili, le quali richiedono in egual misura la definizione di strumenti di governo che assicurino la sicurezza del sistema, la tutela dei consumatori e l'equa allocazione degli oneri di rete e di sistema.

▪ **Decreto Mille Proroghe (D.L. 162/2019)**

Il Decreto-legge n. 162 del 30/12/2019 (Decreto Milleproroghe) [39] ha proposto disposizioni urgenti e specifiche deroghe per il rafforzamento e l'accelerazione degli interventi di mitigazione dell'inquinamento e dell'instabilità idrogeologica e per misure di protezione ambientale, a salvaguardia del territorio (Legge CantierAmbiente), del contenimento del consumo di terra e del riutilizzo di terreni edificati. Alcuni emendamenti risultano già approvati e altri sono in corso di commissione alle Camere, fra cui i seguenti decreti.

- **Decreto isole minori**

Un'operazione sinergica tra Regione, istituzioni, cittadini e altri enti locali ha portato alla creazione di un quadro legislativo utile per perseguire l'obiettivo comune di sostenibilità; tale approccio si prefigge essere un modello esportabile e applicabile alle emergenti Comunità energetiche in terraferma. Il decreto ha stanziato un fondo di investimento pari 14,5 milioni di euro per l'anno 2020 e importi simili per altri due anni, indirizzato a progetti per l'infrastrutturazione o la riqualificazione dei comuni delle isole minori e altri emendamenti riguardano il piano di incentivazione per la produzione di energia da fonti rinnovabili, fino al 100% della domanda di energia, in accordo con la Soprintendenza, la promozione del recupero dei rifiuti in mare, la protezione dell'ambiente marino (Legge Salvamare). Più in generale il documento comprende disposizioni urgenti degli interventi per mitigare e e per le Comunità Energetiche.

- **Innovazione in materia di Autoconsumo da fonti rinnovabili (Art.42-bis)**

In recepimento alle Direttive Europee, la Legge Nazionale è chiamata a definire un preciso quadro di riferimento, in materia di promozione dell'utilizzo di fonti rinnovabili e di Comunità dell'energia. Ai fini previsti dalla Direttiva (UE) 2018/2001, tale decreto riconosce ai clienti finali dell'energia il diritto di associarsi per auto-consumare collettivamente energia rinnovabile. Inoltre, ribadisce che azionisti e membri sono persone fisiche, tra cui PMI, enti territoriali, autorità locali, amministrazioni comunali, cittadini e famiglie a basso reddito o vulnerabili, associate con l'obiettivo di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità e per ciascuno di essi la partecipazione non può costituire l'attività commerciale e industriale principale. Alcune limitazioni sull'energia prodotta dai soggetti partecipanti riguardano la potenza complessiva degli impianti non superiore a 200 kW e l'entrata in esercizio degli stessi successiva alla data di entrata in vigore in legge del decreto. L'energia autoprodotta è condivisa per autoconsumo istantaneo, sono ammessi sistemi di accumulo ed è previsto l'utilizzo della sola rete elettrica di distribuzione esistente a bassa tensione, sottesa alla medesima cabina di trasformazione MT/BT sulla quale sono localizzati i punti di prelievo e immissione dei soggetti partecipanti. Il decreto demanda all'Autorità la definizione dei provvedimenti necessari affinché il gestore del sistema di distribuzione e Terna S.p.A. cooperino per consentire l'accesso alle misure dell'energia condivisa, i Comuni e le PA

possano ottenere modalità agevolate che favoriscano la loro partecipazione alle comunità energetiche e siano definite le componenti tariffarie volte a premiare l'autoconsumo istantaneo in alternativa al meccanismo di scambio sul posto non consentito. Le incentivazioni previste, erogate dal GSE, riguardano gli impianti di produzione, che accedono al meccanismo di incentivazione tariffario già esistente, mentre sono applicate ad ogni direzione del flusso energetico interno ed esterno alla CE gli oneri generali di sistema. Infine, è previsto un monitoraggio continuo delle configurazioni realizzate per osservare l'evoluzione degli scenari in rapporto alla variazione delle componenti degli oneri tariffari, tenendo conto delle possibili traiettorie di sviluppo.

3.3 RIFERIMENTI LEGISLATIVI REGIONALI

La Regione Piemonte è stata la prima regione in Italia ad aver deliberato in materia di Comunità Energetiche. Il percorso che ha portato all'accoglienza positiva e all'unanime approvazione della legge si inserisce in un quadro normativo strategico, che ha previsto l'accoglienza e il supporto di azioni locali e iniziative dal basso che perseguissero obiettivi inerenti alla riduzione delle emissioni inquinanti e alla tutela della qualità dell'aria. Tali questioni si pongono attuali e urgenti per la Regione Piemonte, come dimostrano il recente Protocollo di bacino Padano [45] e il Piano Regionale di qualità dell'aria [48].

▪ **L.R. n.12/2018 – Regione Piemonte**

La Legge Regionale n.12/2018 [46] promuove l'istituzione di Comunità Energetiche, quali enti senza finalità di lucro, cui possono partecipare soggetti pubblici e privati, costituiti al fine di promuovere il processo di decarbonizzazione del sistema economico e territoriale, e di agevolare la produzione, lo scambio e il consumo di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di miglioramento dell'efficienza energetica e di riduzione dei consumi energetici. Ai comuni che intendono proporre oppure aderire a una comunità energetica esistente, è richiesta l'adozione di uno specifico protocollo d'intesa. Alla comunità energetica, che mantiene la qualifica di soggetto produttore di energia se annualmente la quota di autoconsumo da parte dei membri attraverso l'utilizzo di reti pubbliche non è inferiore al 70 per cento del totale dell'energia prodotta, è richiesta la redazione di due documenti: un bilancio energetico e un documento strategico per le azioni di riduzione dei consumi e di efficientamento energetico. La documentazione deve risultare coerente con il Piano regionale energetico-ambientale (PEAR) [121] e tale valutazione viene effettuata dalla Giunta regionale ogni tre anni. La Regione si impegna a sostenere finanziariamente la fase di costituzione delle Comunità Energetiche, a istituire un Tavolo Tecnico permanente di concertazione e ad accompagnare le CE nell'interlocuzione con le Autorità di Regolazione dell'Energia. In ultimo domanda alla successiva deliberazione della Giunta Regionale la definizione delle disposizioni attuative della Legge Regionale.

▪ **D.G.R. n. 18-8520/2019 – Regione Piemonte**

Secondo quanto disposto dalla suddetta Legge Regionale, la Delibera di Giunta Regionale n.18-8520/2019 [47] definisce le disposizioni attuative organizzate secondo i quattro criteri seguenti:

1. Adozione del protocollo d'intesa dei comuni aderenti alla CE e definizione dei requisiti minimi della stessa
2. Redazione del bilancio energetico della CE
3. Redazione del documento strategico per la riduzione e l'efficientamento dei consumi della CE
4. Sostegno finanziario regionale alla fase di costituzione della CE

criterio 1 - Protocollo d'Intesa e Requisiti minimi

Il protocollo di intesa deve rimandare ad apposito atto di costituzione della comunità energetica, sulla base della forma giuridica prescelta per la configurazione, specificando le modalità di adesione e di recesso dalla stessa nel rispetto dei principi di concorrenza, trasparenza e tutela del consumatore. Inoltre, definisce il ruolo di ciascun soggetto in riferimento alla redazione del bilancio energetico e all'obbligo per ciascun soggetto aderente a mettere a disposizione i dati di consumo di sua pertinenza.

Costituiscono i requisiti minimi alla costituzione di una CE:

- il consumo annuo elettrico pari ad almeno 0,5 GWh, desumibile dall'analisi di un periodo temporale rappresentativo (almeno gli ultimi due anni);
- la quota dell'energia prodotta annualmente e destinata all'autoconsumo, attraverso l'utilizzo di reti pubbliche, non inferiore al 70 % del totale della produzione;
- la produzione energetica da fonti energetiche rinnovabili disponibili localmente per almeno la metà della quota minima del 70% di energia prodotta destinata all'autoconsumo, inteso come bilancio energetico dei punti di connessione alla rete pubblica;
- la presenza di una pluralità di soggetti (pubblici e privati) produttori e consumatori di energia elettrica.

Criterio 2 - Bilancio energetico

Il Bilancio energetico riguarda un'annualità e quantifica:

- il consumo di energia termica ed elettrica dei soggetti aderenti registrato in un anno e preferibilmente ripartito per tipologie di utilizzo;
- la curva di carico termico ed elettrico della comunità energetica in relazione alle diverse stagionalità;
- la produzione lorda e netta di energia termica ed elettrica con ripartizione per fonte impiegata;
- il bilancio energetico ed emissivo (CO_{2eq}) considerando tutti i vettori energetici;
- il consumo di energia per il sistema di mobilità, se incluso nel bilancio dell'autoconsumo;
- la percentuale di energia rinnovabile autoprodotta e auto-consumata, sul rispettivamente totale di energia.

Criterio 3 – Piano strategico

La redazione del documento strategico, di validità triennale, è chiamata a definire le azioni e gli interventi della CE per il breve periodo (3 anni) e lungo periodo (10 anni), allo scopo di raggiungere l'obiettivo di riduzione dei consumi specifici di energia nei diversi settori di utilizzo (edifici, processi produttivi, mobilità e servizi a rete) per una quota non inferiore al 3% annuo. Altri obiettivi riguardano l'incremento della quota di autoconsumo e della percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili attraverso l'aggiornamento del mix energetico, l'ammmodernamento o l'installazione di nuovi impianti, nel rispetto degli obiettivi di qualità dell'aria e di tutela ambientale, il miglioramento del servizio di dispacciamento all'interno della CE e/o azioni di modulazione della curva di carico elettrico e termico e infine, azioni di comunicazione e sensibilizzazione dei membri della CE, anche rispetto alle opportunità di sostegno finanziario esistenti a livello europeo, nazionale e regionale.

Criterio 4 – Sostegno finanziario

La Regione ha stanziato risorse pari ad euro 25.000,00 rispettivamente per il 2018 e per il 2019 per l'erogazione di un sostegno finanziario ai comuni aderenti a progetti di costituzione di Comunità energetiche. Le manifestazioni di interesse, inviate secondo i termini e secondo le modalità stabiliti dal successivo provvedimento (D.D. n.547/2019) sono valutate dal Comitato Tecnico Scientifico costituito con provvedimento della Direzione Competitività del sistema regionale - Settore Sviluppo energetico sostenibile.

▪ **D.D n. 547/2019 – Regione Piemonte**

Secondo quanto indicato dalla suddetta D.G.R., la Regione Piemonte ha pubblicato nell'autunno del 2019, un avviso pubblico per la raccolta di manifestazioni di interesse ad un contributo finanziario a sostegno della costituzione di comunità energetiche [50]. Sono ammesse le spese sostenute per la redazione dei progetti e della documentazione correlata alla costituzione delle comunità energetiche, quali documenti e relazioni progettuali, analisi di fattibilità tecnico-economica e atti di carattere giuridico. La graduatoria è effettuata sulla base dei seguenti criteri:

- numero di comuni e di soggetti coinvolti e pluralità di produttori di energia elettrica e termica;
- entità di produzione e di consumo elettrico e termico;
- quota di autoconsumo e relativo auto-consumo da FER, in riferimento ai requisiti minimi della D.G.R.n.18-8520;

A seguito dell'istruttoria, le risorse disponibili sono ripartite sulla base del numero delle manifestazioni di interesse valutate positivamente ed è destinata a ciascun richiedente una somma non inferiore a 5.000,00 euro.

▪ **L.R. n.45/2019 – Regione Puglia**

Nell'agosto del 2019 la Regione Puglia ha approvato la Legge Regionale n.45/2019 [49] che riconosce l'istituzione delle Comunità Energetiche, sul modello di quanto deliberato nella Regione Piemonte.

4. FORME INCENTIVANTI I PROGETTI PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA IN ITALIA

4.1 MODELLI DI AGGREGAZIONE ENERGETICA IN ITALIA

L'aggregazione energetica è riconosciuta a livello europeo come una delle soluzioni più promettenti per facilitare l'integrazione di risorse non programmabili e distribuite nel sistema elettrico, quali possono essere le fonti di energia rinnovabile dei principali sistemi tecnologici ad esse collegati (PV, idroelettrico, eolico etc.). Nel processo di transizione energetica l'aggregazione energetica risulta assumere un ruolo chiave per la creazione di sistemi sempre più decentralizzati. Le prestazioni di grandi impianti centralizzati vengono riprodotte attraverso l'aggregazione, anche virtuale, di risorse energetiche di piccola e media taglia distribuite sul territorio. Tale procedimento comporta la riorganizzazione nella gestione delle risorse presenti e non può prescindere dall'utilizzo di tecnologie intelligenti. [55] Di seguito vengono descritti alcuni modelli esistenti (Sistemi semplici di produzione e consumo) e altri in corso di sperimentazione (UVAM).

Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)

In applicazione al Decreto "Milleproroghe", la Delibera 276/2017/R/eel [52] attribuisce al Gestore dei Servizi Energetici nazionale (GSE) il compito di identificare i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), classificandoli nelle diverse sottocategorie di appartenenza, previa verifica di conformità alla normativa di riferimento (TISSPC) [53]. Gli SSPC sono sistemi elettrici connessi alla rete pubblica nazionale, costituiti dalla presenza di almeno un'unità di consumo e un'unità di produzione di energia elettrica tra loro collegate, nell'ambito dei quali il trasporto di energia elettrica si configura come attività di autoapprovvigionamento energetico e non di distribuzione o trasmissione. Le unità di consumo e produzione possono essere costituite da soggetti singoli o da una pluralità di soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario, cooperativo o consorziale. L'appartenenza di un sistema elettrico a una delle categorie di SSPC consente ai soggetti partecipanti di beneficiare di un'esenzione dal pagamento della componente tariffaria per il servizio di dispacciamento, solamente sulla quota di energia auto-consumata all'interno del sistema di scambio tra unità di produzione e consumo. Il TISSPC prevede che i sistemi elettrici che non appartengano a reti private e non siano riconducibili a una delle categorie previste, non possano rimanere connessi alla rete pubblica.

La classificazione degli SSPC, come riportato in Figura 16, vede una prima suddivisione nei due gruppi SAP e ASSPC. I Sistemi di Auto produzione (SAP) includono le Cooperative e i Consorzi storici dotati di una propria rete di distribuzione locale, mentre gli Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC) includono diverse possibili forme di combinazioni tra unità di produzione e consumo, delle cui caratteristiche distintive viene data breve descrizione.



Figura 16 – Schematizzazione dei sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC). Elaborazione personale.

▪ **Sistemi in regime di Scambio sul Posto (SSP) e Scambio sul Posto Altrove (SSP-A)**

Il sistema, ideato per garantire alle PA una modalità semplificata di accesso al mercato, equivale a una forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa sulla rete pubblica in un certo momento con quella prelevata dallo stesso punto di connessione e consumata in un momento differente. Pertanto, si utilizza sistema elettrico come strumento di immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente auto-consumata. I sistemi impiantisci per la produzione ammessi comprendono impianti FER, NON FER e CAR, limitatamente a potenze installate inferiori ai 200-500kW, a seconda dei casi.

La modalità di Scambio sul Posto Altrove (SSP-A) non prevede l'obbligo di coincidenza tra i punti di immissione e prelievo dalla rete: pur appartenendo allo stesso soggetto giuridico, l'unità di produzione e quella di consumo possono trovarsi in posizione dislocata sul territorio. [58] L'incentivo economico consiste di un rimborso cumulato ed erogato in due rate annuali dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

- **Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)**

Il sistema consiste di un'unità di produzione di energia elettrica costituita da uno o più impianti installati sullo stesso sito, alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento (CAR) e gestiti dal medesimo produttore. L'unità di consumo è costituita da un solo cliente finale (persona fisica o giuridica), eventualmente diverso dal soggetto produttore. Le due unità sono direttamente connesse tramite un collegamento privato, senza obbligo di connessione di terzi e realizzato all'interno di un'area, senza soluzione di continuità.

L'incentivo economico prevede che l'energia elettrica auto consumata sia esentata dal pagamento dei corrispettivi tariffari variabili di trasmissione e distribuzione e a quelli di dispacciamento, mentre rimane soggetta al pagamento del 5% delle componenti variabili degli oneri generali di sistema. L'applicazione delle componenti originarie (fisse e variabili), in funzione della specifica utenza alimentata rimane invariata per la quota di energia elettrica prelevata. L'energia elettrica immessa in rete può essere venduta al GSE tramite il servizio di Ritiro Dedicato (RID), sul mercato libero dell'energia oppure essere ceduta nell'ambito della convenzione di scambio sul posto, sempre secondo indicazione della normativa vigente [59].

- **Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU) di tipo A, B, C o D**

Si tratta di sistemi che soddisfano i requisiti dei SEU e che sono stati realizzati precedentemente l'entrata in vigore della normativa di riferimento per la classificazione dei sistemi SSPC (TISSPC) [53].

- **Altri Sistemi di Auto Produzione (ASAP)**

Tale sistema prevede la produzione di energia elettrica da parte una persona fisica o giuridica e l'utilizzo tramite collegamenti privati per uso proprio o della società controllata, per una quota di autoconsumo annuo non inferiore al 70% del totale di energia prodotta. [59]

- **Altri Sistemi Esistenti (ASE)**

Si tratta di sistemi esistenti, che non rientrano nelle altre configurazioni espressamente previste dalle leggi vigenti, ma posseggono caratteristiche simili quali la presenza di una o più unità di consumo e produzione, gestite, in qualità di produttore o utente finale, dalla medesima persona o da soggetti diversi (siano esse persone fisiche o giuridiche). La differenza rispetto agli altri sistemi sopra descritti consiste nella presenza di una linea elettrica di trasporto. [59]

Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)

L'Autorità di Regolazione per l'Energia, le Reti e l'Ambiente (ARERA) in collaborazione con Terna S.p.A, società che detiene il monopolio nazionale per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, ha definito la regolamentazione necessaria alla selezione dei progetti pilota nel processo di apertura del mercato del dispacciamento (MSD) con la Delibera 422/2018/R/eel [51] e [26]. I sistemi abilitati ad entrare sul mercato quali nuovi operatori del servizio di dispacciamento, vengono definiti Unità Virtuali Abilitate e corrispondono ad aree geografiche di mercato selezionate da Terna per non creare violazioni ai vincoli di rete esistenti. Le Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) sono costituite dalle Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC) e dalle Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP), inclusi produttori di energia da risorse rinnovabili o no, programmabili o no e sistemi di accumulo. Le UVAM equivalgono ad un'aggregazione di soggetti non rilevanti (ovvero non collegati direttamente ai nodi della rete di dispacciamento, <10MVA) che in qualità di singole unità possono avere contratti di dispacciamento differenti, ma associate insieme partecipano sul mercato MSD tramite un nuovo punto sulla rete di dispacciamento. L'aggregato minimo per la costituzione di una UVAM equivale a 5 MWh/anno ed è richiesta una capacità modulabile dell'ordine di grandezza di un MWh. Il soggetto aggregatore e responsabile della partecipazione sul mercato è il Balancing Service Provider (BSP) [60]. Si tratta di un sistema tecnologico *lot*, basato sul modello di comunicazione *Demand/Response* per il rilievo e la stima delle misure dei dati aggregati relativi a domanda e offerta di energia. Le funzioni principali riguardano quindi il bilanciamento "a isola" tra domanda e offerta di energia interna all'UVAM, in maniera tale da mantenere il consumo totale entro le soglie previste e la comunicazione in tempo reale (ogni 4 secondi) a Terna delle misure rilevate. Il sistema UVAM, per quanto aggregazione virtuale di soggetti dislocati su un territorio entro un certo perimetro di aggregazione fisico stabilito da Terna, necessita anche di un punto di controllo fisico, costantemente presidiato che può coincidere con il BSP. Tale sistema prevede l'obbligo di un'offerta sul mercato dell'energia prodotta dall'insieme dei soggetti produttori partecipanti. Infatti, il BSP risulta assegnatario di una quantità di energia che deve essere garantita ogni mese per il 70% dei giorni in cui vige l'obbligo, rispettando anche vincoli di orario (Lun-Ven tra le ore 14-20, per almeno due ore consecutive). La modalità di remunerazione è definita dall'Autorità secondo un corrispettivo fisso, erogato in base ai giorni di rispetto dell'obbligo di offerta e comprensivo di un tetto massimo e un corrispettivo variabile in funzione alla quantità di energia elettrica venduta dal BSP al prezzo variabile di offerta dell'energia sul mercato. Infine, nel caso in un punto di connessione sia presente un sistema di accumulo, alla sola quota di energia elettrica esclusivamente da lui domandata non sono applicati i corrispettivi tariffari riferiti agli oneri di sistema e trasporto.

4.2 GLI INCENTIVI ECONOMICI

Nello scenario delle politiche energetiche, le direttive comunitarie e le delibere nazionali e regionali hanno decretato nel tempo un vasto numero di tipologie di incentivi diversi, volti a sostenere gli obiettivi di transizione energetica. Gli incentivi di natura economica hanno una funzione di promozione e indirizzo per gli investimenti nel settore energetico, contribuiscono a creare occasioni di sviluppo e consentono la diffusione di buone pratiche, al fine di raggiungere gli obiettivi preposti in materia di sostenibilità energetica e ambientale. Inoltre, facilitano l'iniziativa delle diverse categorie di utenze finali, prevedendo diverse tipologie d'intervento e sostenendone l'accessibilità economica, ad inclusione dei soggetti finanziariamente più svantaggiati.

Tali incentivi, già numerosi e differenziati per modalità e finalità, si inseriscono nel quadro ulteriormente complesso del libero mercato dell'energia; pertanto, ne risulta uno scenario non sempre chiaro e definito e a volte contraddittorio. Nel presente studio, al fine di descrivere lo stato dell'arte degli incentivi economici in materia di energia, attualmente in vigore in Italia, si è proceduto attraverso la classificazione degli stessi secondo criteri differenti. Di seguito vengono descritte in dettaglio le diverse classificazioni attuate, definendo le voci poi riportate nelle tabelle riassuntive Tabella 1 e Tabella 2.

I principali ambiti di intervento, che si inseriscono nel processo di transizione energetica sono la riduzione dei consumi energetici, attraverso il raggiungimento di elevati livelli di efficienza energetica e l'ottimizzazione dei sistemi di gestione nei diversi settori di utilizzo dell'energia e l'uso di fonti rinnovabili (FER) per la produzione di energia. Pertanto, la prima classificazione è stata attuata secondo l'ambito di intervento promosso da ciascun incentivo (3 ambiti).

Classificazione per ambito dell'intervento incentivato:

- Incentivi per interventi di efficientamento energetico (EE)
- Incentivi per interventi di ottimizzazione nella gestione delle reti (SMART)
- Incentivi all'installazione di impianti di produzione da fonti di energia rinnovabile (FER)

Gli incentivi di natura economica possono consistere in benefici diversi sia per valore (monetario o non monetario) che per carattere dell'iniziativa promossa (azione puntuale o comportamento continuativo del soggetto beneficiario). Inoltre, possono prevedere una diversa modalità di remunerazione dell'intervento: incentivo sotto forma di premio, sconto o piano tariffario agevolato (classe 1), rimborso della spesa sostenuta dal soggetto beneficiario a copertura di una quota variabile del capitale investito (classe 2 e 3), emissione di titoli spendibili sul mercato dell'energia (classe 3.1) o finanziamento di un progetto vincitore di un bando (classe 4). Infine, ciascuna tipologia di remunerazione può contare un diverso sistema di redistribuzione nel tempo: rimborsi e finanziamenti in acconto o a consuntivo, suddivisione in rate, ricezione di un premio distribuito su tutta la durata dell'attività o della vita utile dell'impianto (incentivo in conto esercizio). La seguente classificazione è stata attuata definendo quattro tipologie di remunerazione tenendo in considerazione la diversa modalità di remunerazione (4 classi) e specificando il valore (monetario o non monetario) di ciascuna.

Classificazione per tipologia di remunerazione:

1. Incentivi in conto esercizio (rimborso monetario):
 - 1.1 a tariffa onnicomprensiva (premio + ricavo da vendita energia)
 - 1.2 a tariffa agevolata (acquisto o vendita energia)
 - 1.3 con sconto su componente tariffario
2. Rimborso dell'investimento iniziale (monetario)
3. Rimborso dell'investimento iniziale secondo altre modalità (rimborso non monetario):
 - 3.1 con acquisizione di Titoli di Efficienza Energetica (TEE)
 - 3.2 con detrazioni fiscali di altro genere (es. detrazioni Irpef o Ires)
4. Finanziamento del progetto (rimborso monetario)

L'ultima classificazione attuata consiste nella separazione di tutti gli incentivi economici esistenti in due grandi insiemi. Il primo contiene tutti gli incentivi volti a beneficio di soggetti che costituiscono entità singole e intraprendono azioni in autonomia che non coinvolgono altri soggetti o altre utenze (incentivi a singole utenze finali). Il secondo gruppo di incentivi (incentivi a sistemi di utenti) prevede l'opportunità per utenti finali di diversa categoria (consumatori e produttori di energia) di creare sistemi di interazione fra soggetti, tutti egualmente beneficiari dell'intervento incentivato; questo consiste in una serie di azioni differenti e necessariamente compresenti e comporta una maggiore complessità di gestione nella fase di realizzazione dell'intervento stesso.

Classificazione per modalità di coinvolgimento dei soggetti destinatari dell'incentivo:

- Incentivi a singole utenze finali
Azienda, pubblica amministrazione (PA) o privato cittadino quale unico beneficiario dell'incentivo; il richiedente è un soggetto singolo, sia esso un soggetto individuale o un soggetto giuridico di rappresentanza.
- Incentivi a sistemi di utenti
Incentivi rivolti a una pluralità di soggetti (diverse categorie di utenze finali, soggetti individuali o giuridici) la cui relazione è caratterizzata dal sistema di scambio che intercorre tra il soggetto produttore e quello consumatore di energia.

Di seguito vengono riportati tutti gli incentivi analizzati. Per semplicità di lettura sono state create due tabelle distinte secondo il criterio di *classificazione per modalità di coinvolgimento dei soggetti destinatari dell'incentivo*: incentivi a singole utenze finali (Tabella 1) e incentivi a sistemi di utenti (Tabella 2). Entrambe le tabelle riportanti le stesse voci di classificazione, tra cui l'origine delle informazioni: dove non specificato diversamente il riferimento principale è il sito istituzionale del Gestore dei Servizi Energetici nazionale (GSE) [57].

4.3 INCENTIVI ALLE ISOLE MINORI

Per le isole minori italiane non connesse alla rete continentale il Decreto Ministeriale D.M. 14/02/2017 ha definito gli obiettivi minimi di sviluppo per la produzione di energia da fonte rinnovabile da raggiungere entro il 31 dicembre 2020. Tale provvedimento demanda la descrizione delle modalità di sostegno degli investimenti necessari alla realizzazione alla Delibera n. 558/2018/R/EFR, che definisce le tariffe del sistema di remunerazione dell'energia elettrica e termica prodotta da fonti rinnovabili e le relative modalità di accesso agli incentivi. Nello specifico gli obiettivi di sviluppo riguardano la riduzione della dipendenza energetica attraverso la sperimentazione e lo sviluppo di tecnologie che garantiscano una maggiore tutela dell'ambiente e possano risultare progetti innovativi interessanti da applicare alla terraferma.

Le isole minori coinvolte dal provvedimento posseggono le seguenti caratteristiche:

- rete elettrica isolana non interconnesse alla rete del continente
- localizzazione a più di 1 km e superficie territoriale > 1 km²
- popolazione residente di almeno 50 persone

Gli interventi ammessi alla remunerazione sono distinti per vettore energetico considerato.

Incentivi alla produzione di energia elettrica e modalità di remunerazione

Sono ammessi interventi di nuova costruzione, potenziamento o riattivazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con potenza maggiore o uguale ai 0,5kW, obbligatoriamente connessi alla sola rete isolana. La remunerazione prevista è un rimborso monetario secondo la tipologia dell'incentivo in conto esercizio. All'energia elettrica prodotta viene applicata una tariffa onnicomprensiva della durata di 20. Ulteriori premi tariffari sono previsti per moduli fotovoltaici installati in sostituzione di coperture di edifici su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto. Tale incentivo non è cumulabile con altri incentivi pubblici, né con l'accesso ai regimi commerciali di ritiro dedicato (RID) e scambio sul posto (SSP).

Incentivi alla produzione di energia termica e modalità di remunerazione

Gli interventi ammessi riguardano l'installazione presso utenze domestiche o non domestiche, di pannelli solari termici per i servizi di acqua calda sanitaria (ACS) o di *solar cooling* e l'installazione di pompe di calore, in sostituzione agli scaldacqua elettrici, per il solo servizio ACS. La remunerazione prevista è un rimborso monetario dell'investimento previsto in un'unica soluzione. Nel caso dei pannelli solari termici il contributo è proporzionale alla superficie installata e prevede un tetto massimo pari al 65% della spesa sostenuta per l'acquisto. Nel caso delle pompe di calore il contributo è pari al 50% con un diverso tetto massimo di rimborso a seconda della capacità del prodotto acquistato. Tale remunerazione non è cumulabile con altri incentivi pubblici.

Tabella 1: Incentivi rivolti a singole utenze finali										
Ambito intervento	Nome incentivo	Target	Vettore energetico	Tipologia di remunerazione		Scala	Cumulabile	In vigore	Note	Fonte
				Classe	Beneficio dell'incentivo					
EE	Certificati bianchi (TEE)	-Aziende -PA -Cittadini (con EGE o ESCO) ² -distributori di rete	Elettrico/ Termico	3	1 TEE = 1 TEP ³ Titolo negoziabile sul mercato (GME) ottenuto previa verifica del risparmio sui consumi a seguito di interventi di EE o installazione di CAR	Nazionale	Finanziamenti a scala comunitaria, regionale o locale	Dal 2005	Soggetti volontari e obbligati (distributori di rete)	GSE
EE + FER _{TH} + SMART	Conto Termico	-Aziende -PA -Cittadini	Elettrico/ Termico	2	Rimborsi a consuntivo del 40-65% per interventi di EE dell'involucro, sistemi smart e sostituzione generatori con impianti FER di piccola taglia a scelta da catalogo	Nazionale	Non cumulabile con altri incentivi nazionali	Dal 2012 (D.M. 28/12/2012), rinnovato con il D.M. 16/02/2016	Per le PA, programma di interventi (PREPAC) e possibilità di rimborso in acconto	
EE + FER + SMART	Ecobonus	-Aziende -PA -Cittadini (Proprietari di immobili)	Elettrico/ Termico	3	Rimborsi a consuntivo per interventi di EE dell'involucro, sistemi smart e sostituzione di impianti FER di piccola taglia. La detrazione riguarda l'imposta sul reddito (Irpaf, per privati cittadini e Ires, per le società)	Nazionale	Non cumulabile con il Conto Termico o altre detrazioni	Legge di bilancio n.160 del 27/12/2019		Agenzia delle entrate
FER	Incentivo FER	Produttori di energia da impianti FER	Elettrico/ Termico	1.1	Incentivo in conto esercizio per la durata di vita utile dell'impianto, tariffa e premio secondo scaglioni di potenza e tipologia FER (PV, eolico on-shore, idroelettrico e depurazione gas metano)	Nazionale		D.M. 04/07/2019	Graduatoria di accesso agli incentivi e selezione del GSE, apertura di 7 bandi annuali	GSE
FER	IAFR (Ex Certificati Verdi)	Produttori di energia da impianti FER	Elettrico/ Termico	1.1	Incentivo in forma di premio sull'energia prodotta e immessa in rete in aggiunta al ricavo dalla vendita sia su libero mercato che con RID (Tariffa onnicomprensiva)	Nazionale	Cumulabile con RID	Dal D.Lgs n.79/1999(Decreto Bersani), aggiornati dal D.M. 05/07/2012	Tariffa incentivata su valore del certificato verde (CV=180€/MWh)	GSE
FER	Conto Energia	-Aziende -PA -Cittadini	Elettrico/ Termico	1.1	Incentivo in conto esercizio nella modalità di premio per la durata di 20 anni per l'installazione di impianti fotovoltaici o collettori solari per il servizio ACS.	Nazionale		Da Direttiva 2001/77/CE, successivi Decreti (I, II, III, IV) e D.M. 05/07/201 (V)	Impianti <i>grid connected</i> Potenza > 1 kWp	GSE D.M. 04/07/2019 (Decreto FER)
FER	Ritiro dedicato (RID)	Produttori di energia elettrica FER/ NON FER	Elettrico	1.2	Cessione dell'energia prodotta e immessa in rete al GSE in alternativa alla vendita sul mercato libero, tariffa [€/kWh/m] secondo scaglioni di potenza e tipologia FER	Nazionale	Non cumulabile con V Conto Energia, SSP e Tariffe Onnicomprensive	Dal 01/01/2008	Impianti <i>grid connected</i> Potenza < 10 MVA	GSE
SMART	Accumulo	Produttori di energia elettrica FER/ NON FER	Elettrico	4	Incentivo definito per ciascuna istruttoria aperta e valutata dal GSE	Nazionale				GSE
EE + FER _{TH} + SMART	DM Isole minori	Isole non connesse alla rete continentale -estensione>1 km ² -popolazione>50ab	Elettrico/ Termico	1.1 (El) 2 (Th)	(El): nuova costruzione, potenziamento o riattivazione di impianti FER (>0,5kW) connessi alla rete isolana (Th): rimborsi a consuntivo del 50-65% sulla spesa per impianti FER (collettori solari e pompe di calore servizio ACS)	Nazionale	Non cumulabile con altri incentivi nazionali (RID/SSP...)	D.M. 14/02/2017	Obiettivi generali di sperimentazione e sviluppo di tecnologie a maggior tutela del territorio e a riduzione della dipendenza energetica	GSE
EE + FER _{TH} + SMART	Fondi europei POR-FESR	Soggetti partecipanti al bando	Elettrico/ Termico	4	Finanziamento dei progetti vincitori del bando. Diverse tematiche (Es. "Energia sostenibile")	Europea e Regionale	Cumulabile con altre tipologie di incentivi	POR-FESR 2014-2020		Regione Piemonte

² Le società di servizi energetici (Energy Service Company-ESCO) o le società certificate EGE (Esperto Gestione Energia) sono imprese certificate secondo la norma UNI 11352 in grado di fornire tutti i servizi tecnici, commerciali e finanziari per interventi di efficienza energetica, anche per conto di soggetti terzi. [56]

³ Il TEP (Tonnellata Equivalente di Petrolio) è una unità di misura dell'energia utilizzato come coefficiente di conversione per i diversi vettori energetici. Corrisponde alla quantità di energia rilasciata dalla combustione di 1 tonnellata di petrolio ed è pari al valore, convenzionalmente fissato di 41,86GJ, ovvero 11,63 MWh teorici. Il valore stabilito dall'Autorità di Regolazione italiana per la conversione di 1 MWh di energia elettrica in energia primaria è pari a 0,187 tep. [54]

Tabella 2: Incentivi rivolti a sistemi di utenti finali

Ambito intervento	Nome incentivo	Target	Vettore energetico	Tipologia di remunerazione		Scala	Cumulabile	In vigore	Note	Fonte
				Classe	Beneficio					
EE + FER + SMART	Bando Regionale D.D. n.457	-PA (Amministrazioni comunali piemontesi)	Elettrico/ Termico	4	Finanziamento per l'istituzione di una Comunità Energetica locale che rispetti i requisiti minimi previsti dalla D.G.R. n18-8520/2018	Regionale	Finanziamenti e incentivi a scala comunitaria, nazionale, regionale o locale	Dal 2019, a seguito della L.R. n.12/2018 e D.G.R. n. 18-8520/2018	I soggetti beneficiari sono i Comuni, ma il progetto di Comunità Energetica può coinvolgere altri soggetti pubblici e privati.	Bando Regionale D.D. n.547 del 08/10/2019
SMART	Scambio sul posto (SSP, SSP-A)	-PA < 20.000 ab - soggetti altro tipo di SSPC	Elettrico	1.2	Contributo suddiviso in due rate annuali (acconto e conguaglio)	Nazionale	Non cumulabile con V Conto Energia	ARERA, Delibera 578/2013/R/eel	Limitazioni sulle taglie degli impianti di produzione (FER/NON FER)	GSE
FER + SMART	Sistemi efficienti di utenza (SEU) e (SESEU-A/B/C)	-1 o più unità di produzione FER/CAR e consumo	Elettrico	1.3	Esenzione dal pagamento dei corrispettivi tariffari variabili per il servizio di trasporto, dispacciamento e sugli oneri di sistema.	Nazionale	Cumulabile con SSP e RID	ARERA, Delibera 578/2013/R/eel	Utenze produttrici e consumatrici anche diverse	ARERA, Delibera 72/2016/R/eel
SMART	Altri Sistemi di Autoproduzione (ASAP)	-1 o più unità di produzione e consumo	Elettrico	/	Non sono previsti incentivi	Nazionale	/	ARERA, Delibera 578/2013/R/eel		ARERA, Delibera 72/2016/R/eel
SMART	Altri Sistemi Esistenti (ASE)	-1 o più unità di produzione e consumo	Elettrico	/	Non sono previsti incentivi	Nazionale	/	ARERA, Delibera 578/2013/R/eel		ARERA, Delibera 72/2016/R/eel
FER + SMART	UVAM e BPS	-1 o più unità di produzione e consumo	Elettrico	1.3	Modalità di remunerazione definite dall'ARERA secondo un corrispettivo fisso e un corrispettivo variabile in funzione dell'energia venduta sul mercato	Nazionale	Cumulabile con altri incentivi nazionali	ARERA, Delibera 300/2017/R/eel		ARERA, Delibera 422/2018/R/eel

5. COMUNITA' ENERGETICHE ESISTENTI

A seguito dell'iscrizione all'interno di un quadro normativo in divenire e considerando la corrente definizione di Comunità Energetica aperta a varie interpretazioni, non stupisce la molteplicità delle configurazioni con cui Comunità Energetiche sono state realizzate in diversi contesti a scala europea, nazionale, ma anche mondiale. Lo studio in letteratura dello state dell'arte relativo alle CE esistenti ha consentito l'acquisizione di una visione più ampia e precisa circa le differenti modalità di perseguimento dei benefici di carattere ambientale e socioeconomico, attraverso lo sfruttamento delle risorse locali, differenti per ciascun contesto individuato e lo scambio di energia fra soggetti coinvolti e portatori d'interesse.

Al fine di poter comparare i diversi casi studio individuati, sono stati selezionati alcuni criteri con cui classificarli, osservando gli aspetti che contribuiscono a caratterizzare ciascun esempio di Comunità Energetica. I criteri utilizzati riguardano i dati generali della Comunità (nome, paese, data di istituzione), la descrizione del contesto (urbano, rurale, montano), la scala territoriale (nazionale, regionale), il numero di utenze coinvolte (distinguendo le utenze servite dal numero di soci membri), i sistemi tecnologici utilizzati per la produzione da RES e la struttura legale, da cui dipendono la governance e la modalità di decisione circa l'uso o la redistribuzione dei benefici economici di comunità.

5.1 COMUNITÀ ENERGETICHE IN EUROPA

Al fine di supportare la traduzione delle strategie definite dalle Direttive comunitarie in azioni concrete sul territorio, l'Unione Europea ha avviato diversi programmi, grazie ai quali sono state avviate diverse iniziative.

Nel 2003, in vista del perseguimento degli obiettivi del target europeo 20-20-20, la Commissione Europea ha lanciato il programma *Intelligent Energy Europe* [69] incentrato principalmente sul tema dell'efficienza energetica. Successivamente è stato creato il *SEC-BENCH* [73]: un portale telematico di supporto alle comunità per identificare le risorse rinnovabili locali, pianificare il risparmio energetico ed economico e realizzare il proprio progetto. Tra il 2012 e il 2015 è stato finanziato il progetto *REScoop 20-20-20* [72] che ha contribuito alla realizzazione di cooperative di produzione e di consumo di energia da fonti rinnovabili in diversi paesi ed oggi conta un network di circa 1500 cooperative. Il progetto più recente è il *Compile Project* [25] che ha l'obiettivo, attraverso il sostegno a cinque progetti pilota, di dimostrare le opportunità generate dalla decarbonizzazione nella creazione di comunità e benefici ambientali ed economici. È importante citare anche il progetto *SMILE* (Smart Islands Energy Systems), finanziato all'interno del programma *Horizon 2020* [68] che, a partire da tre progetti pilota in diverse isole europee (Madeira in Portogallo, Orkney in Inghilterra e Samsø in Danimarca) ha esteso a larga scala le soluzioni sperimentate e sviluppate sulle isole [75]. Il contesto isolano, la cui connessione alla rete continentale, quando esistente, è causa di notevole impatto ambientale ed economico, può essere definito come quello di una "comunità energetica isolata" e pertanto, diventare un laboratorio ideale per applicare modelli energetici sostenibili e dimostrare la possibilità di raggiungere elevati livelli di autosufficienza energetica attraverso l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili e locali. Nel finanziare questi progetti, l'Unione Europea ha riposto molta attenzione nel supportare quelli che attraverso il coinvolgimento diretto dei cittadini nei processi decisionali, promuovessero modelli di aggregazione sociale, quali le cooperative, al fine di garantire l'accettabilità sociale delle FER, limitare le conflittualità locali ed evitare operazioni speculative. La Tabella 3 riporta alcune fra le comunità energetiche ad oggi presenti in Europa la cui produzione, se venisse considerata in maniera aggregata, si inserirebbe all'11° posto nella classifica dei produttori di energia in Europa, dopo grandi soggetti quali la francese EDF (Electricité de France) o l'italiana ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), secondo quanto riportato dal Dott. Gianluca Ruggeri, durante il convegno tenutosi a Torino lo scorso 16 Aprile 2019. Dei numerosi progetti di comunità energetiche finanziati in tutta Europa, sono stati selezionati solo alcuni di quelli studiati, in maniera tale da rappresentare comunità energetiche esistenti a scale e contesti territoriali differenti. Come si evince dalla Tabella 3, le CE più datate sono nate in relazione al finanziamento di progetti per l'installazione di nuovi sistemi tecnologici che sfruttano le risorse rinnovabili locali che variano in relazione ai diversi contesti geografici e ai diversi paesi europei. Molte CE si sono inizialmente basate sullo sfruttamento di una sola risorsa in relazione alla quantità di utenze servite; il mix energetico si differenzia per sopperire alla domanda di energia, in risposta al maggior numero di partecipanti e alla scala territoriale. Quasi la totalità delle CE osservate è stata istituita attraverso la forma legale della cooperativa, secondo quanto indicato precedentemente.

5.2 COMUNITÀ ENERGETICHE NEL MONDO

La Tabella 4 riporta alcuni dei casi studio significativi selezionati dallo studio di Hick [71] e Neil [74] di CE in diversi continenti. È interessante notare le finalità con cui sono state istituite le diverse comunità: in alcuni casi derivanti da fenomeni di protesta verso impianti di grandi dimensioni a svantaggio dell'economia locale, in altri casi in relazione alle necessità delle classi sociali in condizioni di povertà energetica.

Tabella 3: Comunità Energetiche in Europa

Nome	Paese	Data di istituzione	Contesto territoriale	Scala territoriale	Sistemi tecnologici	Forma legale	Note
Middlegrunden	Danimarca	2001	Urbano	Vasta	Eolico: 40 MW	Cooperativa e Comune di Copenhagen	Impianti offshore
Samso	Danimarca	2004	Rurale	-	Eolico: 34 MW – Biogas: 7 MW	Cooperativa e Società pubblica	
Hvide Sande	Danimarca	2012	Rurale	Locale	Eolico: 3 MW	Organizzazione di imprese private locali	65% degli abitanti collegati al teleriscaldamento
Eigg Electric	Inghilterra	-	-	-	Idroelettrico: 99 kW - Eolico: 24 kW – Solare: 30 kWp	S.r.l	
Torrs Hydro	Inghilterra	-	-	-	Idroelettrico: 63 kW	Società pubblica	
Wiltshire Wildlife	Inghilterra	2012	Rurale	Regionale	Solare PV: 10 MWp	Impresa sociale	
Brixton Energy	Inghilterra	2012	Urbano	Locale	Solare PV	Cooperativa sociale	50% finanziatori non locali
CWM Arian Renewable Energy (CARE)	Galles	2010	Rurale	Locale	Eolico: 1,2 MW e 500 kW	-	Progetto non completato
Horshader Community	Scozia	2012	Insulare	Locale	Eolico: 900 kW	Comunità locale e Community Energy Scotland	Isola di Lewis
Som energia	Spagna	2010	-	Regionale	Idroelettrico - Biogas - Eolico – Solare - Biomassa	Coop. di produzione associata a Coop. di vendita	
Bioenergy Village Juhnde	Germania	2004	Rurale	Locale	Biogas: 700 kW - Biomassa - Cogenerazione	Coop. di 750 abitanti proprietari e Università di Gottingen	Autosufficienza energetica
Wildpoldsreid	Germania	-	-	Regionale	Eolico: 12 MW – Solare PV - Biogas: 5 MW	Misto	Sviluppo locale occupazionale
Dardesheim	Germania	-	Rurale	Locale	Eolico: 62 MW – Solare PV: 380 kWp		
Ecopower	Belgio	1991	Misto	Regionale	Eolico: 20 turbine – Solare PV: 320 siti	Cooperativa (50 mila soci e 40 mila utenze)	Approccio Bottom-up
Bioenergy Mureck	Austria	-	-	-	Biogas: 144 kW	Cooperativa (40 mila utenze)	
Enercoop	Francia	2004	Misto	Nazionale	Idroelettrico: 98 siti - Eolico: 26 siti – Solare PV: 104 siti – Biomassa: 4 siti	Associazione Nazionale di 11 Cooperative	

Tabella 4: Comunità Energetiche nel mondo

Nome	Paese	Data di istituzione	Contesto territoriale	Scala territoriale	Sistemi tecnologici	Forma legale	Note
Creluz	Brasile	1999	Rurale	Locale	Idroelettrico: 6 siti	Impresa sociale locale (20 mila membri)	Profitti in parte destinati a fornire elettricità a 600 famiglie (energy poverty)
Buan County	Corea del sud	2005	Rurale	Regionale	Solare PV: 36 kWp – Solare termico - Geotermico	Unione sociale con investimento privati	In protesta a centrali nucleari
Energy Coop Aysen	Cile	2014	Urbano	Regionale	Solare PV – Biomassa (microgenerazione)	Cooperativa sociale (86 membri residenti)	In contrasto a grandi centrali
Wildshare Coop	Canada	-	Rurale	Locale	Eolico: 750kW	Cooperativa	
Toronto Solar Share	Canada	-	Urbano	Locale	Solare PV: 850 kWp	Cooperativa no-profit	Energia a basso costo
MinWind	USA	-	Rurale	Locale	Eolico: 16MW	Impresa privata	Redistribuzione degli utili
Hepburn Wind	Australia	-	Rurale	Locale	Eolico: 4 MW	Cooperativa	Sviluppo locale, nuovi posti di lavoro
Denmark Wind	Australia	-	Rurale	Locale	Eolico: 1.6 MW	Società pubblica	
Repower Shoalhaven	Australia	-	Rurale	Locale	Solare PV: 99kWp	Società pubblica	Redistribuzione degli utili
Clearsky Solar Investment	Australia	-	Rurale	Locale	Solare PV: 390 kWp	Associazione no-profit	
CORENA	Australia	-	Rurale	Locale	Solare PV: 73 kWp	Associazione no-profit	Miglioramento condizioni ambientali

5.3 COMUNITÀ ENERGETICHE IN ITALIA

Prima di presentare gli esempi di comunità energetiche esistenti in Italia, è doveroso introdurre una sintetica descrizione circa l'evoluzione del sistema energetico nazionale nel corso dell'ultimo secolo.

Agli inizi del 1900 in alcune località poste lungo l'arco alpino vengono istituite le prime cooperative relative all'indotto del settore energetico. Gli ingenti investimenti economici sono indirizzati alla creazione di impianti con sistemi di produzione idroelettrica, basati sull'ingente disponibilità della risorsa idrica nelle aree montane e motivati dalla necessità di approvvigionare le industrie di piccola e media taglia, che stavano insediandosi in bassa valle. La forma cooperativa si presentava di facile istituzione, trattandosi di territori la cui popolazione era già organizzata in piccole comunità e realtà amministrative, molto lontane dal beneficiare dei servizi offerti dalle grandi città di pianura. Nel secondo dopoguerra, il processo di nazionalizzazione di alcuni fra i principali servizi e infrastrutture pubbliche, come esemplificato dall'avvento nel 1963 di Enel (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica) ha concesso la deroga a poche delle realtà allora presenti, le quali sono sopravvissute attraverso la trasformazione in società municipalizzate. A partire dagli anni '90 del secolo scorso, l'Unione Europea detta le linee di indirizzo per un ulteriore cambio di paradigma: la creazione del mercato libero dell'energia viene individuata quale strumento migliore per garantire prezzi più bassi. Nel recepire le direttive comunitarie relative all'impostazione di un tale paradigma, il Decreto Bersani (D.Lgs n.79 del 16/03/1999) [40] ha imposto la separazione delle società operanti nel settore energetico, prevedendo la suddivisione dei diversi servizi di produzione, distribuzione e vendita.

A oggi Terna SpA [26] è l'azienda operante, in regime di monopolio, per il servizio di dispacciamento e trasformazione di energia elettrica sulle reti nazionali di altissima e alta tensione, nonché per la compravendita di energia da paesi esteri. Le aziende che si occupano del servizio di distribuzione e lettura delle misure energetiche, tra cui la più nota Enel-distribuzione [24] operano in regime di concessione e sono proprietarie della rete elettrica di distribuzione. Esistono, in particolare modo nelle Regioni a statuto speciale o nelle grandi città capoluogo, un discreto numero di aziende di distribuzione, molte delle quali sono state aziende municipali poi privatizzate. Le operazioni di produzione e vendita rispondono invece alle leggi del mercato libero, con diretta conseguenza dell'ampliamento del numero di soggetti competitori. Le questioni attuali d'interesse nazionale in materia di energia riguardano principalmente il tema della sicurezza dell'approvvigionamento, essendo l'Italia un soggetto molto dipendente dai paesi esteri, in particolar modo per quanto riguarda l'acquisto di gas metano quale principale vettore nei sistemi di produzione di energia termica. Altri temi attuali sono l'abbattimento dei prezzi per arginare la povertà energetica e garantire l'accesso alle risorse alle fasce della popolazione più svantaggiata economicamente e la transizione globale verso l'utilizzo di fonti rinnovabili, nonché il raggiungimento degli obiettivi preposti negli accordi internazionali sul cambiamento climatico, la tutela della qualità dell'ambiente e dell'aria. Nello scenario delle aggregazioni di produzione e consumo, tuttora esistenti in Italia, riconducibili a diverse interpretazioni della definizione di comunità energetica, risulta necessario distinguere due gruppi principali: le cooperative o i consorzi storici per l'energia, come definite dal TISSPC [53] e altri progetti non storici, poiché successivi al Decreto Bersani.

▪ **Cooperative storiche**

Ad oggi le cooperative storiche sono circa 30 e sono localizzate tutte in contesti territoriali montani, nelle regionali italiane dell'arco alpino, in Tabella 5 sono riportati alcuni esempi tra i diversi casi studio osservati. La più antica è la Società Elettrica di Morbegno [78] in Lombardia, istituita nel 1897; quella più recente è la Cooperativa di San Candido [76], datata 1994. La scala territoriale a cui tutte fanno riferimento è quella locale, spesso coincidente con l'insieme degli insediamenti presenti nella vallata alpina e in taluni casi sono compresi anche i paesi a fondo valle. Tra le caratteristiche in comune vi è la forma legale di Società Cooperativa, istituzione conservata nel tempo, nonostante il diverso sviluppo della regolamentazione nazionale, che ha consentito l'aggregazione di un sempre maggior numero di soci. Un altro carattere in comune consiste nella proprietà della rete di distribuzione, poiché nella maggioranza dei casi la Cooperativa è stata anche la realizzatrice di tale infrastruttura e tuttora beneficia della concessione del servizio. Questo si traduce nella possibilità di decisione nella gestione di interventi di manutenzione e del prezzo dell'energia venduta e comprata dai soci relativo alle componenti tariffarie per il servizio di trasporto e misurazione, entro i limiti consentiti dall'Autorità. Se al momento storico dell'istituzione molte fra le cooperative hanno iniziato con la sola produzione di energia elettrica,

legata allo sfruttamento della risorsa idrica, i benefici economici conseguiti hanno concesso l'opportunità di ampliare i servizi offerti e investire nella creazione di nuovi impianti di produzione. Considerando le risorse disponibili caratterizzanti il territorio montano, questi sono principalmente impianti a biomassa o cogenerativi, sovente in associazione alla creazione di una rete di teleriscaldamento locale, per rispondere alla domanda di energia termica di un numero elevato di utenze. Quasi tutte le cooperative osservate riescono a raggiungere alti livelli di autosufficienza energetica, che consente la possibilità di vendere energia e porsi in maniera competitiva sul mercato. Nel rapporto con la comunità di riferimento, molte delle cooperative osservate, pur costituendo dei soggetti economici con finalità e interessi commerciali, si adoperano nel contribuire a migliorare lo sviluppo economico locale e la qualità della vita con attenzione alla tutela dell'ambiente.

▪ **Altri progetti di Comunità energetiche**

In Tabella 6 sono riportate le Comunità energetiche realizzate nell'ultimo decennio in Italia. Si tratta di progetti che, pur essendo stati ideati per raggiungere obiettivi di risparmio energetico ed economico e sfruttamento delle RES locali, sono molto diversi fra loro, sia perché localizzati in contesti geografici molto distanti, sia perché perseguiti attraverso diverse modalità, sfruttando opportunità e risorse locali differenti. Nel caso delle Comunità di Melpignano [65], Benetutti [64] e Dosso [67], il punto di partenza è stato l'ottenimento di un finanziamento, tramite mutuo bancario o incentivi economici statali quali il Conto Energia, a sostegno delle azioni dei soci, che ha permesso l'installazione di impianti di produzione fotovoltaica integrati alle coperture di edifici pubblici e privati. I soci, cittadini e tutti proprietari degli impianti, sono i primi utilizzatori dell'energia prodotta, beneficiando dei vantaggi economici relativi al regime di scambio sul posto. Inoltre, trattandosi di comunità di piccole dimensioni, prevalentemente caratterizzate da utenze domestiche di modesta entità, ottengono un ritorno economico anche dall'energia che riescono a immettere sulla rete elettrica nazionale. Nel caso della Comunità di Benetutti, il vantaggio ulteriore è dato dal fatto che l'Azienda Elettrica Municipale è anche concessionaria della rete locale di distribuzione e ha ricevuto il supporto dalla Regione Sardegna nel progetto pilota per la realizzazione di una smart grid locale, a vantaggio dell'ottimizzazione dei flussi di energia scambiati fra utenti consumatori e prosumer. Nel caso della Cooperativa di comunità di Melpignano, secondo quanto stabilito dai soci, le risorse economiche guadagnate dirette al fondo cassa comune sono destinate ad interventi che promuovono la rigenerazione dello spazio urbano, oltre a pagare gli interessi del finanziamento iniziale. Diverso è il caso della *Cooperativa E' Nostra* [66], che riunisce a scala nazionale più di 4.370 cittadini produttori e/o consumatori di energia. Attraverso una logica partecipata e dal basso, si pone l'obiettivo di finanziare impianti collettivi di produzione esclusivamente da fonti RES, offrendo servizi di consulenza e supporto tecnico e diventando fornitore di energia sul mercato.

Il coinvolgimento sempre maggiore delle comunità nei processi decisionali di realizzazione degli impianti di produzione di energia e in quelli di gestione delle risorse economiche ricavate, consente di immaginare un nuovo sistema di organizzazione basato sulla generazione distribuita da rinnovabili e può rappresentare una nuova e lungimirante pratica di innovazione sociale. Alcuni dei potenziali benefici relativi alle comunità energetiche riguardano la valorizzazione del contesto territoriale locale o regionale, la creazione di una coesione sociale tra i diversi attori, anche attraverso la trasparenza e l'impegno alla questione della sostenibilità ambientale e della qualità della vita e la creazione di posti di lavoro. Inoltre, un tale sistema sociale può contribuire a rendere l'energia meno astratta e in conseguenza generare un utilizzo più consapevole e responsabile da parte delle diverse utenze.

Nome	Regione	Data di istituzione	Contesto territoriale	Scala territoriale	Utenze	Sistemi tecnologici	Forma legale	Note
Società Coop. elettrica Gignod – CEG (AO)	Valle d'Aosta	1929	Montano	Locale	3.230	Idroelettrico: 22.5 GWh/anno	Società Cooperativa	Concessionari della rete di distribuzione. Servizio di trattamento acqua e trasporto rifiuti in 7 comuni.
Società Elettrica Morbegno, Sondrio	Lombardia	1897	Montano	Locale	13.000 (550 soci)	Idroelettrico: 11 MWh – TLR: 35 km Cogenerazione a gas: 40 kW	Società Cooperativa	Concessionari della rete di distribuzione.
E-Werk Prad, Prato allo Stelvio (BZ)	Trentino Alto Adige	1926	Montano	Locale	3.400 (1350 soci)	Idroelettrico: 4 MWh – Biogas: 380kW - Biomassa: 2 MW TLR: 28 km – Cogenerazione: 4 MWth / 2 MWeI Solare PV: 103 kWp – Eolico: 3MW	Società Cooperativa	Concessionari della rete di distribuzione.
Gruppo ACSM, Valli del Primiero (TN)	Trentino Alto Adige	1901	Montano	Locale	13.600	Idroelettrico: 18 MWh – TLR: 28 km – Biomassa: 11 MW Solare PV: 4 MWp	Società Municipalizzata	Concessionari della rete di distribuzione.
Società Coop.elettrica dell'Alto But SECAB, Paluzza (UD)	Friuli Venezia Giulia	1911	Montano	Locale	5.000	Idroelettrico: 11 MWh – Cogenerazione: 2MW	Società Cooperativa	Concessionari della rete di distribuzione. Autosufficienza e vendita surplus (24GWh/anno)

Nome	Regione	Data di istituzione	Contesto territoriale	Scala territoriale	Utenze	Sistemi tecnologici	Forma legale	Note
Dosso Energia Srl – GAS Energia	Lombardia	2010	Urbano	Comunale	64	Solare PV: 110kWp	Società ad azionariato diffuso	Impianti in multiproprietà su edifici pubblici (800mq)
Weforgreen, Verona	Veneto	2009	Urbano	Comunale	700	Solare PV: 5 MWp	Società Cooperativa	30% autoconsumo, 70% vendita
Coop. FTI Dobbiaco, San Candido	Trentino Alto Adige	1994	Montano	Locale	1.200 (917 soci)	Organic Rankine Cycle (Orc): 18 MWth / 2 MWeI TLR: 90 km	Società Cooperativa	
Comunità di Melpignano	Puglia	2011	Urbano	Comunale	138	Solare PV: 180 kWp	Società Cooperativa	Comune, Officina Creativa di Lecce, Università del Salento
Comunità di Benetutti	Sardegna	2010	Insulare	Comunale	1.200	Solare PV: 1,5 MWp	Società Municipalizzata	Concessionari della rete di distribuzione.
E' Nostra	Italia	2014	Misto	Nazionale	4.370	Autoproduzione RES da fonti miste, Gruppo di acquisto e servizi di consulenza	Cooperativa	Approccio bottom.up per fornitura elettrica esclusivamente RES

6. INDICATORI DI PERFORMANCE ENERGETICA SOSTENIBILE

6.1 ENERGY TRILEMMA INDEX

Le definizioni attribuite alla Comunità Energetica e al suo ruolo nel processo di transizione energetica nei diversi progetti realizzati in tutto il mondo, lasciano intendere la necessità di un approccio olistico al raggiungimento degli obiettivi di carattere energetico prefissi dalla normativa di riferimento. Per poter individuare e descrivere la sostenibilità di un progetto di Comunità Energetica e poterlo comparare con la sua evoluzione nel tempo, nonché con altri progetti, si rende necessario definire un insieme di indicatori che consentano l'applicazione integrata di diverse tipologie di dati provenienti da settori di diverse competenze e professionalità.

Il riferimento principale a scala mondiale è l'*Energy Trilemma Index Tool*, così come definito dal World Energy Council⁴ (WEC). Si tratta di un sistema di indicatori per la definizione di sostenibilità energetica basato su tre dimensioni fondamentali: sicurezza energetica, equità energetica e sostenibilità ambientale, come rappresentato in Figura 17.

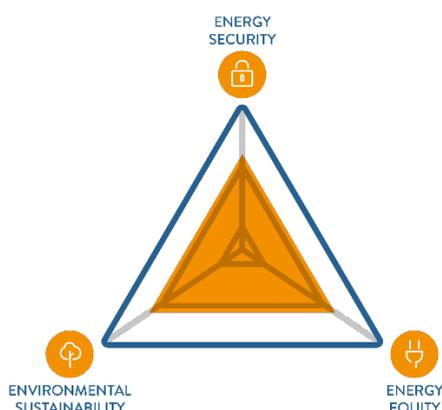


Figura 17 – Le tre dimensioni che contribuiscono a definire l'indice dell'Energy Trilemma. Fonte: World Energy Council [81]

La Sicurezza energetica (Energy Security) indica la capacità di approvvigionamento di energia primaria, la gestione e l'affidabilità delle infrastrutture necessarie e la capacità dei fornitori di soddisfare nel tempo la domanda di energia, sia quella attuale che quella futura. Tale indicatore è correlabile a fattori di stabilità nazionale o alla presenza di un contesto regionale che consente un mercato energetico diversificato e flessibile, ben collegato attraverso le frontiere.

L'Equità energetica (Energy Equity) valuta il grado di accessibilità della risorsa energetica alla popolazione e la capacità della stessa di approvvigionarsi. Agiscono su questa dimensione i fattori di dimensione e distribuzione della densità di popolazione, come dimostra l'obiettivo di accesso generalizzato all'elettricità che risulta più facilmente raggiungibile per nazioni piccole o per quelle in cui la popolazione è raggruppata nelle principali città.

La sostenibilità ambientale (Environmental Sustainability) esprime il grado di sviluppo del sistema energetico basato su fonti rinnovabili e altre fonti a bassa emissione di carbonio, che consente di perseguire vantaggi energetici ed economici, per i consumatori e i produttori di energia.

Ogni anno il report pubblicato dal WEC riporta la valutazione dei numerosi paesi al lavoro nel processo di transizione energetica, attraverso una classifica delle performance nazionali secondo le tre dimensioni dell'Energy Trilemma, riassunte in un unico indice di sostenibilità energetica. [82] A partire dai dati acquisiti attraverso banche dati mondiali e nazionali verificate, la classifica generale viene stilata assegnando ad ogni paese un punteggio basato a sua volta sul calcolo di 32 indicatori, aggregati in 11 categorie, ciascuno dei quali incide diversamente nella definizione dell'indicatore globale e pertanto viene ponderato secondo quanto specificato in Figura 18.

⁴ Il World Energy Council è stato istituito nel 1923 ed accreditato dall' Organizzazione delle Nazioni Unite. È una rete di leader e professionisti dell'energia che conta oltre 3.000 organizzazioni ed è presente in più di 90 nazioni nel mondo. Indipendente e apolitica, promuove un sistema energetico accessibile, stabile e sensibile all'ambiente per il massimo beneficio di tutti. [81].

DIMENSION		INDICATOR CATEGORY		INDICATOR	
ENERGY SECURITY 	30%	A1 Security of Supply and Energy Demand	12%	a Diversity of primary energy supply	6%
				b Import dependence	6%
		A2 Resilience of Energy Systems	18%	a Diversity of electricity generation	6%
				b Energy storage	6%
				c System stability and recovery capacity	6%
ENERGY EQUITY 	30%	B1 Energy Access	12%	a Access to electricity	6%
				b Access to clean cooking	6%
		B2 Quality Energy Access	6%	a Access to "modern" energy	6%
		B3 Affordability	12%	a Electricity prices	3%
				b Gasoline and diesel prices	3%
				c Natural gas prices	3%
			d Affordability of electricity for residents	3%	
ENVIRONMENTAL SUSTAINABILITY OF ENERGY SYSTEMS 	30%	C1 Energy Resource Productivity	9%	a Final energy intensity	5%
				b Efficiency of power generation and T&D	4%
		C2 Decarbonisation	9%	a Low carbon electricity generation	5%
				b GHG emissions trend	4%
		C3 Emissions and Pollution	12%	a CO2 intensity	2%
				b CO2 emissions per capita	1%
				c CH4 emissions per capita	1%
				d PM2.5 mean annual exposure	4%
				e PM10 mean annual exposure	4%
COUNTRY CONTEXT	10%	D1 Macroeconomic Environment	2%	a Macroeconomic stability	2%
		D2 Governance	4%	a Effectiveness of government	1%
				b Political stability	1%
				c Rule of law	1%
				d Regulatory quality	1%
		D3 Stability for Investment and Innovation	4%	a Foreign direct investment net inflows	1%
				b Ease of doing business	1%
				c Perception of corruption	0.5%
				d Efficiency of legal framework in challenging regulation	0.5%
			e Intellectual property protection	0.5%	
			f Innovation capability	0.5%	

Figura 18 –Indicatori per il calcolo dell'indice dell'Energy Trilemma utilizzati nel report annuale del 2019. La colonna a sinistra riporta le tre dimensioni, a cui si aggiunge una quarta relativa alla valutazione del contesto nazionale generale (*Country Context*) e il relativo contributo, espresso in termini percentuali, alla definizione dell'indice sintetico finale. Per ciascuna delle dimensioni presentate sono stati individuati degli indicatori specifici (colonna *Indicator* a destra) in riferimento alle categorie precedentemente definite (colonna *Indicator Category* al centro). Ogni categoria viene misurata utilizzando uno o più indicatori, ognuno dei quali è supportato da più set di dati. Il dato percentuale è relativo alla ponderazione di ciascun indicatore per il calcolo dell'indice globale. Fonte: World Energy Trilemma Index, Report 2019 [82].

Essi tengono conto del grado di resilienza del sistema energetico, dell'allocazione spaziale e dell'accessibilità economica delle diverse risorse energetiche, dei prezzi dei diversi vettori energetici, dell'uso dell'energia e della possibilità di sopperire ai bisogni essenziali della cittadinanza, il grado di efficienza energetica, e la quota di emissioni inquinanti associata ai diversi sistemi energetici presenti. Inoltre, gli indicatori di contesto consentono di valutare la coerenza di un paese nella definizione di politiche energetiche, attraverso la creazione di un quadro normativo stabile, la capacità di investire nei settori della ricerca e dello sviluppo o in quella di attrarre investimenti. (Figura 18)

Secondo quanto presentato nel Report 2019 [82], l'Italia risulta essere in ventesima posizione nel ranking mondiale e al sedicesimo posto nella classifica relativa alla sola regione europea. Presenta una buona situazione per quanto riguarda la valutazione singola delle dimensioni di *Sicurezza ed Equità*, posizionandosi anche qui tra le prime venti nazioni e una maggiore debolezza per quanto riguarda il grado di *Sostenibilità ambientale*. [81]

6.2 INDICATORI PER LA COMUNITÀ ENERGETICA SOSTENIBILE

In riferimento a quanto appena descritto, nel presente elaborato sono stati definiti gli indicatori atti a valutare il potenziale sviluppo sostenibile del progetto di Comunità Energetica. Questo può essere espresso attraverso la definizione di un indice sintetico globale di *Performance energetica sostenibile*, relativo alla prestazione complessiva della CE, che deve tener conto della reciproca influenza tra aspetti energetici, socioeconomici e ambientali su ogni scala territoriale. Pertanto, tale indice si compone di quattro dimensioni equivalenti e necessariamente compresenti: performance energetica (Energy Performance) ed economica (Economic Performance), impatto sociale (Social Impact) ed ambientale (Environmental Impact). Per ciascuno di essi è stato individuato un insieme di indicatori atti a descrivere e misurare le diverse performance e classificati secondo due livelli di dettaglio (indicatori globali e specifici), tre riferimenti temporali (indicatori annuali, mensili, orari) e due dimensioni (indicatori numerici o territoriali). Nella scelta degli indicatori, presentati secondo lo schema in Figura 19, si è fatto riferimento ai principali indicatori definiti e utilizzati dall' Ufficio statistico dell'Unione Europea Eurostat, disponibili pubblicamente al portale di riferimento [80].

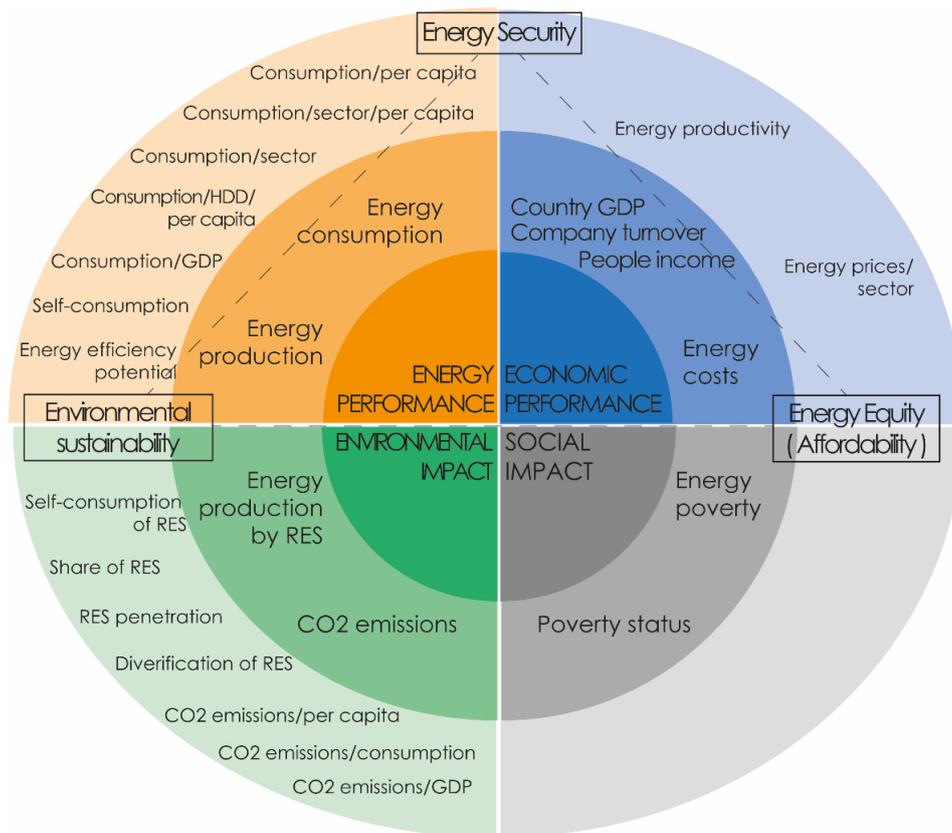


Figura 19 – Schema riassuntivo degli indicatori di performance energetica sostenibile delle CE. La figura è suddivisa in tre anelli concentrici la cui lettura procede dall'interno verso l'esterno e in quattro quarti a ciascuno dei quali è associato un colore in relazione alla dimensione a cui fa riferimento. Nell'anello interno, sono riportate le quattro dimensioni principali, nell'anello centrale sono indicati gli indicatori globali per ciascuna dimensione e nell'anello più esterno gli indicatori specifici. Le voci nei riquadri fanno riferimento alle tre dimensioni dell'Energy Trilemma e sono state riportate in questo schema per metterle in relazione con gli indicatori scelti per il presente studio. Elaborazione personale.

1- INDICATORI DI PERFORMANCE ENERGETICA (ENERGY PERFORMANCE)

- **Consumo energetico (Energy Consumption)**

L'indicatore corrisponde al consumo di energia dell'utente finale, al netto delle perdite di trasformazione e distribuzione e del fattore di conversione di energia primaria. È misurato in chilowattora [kWh] ed è declinabile alle diverse scale di dettaglio temporale (anno, mese, giorno, ora), distinguendo l'energia elettrica e l'energia termica.

- **Produzione energetica (Energy Production)**

L'indicatore corrisponde alla produzione finale di energia, erogata all'utente consumatore, al netto delle perdite dei sottosistemi di servizio impiantistici (generazione, distribuzione, accumulo, regolazione, emissione) e del vettore energetico usato. È misurato in chilowattora [kWh] ed è declinabile alle diverse scale di dettaglio temporale (anno, mese, giorno, ora), distinguendo l'energia elettrica e l'energia termica.

- **Consumo per settore (C. by sector)**

L'indicatore misura il consumo di energia differenziando il settore di appartenenza dell'utente finale (settore residenziale, industriale, trasporto, servizi e agricoltura).

- **Consumo pro capite (C.per capita)**

L'indicatore è calcolato come il rapporto tra il consumo di energia (totale o per settore) e il numero di abitanti residenti nel territorio di riferimento considerato [kWh/ab].

- **Consumo per gradi giorno (C. by HDD)**

L'indicatore è calcolato come il rapporto tra il consumo di energia (totale o per settore) e il numero di gradi giorno nel territorio di riferimento considerato [kWh/GG].

- **Autoconsumo (Self-consumption)**

L'indicatore è calcolato come la differenza tra il totale dell'energia autoprodotta (P_{tot}) e la quota di energia autoprodotta immessa in rete (P_{imm})[kWh]. L'autoconsumo viene espresso in termini percentuali, secondo la seguente formula:

$$Autoconsumo [\%] = \frac{P_{tot} - P_{imm}}{P_{tot}}$$

Tale indicatore può essere calcolato anche quale differenza tra il consumo energetico totale (C_{tot}) [kWh] e la quota di energia prelevata dalla rete (C_{prel})[kWh] ed essere espresso in termini percentuali [%], secondo la seguente formula:

$$Autoconsumo [\%] = \frac{C_{tot} - C_{prel}}{C_{tot}}$$

Inoltre, è declinabile alle diverse scale di dettaglio temporale (anno, mese, giorno, ora) e necessita la distinzione tra energia elettrica e termica.

2- INDICATORI DI PERFORMANCE ECONOMICA (ECONOMIC PERFORMANCE)

- **Prodotto Interno Lordo Nazionale (Country GDP)**

L'indicatore corrisponde a quello utilizzato in ambito macroeconomico e si riferisce al valore aggregato, a prezzi di mercato, dell'insieme dei beni e dei servizi finali prodotti sul territorio nazionale e destinati al consumo. Solitamente riferito alla scala di dettaglio temporale annuale [Mln€/anno].

- **Fatturato aziendale (Company turnover)**

L'indicatore corrisponde alla somma dei ricavi dell'aziende a seguito della produzione di servizi o beni, registrato ai fini della tassazione. Solitamente riferito alla scala di dettaglio temporale annuale [Mln€/anno].

- **Reddito (Income)**

L'indicatore esprime la variabile di flusso di componenti economici, necessariamente riferita ad una scala temporale, che rappresentano la ricchezza economica di un soggetto.

- **Prezzo dell'energia (Energy costs)**

L'indicatore si riferisce al costo dell'energia per unità di consumo e varia a seconda del tipo di vettore energetico considerato e al tipo di utenza finale, nonché al diverso utilizzo dell'energia in termini quantitativi e qualitativi [€/kWh]. È l'Autorità per le Reti, l'Energia e l'Ambiente (ARERA) [91] è l'ente di regolazione nazionale per il costo dell'energia, che è definito in maniera concorrenziale in ragione del sistema economico del libero mercato europeo.

Indicatori Specifici

- **Produttività energetica (Energy Productivity)**

L'indicatore è calcolato come il rapporto tra fatturato (o reddito totale) e consumo totale di energia, riferiti allo stesso insieme di soggetti consumatori e alla stessa scala di dettaglio temporale.

- **Distribuzione del reddito (GDP Distribution)**

L'indicatore misura la disuguaglianza della distribuzione del reddito ed è calcolata quale rapporto tra il reddito totale del 20% della popolazione con il più alto reddito (primo quintile) e il reddito totale del 20% della popolazione a più basso reddito (ultimo quintile).

- **Prezzo dell'energia per settore (Energy price by sector)**

L'indicatore si riferisce al costo dell'energia per unità di consumo, secondo ciascun settore di utilizzo dell'energia in termini quantitativi e qualitativi [€/kWh].

3- INDICATORI DI IMPATTO SOCIALE (SOCIAL IMPACT)

- **Povertà Energetica (Energy Poverty)**

Le persone a rischio di povertà sono persone con un reddito disponibile equivalente inferiore alla soglia di rischio di povertà, che è fissato al 60% del reddito disponibile equivalente nazionale mediano. L'indicatore misura la percentuale di popolazione che si trova nello stato di incapacità forzata di mantenere adeguatamente calda la casa [%].

- **Stato di povertà (Poverty Status)**

L'indicatore misura la quota di persone che vivono in condizioni sovraffollate. Tale condizione si verifica nel caso in cui all'interno di un'abitazione non vi è almeno una stanza per ogni persona maggiorenne.

4- INDICATORI DI IMPATTO AMBIENTALE (ENVIRONMENTAL IMPACT)

- **Produzione energetica da RES (Energy Production by RES)**

L'indicatore corrisponde alla produzione finale di energia prodotta a partire da risorse energetiche rinnovabili (RES), erogata all'utente consumatore, al netto delle perdite dei sottosistemi di servizio impiantistici (generazione, distribuzione, accumulo, regolazione, emissione) e del vettore energetico usato. È misurato in chilowattora [kWh] ed è declinabile alle diverse scale di dettaglio temporale (anno, mese, giorno, ora), distinguendo l'energia elettrica e l'energia termica.

- **Emissioni di CO_{2eq} (CO_{2eq} Emission)**

Le emissioni di CO_{2eq} esprimono, per ogni tonnellata di una sostanza individuata, il suo contributo alla produzione di gas serra e sostanze inquinanti responsabili del riscaldamento globale, in riferimento alla quantità di anidride carbonica equivalente [ton CO_{2eq}].

- **Quota di consumo da RES (Share of RES)**

L'indicatore misura la quota del consumo di energia rinnovabile nel consumo finale lordo di energia, equivalente all'energia utilizzata dai consumatori finali più le perdite di rete e l'autoconsumo delle centrali di produzione [%].

- **Mix energetico RES (Diversification of RES)**

L'indicatore esprime il grado di diversificazione delle risorse energetiche rinnovabili disponibili per la produzione di energia nel territorio di riferimento considerato.

- **Penetrazione RES (RES Penetration)**

L'indicatore misura la quota della produzione di energia da fonte rinnovabile sul totale dell'energia prodotta nel territorio di riferimento considerato e allo stesso livello di dettaglio temporale, distinguendo l'energia elettrica da quella termica.

- **Autoconsumo da RES (Self-consumption by RES)**

L'indicatore è calcolato al pari dell'autoconsumo[kWh] o [%]. In questo caso l'energia autoprodotta corrisponde alla sola energia autoprodotta da fonti RES.

- **Emissioni di CO_{2eq} per consumo (CO_{2eq} Emission by consumption)**

L'indicatore è calcolato come rapporto tra le emissioni di CO_{2eq} e il consumo totale di energia [ton CO_{2eq}/kWh]. Esprime le emissioni in riferimento all'unità di consumo energetico del soggetto di riferimento.

- **Emissioni di CO_{2eq} pro capite (CO_{2eq} Emission per capita)**

L'indicatore è calcolato come rapporto tra le emissioni di CO_{2eq} e il numero di abitanti nel territorio di riferimento considerato [ton CO_{2eq}/ab].

CASO STUDIO

7. ATTORI PROPONENTI LA COMUNITÀ ENERGETICA PINEROLESE

Il caso studio oggetto di questa tesi nasce per volontà del territorio pinerolese di istituire una comunità energetica locale, visti i risultati incoraggianti di una tesi di Laurea del Dipartimento di Energia (Dener) del Politecnico di Torino, seguita dal Prof. Angelo Tartaglia nel 2014 e considerati i riferimenti legislativi europei, nazionali e regionali vigenti, descritti nel capitolo precedente.

Il Consorzio Pinerolo Energia (CPE) è il principale sostenitore dell'iniziativa e rappresenta circa 130 realtà territoriali fra cui piccole e medie imprese, grandi aziende e multinazionali, associazioni e fondazioni che collaborano fra loro e con diversi enti, tra cui il Politecnico di Torino.

Il CPE si è istituito per perseguire obiettivi di sviluppo economico delle imprese pinerolesi attraverso un reciproco supporto tecnico, logistico e la creazione di sistemi di welfare e per redistribuire i relativi benefici economici sull'intero territorio. Pertanto, si pone come polo innovativo, generatore di idee e occasioni d'impresa, aggregatore di interessi e di scambi fra soggetti diversi, facilitatore per la creazione di processi di economia circolare e buone pratiche per la crescita e lo sviluppo locale. Ne costituiscono esempi: la trasformazione degli scarti dell'output di produzione di un'azienda in risorse di input per un'altra, il servizio di allacciamento gratuito alla rete elettrica per le nuove aziende che si insediano sul territorio o l'istituzione di un "Tavolo di prevenzione per crisi occupazionali" per gestire la redistribuzione degli esuberanti grazie alla rete di aziende, agenzie e sindacati.

Risulta evidente la consapevolezza dei membri dell'importanza della condivisione di obiettivi e risorse e del lavoro tra attori operanti in settori diversi, ma accomunati dal far parte della stessa realtà economica e territoriale. Un contesto culturale fertile per la creazione di una Comunità Energetica.

L'azienda capofila del CPE è ACEA Pinerolese Industriale S.p.A. (API), un'azienda privata multi-utility che fattura degli utili (5 milioni di euro nel 2017), ma di proprietà partecipata da 47 comuni del territorio, fruitori insieme ad imprese e cittadini dei diversi servizi offerti. Questi ultimi comprendono la gestione dell'intero ciclo della risorsa idrica integrato alla gestione dei rifiuti e al trattamento anaerobico della frazione organica utilizzata per il recupero di energia elettrica e termica, parte della quale alimenta la rete di teleriscaldamento locale già integrata alla rete di distribuzione del gas naturale di cui la società ha concessione. [84] L'Acea Pinerolese Energia S.r.l (APE) si occupa invece di servizi di vendita dell'energia termica ed elettrica alle diverse tipologie di utenze pubbliche e private. [83]

Oltre ad essere portavoce dell'iniziativa nelle diverse interlocuzioni con la Regione Piemonte, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) e il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), il CPE è promotore dell'iniziativa sul territorio locale per informare e coinvolgere nella partecipazione attiva aziende, comuni e cittadini interessati e sul territorio nazionale al fine di creare una rete di cooperazione tra le diverse comunità energetiche italiane. In ultimo si pone quale coordinatore del gruppo di lavoro che, istituito nella primavera 2018, si è avvalso fino ad oggi del lavoro congiunto delle diverse professionalità interne alle aziende del CPE, in particolar modo API Spa e del gruppo di studenti, dottorandi e ricercatori del DENERG del Politecnico di Torino, coordinato dalla Prof.ssa Mutani.

Fasi del progetto per la costituzione della Comunità Energetica Pinerolese

Le principali tappe del progetto atto a costituire la Comunità Energetica nel territorio pinerolese sono riassunte in maniera sintetica in Figura 20. A partire dal 2014, oltre al gruppo di lavoro costituito dal CPE e dal Politecnico di Torino, hanno collaborato al progetto: la Regione Piemonte, le cui deliberazioni legislative hanno contribuito a chiarire il contesto normativo all'avvio del progetto, i Comuni e le aziende del territorio che si sono rese disponibili e gli studenti del Liceo Porporato di Pinerolo, impegnati nel Progetto di Alternanza Scuola-Lavoro.

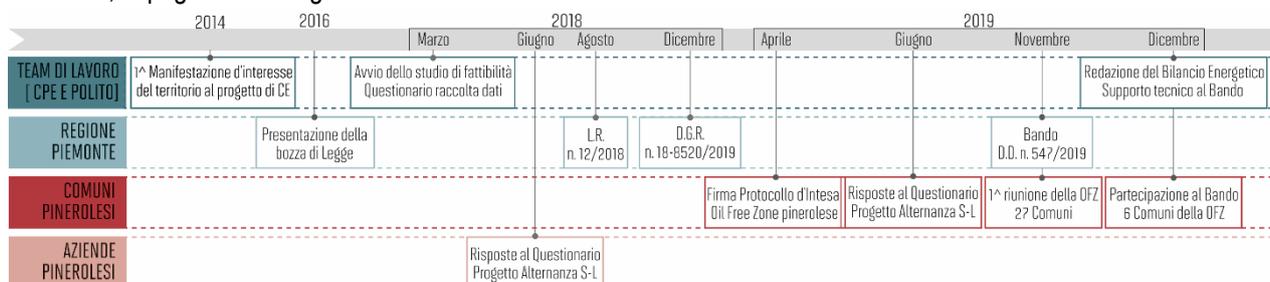


Figura 20 – Schema riassuntivo delle diverse fasi del progetto a partire dal 2014. A sinistra sono elencati in quattro riquadri colorati, i principali attori coinvolti nel progetto. Per ciascuno di essi è riportata l'azione compiuta in contributo alla realizzazione del progetto di Comunità Energetica, secondo l'ordine cronologico degli avvenimenti. Elaborazione personale.

8. INQUADRAMENTO GENERALE

Il territorio oggetto di studio è situato nella zona centro occidentale della Regione Piemonte e coincide con la V zona omogenea della Città Metropolitana di Torino (qui "Ambito V") più i comuni di None e Volvera, come mostrato in Figura 21. L'area così definita si estende su una superficie pari a 1.348 km², comprende 47 comuni e una popolazione complessiva di circa 150.000 abitanti (dati Istat aggiornati al 2011) [107].

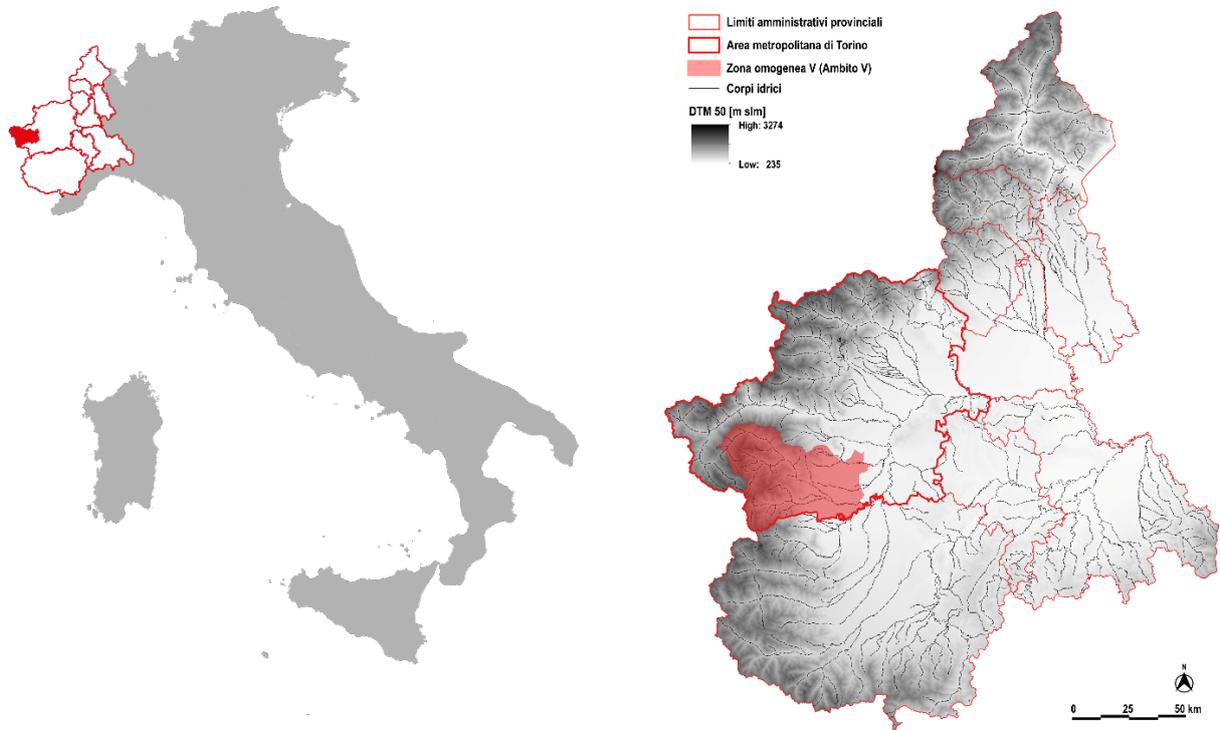


Figura 21 - Localizzazione del caso studio pinerolese. Elaborazione personale. Fonte dati: DTM (50x50m) e CTR Piemonte 2019.

Il territorio d'area vasta e morfologia eterogenea include realtà molto diverse secondo: la tipologia di ambiente, che comprende aree montane, pedemontane e di pianura; la tipologia di insediamento urbano; l'economia locale a forte vocazione industriale nella zona pianeggiante e a vocazione turistico-ricettiva nelle diverse vallate alpine. Il polo urbano di riferimento è Pinerolo, situato nella fascia pedemontana al centro dell'area interessata, equidistante dalle vallate alpine che sono: Val Noce, Val Chisone, Val Germanasca e Val Pellice. Tutti i comuni selezionati in Figura 22 sono i fruitori dei servizi di API S.p.A, nonché proprietari dell'azienda.

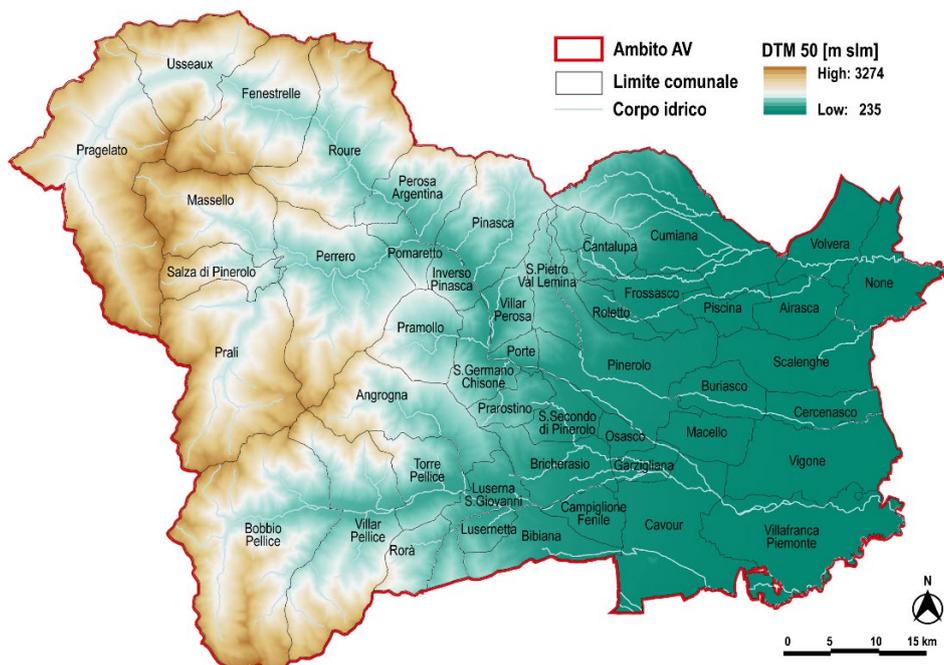


Figura 22 - Limiti amministrativi comunali nell'Ambito V. Fonte dati: CTR Piemonte 2019. Elaborazione personale.

9. REALTA' TERRITORIALI COINVOLTE

Sulla base degli eventi descritti in Figura 20, sono tre le diverse realtà territoriali ad oggi considerate nello studio di fattibilità della CE pinerolese, rappresentate in Figura 23 e presentate di seguito.

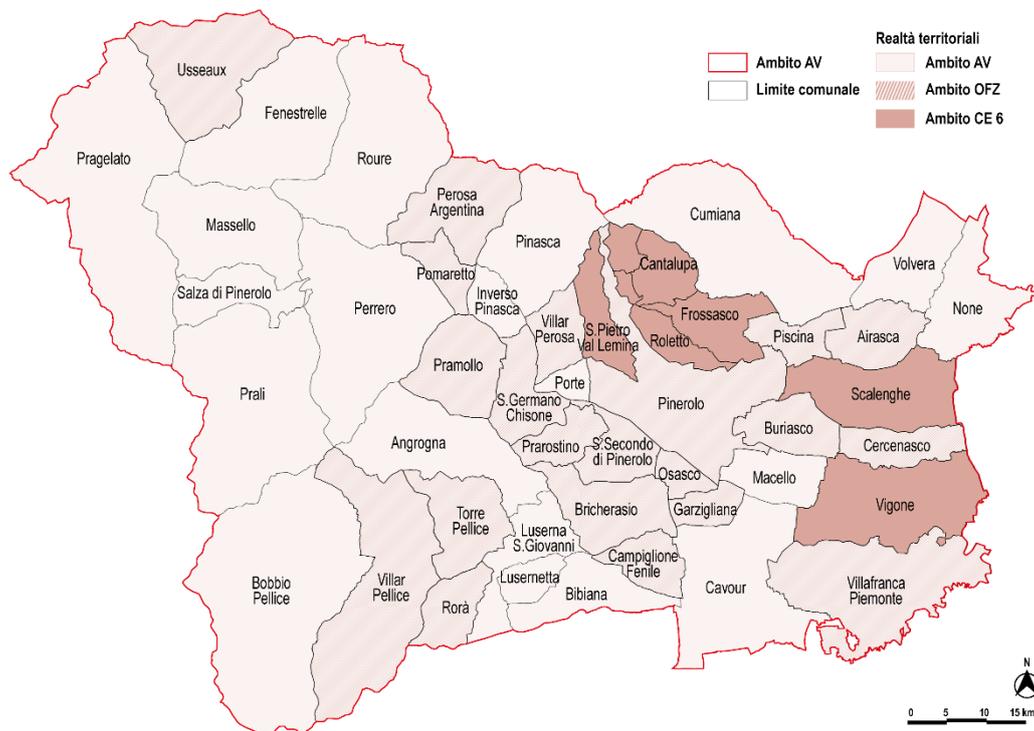


Figura 23 – I comuni interessati al progetto di Comunità Energetica pinerolese sono suddivisi nelle tre realtà territoriali analizzate nel presente studio, secondo il loro grado di coinvolgimento alle diverse fasi del progetto. La totalità dei comuni (Ambito AV) che hanno manifestato interesse al progetto di CE sono colorati in grigio (47 comuni); fra questi sono stati evidenziati (in rosa) i 27 comuni aderenti alla Oil Free Zone Pinerolese (OFZ) e a partire da questi i 6 comuni (in rosso) partecipanti al bando della Regione Piemonte (D.D.n.547/2019). La situazione presentata è aggiornata alla data del dicembre 2019. Elaborazione personale.

▪ **Ambito V (AV)**

La realtà territoriale denominata da ora *Ambito AV* comprende l'insieme dei 47 comuni accomunati dall'essere proprietari di Acea Pinerolese. A seguito della loro iniziale manifestazione d'interesse a partecipare alla CE pinerolese, nelle forme in cui sarà definita, sono stati invitati dal CPE a firmare il documento Protocollo d'Intesa, appositamente redatto per la costituzione di una Oil Free Zone Pinerolese. Ai sensi dell'Art. 71 della Legge Nazionale n.221/2015 [42] a questa istituzione è concesso l'avvio di sperimentazioni e attività di ricerca al fine della produzione di energia a partire dalle risorse rinnovabili presenti sul territorio; pertanto, tale è stata intesa quale norma quadro in cui risulta possibile inserire il progetto di Comunità Energetica avviato. Nella tabella seguente è riportato l'elenco dei comuni suddivisi per data di delibera di approvazione del Protocollo d'Intesa, Tabella 7.

Tabella 7: Elenco dei Comuni coinvolti nel progetto di CE pinerolese, suddivisi per data di deliberazione al Protocollo d'Intesa			
Primi firmatari il 16/04/19	Delibera al 18/11/19	No Delibera al 18/11/19	
Airasca	Angrogna	Bibiana	Prigelato
Buriasco	Bricherasio	Bobbio Pellice	Prali
Campiglione Fenile	Frossasco	Cavour	Roure
Cantalupa	Garzigliana	Cumiana	Salza di Pinerolo
Cercenasco	Perosa Argentina	Fenestrelle	Volvera
Osasco	Pramollo	Inverso Pinasca	
Pinerolo	Roletto	Luserna San Giovanni	
Piscina	Rorà	Lusernetta	
Pomaretto	S.Pietro Val Lemina	Macello	
Prarostino	S.Secondo	Massello	
S.Germano Chisone	Scalenghe	None	
Usseaux	Torre Pellice	Perrero	
Villar Pellice	Vigone	Pinasca	
Villar Perosa	Villafranca Piemonte	Porte	

▪ **Oil Free Zone (OFZ)**

Il documento del Protocollo d'Intesa della *Oil Free Zone Pinerolese "Territorio sostenibile"* è stato presentato in data 16 aprile 2019 a Torino, in presenza delle istituzioni locali e della stampa. I comuni presenti, nonché primi firmatari sono stati 14. Altri 13 comuni hanno deliberato a favore nei mesi successivi, per un totale di 27 comuni firmatari alla data del 18 Novembre 2019. Tale soggetto non costituisce un ente dotato di organi rappresentativi, ma, in occasione della prima riunione tenutasi lo scorso novembre, si è dotato di un tavolo di coordinamento tra le amministrazioni pubbliche partecipanti, nominando alcuni referenti che rappresentino le istanze proprie alle utenze comunali all'interno del progetto di Comunità Energetica. Il documento d'Intesa impegna i firmatari a monitorare i propri consumi energetici e promuovere incontri di formazione e informazione rivolti alla cittadinanza. Inoltre, allo scopo di condividere risorse e strumenti, vi è l'intento di definire strategie comuni, programmare congiuntamente le azioni sul territorio e aggregare la domanda nella richiesta di finanziamenti per attuare interventi mirati alla risoluzione di problemi condivisi.

▪ **Nucleo fondativo della Comunità Energetica pinerolese (CE6)**

A seguito della pubblicazione del bando di avviso pubblico regionale [50] per l'accesso al sostegno finanziario ai comuni proponenti progetti di Comunità Energetiche in Piemonte, fra le amministrazioni partecipanti alla Oil Free Zone pinerolese, ne sono state selezionate sei (Cantalupa, Frossasco, Roletto, San Pietro Val Lemina, Scalenghe e Vigone). Per partecipare al suddetto bando Regionale e con il supporto del Politecnico, tali comuni hanno redatto il progetto di Comunità Energetica pinerolese, che alla data del 6 dicembre 2019 conta di un nucleo fondativo di undici soggetti: oltre ai sei comuni, risultano coinvolte cinque aziende del territorio e diversi cittadini residenti negli stessi comuni. La Comunità Energetica, che si istituirà nella forma giuridica di Cooperativa di soggetti pubblici e privati, si doterà di uno Statuto della Cooperativa, già esistente in versione preliminare, che prevederà la possibilità che altri soggetti interessati possano aggiungersi successivamente allo scenario appena presentato. L'unico criterio vincolante è la proporzione equilibrata della presenza di ciascuna delle diverse tipologie di utenza (aziende, comuni, privati cittadini); a questo si aggiunge la richiesta di una pluralità di categorie di consumo energetico (consumatori, produttori, prosumers) per la corretta realizzazione del bilancio energetico e della quota di autoconsumo, come richiesto dalla L.R. 12/2018 [46] e dalla D.G.R. 188520/2019 [47].

▪ **Ambiti sovracomunali (ASV 1-6)**

Al fine di individuare la dimensione ottimale della Comunità Energetica pinerolese, si è ritenuto opportuno confrontare diversi scenari di aggregazione possibili, identificati secondo diversi criteri. Oltre alla suddivisione basata sul grado di coinvolgimento delle amministrazioni comunali alla costituzione della Oil Free Zone, è stato individuato un altro criterio. A partire dall'esistenza sul territorio di distinte comunità locali, afferenti alle diverse vallate alpine (ex comunità montane) sono stati individuati sei ambiti sovracomunali, cercando di rispettare le attuali configurazioni, mantenere un numero equilibrato dei componenti e un elevato grado di contiguità territoriale. Pertanto, sono state definiti: tre ambiti sovracomunali montani (Valle Pellice, Val Germanasca e Val Chisone), un ambito pedemontano (Val Noce), che per le suddette ragioni comprende anche alcuni comuni di pianura, un ambito di pianura (Pianura) e un ambito coincidente con i limiti amministrativi della città di Pinerolo. Tale scelta è stata condizionata dallo squilibrio che la città di Pinerolo crea in comparazione alle altre amministrazioni comunali, costituendo un nucleo urbano a maggiore densità abitativa. La Tabella 8 riporta l'elenco dei 47 comuni pinerolesi suddivisi per ambito sovracomunale di riferimento, di cui si presenta anche rappresentazione grafica in Figura 24.

Tabella 8: Elenco dei comuni pinerolesi suddivisi secondo i sei ambiti sovracomunali individuati. In grassetto i comuni della Oil Free Zone.

Ambito montano			Ambito pedemontano	Ambito di pianura	
Valle Pellice	Valle Germanasca	Valle Chisone	Val Noce	Pianura	Pinerolo città
ASV1	ASV2	ASV3	ASV4	ASV5	ASV6
(9 comuni)	(5 comuni)	(12 comuni)	(9 comuni)	(11 comuni)	(1 comune)
Angrogna	Massello	Fenestrelle	Airasca	Buriasco	Pinerolo
Bibiana	Perrero	Inverso Pinasca	Cantalupa	Campiglione Fenile	
Bobbio Pellice	Pomaretto	Perosa Argentina	Cumiana	Cavour	
Bricherasio	Prali	Pinasca	Frossasco	Cercenasco	
Luserna San Giovanni	Salza di Pinerolo	Porte	None	Garzigliana	
Lusernetta		Pragelato	Piscina	Macello	
Rorà		Pramollo	Roletto	Osasco	
Torre Pellice		Roure	Scalenghe	Prarostino	
Villar Pellice		S.Germano Chisone	Volvera	S.Secondo	
		S.Pietro V. Lemina		Vigone	
		Usseaux		Villafranca Piemonte	
		Villar Perosa			

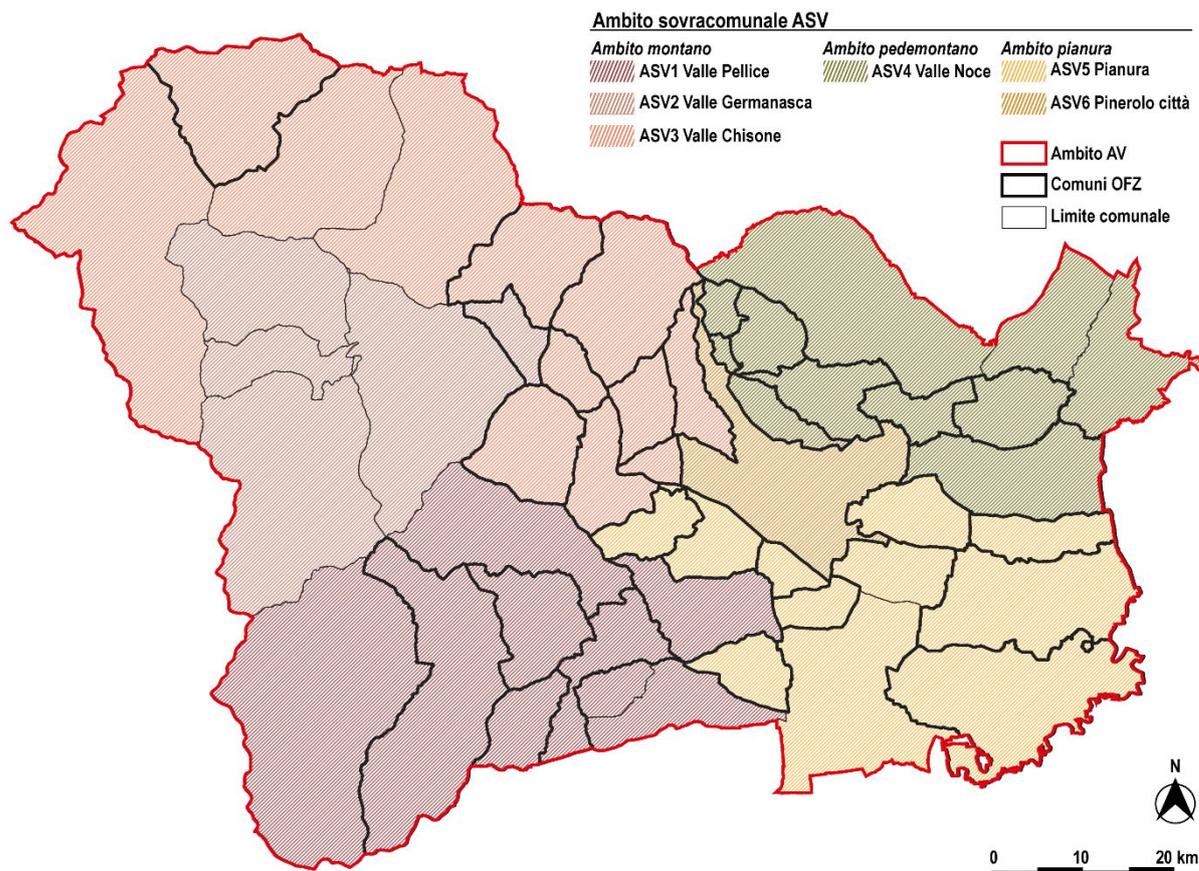


Figura 24 – I comuni interessati al progetto di Comunità Energetica pinerolese sono suddivisi secondo i sei ambiti sovracomunali individuati. Coincidono con le vallate alpine i tre ambiti montani che comprendono : 9 comuni della Val Pellice (in X), 5 comuni della Val Germanasca (in X) e 12 comuni della Val Chisone (in X). L'ambito pedemontano della Val Noce (in X) conta di 9 comuni, cinque dei quali sono localizzati nella zona pianeggiante a nord di Pinerolo. I comuni dell'ambito di pianura sono: gli 11 comuni (in X) localizzati a sud di Pinerolo e la città di Pinerolo (in X). Elaborazione personale.

10. OBIETTIVO E DISEGNO DELLO STUDIO DI TESI

A partire dalla manifestazione d'interesse del territorio pinerolese circa la costituzione di una Comunità Energetica locale e a seguito dell'approvazione in Regione Piemonte della prima Legge Regionale a promozione e supporto di questa istituzione [46] il presente studio di tesi si pone come obiettivo l'individuazione di una procedura utile alla definizione degli strumenti e delle modalità di progettazione per la transizione energetica alla scala del territorio oggetto di analisi, nonché la valutazione della fattibilità e della sostenibilità di un tale processo.

Attraverso la definizione dei profili di consumo dei soggetti coinvolti e dei profili di produzione e producibilità basati sullo sfruttamento delle risorse locali, viene redatto un bilancio energetico per ciascuno degli scenari individuati. Il confronto tra questi è finalizzato alla valutazione della conformità ai requisiti di legge e alla definizione dei possibili scenari di intervento. Oltre a fornire le informazioni utili alla realizzazione del progetto di Comunità Energetica pinerolese, il presente lavoro ha perseguito l'obiettivo di osservazione dei vincoli ostacolanti l'attuazione del progetto e di elaborazione di modelli di consumo e produzione energetica esportabili ed applicabili ad altri contesti. Tali modelli costituiscono uno strumento decisionale di supporto alla pianificazione territoriale e utili all'individuazione delle politiche energetiche adatte ad ogni particolare territorio o contesto interessato al raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica.

A seguito di questi obiettivi, lo studio di tesi è stato articolato secondo lo schema descritto in Figura 25 e consiste di una fase preliminare e quattro fasi principali, ciascuna delle quali si compone di uno o più passaggi fra loro ordinate sempre secondo lo schema presentato di seguito.

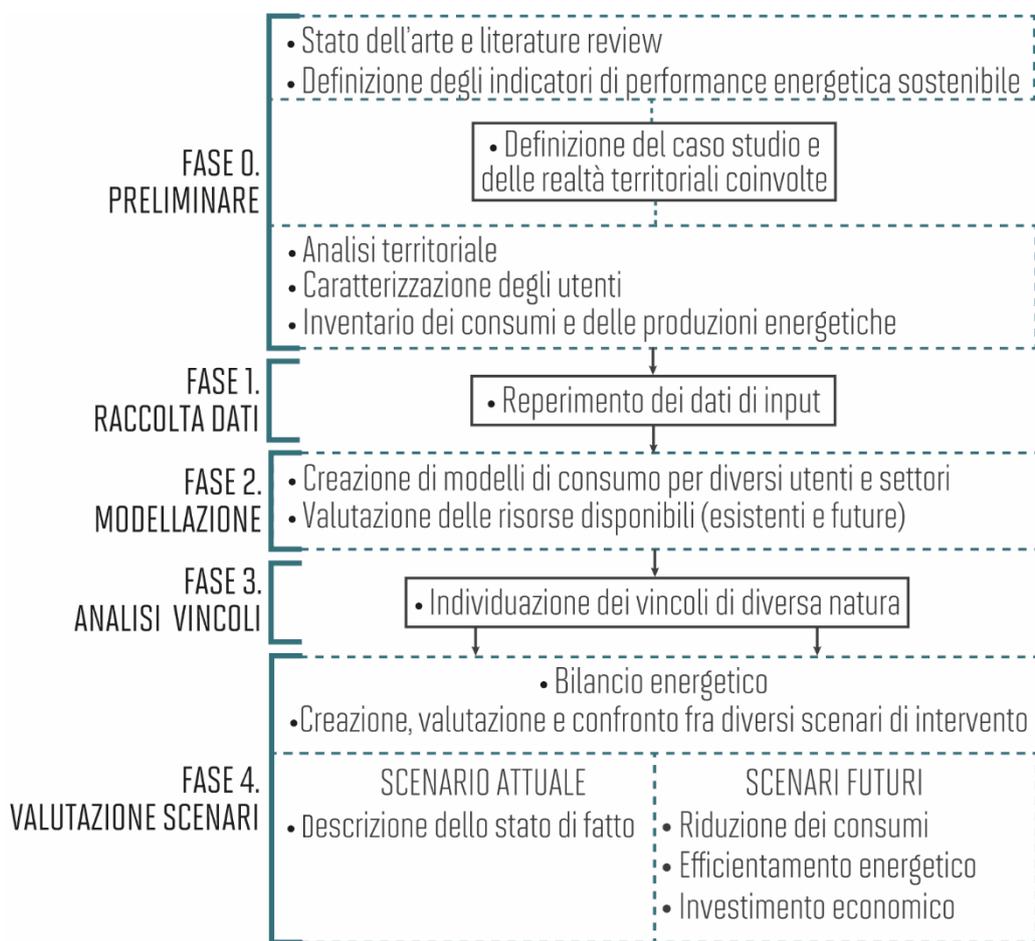


Figura 25 – Disegno dello studio di tesi. Elaborazione personale.

MATERIALI E METODI

11. ANALISI TERRITORIALE

11.1. STRUMENTI PER L'ANALISI TERRITORIALE

Un'approfondita analisi di inquadramento territoriale permette di osservare le specificità locali proprie del territorio, comprendere le relazioni che intercorrono tra esse alle diverse scale e individuare punti critici e opportunità. A tale scopo per l'analisi sono stati utilizzati strumenti di Geographical Information System (GIS) attraverso l'utilizzo dei software Qgis (open source) [115] e ArchGis (licenza ESRI tramite Politecnico) [102]. Il GIS consente di riferire geograficamente informazioni di diversa natura (statistica o di progetto), acquisite attraverso banche dati di riferimento o database personali, organizzare tali informazioni suddividendoli in layer separati e stratificati e restituirle, anche in forma grafica, per una comunicazione dei risultati che ne consenta una lettura integrata (Figura 26). I software GIS utilizzano in maniera integrata la grafica bitmap e quella vettoriale ed è quindi possibile utilizzare file sorgente di estensione rispettivamente raster e shape.

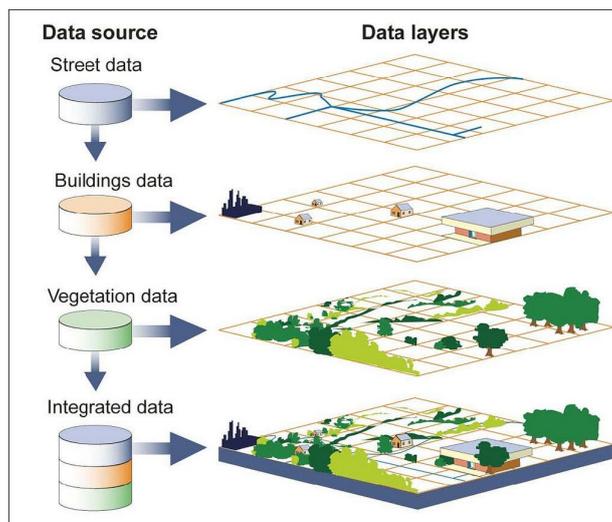


Figura 26 – Schema di funzionamento per l'elaborazione dei dati del Geographical Information System (GIS). Fonte: National Geographic Encyclopedia [113]

Il territorio analizzato non deve essere troppo circoscritto e limitarsi all'area oggetto di studio: uno sguardo più ampio in questa fase permette di acquisire informazioni che potrebbero tornare utili nelle fasi successive dello studio, in particolare per valutare la scala territoriale adatta per attingere ad un bacino di risorse energetiche in grado di sopperire al fabbisogno energetico locale.

L'intero territorio viene osservato in funzione delle caratteristiche suddivise in tre sezioni principali:

- Caratteristiche ambientali, geo-morfologiche e climatiche
- Caratteristiche socioeconomiche della popolazione
- Caratteristiche del patrimonio edilizio e dell'ambiente costruito

Per ciascuna di queste sono state individuate le caratteristiche che influiscono sulla quantità e sulla qualità del consumo e della produzione di energia, al fine di descrivere più accuratamente lo stato di fatto e far emergere informazioni utili alla definizione dei possibili scenari di intervento futuri. I dati utilizzati provengono da diversi database indicati specificatamente per ciascuna sezione.

11.2. CARATTERISTICHE AMBIENTALI, GEO-MORFOLOGICHE E CLIMATICHE

- **Orografia del territorio e stazioni metereologiche**

Per questa descrizione è stato utilizzato il file raster Digital Terrain Model (DTM) che contiene informazioni circa l'elevazione del terreno riferite ad aree di 50x50m, e il file shape della Carta Tecnica Regionale (BDTRE, aggiornata al 2019) dalla quale sono state ricavati i limiti amministrativi comunali e la presenza dei principali corpi idrici, entrambi disponibili dal Geoportale della Regione Piemonte [118]. Le coordinate indicanti la localizzazione sul territorio delle stazioni metereologiche sono informazioni disponibili sul Portale dell'Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente (ARPA Piemonte), tramite l'applicazione *meteoweb*. [87]

- **Altitudine media [m s.l.m.]**

Le informazioni contenute nel database del file raster DTM sono state georiferite ed è stato possibile calcolare l'altitudine media per ciascun comune con lo strumento di ArchGis *Summarized value:Average*.

- **Gradi Giorno e Zone climatiche**

Il grado-giorno di una località è definito dal D.P.R. n. 412/1993 [100] come "la somma, estesa a tutti i giorni di un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura dell'ambiente, convenzionalmente fissata a 20 °C, e la temperatura media esterna giornaliera." Il medesimo documento fornisce un valore di gradi giorno convenzionale per ogni comune italiano, e raggruppa i comuni italiani in sei zone climatiche. Per ciascuna di esse è definita la durata della stagione di riscaldamento, ovvero il periodo di accensione degli impianti e l'orario giornaliero di utilizzo consentito (Tabella 9).

Tabella 9: Zone climatiche, Gradi Giorno e stagione di riscaldamento. Fonte: D.P.R. n. 412/1993 [100]

Zona Climatica	Gradi Giorno	Stagione di riscaldamento	
	GG	Mesi	Ore al giorno
A	<600	1 Dic - 15 Mar	6
B	600-900	1 Dic - 31 Mar	8
C	900-1400	15 Nov - 31 Mar	10
D	1400-2100	1 Nov - 15 Apr	12
E	2100-3000	15 Ott - 14 Apr	14
F	>3000	No limitazione	No limitazione

11.3. CARATTERISTICHE SOCIOECONOMICHE DELLA POPOLAZIONE

In Tabella 10 sono riportati gli indicatori e gli indici statistici scelti per descrivere le caratteristiche principali della popolazione, insieme alle formule con cui sono stati calcolati. I dati utilizzati fanno riferimento al censimento Istat 2011[107].

Tabella 10: Caratteristiche socioeconomiche della popolazione. Elaborazione personale. Fonte dati: Censimento ISTAT 2011 [107]		
Indicatore	Unità	Formola
Numero Abitanti	[n. ab]	Popolazione tot
Densità Abitativa	[ab/km ²]	Popolazione tot / superficie territoriale
Indice di vecchiaia	[%]	(persone da 65 anni o più) / (persone da 0 a 14 anni di età) * 100
Età media	anni	Per ogni età: (\sum età media * numero di residenti con quell'età) / totale residenti
Indice di dipendenza strutturale	[%]	[(persone da 65 anni o più + persone da 0 a 14 anni) / (persone tra i 14 e i 64 anni)] * 100
Laureati	[%]	(% pop residente con laurea vecchio/nuovo ordin. + dipl. universitari + dipl. terziari di tipo non universitario vecchio/ nuovo ordin.)
Stranieri	[%]	Popolazione straniera tot / Popolazione tot
Tasso di Occupazione 1	[%]	(occupati/popolazione residente tot)*100
Tasso di Occupazione 2	[%]	(occupati/forza lavoro tot)*100
Tasso di Disoccupazione 1	[%]	[persone in cerca di lavoro / (persone in cerca di lavoro + occupati)]*100
Tasso di Disoccupazione 2	[%]	(persone in cerca di lavoro/forza lavoro tot)*100

11.4. CARATTERISTICHE DEL PATRIMONIO EDILIZIO E DELL'AMBIENTE COSTRUITO

Il database di riferimento per l'analisi delle principali caratteristiche riguardanti il patrimonio edilizio è CTR (BDTRE, aggiornata al 2019) del Geoportale della Regione Piemonte [118]. A partire dal codice ISTAT di ogni comune, utilizzando le funzioni del software ArchGis, per ciascuno di essi sono state selezionate e georiferite le informazioni circa la destinazione d'uso degli edifici presenti: uso residenziale, produttivo, terziario e servizi di interesse collettivo. Altre informazioni, riportate in Tabella 11, fanno riferimento al censimento Istat 2011[107] e sono state anch'esse georiferite per sezione di censimento.

Caratteristiche quali l'epoca di costruzione prevalente consentono di fare valutazioni molto generali circa i sistemi tecnologici e l'utilizzo dei materiali di costruzione degli edifici anche in relazione alla normativa vigente dell'epoca e agli standard di performance energetica obbligatori.

Lo stato di manutenzione degli edifici indica invece la consistenza del patrimonio edilizio che necessita interventi di riqualificazione, a cui si possono aggiungere valutazioni dal punto di vista energetico.

Altre caratteristiche legate al patrimonio edilizio riguardano le tipologie di impianti di riscaldamento e dei vettori energetici utilizzati. Tali dati sono stati acquisiti dalla banca dati del Censimento ISTAT [107]

Per gli impianti di riscaldamento, inizialmente sono state distinte le tipologie di impianto in "impianto centralizzato" e "impianto singolo o autonomo", successivamente, per ogni sezione di censimento si è calcolato il numero di impianti per entrambe le categorie e il valore percentuale sul totale. I risultati ottenuti sono stati geo-riferiti considerando i limiti amministrativi comunali. Per i vettori energetici, è stata calcolata la percentuale di utilizzo per ogni vettore utilizzato dagli impianti situati nel territorio in studio, come numero di impianti che utilizzano il vettore energetico sul totale degli impianti totali per sezione di censimento. L'informazione è stata successivamente geo-riferita.

Per aggiungere dettagli alla valutazione sull'ambiente costruito sono state acquisite dalla BDTRE, aggiornata al 2019, del Geoportale della Regione Piemonte le informazioni riguardanti la viabilità principale dei comuni dell'area oggetto di studio [118].

Tabella 11: Caratteristiche del patrimonio edilizio. Elaborazione personale. Fonte dati: Censimento ISTAT 2011 [107]		
Indicatore	Unità	Formula
Numero di edifici totali	[n.]	Numero edifici totale
Numero di edifici (utilizzati) residenziali	[n.]	Edifici residenziali occupati
Numero di edifici (utilizzati) altri usi	[n.]	Edifici ad uso produttivo, commerciale, terziario, turistico/ricettivo, servizi e altro occupati
Epoca di costruzione prevalente	Anni	-
Stato di manutenzione degli edifici residenziali (ottimo/buono/mediocre/pessimo)	[%]	Per ogni stato di manutenzione: (Numero di edifici residenziali nello stato di manutenzione / numero di edifici residenziali totale)*100
Tasso di utilizzo degli edifici residenziali -	[%]	(Edifici residenziali occupati/ Edifici residenziali totali)*100
Famiglie in alloggi di proprietà	[%]	Numero di famiglie in alloggi di proprietà/Numero di famiglie residenti
Abitazioni occupate da residenti	[n.]	Numero di abitazioni occupate da residenti
Superficie media delle abitazioni	[mq]	Superficie media delle abitazioni occupate da residenti
Abitazioni occupate da non residenti	[n.]	Numero di abitazioni occupate da non residenti
Percentuali di seconde case	[%]	Abitazioni occupate da non residenti/(Abitazioni occupate da residenti + Abitazioni occupate da non residenti)*100

12. CARATTERIZZAZIONE DEGLI UTENTI E INVENTARIO DEI CONSUMI E DELLE PRODUZIONI ENERGETICHE

A seguito dell'analisi territoriale, si è proceduto alla classificazione e caratterizzazione degli utenti e alla creazione di un inventario dei dati di consumo e produzione energetica da reperire in vista della redazione del bilancio energetico. Il dato energetico è stato analizzato tenendo conto dei quattro aspetti indicati in Figura 27: vettore energetico (elettrico e termico), direzione dell'energia a bilancio (consumo (-), produzione (+) e producibilità (+)), riferimento temporale (annuale, mensile, giornaliero, orario) e sostenibilità ambientale (FER, NON FER).

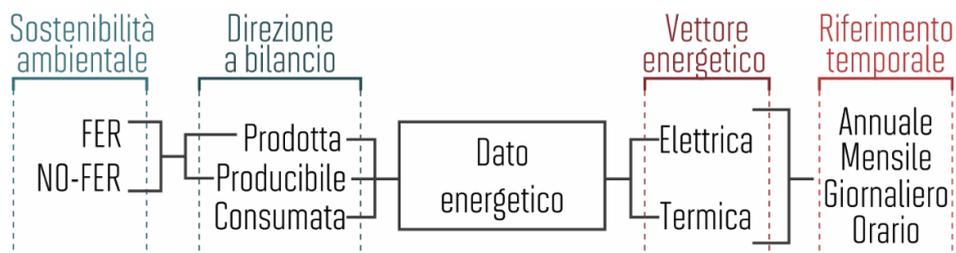


Figura 27 – Schema utilizzato per la creazione dell'inventario dei dati energetici. Elaborazione personale.

Inizialmente il bilancio energetico è stato limitato al confronto quantitativo tra fabbisogno energetico del territorio in studio (energia consumata) e offerta energetica (energia localmente prodotta). Successivamente, nella fase di valutazione degli scenari, a quest'ultima è stata aggiunta l'energia prodotta potenziale (energia producibile) considerando lo sfruttamento sostenibile delle risorse locali non ancora utilizzate. Inoltre, il bilancio energetico è stato esteso al confronto qualitativo del dato energetico di produzione, comparando l'energia prodotta a partire da risorse energetiche e sistemi tecnologici rinnovabili (RES), da quella dipendente da fonti fossili (NON RES). Nel presente studio, in accordo con le linee guide europee che ispirano la costituzione della CE, sono state messe a bilancio solo la produzione e la producibilità da RES.

L'inventario quantitativo di consumo e produzione energetica prevede la raccolta dei dati riguardanti l'ammontare di energia elettrica e termica, espresso con l'unità di misura del chilowattora [kWh] (e suoi multipli), quale parametro più facilmente reperibile e confrontabile. Valutate separatamente in ogni fase dello studio, l'energia elettrica e termica sono declinate secondo quattro livelli di dettaglio temporale: dato energetico annuale [kWh/a], mensile [kWh/m], dato energetico giornaliero e dato energetico orario [kWh]. Al fine di sintetizzare la mole di dati in ingresso da analizzare si è ritenuto opportuno individuare sul totale dei giorni di un anno solare, 12 giorni tipo rappresentativi della variabilità stagionale e dell'attività lavorativa di una settimana tipo. A tale scopo sono stati descritti un giorno festivo (domenica) e due giorni feriali, dei quali uno infrasettimanale (mercoledì) e uno di rientro dal festivo (lunedì). Al fine di rendere confrontabili i dati nella fase di elaborazione e analisi, si è scelto di individuare a priori le date a cui associare il dato energetico considerando il calendario di ciascuna annualità considerata. La Tabella 12 mostra in esempio le date selezionate per l'anno 2017.

Tabella 12: Giorni tipo considerati in riferimento alle date del calendario 2017. Elaborazione personale.

GIORNI TIPO			
	Feriale		Festivo
	Lunedì	Mercoledì	Domenica
Inverno	23/01/2017	25/01/2017	29/01/2017
Primavera	17/04/2017	19/04/2017	23/04/2017
Estate	24/07/2017	26/07/2017	30/07/2017
Autunno	23/10/2017	25/10/2017	29/10/2017

I soggetti partecipanti sono stati classificati distinguendo tre tipologie di utenze finali consumatrici di energia e tre categorie di soggetti, secondo quanto definito dalle Direttive Europee precedentemente descritte e rappresentato in Figura 28.

Tipologie di utenze:

- aziende (compresi tutti i settori)
- utenze pubbliche comunali (municipalità)
- utenze domestiche (residenziali)

Tale classificazione è correlata ad alcuni aspetti fondamentali di carattere energetico ed economico: il profilo di utilizzo e il prezzo dell'energia. Il profilo di utilizzo dell'energia dipende dall'uso dell'energia (elettrodomestici, illuminazione o macchinari industriali), dall'ammontare di energia richiesta nell'intervallo di tempo (taglia dell'impianto, tensione elettrica) e dalle oscillazioni temporali della richiesta energetica in relazione alle ore del giorno, alla stagionalità etc. Il prezzo dell'energia in bolletta, espresso in centesimi di euro per chilowattora [eurocent/kWh], è diverso per ciascuna delle tre tipologie di utenze ed è definito dalle regole del mercato libero entro i parametri stabiliti dall'ARERA [91].

Categorie di soggetti:

- produttori
- consumatori
- prosumer

Ai fini della valutazione complessiva dell'insieme dei soggetti del territorio, nel bilancio tra consumo e produzione energetica i soggetti prosumer sono stati inclusi nelle altre due categorie, suddividendo la quota di autoconsumo nelle due componenti di produzione (produttori) e consumo totale (consumatori).

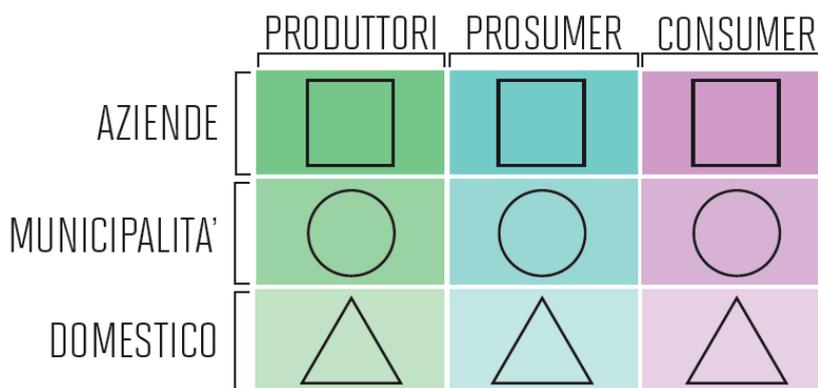


Figura 28 – Classificazione dei soggetti partecipanti secondo categorie e tipologie di utenza. La simbologia qui attribuita corrisponde a quella utilizzata negli elaborati cartografici. Elaborazione personale.

13. METODOLOGIA GENERALE

Le successive fasi del lavoro si trovano riassunte nello schema in Figura 29. Tale procedimento è utilizzato per la valutazione sia dell'energia elettrica sia di quella termica, differenziando la tipologia del dato di input e del modello di calcolo impiegato, secondo le variabili che incidono sui profili di consumo e produzione.

Per la valutazione dell'energia consumata, dell'energia prodotta e di quella producibile si è proceduto secondo quattro fasi ordinate:

1. *Dati di input*

Sono state selezionate le informazioni che costituiscono le variabili in ingresso per i modelli di calcolo per la definizione o previsione dei consumi e delle produzioni. Queste tengono conto delle specificità dei diversi stakeholder e della suddivisione in dati primari (dati di performance energetica) e dati secondari (dati utili a descrivere performance socioeconomiche e ambientali correlate al consumo e alla produzione di energia), che necessitano di trasformazione attraverso precise formulazioni per poter essere utilizzati nel modello. I dati sono stati corredati dell'indicazione della fonte o dell'origine di provenienza,

2. *Modelli*

I modelli di calcolo sono stati scelti con l'obiettivo di ottenere come risultato il profilo di consumo per ciascuna tipologia di utenza considerata e il profilo di produzione e producibilità per ciascuna tipologia di fonte RES inclusa nello studio. Sono state utilizzate tre diverse tipologie di modelli di calcolo:

- Modelli di definizione: per la creazione del profilo energetico a partire da dati di input primari derivanti da misure reali;
- Modelli previsionali: per la stima del profilo energetico a partire da dati di input secondari, secondo modelli creati a partire da dati di input derivanti da misure reali;
- Modelli di trasformazione: per la trasformazione del dato energetico secondo differenti livelli di dettaglio temporale (annuale, mensile, giornaliero o orario).

3. *Vincoli*

L'analisi effettuata prevede l'individuazione e la classificazione dei vincoli di diversa natura che insistono sul territorio in esame e del loro grado di impedimento al progetto quali: vincoli legislativi, giuridici e amministrativi, vincoli di fattibilità tecnica ed economica, vincoli ambientali e paesaggistici.

4. *Scenari*

L'individuazione di diversi scenari avviene sia per la descrizione dello stato di fatto sia per la valutazione delle ipotesi di intervento. Nel primo caso la molteplicità di punti di vista permette una comprensione più approfondita delle potenzialità e delle criticità presenti e delle loro relazioni. Tale approccio risulta propedeutico alla creazione di diversi scenari futuri. Le ipotesi vengono confrontate al fine di determinare le configurazioni ottimali alla realizzazione della Comunità Energetica sulla base delle finalità del progetto, dei vincoli precedentemente individuati, tra cui quelli imposti dal quadro normativo di riferimento, nonché dal diverso grado di coinvolgimento degli stakeholder e dei criteri di selezione e partecipazione degli stessi.

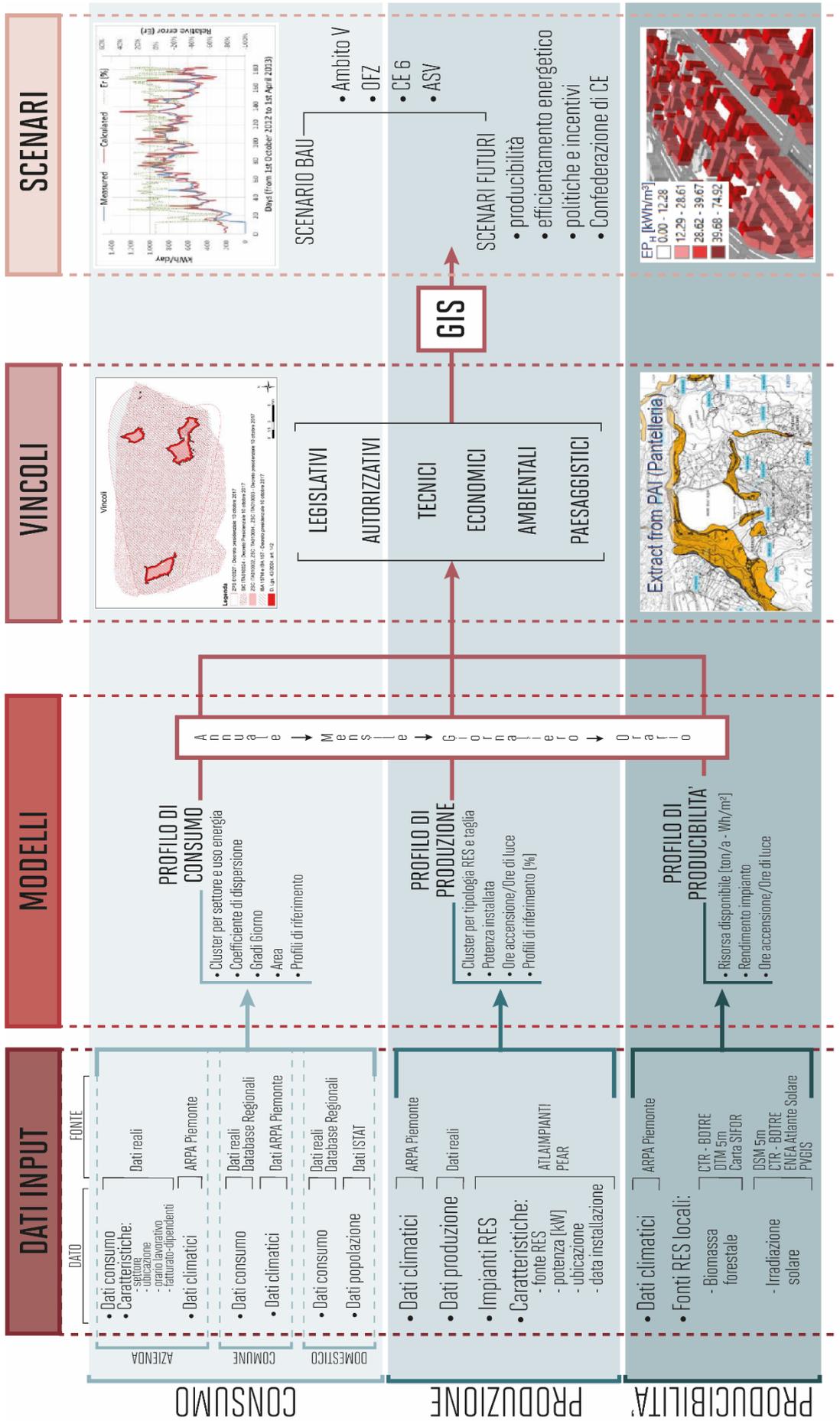


Figura 29 – Schema riassuntivo della metodologia generale del presente studio. Elaborazione personale.

14. REPERIMENTO DEI DATI DI INPUT

La fase di reperimento dei dati di input utili alla descrizione dei flussi energetici deve affrontare la questione della reperibilità e della precisione del dato. Le informazioni necessarie sono state reperite con due diverse modalità: la creazione di un questionario di indagine rivolto ai soggetti presenti nel territorio interessato; e la ricerca all'interno delle banche dati disponibili e liberamente accessibili.

14.1 QUESTIONARIO

Un questionario è stato redatto appositamente in due versioni differenti per ciascuna delle due categorie di utenze coinvolte nell'indagine (aziende e amministrazioni pubbliche), al fine di reperire dati energetici reali che fossero uniformi, confrontabili e utilizzabili nelle elaborazioni successive.

Tale questionario è stato creato in formato digitale e accessibile tramite il servizio gratuito della piattaforma Google Moduli [104] e reso accessibile mediante link ipertestuale nel messaggio di posta elettronica. Questo è stato inviato ai soggetti partecipanti insieme a: il documento di presentazione dell'indagine; le istruzioni per la compilazione e quelle in supporto agli utenti per l'accesso ai database informatici personali. Tramite questi ultimi gli enti distributori di energia elettrica e termica rendono scaricabili i dati di consumo relativi ad ogni tipologia di utenza. Il questionario si compone di quattro moduli separati:

- Modulo 1) Dati generali
- Modulo 2) Fabbisogno energetico
- Modulo 3) Produzione di energia
- Modulo 4) Trasporti

Ogni soggetto è stato chiamato a compilare il questionario considerando i consumi energetici per le sole sedi localizzate nel territorio in studio, pertanto i moduli 2) e 3) sono stati prodotti prevedendo la possibilità di inviare più di una risposta, in accordo al numero di sedi presenti. Inoltre, è stato richiesto il contatto di un membro del personale qualificato (Energy Manager) che potesse essere contattato nel caso si fossero resi necessari chiarimenti.

Le principali differenze tra il questionario rivolto alle aziende e quello alle amministrazioni pubbliche riguardavano il *modulo 2) Fabbisogno energetico* poiché si è assunto che i consumi delle aziende dipendessero da processi produttivi, erogazione di servizi e climatizzazione degli stabilimenti, e quelli dei Comuni fossero relativi agli stabili comunali presenti (municipio, biblioteca, scuole, palestre etc.) e ai servizi pubblici di illuminazione e trasporto. I dati di consumo e produzione energetica sono stati richiesti relativi a due o più annualità consecutive, in maniera tale da poter stimare in fase di elaborazione un dato energetico medio ed evitare di includere nello studio eventuali anomalie.

Per una descrizione più dettagliata del contenuto del questionario si rimanda alle Figure 30 e 31 che riportano l'indice delle due versioni del questionario.

Questionario Aziende

Indice

1) modulo - DATI GENERALI

1. Dati generali ente/azienda:
 - settore merceologico e produzione
2. Dati generali sede nell'area oggetto di studio:
 - edificio
 - dipendenti
 - orario lavorativo

2) modulo - FABBISOGNO ENERGETICO

PARTE A) CONSUMI GLOBALI

- A1) CONSUMI EN. ELETTRICA
- A2) CONSUMI EN. TERMICA (GAS)
 1. Dati cliente e tipologia fornitura
 2. Dati consumi:
 - annuali/mensili
 - orari/curve di carico

PARTE B) PRODUZIONE DI BENI O SERVIZI

1. Dati tecnologici della macchina
2. Orario di funzionamento
3. Consumi energetici

PARTE C) FABBISOGNO ENERGETICO EDIFICIO

- C.1) IMPIANTO CLIMATIZZAZIONE INVERNALE
- C.2) IMPIANTO PRODUZIONE ACS
- C.3) IMPIANTO CLIMATIZZAZIONE ESTIVA
- C.4) IMPIANTO DI VENTILAZIONE
- C.5) IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE
- C.6) IMPIANTO DI TRASPORTO INTERNO
 1. Dati tecnologici dell'impianto
 2. Orario di funzionamento
 3. Consumi energetici

3) modulo - PRODUZIONE DI ENERGIA

PARTE A) PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA

PARTE B) PRODUZIONE ENERGIA TERMICA

1. Dati tecnologici dell'impianto
2. Utilizzo dell'energia prodotta
3. Dati di energia prodotta
4. Valore economico

4) modulo - TRASPORTI

1. Tipologia e numero mezzi posseduti
2. Carburante utilizzato e consumi

Questionario Comuni

Indice

1) modulo - DATI GENERALI

1. Dati generali del Comune:
2. Dati generali sede nell'area oggetto di studio:
 - per ciascuna sede comunale (max 8 sedi)
 - edificio
 - dipendenti
 - orario lavorativo

2) modulo - FABBISOGNO ENERGETICO

1. Dati tecnologici edificio
2. Numero dipendenti e orario di lavoro

PARTE A) CONSUMI GLOBALI

- A1) CONSUMI EN. ELETTRICA
- A2) CONSUMI EN. TERMICA (GAS)
 1. Dati cliente e tipologia fornitura
 2. Dati consumi:
 - annuali/mensili
 - orari/curve di carico

PARTE C) FABBISOGNO ENERGETICO EDIFICIO

- C.1) IMPIANTO CLIMATIZZAZIONE INVERNALE
- C.2) IMPIANTO PRODUZIONE ACS
- C.3) IMPIANTO CLIMATIZZAZIONE ESTIVA
- C.4) IMPIANTO DI VENTILAZIONE
- C.5) IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE
- C.6) IMPIANTO DI TRASPORTO INTERNO
 1. Dati tecnologici dell'impianto
 2. Orario di funzionamento
 3. Consumi energetici

3) modulo - PRODUZIONE DI ENERGIA

PARTE A) PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA

PARTE B) PRODUZIONE ENERGIA TERMICA

1. Dati tecnologici dell'impianto
2. Utilizzo dell'energia prodotta
3. Dati di energia prodotta
4. Valore economico

4) modulo - TRASPORTI

1. Tipologia e numero mezzi posseduti
2. Carburante utilizzato e consumi

Fig. 30 e 31 – Indice del questionario per la versione rivolta alle aziende (a sinistra) e quella rivolta alle amministrazioni comunali (a destra). Estratto dalla documentazione relativa alla presentazione dell'indagine di campionamento inviata ai diversi soggetti. Elaborazione personale.

14.2 BANCHE DATI

Si elencano di seguito le banche dati utilizzate a integrazione e supporto dei dati reali ottenuti tramite questionario. Si tratta di database redatti a livello comunitario, nazionale e regionale e liberamente accessibili (Figura 32).

BANCHE DATI			
EUROPEE	• PVGIS	• Soda	
NAZIONALI	• Istat	• Ispra	• Atlante Solare Enea • Atlaimpianti
REGIONALI	• Arpa	• Sifor	• Geoportale Piemonte • Database comunali

Figura 32 – Elenco delle banche dati utilizzate nel presente studio. Elaborazione personale.

Banche dati Europee:

- **PVGis**

Il PVGIS fotovoltaico (Photovoltaic Geographical Information System) è una piattaforma accessibile online elaborata dal Joint Research Centre [109] della Commissione Europea. Istituito come centro di ricerca scientifica indipendente a supporto delle politiche europee, si avvale del contributo di scienziati e ricercatori europei. Inserendo le coordinate geografiche della zona di interesse, tale strumento permette di calcolare la radiazione solare incidente sulla superficie terrestre; estrarre informazioni circa altre variabili quali radiazione diffusa e diretta, albedo etc.; predire la produzione energetica teorica di un impianto fotovoltaico, conoscendone la collocazione [114].

- **SoDA**

Il Solar Irradiation Data Service (SoDa) è un portale accessibile online che offre un servizio di mediazione per la ricerca di informazioni relativa alla radiazione solare a seconda dello studio, reindirizzando verso altri servizi web della nazione di riferimento. Fondata nel 1999 dalla Commissione Europea, oggi è gestita da Mines ParisTech [124].

Banche dati Nazionali:

- **ISTAT**

L'Istituto nazionale di statistica (ISTAT) è un ente di ricerca pubblico italiano con diversi ruoli. Istituito nel 1926 si occupa di censimento della popolazione, dell'industria, dei servizi e dell'agricoltura, effettua indagini a campione su nuclei familiari e indagini economiche. I dati sono raccolti tramite questionari diretti, telefonici, o spediti tramite posta ordinaria con ricorrenza decennale. Per il presente studio sono stati utilizzati i dati riferiti all'anno 2011, ultimo anno di censimento della popolazione e sono state ottenute le Sezioni di Censimento in file (formato .shp) utili a geo-referenziare le informazioni acquisite [107].

- **ISPRA**

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) è l'ente pubblico di ricerca del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Istituito nel 2008 per promuovere approcci strategici a diverse tematiche come biodiversità, conservazione degli habitat e impatto delle attività umane sull'ambiente. ISPRA fornisce una base dati scaricabili nei formati utili all'elaborazione tramite software GIS, file shape e raster, tra cui quelli utilizzati nel presente studio: copertura del suolo, Digital Elevation Model, Digital Terrain Model (DTM) e Digital Surface Model (DSM) [108].

- **ATLANTE ITALIANO DELLA RADIAZIONE SOLARE ENEA**

L'Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente (ENEA) [86], è un ente per la ricerca e l'innovazione tecnologica nel settore dell'energia, controllato dai tre diversi Ministeri dello Sviluppo economico, dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e dell'Istruzione, dell'università e della ricerca.

A supporto del programma di sviluppo per lo sfruttamento dell'energia solare, tra cui il fotovoltaico, il solare termico e il solare termodinamico e ai fini dell'individuazione di siti vocati a tale tecnologia, l'attività di ENEA si articola nella produzione di mappe di radiazione solare al suolo, considerando le diverse componenti della radiazione solare, le variabili temporali e spaziali e nell'adozione di diversi modelli di calcolo previsionali descritti secondo le prescrizioni delle vigenti Norme UNI. Il materiale prodotto e la documentazione inerente sono pubblicati sul sito dell'Atlante Italiano della Radiazione Solare [89].

- **ATLAIMPIANTI**

AtlaImpianti è il sistema informativo geografico del Gestore dei Servizi Energetici Italiano [103] dedito alla raccolta dei principali impianti di produzione di energia elettrica e termica rinnovabile presenti in Italia.

Il servizio, accessibile da una piattaforma online, si compone della mappa interattiva degli impianti presenti sul suolo italiano ed è in costante aggiornamento. I dati presentati in questo lavoro sono aggiornati a luglio 2019. Tutti gli impianti sono stati geo-localizzati e classificati secondo tipologia di vettore energetico, sistema tecnologico impiantistico e meccanismi di incentivazione. Per ogni impianto è possibile scaricare informazioni riguardanti il dimensionamento, la potenza installata [kW] e la superficie [m²].

Banche Dati Regionali:

- **ARPA Piemonte**

L'Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale del Piemonte (ARPA) è un ente pubblico posto sotto la vigilanza del Presidente della Giunta Regionale per garantire l'attuazione degli indirizzi programmatici della Regione Piemonte nel campo della previsione, della prevenzione e della tutela ambientale. Dal sito, nella sezione dedicata alle banche dati accessibili, è possibile scaricare l'applicazione Java *meteoweb*, che permette di accedere allo storico delle rilevazioni di ciascuna stazione meteorologica presente sul territorio regionale e geo-riferita, riguardo a dati climatici come temperatura, umidità, precipitazioni etc. [87].

- **SIFOR**

Il Sistema Informativo Forestale Regionale dispone di un portale accessibile online attraverso cui è possibile scaricare informazioni riguardanti il patrimonio forestale regionale. Oltre alle informazioni cartografiche, è possibile accedere all'atlante delle tipologie forestali e ai Piani Forestali Territoriali (PFT) e Piani Forestali Aziendali (PFA), che costituiscono degli strumenti di programmazione e gestione della risorsa forestale. Tali studi sono stati redatti dall'Istituto per le Piante da Legno e l'Ambiente (IPLA S.p.A.) su iniziativa dell'Assessorato regionale all'Agricoltura e foreste e alla Caccia e pesca, con il coinvolgimento degli Enti Locali, utilizzando fondi provenienti dall'Unione Europea. Al fine del presente studio è stata utilizzata la Carta Forestale Regionale aggiornata al 2016 [122].

- **GeoPortale Regione Piemonte**

Coerentemente con quanto previsto dalle Direttive Europee, la Regione Piemonte ha realizzato un'infrastruttura per l'informazione geografica integrata allo scopo di acquisire, elaborare, memorizzare e distribuire i dati territoriali. Il GeoPortale Piemonte consiste in un catalogo di metadati navigabile attraverso un servizio di ricerca con diverse modalità: consultazione, scarico con relative licenze d'uso e conversione. Al fine del presente studio sono state scaricate le informazioni contenute nella Carta Tecnica Regionale (CTR - BDTRE) aggiornata al 2019, nei formati utili all'elaborazione tramite software GIS (file shape e raster) [118].

- **Consumi energetici comunali**

Questo database costituisce l'unico caso di banca dati non liberamente accessibile utilizzato nel presente studio. Esso consiste nell'inventario dei consumi annui di energia elettrica e termica di ciascun comune della Regione Piemonte. Il dato è espresso in chilowattora all'anno [kWh/anno] ed è differenziato per tipologie di utenze e settori di utilizzo. Tali dati sono messi a disposizione della Regione Piemonte dai distributori dell'energia elettrica e termica che operano sul territorio. I dati utilizzati al presente studio fanno riferimento all'anno 2017.

15. MODELLAZIONE DEI DATI

La fase di modellazione consiste nell'elaborazione dei dati di input e nella loro trasformazione, per le analisi successive, a diversi gradi di dettaglio: profili annuali, mensili e orari in relazione alle condizioni climatiche esterne (stagionalità) e ai comportamenti delle diverse utenze (orario di utilizzo nei giorni feriali e festivi). Sono state effettuate valutazioni separate per energia elettrica e termica, riassunte negli schemi delle Figure 33 e 34. Da questi, attraverso una lettura scandita orizzontalmente, è possibile individuare le tre valutazioni energetiche considerate (consumo, produzione e producibilità), contenenti ciascuna le diverse tipologie di utenze (consumo) o di fonti RES (produzione e producibilità) calcolata alla diversa scala di riferimento (colonna *Scala*). Nel primo caso, le valutazioni distinte di energia elettrica e termica sono state effettuate seguendo la suddivisione delle tre utenze considerate nello studio (aziende, municipalità e domestico) ed eventuali suddivisioni interne secondo un diverso utilizzo dell'energia, come nel caso del consumo elettrico per l'illuminazione pubblica e per gli edifici comunali. Nel secondo caso sono stati suddivisi inizialmente per tipologia di risorsa energetica e successivamente secondo il sistema tecnologico considerato. Nella colonna *Modello* è indicato il nome del modello utilizzato per ogni analisi: ciascuno di essi comprende la declinazione del dato di input a tutti i livelli di dettaglio temporale riportati nello schema. Infine, la colonna *Scenario* riassume tutti gli scenari analizzati, fra quelli descritti per il caso studio, a cui sono stati applicati i diversi modelli presentati.

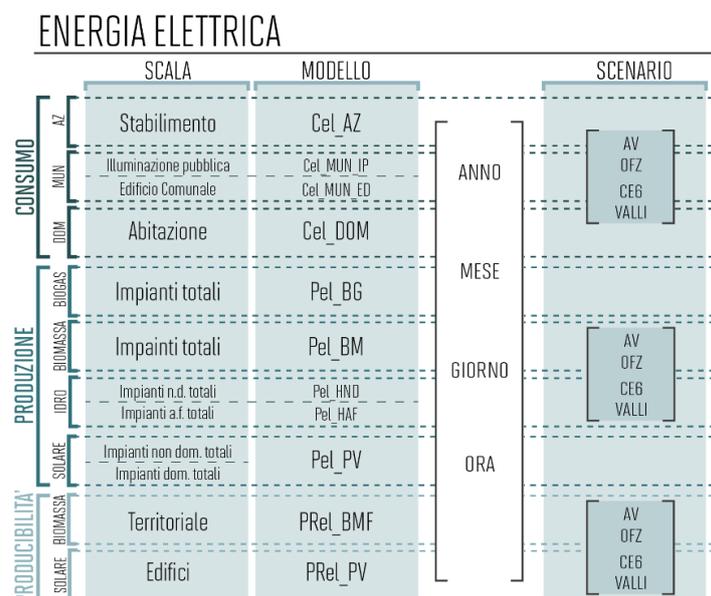


Figura 33 – Schema riassuntivo dei modelli utilizzati per la valutazione dell'energia elettrica. Elaborazione personale.

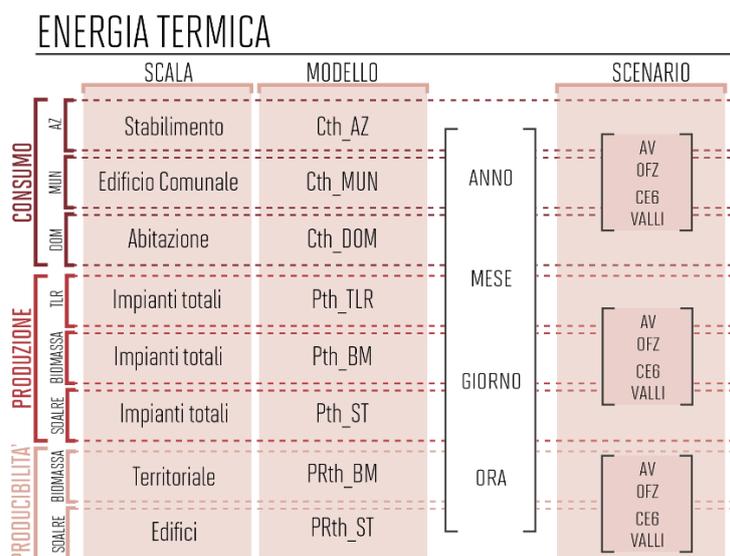


Figura 34 – Schema riassuntivo dei modelli utilizzati per la valutazione dell'energia termica. Elaborazione personale.

15.1 MODELLI DI CONSUMO

Di seguito vengono descritti i procedimenti utilizzati per la definizione di ciascun modello seguendo l'organizzazione degli schemi in Figura 33 e 34.

15.1.1. UTENZE AZIENDALI (AZ)

Ai fini dell'elaborazione dei profili di consumo aziendali, si è ritenuto opportuno validare un modello di previsione, in quanto ciascuna azienda possiede un profilo di consumo specifico estremamente variabile e le banche dati disponibili forniscono i dati relativi a questa tipologia di utenza in forma spesso aggregata. A partire dalle informazioni ricavate dal campionamento d'indagine sulle aziende del territorio (*real asset*), il modello può essere applicato alle altre aziende non campionate e permette di stimarne i profili di consumo alle diverse scale di dettaglio temporale a partire da variabili accessibili e correlate ai consumi energetici (*virtual asset*). Nello schema in Figura 35 sono riassunte le fasi principali che costituiscono l'elaborazione del modello e il processo di validazione dello stesso. I dati di input sono le informazioni ricavate dall'indagine di campionamento tramite il questionario. Essi si suddividono in due tipologie di dato:

- dati di input primari, che corrispondono ai dati di consumo elettrico e termico e costituiscono il *real asset*,
- dati di input secondari, che contribuiscono a descrivere il comportamento energetico dell'utenza.

Fra i dati di input secondari vengono selezionate, secondo la letteratura di riferimento, le variabili che possono costituire i *virtual asset* e che utilizzate nel modello consentono di stimare il dato energetico. La modellazione consiste nell'elaborazione della versione originale del modello e si compone di una prima fase per il dimensionamento delle variabili inserite (*real asset* e *virtual asset*) e una seconda fase per la validazione del modello stesso, attraverso la stima dell'errore tra il dato di consumo reale e quello stimato. Se tale comparazione risulta accettabile, il modello viene validato, in caso contrario risulta necessario calibrarlo, agendo sulla scelta delle variabili inserite e dopo la modifica ripercorrere l'intero processo.

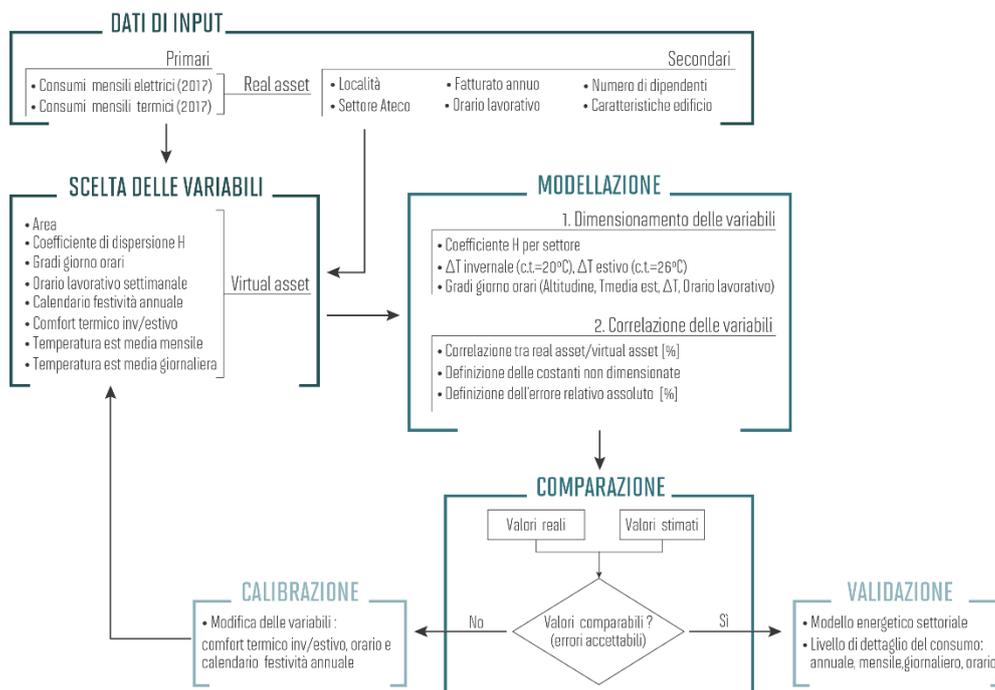


Figura 35 – Schema riassuntivo delle fasi principali di elaborazione e validazione del modello previsionale dei consumi energetici delle utenze aziendali. Elaborazione personale.

1 - Dati di input

In seguito alla raccolta delle risposte al questionario d'indagine, si è proceduto alla rielaborazione dei dati di input. I dati mensili riferiti all'anno 2017 di consumo energetico elettrico [kWh_e/gm] e termico [kWh_{th}/gm], espressi rispettivamente in [kWh] e [mc] sono stati uniformati nella stessa unità di misura moltiplicando il volume [mc] inizialmente per il fattore di conversione 1,139 [smc/mc] e successivamente per il potere calorifico inferiore del gas metano pari a 9,779 [kWh_{th}/smc], essendo questo l'unico vettore energetico utilizzato dagli impianti delle aziende nell'area oggetto di studio.

I dati di input secondari, richiesti nel questionario, sono elencati in Tabella 13 e dopo lo studio e la ricerca in letteratura, sono stati individuati sulla base delle presunte variabili maggiormente correlate al consumo elettrico e termico. Lo schema in Figura 36 riassume la relazione ipotizzata tra i dati di input primari e secondari ed è valido per le aziende del settore produttivo manifatturiero.

Tabella 13: Schema riassuntivo dello studio di individuazione delle presunte variabili correlate al consumo energetico per un'utenza industriale del settore manifatturiero. Elaborazione personale.

Azienda		Attività lavorativa				Orario lavorativo settimanale			Edificio		
Nome	Località	Settore	Prodotti	Dipendenti	Fatturato	Giorni	Turni (t)	Ore/Turno	Area	Volume	Costruzione
x	Indirizzo	Cod. Ateco	[n/anno]	[n.]	[mln €/anno]	[gg/sett]	[n.t/g/sett]	[h/t/gg/sett]	[m ²]	[m ³]	[anno]

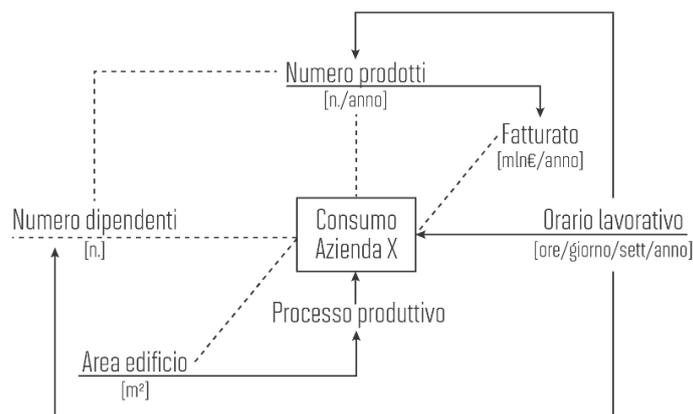


Figura 36 – Schema riassuntivo dello studio di individuazione delle presunte variabili correlate in maniera diretta (linea piena) e indiretta (linea tratteggiata) al consumo energetico per un'utenza industriale del settore manifatturiero. Elaborazione personale.

2 - Scelta delle variabili

L'organizzazione dei dati acquisiti è stata seguita da una valutazione preliminare della correlazione fra le variabili secondarie e il dato di consumo annuale elettrico e termico. L'analisi è stata fatta utilizzando la correlazione di Pearson, che consente di misurare la covarianza tra due variabili ed è disponibile con lo strumento del foglio di calcolo Excel. Escludendo le variabili di cui non si disponeva il dato completo, è stata individuata l'area, quale variabile maggiormente correlata.

L'aggregazione delle risposte ha consentito la classificazione delle aziende campionate secondo le diverse variabili osservate, ciascuna delle quali da un contributo al consumo energetico in termini quantitativi o qualitativi. Pertanto, le aziende campionate sono state classificate secondo le variabili:

- *Località, Settore¹, Orario lavorativo settimanale e Area*, utilizzando il dato originario;
- *Fatturato annuo e Numero di dipendenti*, rielaborate nel dato sintetico di *Impresa (grande, media, piccola)* secondo quanto indicato dal D.M. 18/05/2005 [99], utile alla descrizione delle diverse opportunità di accesso agli incentivi economici e dei diversi vincoli di legge;
- *categoria di utilizzo dell'energia*, informazione contenuta in ordine sparso nelle risposte del questionario, riorganizzata e integrata dai risultati dell'analisi descritta al paragrafo seguente.

Definizione delle categorie di utilizzo dell'energia elettrica e termica

Il procedimento descritto in questo paragrafo è finalizzato alla classificazione delle aziende campione secondo due tipologie di utilizzo dell'energia: il consumo per la produzione e il consumo per la climatizzazione degli ambienti, come già preventivato dal questionario utilizzato nella fase di raccolta dati (Figura 30). Il primo dipende dall'entità della produzione, dalle caratteristiche del processo produttivo e dai macchinari utilizzati per la produzione di beni o servizi; il secondo dalla dimensione degli ambienti lavorativi, dalla tipologia degli impianti e dalla performance energetica dell'edificio stesso, nonché dalle condizioni climatiche della località in cui ha sede. Come descritto in Figura 37, il consumo mensile per la produzione di un'azienda tipo, pur variando in relazione al calendario delle festività annuali e

¹ Per la definizione del settore d'impiego si è fatto riferimento al Codice ATECO 2007 (<https://www.codiceateco.it>), in vigore dal 01.01.2008. Consiste in una tipologia di classificazione delle attività economiche adottata dall'ISTAT e adattata al sistema economico italiano in riferimento al sistema NACE dell'Eurostat.

all'orario lavorativo, può essere assunto costante. Il consumo mensile per la climatizzazione degli ambienti varia in relazione alle diverse condizioni climatiche stagionali. I due utilizzi contribuiscono in maniera differente al consumo totale, poiché dipendono da variabili di diversa natura, che il presente studio intende definire attraverso la fase di modellazione. Inoltre, al fine di agire per migliorare il grado di efficienza energetica dell'azienda, sia esso la riduzione o l'ottimizzazione dei consumi energetici, si rendono necessari interventi di diversa natura: a seconda che si agisca sul processo produttivo, sull'involucro dell'edificio o sul sistema impiantistico, la fattibilità tecnica ed economica risulta differente.

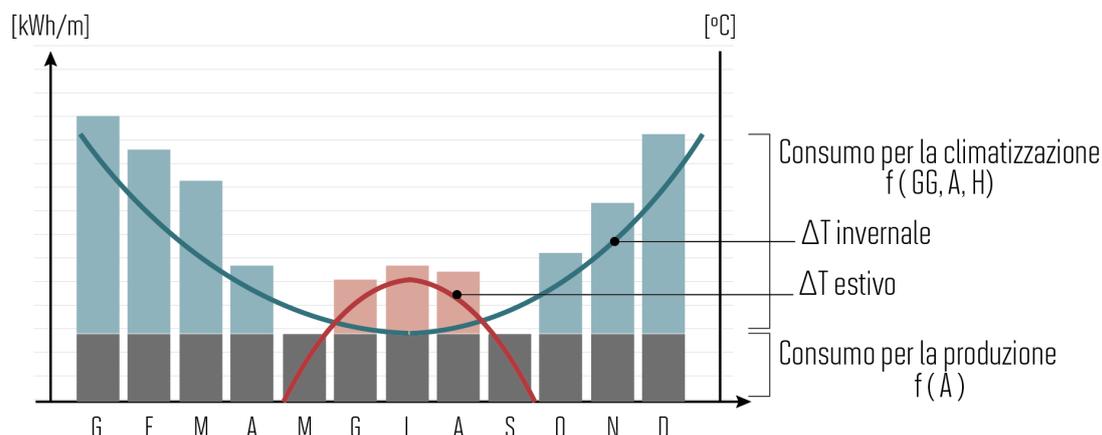


Figura 37 – Descrizione delle due tipologie di utilizzo dell'energia di un'utenza aziendale tipo per il profilo di consumo mensile. Si noti: il consumo costante per la produzione (in grigio), il consumo variabile per la climatizzazione invernale (in azzurro) ed estiva (in rosa). L'andamento del consumo variabile segue quello della variazione della temperatura esterna, qui espresso in ΔT . Elaborazione personale.

A integrazione e verifica delle risposte al questionario da parte delle aziende campionate circa l'utilizzo interno dell'energia, si è proceduto in primo luogo alla definizione dei profili di consumo giornaliero medio mensile, sia elettrici che termici e successivamente al confronto tra questi e i profili di variazione mensile delle temperature (ΔT).

Calcolo dei Profili di consumo giornaliero medio mensile [kWh/gm]

Il profilo di consumo giornaliero medio mensile è stato preferito al profilo di consumo mensile poiché consente di correggere il dato rispetto alla variabilità del numero di ore lavorate nei diversi mesi dell'anno. Il consumo giornaliero medio mensile elettrico [kWh_{el}/gm] e termico [kWh_{th}/gm] è stato calcolato dividendo il dato di input di consumo totale mensile elettrico [kWh_{el}/gm] e termico [kWh_{th}/gm], per il numero di giorni lavorati in ogni mese [gg_{lav}/m], secondo quanto specificato dall'orario lavorativo e dal calendario delle festività di ciascuna azienda.

Calcolo dei profili di variazione mensile delle temperature (ΔT)

I dati di input necessari a questa analisi sono:

- le temperature esterne medie mensili dell'anno di riferimento (2017), relative alle stazioni metereologiche presenti sul territorio (fonte dati: ARPA [87]);
- la localizzazione delle stazioni metereologiche e delle sedi di ciascuna azienda (coordinate geografiche e altitudine [m s.l.m.]);
- layer "punti quotati" contenuto nella CTR-BDTRE vettoriale in scala 1:10.000, scaricabile in formato (.shp) dal Geoportale della Regione Piemonte [118];

Dopo aver geo riferito la localizzazione delle aziende e delle stazioni metereologiche tramite coordinate, con lo strumento *matrice di distanza* del software Gis, per ciascuna azienda è stata individuata la stazione metereologica più vicina. Nel caso non si fosse a conoscenza dell'altitudine dell'azienda, è possibile ricavare tale informazione con lo stesso strumento Gis di cui sopra: intersecando il punto riferito alle coordinate dell'azienda con il layer "punti quotati" della CTR si ottiene l'indicazione del punto quotato associato a quello dell'azienda.

Calcolo della Temperatura esterna media corretta ($T_{m,est,corr}$)

Come previsto dalla norma UNI 10349-1:2016 [125], le temperature esterne medie mensili delle stazioni metereologiche ($T_{stazione\ rif.}$) associate alle aziende devono essere corrette (T_{corr}) in funzione della differenza di altitudine tra azienda (Z_{Az}) e stazione di riferimento ($Z_{stazione\ rif.}$), mediante la seguente formula:

$$(1.) \quad T_{\text{corr}} [^{\circ}\text{C}] = [T_{\text{stazione rif.}} - (Z_{\text{AZ}} - Z_{\text{rif.}}) * d]$$

con $d=1/178$ [$^{\circ}\text{C}/\text{m}$] fattore di correzione applicato per le località site nella provincia di Torino, come indicato dal prospetto 5 della medesima UNI.

Calcolo della differenza di Temperatura (ΔT)

Il ΔT è definito come la differenza tra la temperatura dell'ambiente interno e la temperatura media dell'aria esterna, già corretta per altitudine. La temperatura interna all'edificio è convenzionalmente fissata alla temperatura di riferimento per il comfort termico invernale ($T_{\text{int,inv}} = 20$ $^{\circ}\text{C}$) ed estivo a ($T_{\text{int,est}} = 26$ $^{\circ}\text{C}$). Pertanto, occorre calcolare il ΔT della stagione invernale o di riscaldamento (ΔT_{inv}) e quello della stagione estiva o di raffrescamento (ΔT_{est}), mediante le seguenti formule:

$$(2.) \quad \Delta T_{\text{inv}} [^{\circ}\text{C}] = [T_{\text{int,inv}}(20^{\circ}\text{C}) - T_{\text{corr}}]$$

$$(3.) \quad \Delta T_{\text{est}} [^{\circ}\text{C}] = [T_{\text{corr}} - T_{\text{int,est}}(26^{\circ}\text{C})]$$

Il calcolo del ΔT mensile avviene distinguendo i mesi relativi alla stagione di riscaldamento o raffrescamento in base alla zona climatica della località in esame, secondo quanto indicato dalla norma vigente [100].

Plottando in grafici i profili di consumo giornaliero medio mensile [kWh/gm] e la variazione mensile del ΔT , il risultato della comparazione consente di distinguere il consumo mensile per la produzione (costante) e quello variabile per la climatizzazione in accordo alla variazione mensile delle temperature.

Integrando le informazioni dei grafici con le informazioni ottenute tramite questionari, è stato possibile per ogni azienda compilare la Tabella 14 e descrivere l'utilizzo dell'energia dei macchinari di produzione e degli impianti di climatizzazione presenti secondo vettore energetico (elettrico e termico).

Tabella 14: Schema riassuntivo delle categorie di utilizzo dell'energia interna a ciascuna azienda, distinguendo il consumo per produzione, climatizzazione e servizi (ACS) e il vettore energetico utilizzato (elettrico o termico). Elaborazione personale.

	Produzione	Acqua calda sanitaria	Climatizzazione ambiente	
		(ACS)	Invernale	Estiva
Energia elettrica				
Energia termica				

Confrontando i risultati delle diverse aziende si è proceduto raggruppando quelle con profili di utilizzo simili. In totale sono state individuate 3 categorie di utilizzo per l'energia elettrica e 4 per l'energia termica, come riassunto in Figura 38.

	Categoria	Consumo costante		Climatizzazione		N. aziende
		Produzione	Acs	Invernale	Estivo	
En. Elettrica	I					14
	II					5
	III					1
En. Termica	I					7
	II					4
	III					4
	IV					1

Figura 38 – Schema riassuntivo delle diverse categorie di utilizzo dell'energia presenti nel campione di aziende analizzato, secondo vettore: 3 categorie per l'energia elettrica (in azzurro) e 4 per l'energia termica (in rosa). Nella colonna a destra è indicato il numero di aziende tra quelle campionate che possiedono il profilo di utilizzo relativo a ciascuna categoria. Per le categorie rappresentate da una sola azienda non è stato possibile creare modelli di previsione. Elaborazione personale.

Avendo a disposizione i dati di consumo mensile reali delle aziende campionate, è possibile quantificare per ciascuna il contributo del consumo costante (per la produzione e il servizio acs) [kWh_{CS}] e quello variabile (per la climatizzazione degli ambienti) [kWh_{CL}] sul consumo energetico totale [$\text{kWh}_{\text{CS+CL}}$]. A tale scopo sono state selezionate le variabili che intercorrono alla definizione di tali consumi e costituiscono il *virtual asset* da inserire nei modelli.

Le formule seguenti sono state utilizzate considerando il profilo di consumo giornaliero medio mensile sia nella valutazione dell'energia elettrica [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{gm}$] che dell'energia termica [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{gm}$], tenendo presente che, nei casi

esaminati, alla prima è associato il consumo per la climatizzazione estiva (condizionatori) e alla seconda quello per la climatizzazione invernale (caldaie).

Virtual asset per la quota di consumo costante e dimensionamento

Per la definizione dell'ammontare del consumo costante per la produzione [kWh_{CS}] si procede individuando fra i mesi esclusi dalla stagione di riscaldamento o raffrescamento, quello con il consumo giornaliero medio mensile [kWh/gm] più basso e si ipotizza tale consumo coincidere con quello costante per la produzione [kWh_{CS}/gm].

Virtual asset per la quota di consumo variabile e dimensionamento

Per la definizione dell'ammontare del consumo variabile per la climatizzazione [kWh_{CL}] si utilizza la formula validata in letteratura (4.).

$$(4.) \quad kWh_{CL} = \left[Area * \frac{H}{m^2} * GG_{orari} \right]$$

con Area [m²] si intende la superficie lorda riscaldata dell'edificio;

con H [W/K] si intende il coefficiente di dispersione termica dell'involucro edilizio, definito come la sommatoria, per tutti i componenti edilizi dell'involucro, della trasmittanza (U) [W/m²K] del singolo componente edilizio moltiplicato per la relativa superficie disperdente (A) [m²], secondo la formula:

$$(5.) \quad H \left[\frac{W}{K} \right] = \Sigma[U * A]$$

con GG i gradi giorno orari [°C] definiti dalla seguente formula:

$$(6.) \quad GG [°C] = [h * \Delta T_{gm}]$$

dove h [ore/giorno] sono le ore di funzionamento giornaliero dell'impianto di climatizzazione, considerate coincidenti con l'orario lavorativo giornaliero mensile dell'azienda. Calcolate come il prodotto tra numero di giorni lavorati nel mese (n_{gg}), numero di turni lavorativi al giorno (n_t) e numero di ore per turno, sono descritte dalla seguente formula (7.). Facendo riferimento all'orario della settimana tipo e al calendario delle festività annuali è possibile distinguere il diverso numero di turni e ore lavorative giornaliere distinguendo giorni feriali e festivi e assumendo convenzionalmente la durata di otto ore per turno.

$$(7.) \quad h [h/g] = [n_{gg} * n_t * 8]$$

e ΔT_{gm} [°C] equivale alla differenza tra la temperatura media giornaliera mensile dell'aria esterna e la temperatura interna (T_{int}) di riferimento per la stagione di climatizzazione considerata. La temperatura esterna è sempre associata alla stazione meteorologica di riferimento, scaricabile dal portale ARPA [87] ed è corretta per altitudine secondo la formula (1.). Le formula utilizzata per il calcolo del delta invernale ΔT_{gm,inv} ed estivo ΔT_{gm,est} sono le seguenti:

$$(8.) \quad \Delta T_{gm,inv} [°C] = [T_{int,inv}(20°C) - T_{corr}]$$

$$(9.) \quad \Delta T_{gm,est} [°C] = [T_{corr} - T_{int,est}(26°C)]$$

Avendo individuato per tutte le aziende il consumo giornaliero medio mensile costante [kWh_{CS}/gm] si sottrae tale valore al consumo giornaliero medio mensile totale [kWh_{CS+CL}/gm], ripetendo l'operazione per ogni mese dell'anno e si ricava il consumo giornaliero medio mensile variabile [kWh_{CL}/gm].

Disponendo delle informazioni riguardanti il consumo giornaliero medio mensile per la climatizzazione [kWh_{CL}/gm], l'area e l'orario lavorativo e il ΔT giornaliero mensile, si utilizza la formula seguente (10.), quale inversa della formula trovata in letteratura (4.) per determinare il valore del coefficiente di dispersione H, unico termine ignoto.

$$(10.) \quad H \left[\frac{W}{m^2 K} \right] = \left[\frac{kWh_{CL} / gm}{Area * GG_{orari}} \right]$$

In seguito alla definizione del coefficiente H per ciascuna azienda, è possibile determinare una suddivisione delle aziende recanti valori di H simili: in questo caso tale classificazione coincide con quella per settore; pertanto, ad ogni settore è stato associato un valore di H corrispondente, da utilizzare quale *virtual asset* in fase di modellazione insieme alle variabili area e gradi giorno orari.

3 - Modellazione

La prima parte della modellazione consiste nel dimensionamento di tutte le variabili individuate necessarie all'elaborazione del modello al fine di determinare, per le aziende che lo prevedono, l'ammontare della quota di consumo per produzione [kWh_{CS}] e climatizzazione [kWh_{CL}] e il rispettivo contributo al consumo totale [kWh_{CS+CL}]. A partire dai dati di input reali (real asset) si è proceduto nel calcolo dei diversi profili di consumo in modo parallelo per l'energia termica ed elettrica e una volta disposto di tutte le informazioni necessarie ogni profilo è stato declinato alle diverse scale di dettaglio temporale (annuale, mensile e giornaliero medio mensile). L'intero procedimento è stato finalizzato all'individuazione del coefficiente H [kWh/m²K] ed è riassunto nello schema in Figura 40.

4 – Validazione del modello

La seconda parte della fase di modellazione consiste nella validazione del modello. La procedura elaborata viene utilizzata per la stima dei consumi annuali e mensili delle aziende già note e per il successivo confronto tra i dati reali (real asset) e quelli stimati a partire dal virtual asset. La valutazione viene fatta osservando il valore dell'errore relativo assoluto che, misurando lo scarto tra i valori confrontati, deve risultare statisticamente accettabile. La prima versione del modello, non risultando accettabile, ha previsto la fase di calibrazione delle variabili scelte: il valore della temperatura interna per il comfort termico estivo è stata modificata a 21°C, sulla base delle temperature medie esterne del territorio oggetto di studio. La seconda versione del modello è risultata accettabile in fase di validazione, poiché, come mostrato dal grafico in Figura 39, i valori di consumo reali (real asset) rappresentati come punti sul grafico, si discostano in maniera statisticamente accettabile dalla linea che rappresenta l'andamento dei valori di consumo stimati.

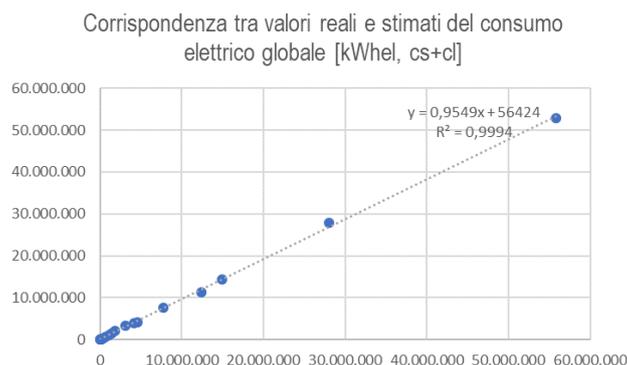


Figura 39 – Disposizione dei valori di consumo reali (punti azzurri) secondo l'andamento dei consumi stimati rappresentato dalla linea (in grigio).
Elaborazione personale.

Modello validato

Il modello validato può essere applicato ad una qualsiasi azienda con sede nel territorio oggetto di studio e rende possibile stimare i relativi profili di consumo di energia elettrica e termica, suddividendo la quota di consumo costante per la produzione e quella variabile per la climatizzazione, nonché declinarli alle diverse scale di dettaglio temporale (annuale, mensile e giornaliero medio). L'intero procedimento è riassunto nello schema in Figura 40. La colonna *Dati di input* elenca le informazioni necessarie da reperire e sono state scelte in maniera da risultare disponibili e facilmente accessibili. Le successive colonne descrivono attraverso quali strumenti è possibile trasformare i dati di input nelle *virtual asset* da inserire nel modello. Le variabili della colonna *Ipotesi* sono definite attribuendo all'azienda in esame il valore calcolato per le aziende che costituiscono il modello, secondo il settore di appartenenza, mentre quelle della colonna *Calcolo* vengono dimensionate sulla base delle formule (1.), (2.), (3.) e (6.), descritte in questo capitolo. A seguito della rappresentazione delle diverse categorie di utilizzo dell'energia in cui è inscrivibile l'azienda in esame, sono elencati i diversi modelli di consumo calcolabili (colonna *Modello*) e le formule ad essi associate (colonna *f(x)*) esplicitate ai paragrafi *Modello Cel_AZ* e *Modello Cth_AZ* rispettivamente nel caso dei profili di consumo di energia elettrica e termica.

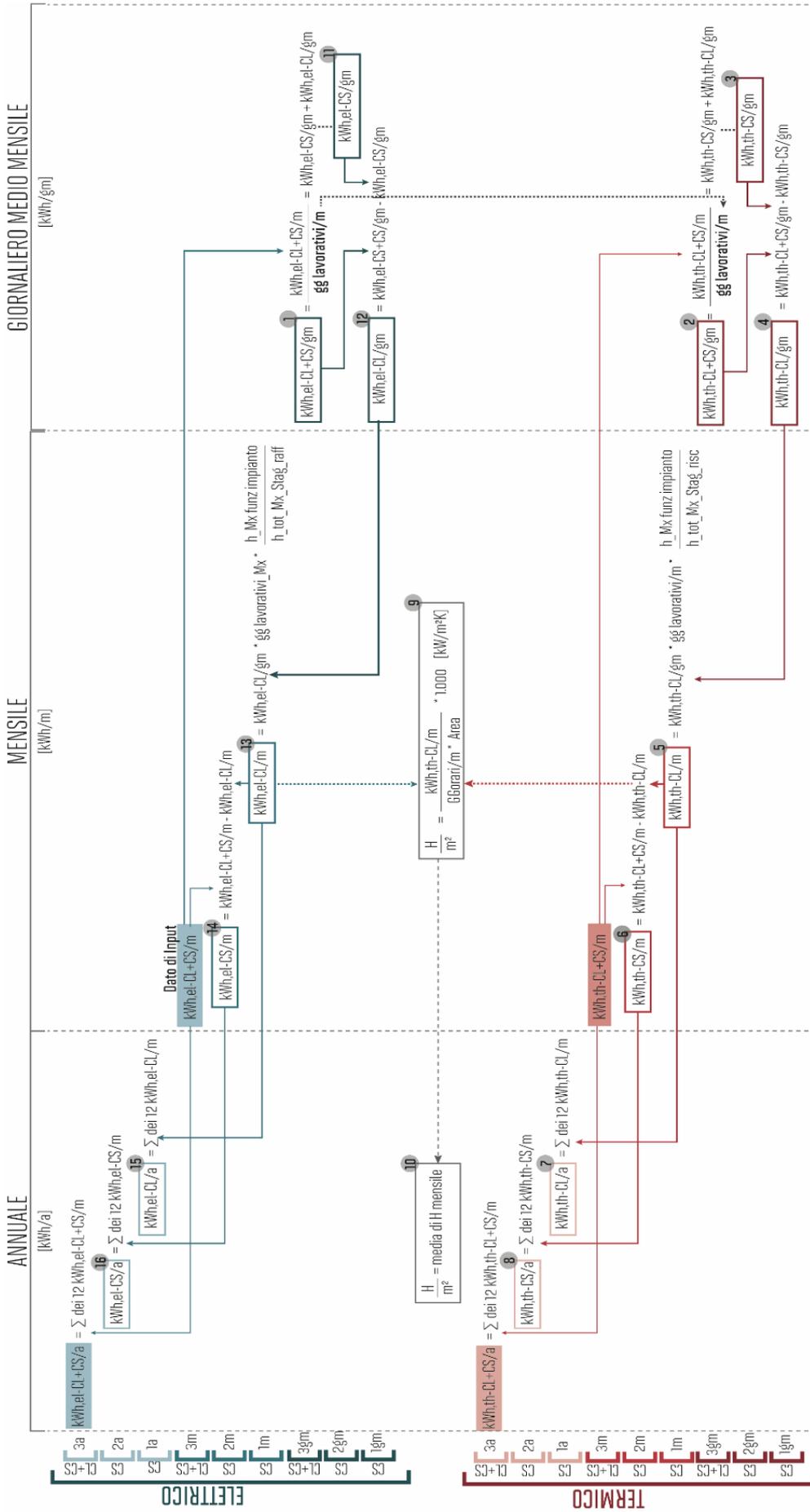


Figura 40 – Schema riassuntivo del procedimento utilizzato per l'elaborazione del modello e il calcolo del coefficiente H [kWh/m²K]. Le tre colonne indicano il diverso grado di dettaglio temporale dei dati di consumo (annuale, mensile e giornaliero medio mensile). Per entrambe le valutazioni di energia elettrica e termica sono specificati (a sinistra): la quota di consumo costante per la produzione (CS), quella per la climatizzazione (CL) e la lettera indica il dettaglio temporale (a-anno, m-mese, gm-giornaliero medio mensile). I profili di consumo sono riquadrati ed è esplicitata la formula con cui sono stati calcolati; i dati di input (real asset) sono evidenziati ed è indicato il Dato di input quale dato di partenza per lo svolgimento del processo. Le frecce indicano le relazioni tra le diverse formule e l'ordine del procedimento è indicato dai numeri cerchiati in grigio.

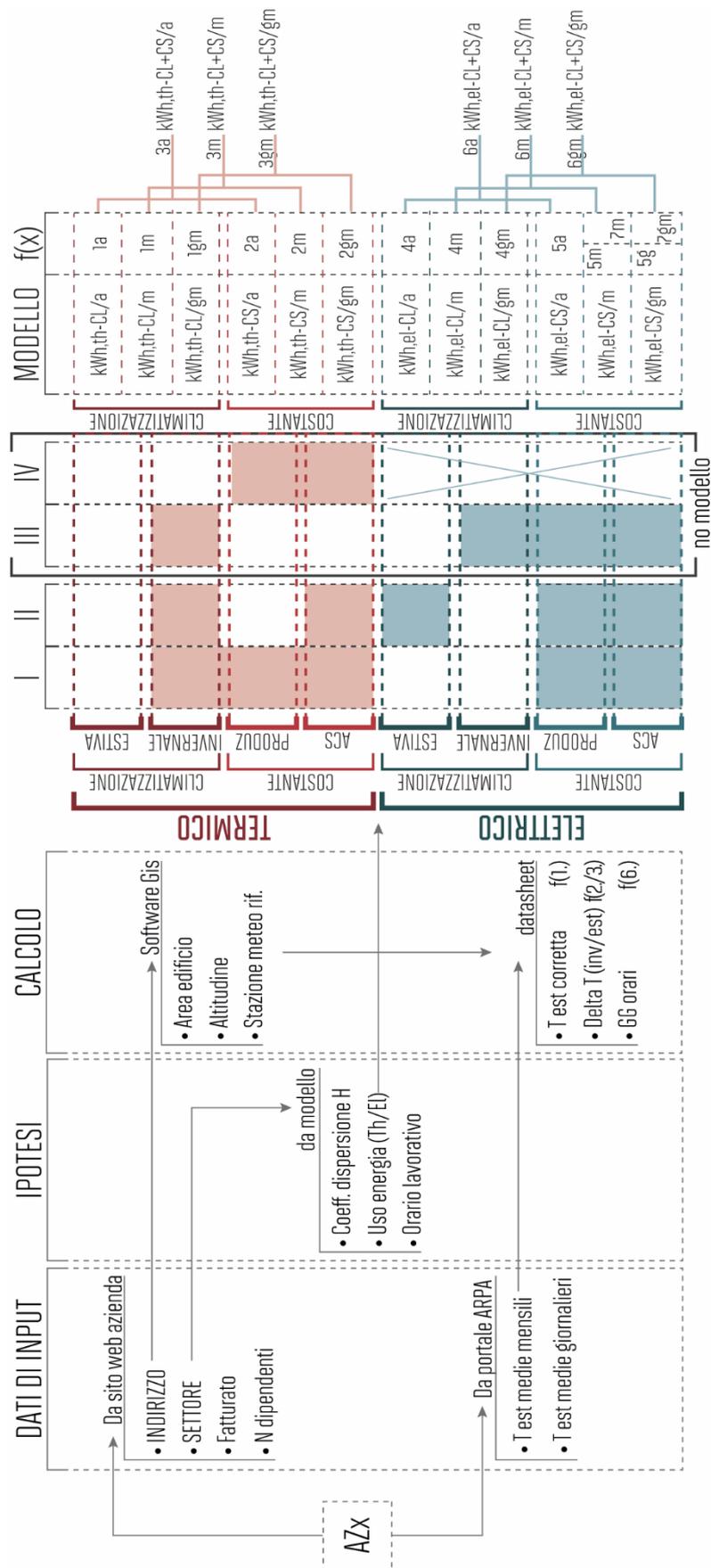


Figura 41 – Schema riassuntivo del modello validato nel presente studio per la determinazione dei consumi energetici delle aziende . Elaborazione personale

Modello Cel AZ: Consumo di energia elettrica

Tale modello si applica alle aziende di categoria di utilizzo dell'energia elettrica I e II. Le variabili scelte quali dati di input sono i gradi giorno orari, l'area riscaldata dell'edificio e il coefficiente di dispersione termica per la stagione di raffrescamento secondo il settore dell'azienda. Nel caso di aziende di categoria I, non disponendo di consumi per la climatizzazione, si procede con la stima del consumo annuale per la produzione [kWh_{el-CS}/a], che risulta coincidere con il consumo totale. Il calcolo viene eseguito attraverso l'utilizzo del modello di regressione lineare generalizzato (11.), che consente di stimare il consumo kWh_{el-CS}/a (variabile dipendente) ed è così descritto:

$$(11.) \quad \text{kWh}_{\text{el-CS}} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right] = \beta_0 + \beta_1 * \text{Area} = +\beta_1 * \text{Area}$$

dove β_0 è l'intercetta, β_1 è il coefficiente angolare che viene moltiplicato per l'Area [m²] (variabile indipendente).

I valori di β_0 e β_1 sono stati definiti precedentemente, attraverso prove successive a partire dai dati di input reali (real asset): utilizzando il metodo dei minimi quadrati, disponibile attraverso lo strumento *Risolutore* del foglio di calcolo *Excel*, i valori di β_0 e β_1 sono stati ottimizzati al fine di rendere minimo il valore della somma degli errori assoluti tra dati di consumo reale e dati di consumo stimati. Nel caso di aziende di categoria II, oltre alla formula (11.), è necessario utilizzare la formula (4.) per la stima del consumo giornaliero medio mensile per la climatizzazione [kWh_{el-CL}/gm] per ogni mese della durata della stagione di raffrescamento. A partire dalla stima di questi due profili di consumo è possibile proseguire nel calcolo dei restanti profili di consumo alle diverse scale di dettaglio temporale, seguendo l'intero procedimento descritto nello schema in Figura 42.

▪ **Modello Cth AZ: Consumo di energia termica**

Tale modello si applica alle aziende di categoria di utilizzo dell'energia termica I e II. Le variabili scelte quali dati di input sono i gradi giorno orari, l'area riscaldata dell'edificio e il coefficiente di dispersione termica per la stagione di riscaldamento secondo il settore dell'azienda. Entrambe le categorie dispongono di consumi per la climatizzazione; pertanto, si procede utilizzando la formula (4.) per la stima del consumo giornaliero medio mensile per la climatizzazione [kWh_{th-CL}/gm] per ogni mese della durata della stagione di riscaldamento. A partire dalla stima di questo profilo, unitamente al calcolo del consumo totale annuale [kWh_{th-CS+CL}/a] con il modello di regressione lineare generalizzato (11.), i cui parametri β_0 e β_1 sono stati definiti come descritto nel *Modello Cel AZ*, è possibile proseguire nel calcolo dei restanti profili di consumo alle diverse scale di dettaglio temporale, seguendo l'intero procedimento descritto nello schema in Figura 43.

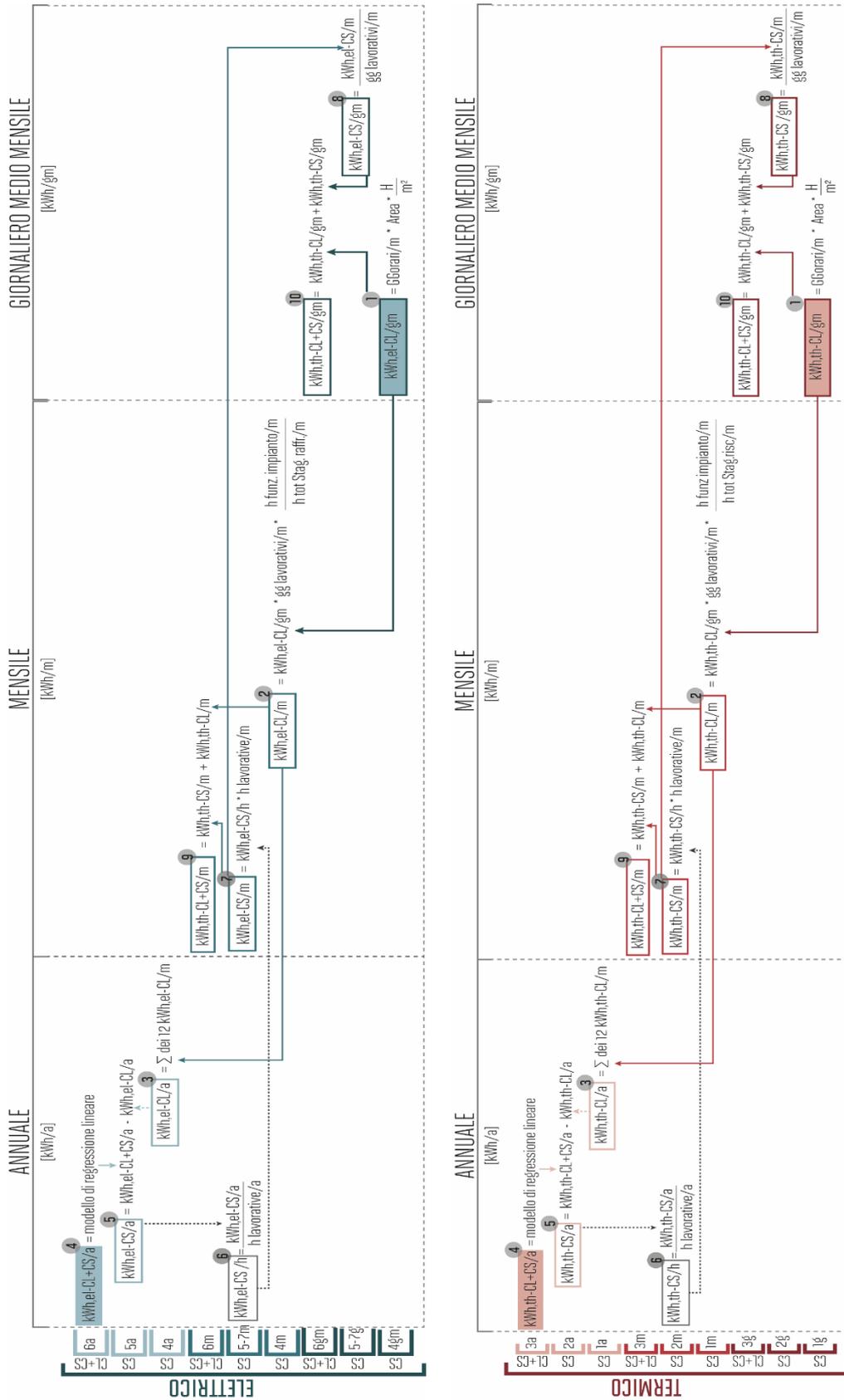


Figure 42 - 43 – Schema riassuntivo del procedimento utilizzato per la elaborazione del Modello Cel_AZ (in alto) e del Modello Cth_AZ (in basso). Le tre colonne indicano il diverso grado di dettaglio temporale del dato di consumo (annuale, mensile e giornaliero medio mensile). Per entrambe le valutazioni di energia elettrica e termica sono specificati (a sinistra): la quota di consumo costante per la produzione (CS), quella per la climatizzazione (CL) e il consumo totale (CL+CS). L'informazione in parentesi quadra è associata al profilo di consumo calcolato alla riga corrispondente: il numero è associato alla quota di consumo (1-CL, 2-CS, 3-CL+CS) e la lettera indica il dettaglio temporale (a-anno, m-mese, gm-giornaliero medio mensile). I profili di consumo sono riquadrati ed è esplicitata la formula con cui sono stati calcolati; i dati di input (real asset) sono stati utilizzati per calcolare i profili di consumo (evidenziati in azzurro per l'elettrico e in rosa per il termico) a partire dai quali è possibile calcolare i restanti profili seguendo l'ordine delle frecce e i numeri cerchiati in grigio in corrispondenza di ogni profilo considerato. Elaborazione personale.

15.1.2. UTENZE MUNICIPALI (MUN)

▪ **Modello Cel Mun IP: Consumo di energia elettrica per l'illuminazione pubblica (IP)**

Il dato di input consiste nella quantità di energia elettrica consumata nell'anno dal settore "Illuminazione pubblica" in ciascuno dei comuni dell'area in studio, coincidente con il dato di consumo elettrico annuale [kWh_{el}/a]. Tale dato si riferisce alla scala comunale e ha origine dal database che la Regione Piemonte riceve dall'ente distributore di energia elettrica sul territorio (Enel Distribuzione S.p.A.). Per procedere nella definizione del consumo elettrico alle diverse scale di dettaglio temporale, è stato necessario calcolare le ore giornaliere [h/g] di utilizzo del servizio a partire dagli orari di accensione e spegnimento previste per il servizio di illuminazione pubblica nell'area nord-occidentale del territorio nazionale, così come prescritto nella delibera n.52/04 dall'ARERA [90]. Successivamente è stato calcolato il monte ore mensile di utilizzo per i 12 mesi [h/m] la cui somma dà indicazione delle ore di utilizzo annuali [h/a]. Per ottenere profili di utilizzo mensili, giornalieri e orari, i valori sono stati espressi in termini percentuali sul totale annuale.

Calcolo del Consumo elettrico mensile [kWh_{el}/m]

Il consumo mensile [kWh_{el}/m] è stato calcolato distribuendo il dato di consumo annuale [kWh_{el}/a] secondo il profilo mensile di utilizzo precedentemente calcolato.

Calcolo del Consumo elettrico giornaliero [kWh_{el}/g]

Il consumo giornaliero è stato calcolato dividendo il consumo mensile [kWh_{el}/m] per il numero di giorni in ciascun mese. Inoltre, a partire dal consumo annuale è stato calcolato il consumo giornaliero medio per ogni stagione dell'anno, calcolando opportunamente le ore di accensione di ogni stagione quale somma dei giorni corrispondenti [kWh_{el}/gm_stag].

Calcolo del Consumo elettrico orario [kWh_{el}/h]

Per i consumi orari riferiti ai 12 giorni tipo, come descritti in Tabella 12, è stato calcolato un solo giorno tipo per stagione, non essendoci differenza di utilizzo tra giorni feriali e festivi. Il consumo orario relativo ad ogni stagione è stato ottenuto dividendo il consumo giornaliero medio [kWh_{el}/gm_stag] per il numero di ore giornaliere di accensione [h/g].

▪ **Modello Cel Mun ED: Consumo di energia elettrica per edifici comunali (ED)**

Il dato di input consiste nella quantità di energia elettrica consumata nell'anno dal settore "Edifici, attrezzature/impianti terziari e comunali" in ciascuno dei comuni dell'area in studio e coincide con il dato di consumo elettrico annuale [kWh_{el}/a]. Il dato è riferito alla scala comunale e ha origine dal database che la Regione Piemonte riceve dall'ente distributore di energia elettrica sul territorio (Enel Distribuzione S.p.A.).

Calcolo del Consumo elettrico mensile [kWh_{el}/m]

Il consumo elettrico mensile è stato stimato distribuendo il consumo annuale secondo il profilo mensile di riferimento, espresso in termini percentuali. Il profilo di consumo medio mensile è stato calcolato come media dei consumi mensili aggregati degli edifici comunali dei comuni che hanno risposto al questionario d'indagine, in rapporto al consumo annuale. Sono stati aggregati tra loro edifici diversi fra loro per tipologia, consumi e tempi di utilizzo giornalieri e stagionali.

▪ **Modello Cth Mun: Consumo di energia termica comunale**

Il dato di input principale consiste nella quantità di energia termica consumata nell'anno dal settore "Attività di servizio pubblico" in ciascuno dei comuni dell'area in studio e coincide con il dato di consumo termico annuale [kWh_{th}/a] espresso nell'unità di misura dello standard metro cubo [smc/a]. Tale valore è stato convertito nell'unità di misura del chiloWattora [kWh/a] secondo il parametro di riferimento precedentemente utilizzato (9,779 kWh/smc). I dati di consumo sono riferiti alla scala comunale e hanno origine dal database che la Regione Piemonte riceve dai diversi enti distributore di energia termica sul territorio. Per procedere nella definizione del consumo termico alle diverse scale di dettaglio temporale, è stato necessario acquisire ulteriori dati di input. Dall'analisi territoriale svolta in fase preliminare, per ciascun comune dell'area in studio è stato ricavato il dato di altitudine media [m s.l.m.], il valore dei gradi giorno [GG] e la relativa attribuzione della zona climatica. Per ciascun comune, con lo strumento *matrice di distanza* del software GIS, descritto precedentemente nel paragrafo relativo alle utenze aziendali, è stata individuata la stazione meteorologica

più vicina da cui acquisire, attraverso l'applicazione di ARPA Piemonte [87], i relativi dati necessari al modello: altitudine [m s.l.m.] della stazione meteo; temperature medie mensili e giornaliere [°C] dell'anno di riferimento.

Correzione delle Temperature medie esterne

Prima di procedere al calcolo, le temperature medie esterne, mensili e giornaliere, rilevate dalla stazione meteorologica di riferimento sono state corrette secondo la formula (1.) descritta nel paragrafo relativo alle utenze aziendali. Successivamente è stata calcolata la differenza di temperatura (ΔT) mensile e giornaliera (per ciascun mese), come indicato dalle formule (2.) e (3.) Il risultato per ciascun mese è stato trasformato in valore percentuale sul totale, ottenendo il profilo di distribuzione del consumo termico mensile. Quello giornaliero è stato calcolato in accordo con la durata della stagione di riscaldamento, che varia in relazione alla zona climatica del comune, come riportato dalla Tabella 9.

Calcolo del Consumo termico mensile [kWh_{th}/m]

Il consumo mensile [kWh_{th}/m] è stato calcolato distribuendo il dato di consumo annuale [kWh_{th}/a] secondo i profili di consumo termico mensile per ciascun mese.

Calcolo del Consumo termico giornaliero [kWh_{th}/g]

Il consumo giornaliero [kWh_{th}/g] è stato calcolato distribuendo per ogni mese della stagione di riscaldamento il dato di consumo mensile [kWh_{th}/m] secondo il profilo di distribuzione del consumo termico giornaliero.

Successivamente è stato ottenuto il consumo giornaliero medio mensile [kWh_{th}/gm] della stagione di riscaldamento [kWh_{th}/gm_{stag_risc}] o nelle quattro stagioni [kWh_{th}/gm_{stag}], nel caso di comuni in zona climatica F, dove è previsto che il riscaldamento possa essere attivo tutto l'anno senza limitazioni.

Calcolo del Consumo termico orario [kWh_{th}/h]

Per il calcolo dei consumi orari riferiti ai 12 giorni tipo (Tabella 12), il consumo medio giornaliero di ogni giorno tipo [kWh_{th}/gm] è stato suddiviso nel numero di ore di accensione giornaliera consentito dalla normativa vigente [100] a seconda della zona climatica di appartenenza (Tabella 9). La distribuzione del consumo orario nelle diverse ore del giorno e la scelta dell'orario di accensione e spegnimento è stata effettuata arbitrariamente considerando la variazione della temperatura nell'arco della giornata.

15.1.3. UTENZE DOMESTICHE (DOM)

▪ **Modello Cel DOM: Consumo di energia elettrica**

Il dato di input consiste nella quantità di energia elettrica consumata nell'anno dal settore "Edifici residenziali" in ciascuno dei comuni dell'area in studio e coincide con il dato di consumo elettrico annuale [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{a}$]. Tale dato si riferisce alla scala comunale e ha origine dal database che la Regione Piemonte riceve dall'ente distributore di energia elettrica sul territorio (Enel Distribuzione S.p.A.).

Calcolo del Consumo elettrico mensile [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{m}$]

Il consumo elettrico mensile è stato stimato distribuendo il dato di consumo annuale in funzione del profilo mensile di riferimento, espresso in termini percentuali. Tale dato, che descrive il profilo mensile di consumo per un'utenza domestica tipo, è stato ottenuto da Acea Pinerolese Energia (APE) S.r.l. [83] sulla base di un campione di 378 utenze domestiche del territorio oggetto di studio.

Calcolo de Consumo elettrico orario [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{h}$]

Il consumo elettrico orario [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{h}$] dell'utenza domestica tipo è stato acquisito quale dato reale, fornito dalla stessa Acea Pinerolese Energia (APE) S.r.l. [83] che ha calcolato il consumo orario medio [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{h}$] su un campione di 378 utenze domestiche del territorio oggetto di studio per ciascuno dei 12 giorni tipo selezionati (Tabella 4). A partire da questo dato si è proceduto trasformando tale profilo in valore percentuale calcolando il consumo relativo ad ogni ora del giorno in rapporto al consumo giornaliero totale.

Calcolo del Consumo elettrico giornaliero [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{g}$]

Il consumo elettrico giornaliero [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{g}$] è stato calcolato come somma del consumo orario [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{h}$] nelle 24 h di ciascuno dei 12 giorni tipo. Tale dato, riferito alla singola utenza domestica, è stato moltiplicato per il numero di utenze presenti nell'area considerata, suddiviso alla scala comunale, che corrisponde all'indice statistico "numero di famiglie in abitazione", reperito dal censimento ISTAT del 2011. Per verificare la validità di questo dato si è proceduto calcolando, per ciascun comune, il numero medio di persone per famiglia come rapporto tra il numero di residenti totali e il "numero di famiglie in abitazione". Il risultato è stato comparato con il numero medio di persone per famiglia a scala regionale reperibile dal censimento ISTAT 2011 [107].

▪ **Modello Cth DOM: Consumo di energia termica**

Il dato di input principale consiste nella quantità di energia termica consumata nell'anno dal settore "Domestico" in ciascuno dei comuni dell'area oggetto di studio e coincide con il dato di consumo termico annuale [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{a}$] espresso nell'unità di misura dello standard metro cubo [smc/a]. Tale valore è stato convertito nell'unità di misura del chiloWattora [kWh/a] secondo il parametro di riferimento precedentemente utilizzato (9,779 kWh/smc). I dati di consumo si riferiscono alla scala comunale e hanno origine dal database che la Regione Piemonte riceve dagli enti distributori di energia termica. Per il calcolo del consumo declinato alle diverse scale di dettaglio temporale si rimanda all'intera procedura descritta per il modello di calcolo dei consumi termici relativi alle utenze municipali (*modello Cth_MUN*).

Calcolo delle utenze domestiche prosumer

Le utenze domestiche prosumer sono state individuate a partire dalle informazioni ricavate dal portale Atlaimpianti [103]. Per ciascun comune del territorio oggetto di studio è stato selezionato il numero di impianti domestici (pannelli fotovoltaici) assumendo che ad ogni proprietà dichiarata al Gestore corrisponda una utenza domestica, ovvero un codice di consegna utente (POD). Tale dato è stato fatto corrispondere al numero di utenze domestiche prosumer ed è stato confrontato con l'informazione dell'indice statistico *Numero di Famiglie in Abitazione*, ricavata dal portale ISTAT [107] il cui significato coincide con il numero di utenze domestiche residenziali totali.

15.2. MODELLI DI PRODUZIONE

15.2.1. IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

- **Modello Pel BG: Impianti a biogas**

Il dato di input utilizzato è la potenza installata dell'impianto espressa in chiloWatt [kW], reperito dal portale di Atlaimpianti [103]. Per questa tecnologia si ipotizza un utilizzo dell'impianto costante nelle ore e nei giorni di ogni mese dell'anno.

Calcolo della Produzione elettrica annua [kWh_{el}/a]

La produzione annua [kWh_{el}/a] si ottiene dalla moltiplicazione della potenza installata [kW] per il numero di ore di funzionamento dell'impianto [h/a]. La variabile necessaria è definita "Numero di ore equivalenti" ed equivale per gli impianti di questa tipologia a 6000 h/a, come indicato nel Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) [121]. Tale dato consente di stimare il numero di giorni all'anno di funzionamento dell'impianto in 250 [gguso/a].

Calcolo della Produzione elettrica giornaliera [kWh_{el}/g]

La produzione giornaliera [kWh_{el}/g] si ottiene dividendo la produzione annuale [kWh_{el}/a] per il numero di giorni di funzionamento annuali [gguso/a].

Calcolo della Produzione elettrica mensile [kWh_{el}/m]

Per il calcolo della produzione mensile [kWh_{el}/m] si rende dapprima necessario stimare il profilo di produzione mensile distribuendo il dato di 250[gg/a] nei diversi mesi dell'anno in relazione al numero di giorni totali di ogni mese (gg tot mesex: 365gg/a = gg uso mese x: 250gg/a), ottenendo così il numero di giorni lavorati in ciascun mese [gguso/m] che moltiplicato per la produzione giornaliera [kWh_{el}/g] consente di calcolare la produzione mensile per ogni mese dell'anno [kWh_{el}/m].

Calcolo della Produzione elettrica oraria [kWh_{el}/h]

La produzione oraria [kWh_{el}/h] si ottiene dividendo la produzione giornaliera [kWh_{el}/g] per il numero di ore di funzionamento ipotizzate [24 h/g].

- **Modello Pel BM: Impianti a biomassa**

Il dato di input utilizzato è la potenza installata dell'impianto espressa in chiloWatt [kW], reperito dal portale di Atlaimpianti [103]. Per questa tecnologia si ipotizza un utilizzo dell'impianto costante nelle ore e nei giorni di ogni mese dell'anno; pertanto si rimanda all'intero procedimento del *Modello Pel_BG*. Occorre indicare però il diverso valore del numero di ore equivalenti indicato dal PEAR [121] che per questo sistema tecnologico prevede 8000 h/a ore di funzionamento annuale e il conseguente numero di giorni annuali di funzionamento pari a 333 [gguso/a].

- **Modello Pel HAF: Impianti idroelettrici ad acqua fluente**

Gli impianti idroelettrici classificati come impianti ad acqua fluente (a.f.) si basano sullo sfruttamento della portata naturale e disponibile di un corso d'acqua o di condotte artificiali esistenti, come il sistema del servizio di acquedotto. La principale differenza tra i due casi sta nella costanza nel tempo della portata e nella disponibilità stagionale della risorsa. Il dato di input utilizzato è la potenza installata dell'impianto espressa in chiloWatt [kW], reperito dal portale di Atlaimpianti [103]. Tutti gli impianti di produzione presenti sono stati calcolati facendo riferimento al profilo di produzione mensile di un impianto rappresentativo del territorio, ipotizzando una variazione stagionale della portata d'acqua simile a tutti i corsi d'acqua presenti.

Calcolo della Produzione elettrica annua [kWh_{el}/a]

La produzione annua [kWh_{el}/a] si ottiene dalla moltiplicazione della potenza installata [kW] per il numero di ore di funzionamento dell'impianto [h/a]. La variabile necessaria fa sempre riferimento al "Numero di ore equivalenti" suggerito dal PEAR [121] per il sistema tecnologico considerato ed equivale a 3000 h/a.

Calcolo della Produzione elettrica mensile [kWh_{el}/m]

Il calcolo della produzione mensile [kWh_{el}/m] consiste nella distribuzione del dato di produzione annuale [kWh_{el}/a] secondo il profilo di funzionamento mensile di riferimento, espresso in termini percentuali. Tale profilo è stato ricavato a partire dai dati reali messi a disposizione da un'azienda produttrice situata nel territorio oggetto di studio.

Calcolo della Produzione elettrica giornaliera [kWh_{el}/g]

Per il calcolo della produzione giornaliera [kWh_{el}/g] ci si è basati nuovamente sul profilo di produzione giornaliera di riferimento, ricavato a partire dai dati reali forniti dalla stessa azienda di cui sopra. I dati reali di produzione giornaliera, comunicati ed espressi in [kWh_{el}/g], si riferiscono a soli quattro mesi dell'anno (gennaio, aprile, luglio e ottobre) scelti come esemplificativi delle diverse stagionalità. Dopo aver calcolato la produzione media giornaliera [kWh_{el}/gm] per ciascuno dei quattro mesi si è proceduto alla trasformazione in termini percentuali ottenendo così quattro diversi profili di produzione di riferimento (giornalieri e stagionali). Questi moltiplicati per la produzione mensile del mese a cui si riferiscono [kWh_{el}/m], consentono di calcolare la produzione di ogni giorno del mese e di conseguenza la produzione media giornaliera del mese di riferimento per ciascuna stagione [kWh_{el}/g].

Calcolo della Produzione elettrica oraria [kWh_{el}/h]

La produzione oraria [kWh_{el}/h] si ottiene dividendo la produzione media giornaliera [kWh_{el}/g] per il numero di ore di funzionamento [24 h/g], avendo ipotizzate in questo caso un funzionamento giornaliero costante nelle 24 ore.

▪ **Modello Pel_HND: Impianti idroelettrici n.d.**

Con il termine impianti idroelettrici non determinati (n.d.) sono stati classificati tutti gli altri impianti presenti sul portale di Atlaimpianti [103], da cui è stato ricavato anche il dato di input della potenza installata dell'impianto espressa in chiloWatt [kW]. Tutti gli impianti sono stati intesi come impianti idroelettrici a bacino e per questa tecnologia è stato ipotizzato un utilizzo costante nelle ore e nei giorni di ogni mese dell'anno. Pertanto, per il calcolo della produzione di energia elettrica si rimanda all'intero procedimento descritto nel *Modello Pel_BG*. Occorre indicare però il diverso valore del numero di ore equivalenti indicato dal PEAR [121], che per questo sistema tecnologico prevede 3000 h/a ore all'anno di funzionamento e il conseguente numero di giorni annuali pari a 125 [gguso/a].

▪ **Modello Pel_PV: Impianti fotovoltaici**

Il dato di input utilizzato è la potenza installata dell'impianto [kWp], reperito dal portale di Atlaimpianti [103]. Gli impianti solari fotovoltaici sono stati suddivisi in due gruppi secondo la soglia della potenza installata maggiore ai 3 kWp per differenziare gli impianti domestici [<3kWp] e quelli non domestici [>3kWp] e ad entrambi si applica il seguente modello di calcolo. Per prima cosa si è proceduto sommando le potenze installate del numero degli impianti presenti in ciascuno dei comuni del territorio oggetto di studio. La scelta di mantenere la scala comunale è stata dettata dalla volontà di descrivere un modello più preciso di produzione, basato su valori di irradiazione solare calcolati per ciascun comune.

Calcolo della Produzione elettrica annua [kWh_{el}/a]

La produzione annua [kWh_{el}/a] si ottiene dalla moltiplicazione della somma delle potenze installate [kW] per il numero di ore di funzionamento dell'impianto [h/a]. La variabile necessaria fa sempre riferimento al "Numero di ore equivalenti" suggerito dal PEAR [121] per il sistema tecnologico considerato ed equivale a 1150 h/a.

Calcolo della Produzione elettrica mensile [kWh_{el}/m]

Il calcolo della produzione mensile [kWh_{el}/m] consiste nella distribuzione del dato di produzione annuale [kWh_{el}/a] secondo il profilo di funzionamento mensile di riferimento, espresso in termini percentuali. Tale profilo è stato ricavato a partire dall'analisi svolta con il software PVGIS [114] che ha permesso di calcolare la produzione annuale [kWh_{el}/a] e mensile [kWh_{el}/m] teorica per ogni kWp installato inserendo le coordinate geografiche di ciascuno dei comuni oggetto di studio. Tale profilo è stato poi trasformato ed espresso in termini percentuali; infine moltiplicato per il dato di produzione annuale [kWh_{el}/a] ha dato come risultato l'ammontare di energia elettrica prodotta mensilmente [kWh_{el}/m].

Calcolo della Produzione elettrica giornaliera [kWh_{el}/g]

Per il calcolo della produzione giornaliera [kWh_{el}/g] si è proceduto dividendo la produzione mensile totale [kWh_{el}/m] per il numero di giorni totali di ciascun mese dell'anno. Successivamente è stata calcolata la produzione media giornaliera per ogni mese [kWh_{el}/gm] quale media della produzione giornaliera di tutti i giorni di ogni mese. In seguito, è stata calcolata

la produzione media giornaliera per tutte e quattro le stagioni [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{gm_stag}$], quale media della produzione giornaliera mensile di tutti i mesi che compongono la stagione.

Calcolo della Produzione elettrica oraria [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{h}$]

La produzione oraria [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{h}$] è stata calcolata per quattro giorni tipo in relazione alle quattro stagioni. Per ciascuna stagione il dato di produzione media giornaliera stagionale [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{gm_stag}$] è stato distribuito secondo il profilo di produzione oraria di riferimento [%]. Questo profilo è stato calcolato a partire dal dato di input calcolato con il software PVGIS [114] del dato orario di irradianza solare [Wh/m^2] in ciascun comune del territorio considerato. Tale dato permette di confrontare secondo stagionalità la variazione della distribuzione dell'irradiazione solare nelle diverse ore del giorno; ai fini del presente modello di calcolo è stato trasformato in termini percentuali.

15.2.2. IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA

▪ **Modello Pth_BM: Impianti a biomassa**

I principali dati di input sono la potenza installata dell'impianto espressa in chiloWatt [kW] e la localizzazione dell'impianto tramite coordinate o indirizzo; entrambe le informazioni sono reperibili dal portale di Atlaimpianti [103]. Per prima cosa si è proceduto sommando le potenze installate del totale del numero di impianti presenti in ciascuno dei comuni del territorio oggetto di studio, considerando caldaie per la produzione domestica gli impianti con potenza termica utile minore o uguale ai 30kW . La scelta di mantenere la scala comunale è dettata dalla volontà di descrivere in maniera più precisa l'entità della produzione di energia termica tenendo conto della variabilità dei dati climatici relativi ad ogni comune. Conoscendo l'ubicazione di ogni impianto è possibile associare a ciascuno la zona climatica di riferimento del comune in cui ha sede e la relativa durata della stagione di riscaldamento come previsto dalla norma [100] e già presentato in Tabella 9.

Calcolo della Produzione termica annua [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{a}$]

La produzione annua [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{a}$] si ottiene dalla moltiplicazione della potenza installata [kW] per il numero di ore annuali di funzionamento dell'impianto [h/a] in riferimento alla stagione di riscaldamento associata al comune oggetto di valutazione.

Calcolo del Consumo termico mensile [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{m}$]

Il consumo mensile [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{m}$] è calcolato distribuendo il dato di consumo annuale [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{a}$] secondo il profilo di distribuzione del consumo termico mensile in funzione della variazione mensile della temperatura esterna nel comune oggetto di studio. Tale profilo è stato calcolato precedentemente per il *Modello Cth_Mun*.

Calcolo del Consumo termico giornaliero [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{g}$]

Il consumo giornaliero [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{g}$] è calcolato distribuendo per ogni mese della stagione di riscaldamento il dato di consumo mensile [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{m}$] secondo il profilo di distribuzione del consumo termico giornaliero in funzione della variazione giornaliera della temperatura esterna nel comune oggetto di studio. Tale profilo è stato calcolato precedentemente per il *Modello Cth_Mun*.

A questo punto è possibile calcolare il consumo giornaliero medio relativo ad ogni mese [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{gm}$], alla stagione di riscaldamento [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{gm_stag}_{\text{risc}}$] o alle quattro stagioni [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{gm_stag}$] nel caso di un comune in zona climatica F per cui attivo tutto l'anno senza limitazioni.

Calcolo del Consumo termico orario [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{h}$]

Per il calcolo dei consumi orari riferiti ai 12 giorni tipo da valutare, secondo quanto descritto dalla Tabella 12, si può procedere suddividendo il consumo medio giornaliero di ogni giorno tipo [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{gm}$] per il numero di ore di accensione giornaliera consentito dalla normativa vigente [100] e indicato in Tabella 9, sempre a seconda della zona climatica di appartenenza. La distribuzione del consumo orario nelle diverse ore del giorno e la scelta dell'orario di accensione e spegnimento avvengono in relazione alla variazione della temperatura esterna.

- **Modello Pth ST: Impianto solare termico**

I principali dati di input, reperibili dal portale di Atlaimpianti [103], sono la localizzazione tramite coordinate o indirizzo e la superficie utile del pannello solare installato espressa in metri quadrati [m²]. Dopo aver sommato la superficie di tutti gli impianti presenti in ciascuno dei comuni oggetto di studio si è reso necessario trasformare tale dato di input nell'unità di misura del chiloWattora [kWh] moltiplicando per il parametro di conversione riferito a questa tecnologia (600kWh/m²/a). Il risultato ottenuto coincide quindi con la produzione di energia termica annua [kWh_{TH}/a]. Conoscendo l'ubicazione di ogni impianto è possibile associare a ciascuno la zona climatica di riferimento del comune in cui ha sede e la relativa durata della stagione di riscaldamento e procedere con la definizione del consumo di energia termica declinato alle diverse scale di dettaglio temporale secondo l'intera procedura descritta per il *Modello Pth_BM*.

- **Modello Pth TLR: Rete di teleriscaldamento**

Il dato di input reperibile dal portale di Atlaimpianti [103] per questa tecnologia risulta essere l'energia termica "immessa in rete" annualmente e coincide con la produzione termica annuale [kWh_{TH}/a]. Di ogni impianto risulta necessario conoscere l'ubicazione, al fine di attribuire la zona climatica del comune di riferimento e la durata della stagione di riscaldamento e la quota di energia prodotta a partire da fonti di energia rinnovabili sul totale di quella immessa in rete. Per la declinazione del dato energetico alle diverse scale di dettaglio temporale si rimanda all'intera procedura descritta per il *Modello Pth_BM*.

15.3. MODELLI DI PRODUCIBILITA'

15.3.1. PRODUCIBILITA' ELETTRICA

- **Modello Prel BM: Producibilità da biomassa forestale**

Calcolo della superficie boscata accessibile

L'energia producibile con questo sistema tecnologico è stata stimata a partire dalla valutazione della materia prima di biomassa forestale disponibile nell'area oggetto di studio. Per tutte le fasi dell'analisi è stato utilizzato il software ArcGis [102]. Il dato di input principale è la descrizione del patrimonio forestale regionale contenuto nella banca dati "Carta forestale Regionale", scaricabile in formato shapefile dal portale del Sistema informativo Forestale Regionale SIFOR [Rif] ed aggiornata al 2016. La documentazione riporta le diverse categorie forestali presenti e per ciascuna di esse la relativa estensione superficiale espressa in ettari [ha]. Dopo aver selezionato le sole aree boscate presenti nei diversi comuni del territorio d'analisi, si è proceduto valutando l'accessibilità della risorsa. Questa è definita in funzione alla viabilità forestale esistente e alla pendenza del terreno, poiché entrambe influiscono sulla possibilità di accesso per i mezzi necessari al taglio e al trasporto del materiale legnoso. In base alle indicazioni reperite in letteratura [105], sono state definite tre classi di pendenza (Tabella 15), alle quali corrispondono fasce di ampiezza variabile accessibili ai mezzi tramite viabilità stradale e forestale: sono escluse le pendenze del terreno con valori maggiori al 75% poiché considerate inaccessibili ai mezzi motorizzati.

Tabella 15: Classi di pendenza e relativa ampiezza delle fasce accessibili ai mezzi servite dalla viabilità. Fonte: I boschi del Piemonte [105]

Pendenza (%)	Ampiezza delle fasce servite della viabilità (m)
0 - 25	250
26 - 50	100
51 - 75	50

Le informazioni relative alla viabilità stradale (principale e secondaria) sono state reperite dalla CTR-BDTRE del Geoportale della Regione Piemonte [118], quelle relative alla viabilità forestale dal portale SIFOR [122]; entrambe in formato vettoriale. La pendenza del terreno è stata calcolata estrapolando l'informazione contenuta nel Digital Terrain Model (DTM 5x5m) un file raster, reperibile al portale dell'Ispra [108], in cui ad ogni cella corrisponde il valore di quota sul livello del mare con un dettaglio di 5 metri x 5 metri. Dopo aver classificato il territorio secondo le tre classi di pendenza e aver integrato l'informazione relativa alla presenza di viabilità stradale e forestale si è proceduto calcolando attorno a quest'ultima la relativa ampiezza della fascia secondo quanto indicato dalla Tabella 15. Lo strumento di ArcGis utilizzato per tale operazione è denominato *buffer* e il risultato consiste nella creazione di un layer indicante l'area del territorio accessibile tramite viabilità stradale e forestale. Intersecando tale informazione con il database relativo alle aree boscate presenti è possibile ottenere un nuovo layer recante l'informazione delle sole aree boscate accessibili tramite viabilità stradale e forestale.

Definizione dei vincoli e calcolo della superficie boscata disponibile

La risorsa forestale disponibile è definita quale priva di vincoli di legge imposti a salvaguardia e tutela dell'ambiente. Allo scopo di verificarne la presenza, è stata consultata la normativa regionale vigente (D.G.R. n.6/2012 [97]), da cui è possibile individuare due tipologie di vincolo previste:

- A. Vincolo al prelievo della risorsa forestale
- B. Vincolo all'installazione di impianti a biomassa

Per la prima tipologia di vincolo (A), le aree indicate come non idonee al prelievo della risorsa boschiva sono elencate di seguito.

- Aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale, quali siti UNESCO, beni culturali, paesaggistici, ambientali e tenimenti dell'Ordine Mauriziano, secondo quanto indicato nella Tavola 2 del PPR [119] in riferimento al D.Lgs n. 42/2004 [98];

- Aree per un intorno di 50m dalle vette e dai crinali montani e pedemontani, secondo quanto indicato nella Tavola 4 del PPR [119] in riferimento al D.Lgs n. 42/2004 [98];
- Boschi alpini a quote maggiori di 1.600 m s.l.m. e a distanze minori di 300m dalle sponde dei laghi e 150m dalle rive dei corsi d'acqua, secondo quanto indicato dalla Legge Galasso [111];
- Aree forestali e parchi protetti, quali aree protette nazionali (Legge n.394/1991 [110]) e regionali (L.R. 19/2009 [112]), boschi da seme (D.G.R. n.36-8195/2008 [94]), boschi Rete Natura 2000, Zone a Protezione speciale (ZPS) e Siti di Interesse Comunitario (SIC) secondo quanto indicato dalla Direttiva Habitat europea [101];
- Aree in dissesto idrogeologico quali aree comprese all'interno della fascia fluviale A e B, aree soggette a frane attive e quiescenti (Fa, Fq), conoidi (Ca, Cp) e valanghe (Ve), aree caratterizzate da esondazioni a pericolosità elevata e aree a rischio idrogeologico molto elevato (RME), secondo quanto indicato dalla cartografia del Piano di Assetto Idrogeologico Regionale vigente [120]. E dal Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTC2, Tavola 5.1) [93].

Per la seconda tipologia di vincolo (B), le aree indicate come non idonee all'installazione di impianti a biomassa sono elencate di seguito. Viene fatta eccezione per l'installazione di impianti di piccolissima taglia e nel rispetto di requisiti minimi in termini di sfruttamento della cogenerazione.

- Aree agricole e specificatamente i terreni ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo, secondo quanto indicato nella Carta di uso dei suoli regionale [116];
- Comuni ricadenti nella Zona di Piano o nella Zona di Mantenimento secondo quanto indicato dal Piano Regionale di Tutela e Risanamento della Qualità dell'Aria, previsto dal D.G.R. n. 41-855/2014 [95] e successivi aggiornamenti dopo il recepimento dell'Accordo di bacino Padano (D.G.R. n. 42-5805/2017 [96]).

Intersecando l'informazione relativa alla presenza geografica dei vincoli della prima tipologia e quella relativa alle aree boscate accessibili, precedentemente individuate, si ottiene come risultato il layer recante l'informazione delle sole aree boscate accessibili e disponibili. In seguito, per ogni categoria forestale contenuta nel database correlato al layer risultante, è stata calcolata la superficie boscata accessibile disponibile [ha]. I vincoli di tipo II sono stati riferiti geograficamente al fine di valutare le aree idonee all'installazione di impianti di media o grande taglia a scala sovracomunale.

Calcolo della producibilità elettrica annuale [kWh_{el}/a]

Dalla letteratura di riferimento [105], per ciascuna categoria forestale, sono state reperite le informazioni caratteristiche di *produttività specifica annuale lorda* (p) [ton/ha] e *potere calorifico inferiore della sostanza secca* (H) [kWh/kg]. Si è proceduto definendo la quantità di massa di sostanza secca (m_c), espressa in chili di sostanza secca [kg_{ss}/a] ottenibile annualmente da ogni categoria forestale. Per il calcolo è stata utilizzata la formula inversa (13.) della stessa formula (12.) trovata in letteratura [92]:

$$(12.) A [ha] = \frac{m_c}{p * 10^4}$$

$$(13.) m_c \left[\frac{kg_{ss}}{a} \right] = A * p * 10^3$$

L'informazione dell'area boschiva (A) [ha] coincide con la superficie accessibile e disponibile [ha] calcolata con gli strumenti ArcGis.

I dati a disposizione consentono di calcolare l'energia termica (E) [kWh/a] producibile annualmente dalla combustione della biomassa ricavabile (m_c) [kg_{ss}/a] in relazione al potere calorifico (H) [kWh/kg] caratteristico di ogni categoria forestale, secondo la seguente relazione (14.):

$$(14.) E \left[\frac{kWh}{a} \right] = m_c * H$$

A partire dall'energia termica prodotta (E) [kWh/a], l'energia elettrica producibile annualmente (E_{el}) [kWh_{el}/a] dipende dal rendimento di conversione elettrica dell'impianto η_{el} [%], in questa analisi ipotizzato costante al 25% ed è calcolata secondo la formula (15.) seguente:

$$(15.) E_{el} [kWh_{el}/a] = E * \eta_{el}$$

Calcolo della producibilità elettrica mensile [kWh_e/m], giornaliera [kWh_e/g] e oraria [kWh_e/h]

Al pari delle considerazioni fatte per la produzione di energia elettrica da biomassa, si ipotizza un utilizzo dell'impianto costante nelle ore e nei giorni di ogni mese dell'anno. Pertanto, per il calcolo dell'energia elettrica producibile mensile, giornaliera e oraria a partire dal dato di producibilità annuale [kWh_e/a] appena calcolato, si rimanda all'intero procedimento del *Modello Pel_BM*.

▪ **Modello Prel PV: Producibilità da solare fotovoltaico**

Calcolo dell'irraggiamento solare

L'energia producibile con la tecnologia del solare fotovoltaico è stata stimata a partire dalla valutazione dell'irradiazione solare nell'area oggetto di studio grazie allo strumento "Area solar radiation" del software ArcGis [102]. L'analisi prevede il calcolo dell'irradiazione totale incidente sulla superficie orizzontale quale somma della radiazione diretta e diffusa e non tiene conto della componente riflessa, ma della morfologia del territorio, definendo la quota di volta celeste ostruita dagli elementi naturali circostanti. Il modello è in grado di calcolare alcuni parametri relativi alla geometria solare. Quest'ultima descrive la posizione apparente del sole in funzione della configurazione temporale scelta e del valore degli angoli di Azimuth e Zenith, relativi alle coordinate geografiche della località analizzata. In questa simulazione la valutazione è impostata per ogni mese dell'anno considerando l'ora come unità di tempo. I dati di input necessari al modello sono:

- l'informazione tridimensionale dell'elevazione del terreno e degli edifici.

Per questa analisi è stato utilizzato il Digital Surface Model (DSM 5x5m) un file raster in cui ad ogni cella corrisponde il valore di quota sul livello del mare ed ha un dettaglio di 5 metri x 5 metri. Tale informazione è reperibile al portale dell'Ispra [108].

- le caratteristiche del cielo e del sole: percentuale di irradiazione solare diffusa e trasmissività dell'atmosfera, calcolate per ogni mese dell'anno.

La percentuale di irradiazione solare diffusa [-] equivale al rapporto tra irradiazione diffusa e irradiazione globale. Tale informazione è reperibile tramite simulazione con lo strumento PVGIS [114]: inserendo le coordinate interessate si accede allo storico delle informazioni contenute nel database PVGIS-CMSAF (2007-2016) da cui si ottiene il dato di irradiazione globale su una superficie orizzontale $H(h)_{mensile}$ [Wh/m^2] e la ratio tra irradiazione diffusa e globale (Kd) [-]. Da questi si può calcolare la ratio tra irradiazione diretta e globale (1-Kd) [-] e l'irradiazione diretta su una superficie orizzontale $H_b(h)_{mensile}$ [Wh/m^2] calcolata come prodotto di $H(h)_{mensile}$ e la ratio diretta /globale [-].

La trasmissività (T) [-] è la percentuale di radiazione extra-terrestre che raggiunge la superficie terrestre. Pari al rapporto tra la radiazione globale misurata ($G_{b,h}$) e la radiazione globale teorica o costante solare ($1367 W/m^2$), è calcolata con le formule seguenti (16.), (17.), (18):

$$(16.) G_{b,h} = \frac{H_b(h)}{\text{Ore di luce}}; \quad (17.) T^{FDL} = \frac{G_{b,h}}{\text{Costante solare}}; \quad (18.) T = \left(\frac{G_{b,h}}{\text{Costante solare}}\right)^{\frac{1}{FDL}};$$

L'irradiazione diretta media giornaliera $H_b(h)_{giornaliera}$ [Wh/m^2] è calcolata dividendo la $H_b(h)_{mensile}$ per il numero di giorni del mese. Le ore di luce giornaliere [h] sono ricavabili dall'Atlante italiano della radiazione solare dell'Enea [89].

Il fattore di torbidità di Linke (FDL) [-] indica l'assorbimento e la dispersione atmosferica della radiazione solare in condizione di cielo sereno. In condizione di cielo perfettamente asciutto e pulito, la torbidità di Linke è pari a 1 [-], più alto è il valore di FDL maggiore è l'attenuazione della radiazione diretta da parte dell'atmosfera. Tale informazione è stata ottenuta dalla simulazione accessibile tramite la piattaforma Soda [124] e valida per località a clima mite nell'emisfero nord terrestre.

I dati mensili di percentuale di irradiazione diffusa e trasmissività calcolati sono riportati in Tabella 16. I mesi per i quali tali valori sono risultati simili sono stati scelti come rappresentativi della stagione. I valori stagionali sono stati calcolati come media dei valori dei mesi rappresentativi della stagione e sono stati inseriti nel software ArcGis, per un totale di quattro simulazioni. Per ciascuna di esse l'output generato consiste di dodici file raster in cui ad ogni cella è assegnato il valore mensile di irradiazione solare incidente sulla superficie orizzontale espresso in Wh/m^2 . Per ricostruire l'intero anno solare è necessario estrapolare da ogni simulazione stagionale i soli file raster dei mesi relativi a quella stagione.

Tabella 16: Valori di irradiazione diffusa [%] e trasmittività [%] utilizzati nello studio per l'analisi solare del con ArcGIS. Elaborazione personale.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Winter	Spring	Summer	Autumn
Irradiazione diffusa [%]	0,53	0,46	0,42	0,42	0,43	0,38	0,33	0,34	0,39	0,50	0,53	0,53	0,53	0,46	0,41	0,35
Trasmittività [%]	0,35	0,46	0,54	0,61	0,65	0,72	0,74	0,71	0,64	0,52	0,42	0,31	0,36	0,51	0,63	0,72

Dopo aver convertito le informazioni raster nel formato shapefile puntuale, sono stati selezionati i punti relativi agli edifici presenti nella località analizzata. Gli edifici sono stati suddivisi in tre categorie secondo la destinazione d'uso principale: edifici residenziali, scolastici e industriali/commerciali, secondo quanto indicato dalla Carta Tecnica Regionale BDTRE, aggiornata al 2019 e scaricabile dal Geoportale Regionale [118]. Per tutti i punti è stata calcolata l'irradiazione annuale [Wh/m²/a] quale sommatoria dei dati di irradiazione mensile [Wh/m²/m] e sono stati selezionati quelli con un valore maggiore o uguale a 1.200.000 Wh/m²/a. Per tali punti si è proceduto dividendo il valore di irradiazione mensile [Wh/m²/m] per il numero di giorni del mese ottenendo l'irradiazione giornaliera media mensile [Wh/m²/gm]. Al fine di sintetizzare la mole di dati da elaborare si è proceduto aggregando tutti i punti ricadenti sulla superficie relativa ad un singolo edificio ed è stato calcolato il valore medio di irradiazione solare incidente quale media dei valori dei diversi punti, trasformando tutte le unità di misura in kWh/m².

Definizione dei vincoli

Al fine di verificare l'idoneità delle superfici all'installazione dei sistemi impiantistici è stata consultata la normativa vigente in materia e in particolare le indicazioni del Piano paesaggistico regionale PPR [119] e del Piano energetico ambientale regionale PEAR [121]. Entrambi i riferimenti legislativi affermano la preferenza di soluzioni impiantistiche che non comportino il consumo di suolo, privilegiando l'installazione di pannelli integrati alle coperture degli edifici ed elencano i siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra, facendo riferimento a quanto descritto dalla D.G.R. 5-3314/2012 [117]. Nel caso di impianti fotovoltaici integrati con potenze superiori ai 20kWp o localizzati in centri storici la normativa richiede necessariamente l'autorizzazione della Soprintendenza, in caso contrario una dichiarazione di inizio attività (DIA). L'analisi svolta è stata impostata considerando solamente l'irradiazione solare incidente sulle superfici degli edifici, di conseguenza la stima della quantità di energia producibile è limitata ai soli impianti fotovoltaici integrabili alle coperture degli edifici. In seguito alla definizione dei vincoli, si è proceduto escludendo dal totale degli edifici quelli in cui era già presente un impianto fotovoltaico, identificato in precedenza su Atlaimpianti [103] e considerando il 30% della superficie totale di ogni edificio rimanente come utile all'installazione di un pannello.

Calcolo della producibilità elettrica annuale [kWh_{el}/a]

Il sistema tecnologico scelto per la valutazione della quantità di energia elettrica producibile è l'installazione di pannelli fotovoltaici della tipologia "silicio monocristallino" con un rendimento medio del 18% (η) e un indice di performance del sistema di 0,75 (PR). L'energia elettrica (E_{el}) prodotta annualmente da ogni pannello è stata calcolata con la formula seguente (19.):

$$(19.) \quad E_{el} \left[\frac{kWh_{el}}{a} \right] = PR * \eta * S * H_s$$

con H_s = irraggiamento solare cumulato annuo [kWh/m²/a] ed S = superficie utile del pannello [m²]

Calcolo della producibilità elettrica mensile [kWh_{el}/m] e giornaliera [kWh_{el}/gm]

Per calcolare l'energia elettrica prodotta mensilmente [kWh_{el}/m] e quella prodotta nel giorno medio mensile [kWh_{el}/gm] si utilizza la medesima formula sostituendo il valore di irraggiamento solare precedentemente calcolato (H_s) riferito al livello temporale corretto, rispettivamente [kWh/m²/m] e [kWh/m²/gm]. Successivamente viene calcolata la produzione nel giorno medio stagionale [kWh_{el}/gm_stag] quale media della produzione giornaliera [kWh_{el}/gm] nei mesi che costituiscono ogni stagione.

Calcolo della producibilità elettrica oraria [kWh_{el}/h]

Per calcolare la produzione oraria [kWh_{el}/h] in ciascuno dei 12 giorni tipo descritti in Tabella 12, si rende necessario acquisire per ciascuna delle quattro stagioni i diversi profili di riferimento. Questi sono calcolati come il rapporto fra la produzione in ogni ora del giorno sul totale della produzione giornaliera, espressi in termini percentuali e sono ricavabili dal portale dell'Atlante italiano della radiazione solare dell'Enea [89]. Essendo ininfluenza la distinzione tra giorno feriale e festivo, si può procedere al calcolo della produzione oraria [kWh_{el}/h] per ciascuna delle quattro stagioni distribuendo la produzione giornaliera media stagionale [kWh_{el}/gm_stag] secondo il relativo profilo di riferimento.

15.3.2. PRODUCIBILITA' TERMICA

▪ **Modello Prth BM: Producibilità da biomassa forestale**

L'energia termica producibile con questo sistema tecnologico è stata calcolata a partire dall'analisi sulla risorsa forestale disponibile nell'area oggetto di studio svolta per la definizione della producibilità di energia elettrica da biomassa forestale. Pertanto, si rimanda al *Modello Prel_BM*, considerando l'intero svolgimento delle fasi *Calcolo della superficie boscata accessibile* e *Definizione dei vincoli e calcolo della superficie boscata disponibile* e lo svolgimento parziale della fase *Calcolo della producibilità annuale*. Per quest'ultima è necessario definire un diverso rendimento di conversione termico dell'impianto η_{th} [%] per la conversione dell'energia termica E [kWh/a] prodotta annualmente dalla combustione della biomassa secondo la formula (3.) in energia termica E_{th} [kWh_{th}/a] utilizzata annualmente per il riscaldamento, secondo la formula (4.). Va considerato che solo la quota di biomassa non utilizzata per produrre energia elettrica può essere utilizzata per l'impianto di riscaldamento o viceversa.

Calcolo della producibilità termica mensile [kWh_{th}/m], giornaliera [kWh_{th}/g] e oraria [kWh_{th}/h]

Al pari delle considerazioni fatte per la produzione di energia termica da biomassa, si è scelto di considerare la scala comunale al fine di descrivere in maniera più precisa l'entità di energia termica producibile, tenendo conto della variabilità dei dati climatici relativi ad ogni comune. La zona climatica comunale, come indicato dalla normativa di riferimento [100] e già presentato in Tabella 9, influisce sulla durata della stagione di riscaldamento e sulle ore di utilizzo dell'impianto del sistema tecnologico in esame. Pertanto, per il calcolo dell'energia termica producibile mensile, giornaliera e oraria a partire dal dato di producibilità annuale [kWh_{th}/a] già calcolato, si rimanda all'intero procedimento del *Modello Pth_BM*.

▪ **Modello Prth ST: Producibilità da solare termico**

L'energia termica producibile con la tecnologia del solare termico è stata stimata a partire dall'analisi dell'irradiazione solare incidente sull'area oggetto di studio ed è stata valutata secondo lo stesso procedimento utilizzato per il calcolo della producibilità da solare fotovoltaico. Pertanto, per lo svolgimento delle prime due fasi del processo (*Calcolo dell'irraggiamento solare* e *Definizione dei vincoli*) si rimanda al *Modello Pel_PV*.

Calcolo della producibilità termica annuale [kWh_{th}/a]

Il sistema tecnologico scelto per la valutazione della quantità di energia termica producibile è l'installazione di collettori piani vetrati con un rendimento medio annuale del 45% (η). L'energia termica (E_{th}) prodotta annualmente da ogni pannello è stata calcolata con la formula seguente (20.):

$$(20.) E_{th} \left[\frac{kWh_{th}}{a} \right] = \eta * S * H_s$$

con H_s = irraggiamento solare cumulato annuo [kWh/m²/a] e S = superficie utile del collettore [m²]

La produzione di energia termica di questo sistema tecnologico è solitamente associata al consumo di acqua calda sanitaria. Pertanto, si procede valutando la produzione mensile, giornaliera e oraria considerando l'utilizzo dell'impianto in tutti i periodi dell'anno.

Calcolo della producibilità termica mensile [kWh_{th}/m] e giornaliera [kWh_{th}/gm]

Per calcolare l'energia termica prodotta mensilmente [kWh_{th}/m] e quella prodotta nel giorno medio mensile [kWh_{th}/gm] si utilizza la medesima formula sostituendo il valore di irraggiamento solare precedentemente calcolato (H_s) riferito al livello temporale corretto, rispettivamente [kWh/m²/m] e [kWh/m²/gm]. Successivamente viene calcolata la produzione nel giorno medio stagionale [kWh_{th}/gm_stag] quale media della produzione giornaliera [kWh_{th}/gm] nei mesi della stagione.

Calcolo della producibilità termica oraria [kWh_{th}/h]

Per calcolare la produzione oraria [kWh_{th}/h] in ciascuno dei 12 giorni tipo descritti in Tabella 12, si rende necessario acquisire per ciascuna delle quattro stagioni i diversi profili di riferimento. Questi sono calcolati come il rapporto fra la produzione in ogni ora del giorno sul totale della produzione giornaliera, espressi in termini percentuali e sono ricavabili dal portale dell'Atlante italiano della radiazione solare dell'Enea [89]. Essendo ininfluenza la distinzione tra giorno feriale e festivo, si può procedere al calcolo della produzione oraria [kWh_{th}/h] per ciascuna delle quattro stagioni distribuendo la produzione giornaliera media stagionale [kWh_{th}/gm_stag] secondo il relativo profilo di riferimento.

RISULTATI

16.1. CARATTERISTICHE AMBIENTALI, GEO-MORFOLOGICHE E CLIMATICHE

▪ Orografia del territorio e stazioni metereologiche

Come descritto dalla Figura 46 il territorio pinerolese è caratterizzato per circa tre quarti da aree montane. La catena montuosa che insiste nella zona ovest del territorio suddivide l'area nelle tre vallate alpine: Val Chisone, Val Germanasca e Valle Pellice. La porzione di territorio che include i comuni in area pedemontana si sviluppa al centro dell'area lungo l'asse nord-sud e si pone tra le valli ad ovest e la pianura estesa in tutta la zona orientale. Risultano presenti 14 stazioni metereologiche dell'Agenzia Regionale ARPA per il rilievo dei dati climatici, la maggior parte delle quali sono localizzate in aree montane.

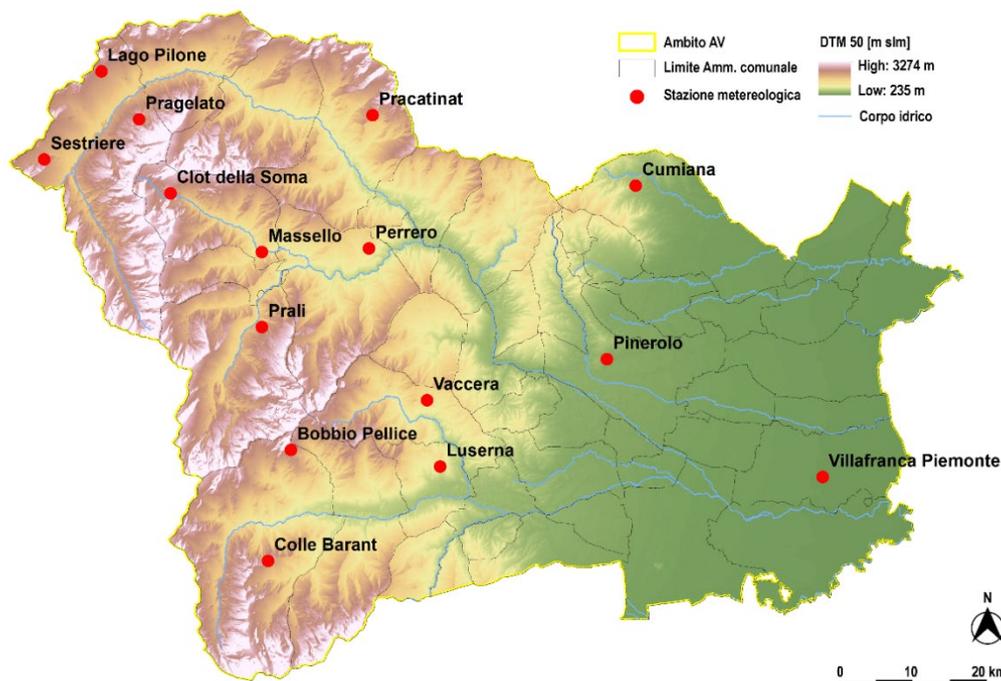


Figura 46 – Orografia del territorio e stazioni metereologiche. Elaborazione personale. Fonte dati: Geoportale Piemonte e Portale ARPA Piemonte.

▪ Altitudine media [m s.l.m.]

Le diverse vallate alpine sono fra loro ben delimitate da rilievi di elevata altezza. L'altezza media dei comuni dell'ambito V, pari a 581 m s.l.m., si attesta poco più alta rispetto alla media regionale (421 m s.l.m.). Dalla Figura 47, si evince che nelle aree montuose gli insediamenti maggiori sono localizzati a fondo valle e che i centri urbani più densi sono situati nella fascia pedemontana e in pianura.

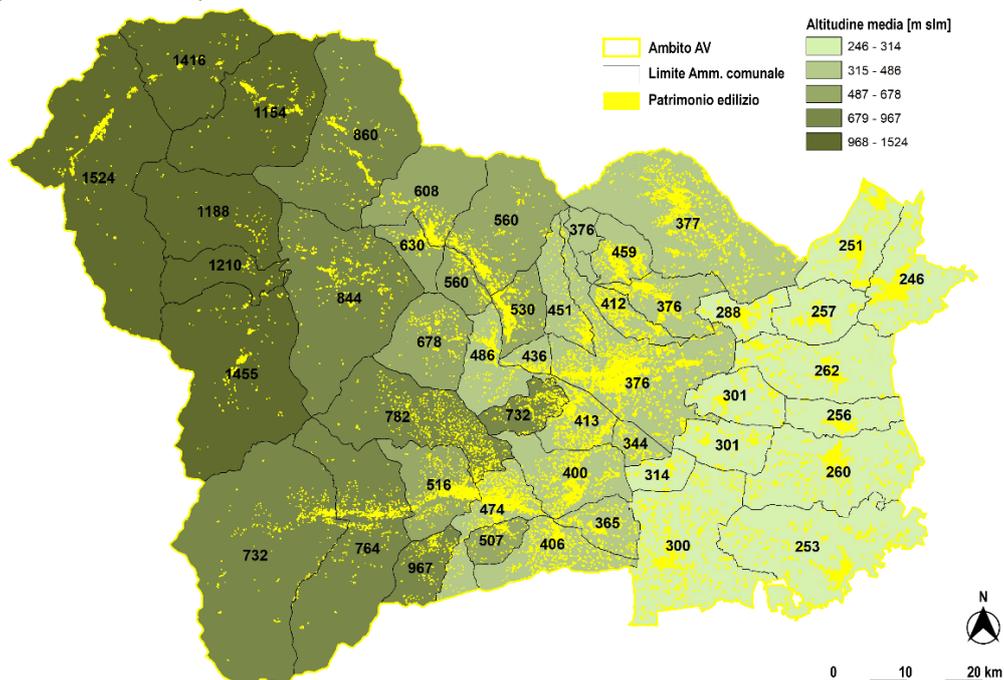


Figura 47 - Altitudine media [m s.l.m.]. Elaborazione personale. Fonte dati: DTM a 50 m - Geoportale della Regione Piemonte, aggiornato al 2019)

▪ **Gradi Giorno e zone climatiche**

In base al calcolo dei Gradi Giorno (GG), ad ogni comune è stata assegnata la zona climatica corrispondente. Come si evince dalla Figura 48, i comuni del territorio in esame sono riconducibili a due sole fasce climatiche: la zona climatica E (24 comuni su 47) e la zona climatica F (23 comuni su 47). Nel primo caso la stagione di riscaldamento dura dal 15 ottobre al 14 aprile, per un totale di 183 giorni all'anno e si ipotizza un utilizzo dell'impianto di 14 ore al giorno. Nel secondo caso, non vi sono limitazioni, pertanto si ipotizza un utilizzo costante per tutta la durata dell'anno (Tabella 17).

Zona Climatica	Gradi Giorno	Stagione di riscaldamento	
	GG	Mesi	Ore al giorno
A	<600	1 Dic - 15 Mar	6
B	600-900	1 Dic - 31 Mar	8
C	900-1400	15 Nov - 31 Mar	10
D	1400-2100	1 Nov - 15 Apr	12
E	2100-3000	15 Ott - 14 Apr	14
F	>3000	No limitazione	No limitazione

Tabella 17: Zone climatiche, Gradi Giorno e stagione di riscaldamento. Fonte: D.P.R. n. 412/1993 [RifDPR412]

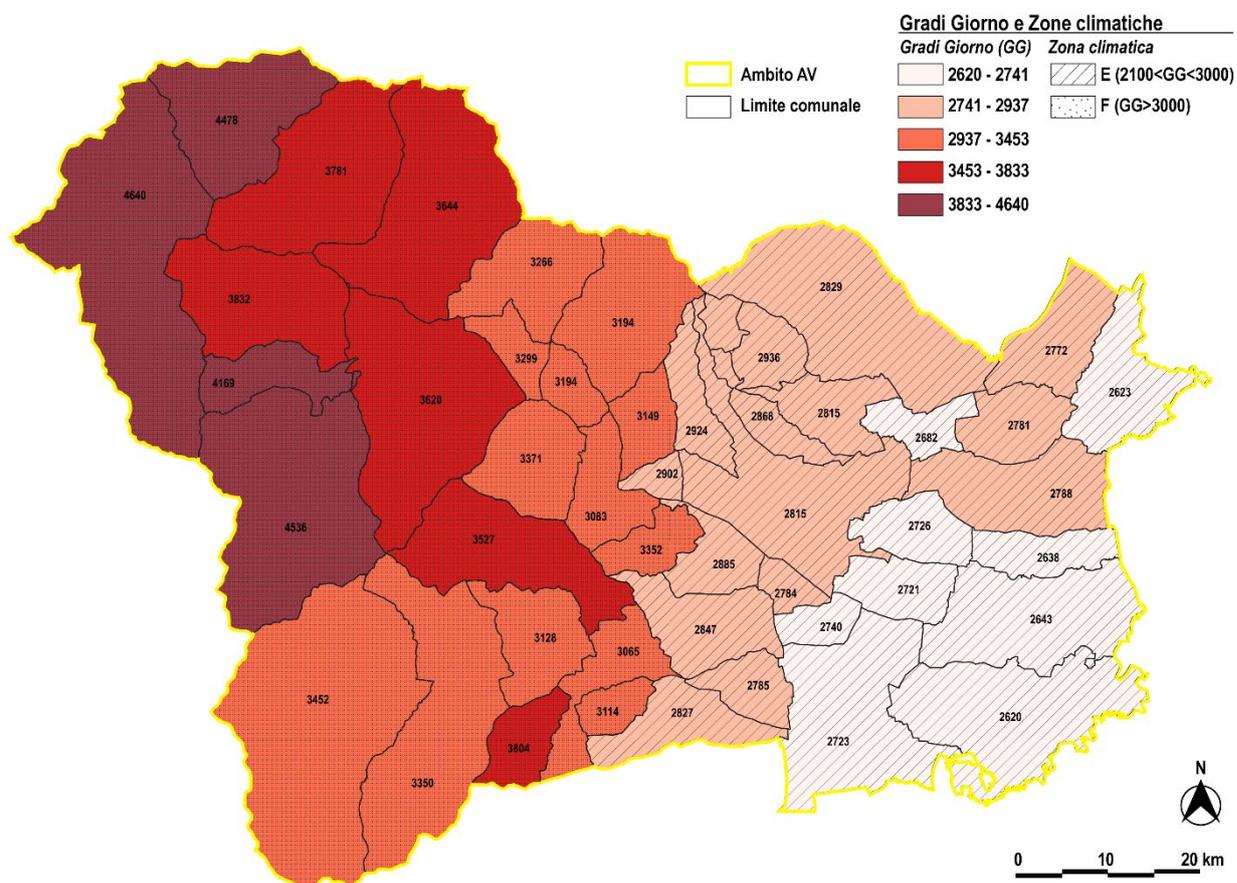


Figura 48 – Per ogni comune dell'Ambito AV sono riportati i Gradi Giorno annuali e le zone climatiche di appartenenza: zona E (campitura a tratteggio) ed F (campitura a puntini). Elaborazione personale. Fonte: D.P.R. n. 412/1993 [RifDPR412]

16.2. CARATTERISTICHE SOCIOECONOMICHE DELLA POPOLAZIONE

Nella Tabella 18 sono riportati i principali indicatori socioeconomici. In generale, i dati osservati per l'ambito V sono in linea con i dati regionali. La densità abitativa media pinerolese si attesta leggermente inferiore al dato medio regionale, così come il tasso di disoccupazione.

Indicatori		Piemonte	Ambito V
Numero Abitanti	[n]	4,363,916	149,249
Densità Abitativa	[ab/km2]	172	111
Indice di vecchiaia	[%]	231	219
Età media	[anni]	48	48
Indice di dipendenza strutturale	[%]	65	66
Laureati	[%]	9.2	7.4
Stranieri	[%]	6.9	3.9
Tasso di Occupazione	[%]	42.6	41.4
Tasso di Occupazione	[%]	91.9	92.3
Tasso di Disoccupazione	[%]	5.6	5.6
Tasso di Disoccupazione	[%]	6.1	5.7

Dalla Figura 49, indicante il numero di abitanti in relazione alla consistenza dell'edificato, si evince come l'area maggiormente abitata sia quella dei comuni in zona pedemontana. Osservando la localizzazione del patrimonio edilizio è possibile individuare per ciascun comune l'agglomerato urbano principale e la sua distribuzione in corrispondenza alla viabilità principale (Figura 50). Nei comuni in zona montana l'ambiente costruito è limitato all'area di fondovalle.

Dalla Figura 51 si evince la forte vocazione industriale del territorio. Infatti, sono riportate alcune delle aziende facenti parte il consorzio CPE, la maggior parte delle quali situate nella fascia pedemontana e altre collocate in comuni di fondovalle.

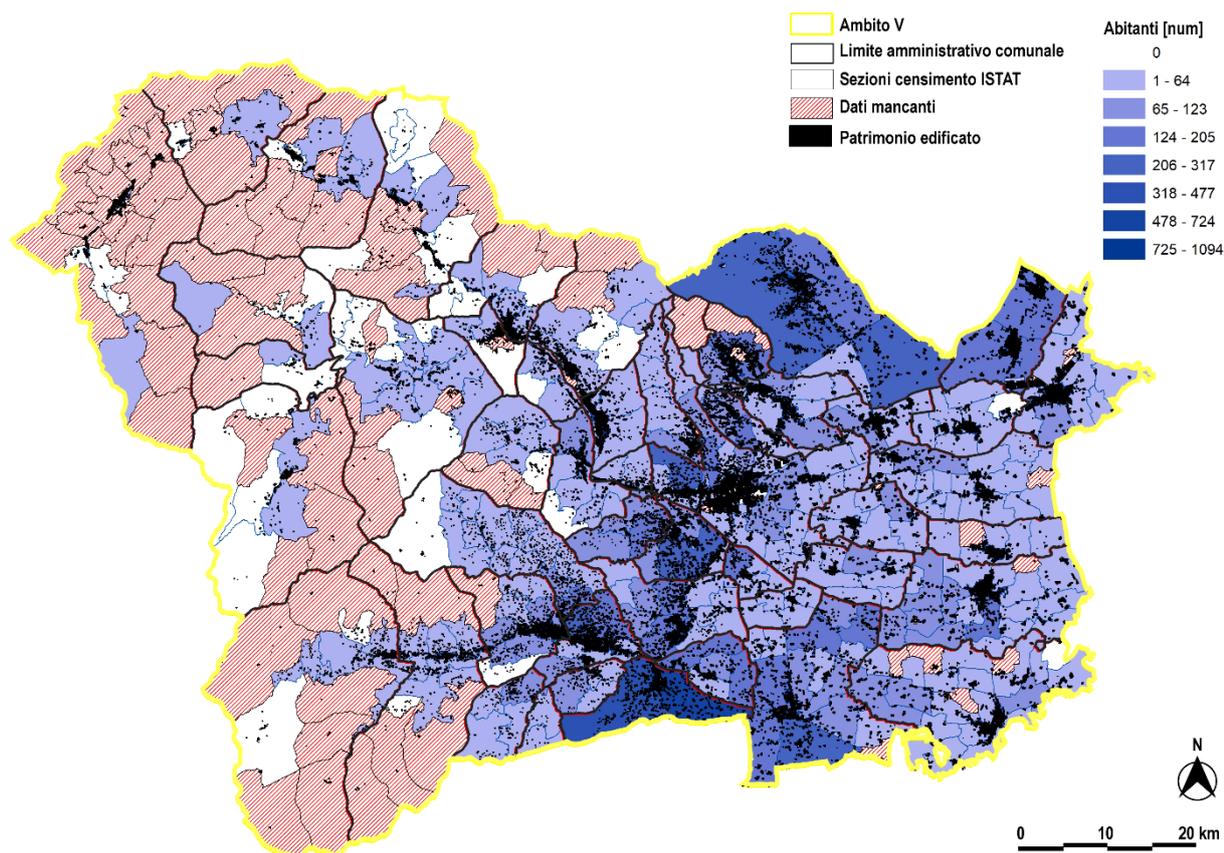


Figura 49 – Relazione tra numero di abitanti per comune e consistenza dell'edificato. Elaborazione personale. Fonte dati: ISTAT [RifISTAT]

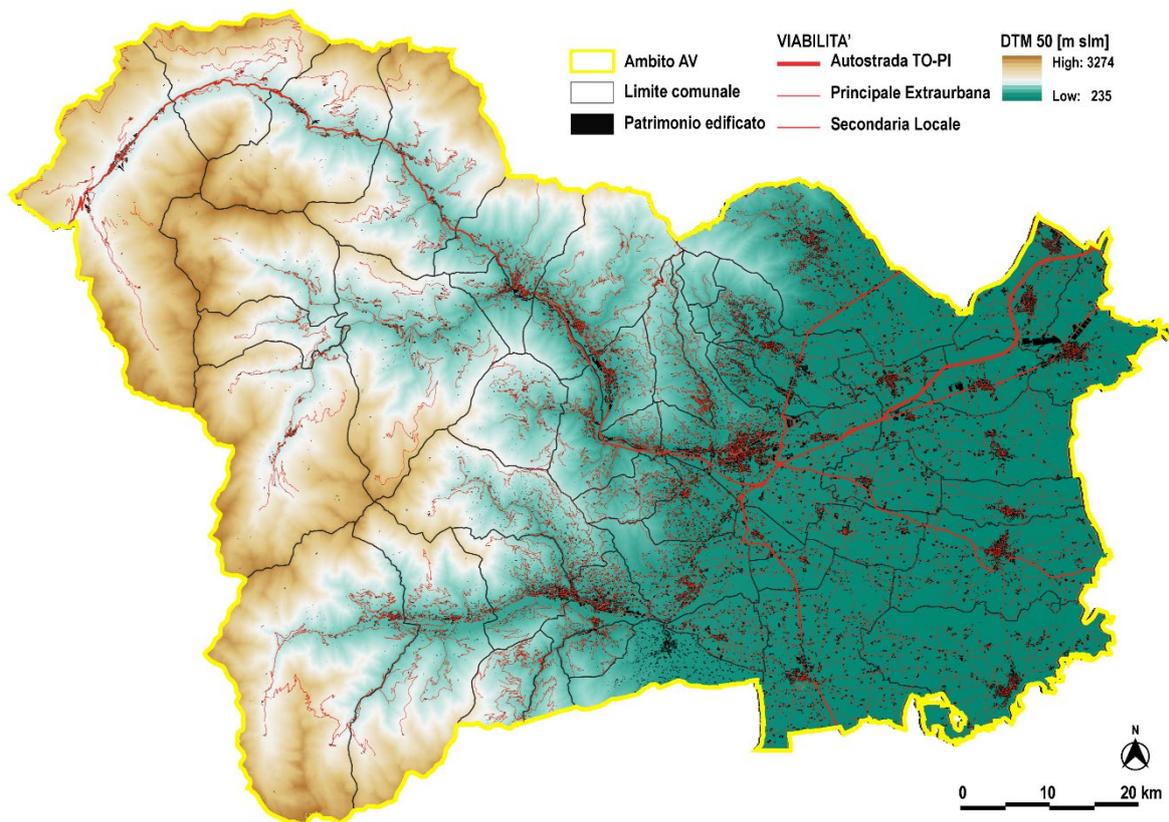


Figura 50 – Relazione tra densità abitativa per comune, ambiente costruito e viabilità principale. Elaborazione personale. Fonte: BDTRE 2019.

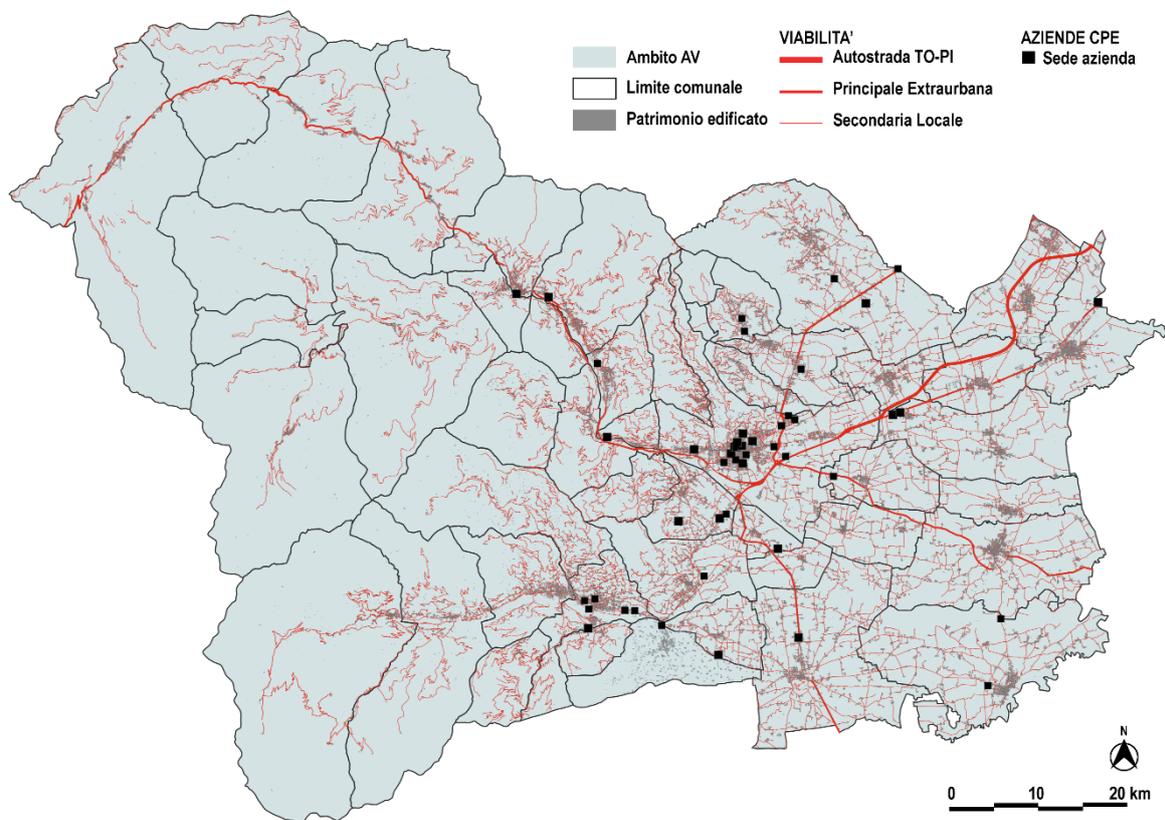


Figura 51 – Le aziende membri del CPE che hanno sede nel territorio Pinerolese. Elaborazione personale. Fonte: CPE e BDTRE 2019.

16.3. CARATTERISTICHE DEL PATRIMONIO EDILIZIO E DELL'AMBIENTE COSTRUITO

Nel paragrafo seguente sono riportate le caratteristiche principali dell'edificato e nella tabella seguente sono messi a confronto i dati relativi all'area oggetto di studio (Ambito V) e quelli regionali.

In Figura 52 sono indicate le principali destinazioni d'uso e la Figura 53 restituisce l'informazione relativa all'epoca di costruzione prevalente per i soli edifici residenziali. Questi dati sono utili per dedurre la tipologia costruttiva degli edifici, i materiali utilizzati e la legislazione in materia di performance energetica vigente all'epoca, al fine di stabilirne il profilo di consumo. In Tabella 19 è riportato, per ciascuna delle quattro classi di stato di manutenzione degli edifici residenziali, la proporzione di edifici presenti, mentre in Figura 54 è riportata la distribuzione sul territorio dei soli edifici in stato di manutenzione ottimo. Questa informazione permette di quantificare il patrimonio edilizio che necessita di interventi di riqualificazione, anche dal punto di vista energetico. Dalla Tabella 19 si può notare come la percentuale di seconde case nell'ambito V sia maggiore rispetto alla media piemontese per la presenza di comuni a forte vocazione turistica, in particolare al vertice delle vallate alpine.

Indicatori			Piemonte	Ambito V
Numero di edifici totali		[n]	1.135.209	47.395
Numero di edifici (utilizzati) residenziali		[n]	944.690	41.296
Numero di edifici (utilizzati) ad uso produttivo, commerciale, terziario, turistico/ricettivo, servizi, altro		[n]	138.400	4.319
Stato di manutenzione degli edifici residenziali	ottimo	[%]	34,1	39,3
	buono	[%]	50,5	46,5
	mediocre	[%]	13,8	12,7
	pessimo	[%]	1,6	1,4
Tasso di utilizzo degli edifici residenziali -		[%]	78,6	73,9
Percentuali di seconde case		[%]	21,4	26,1

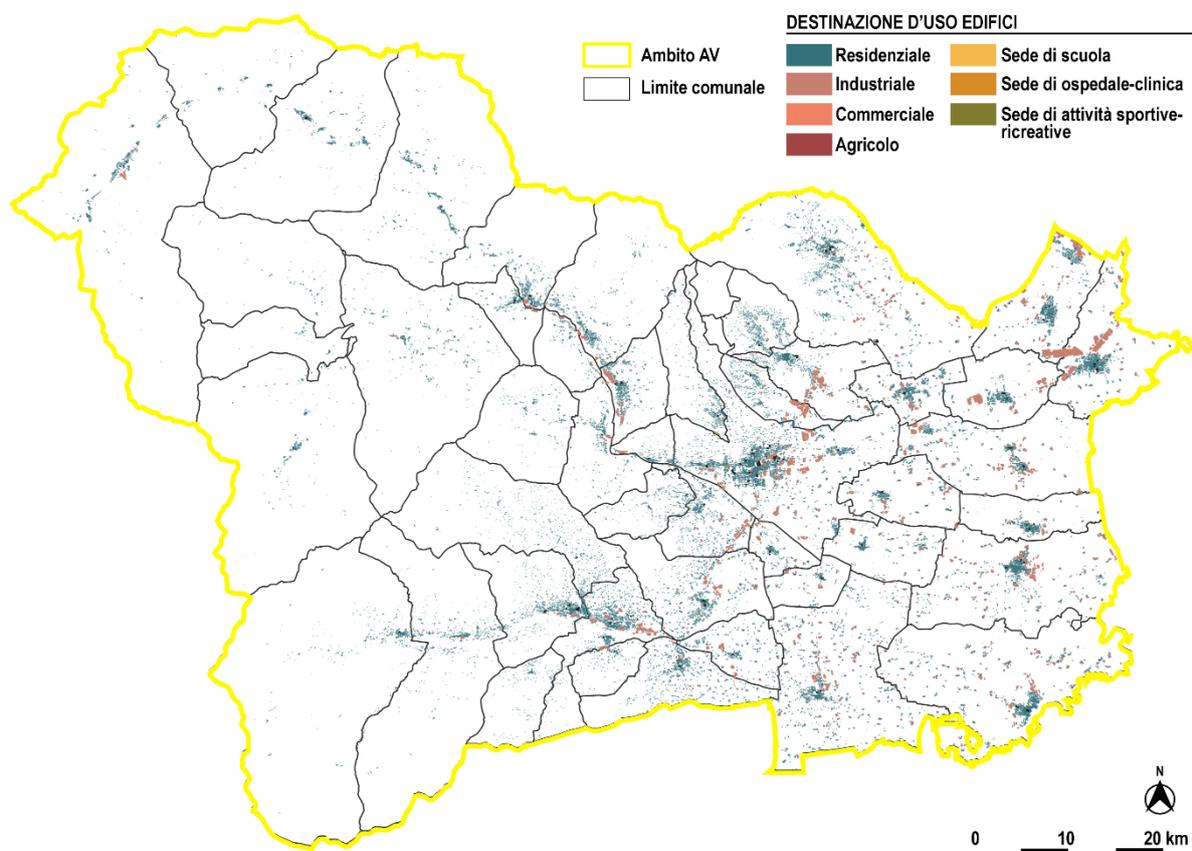


Figura 52 – Principale destinazione d'uso del patrimonio edilizio. Elaborazione personale. Fonte: BDTRE 2019

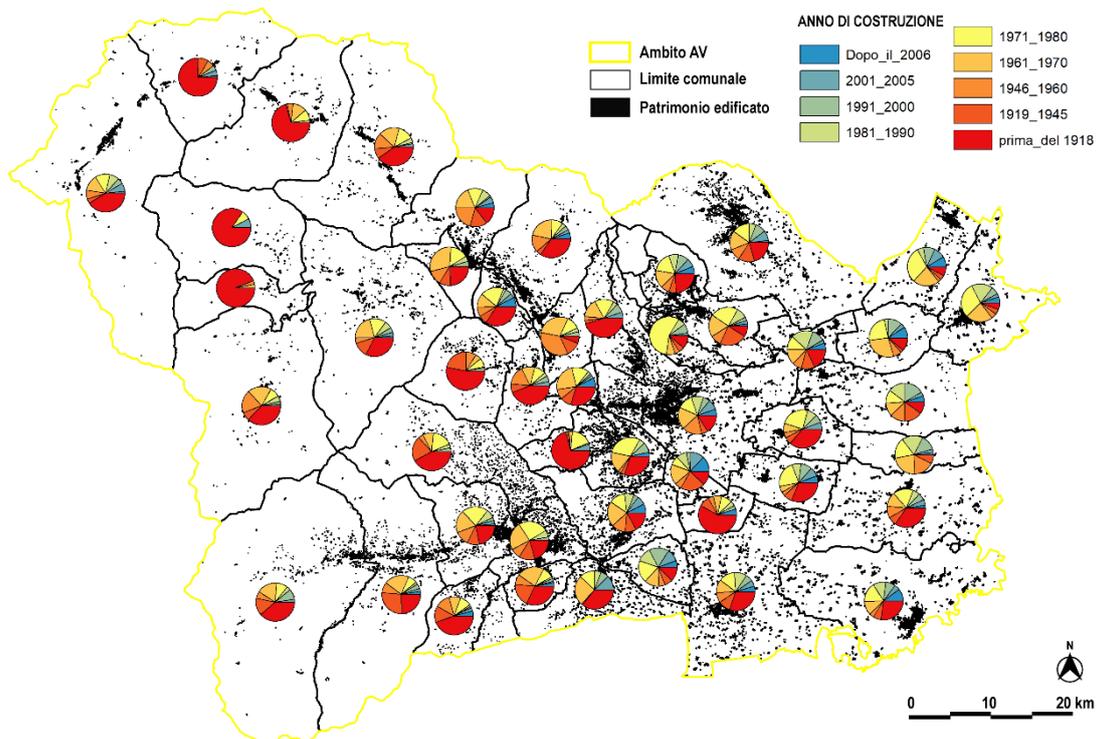


Figura 53 – Epoca di costruzione prevalente degli edifici ad uso residenziale. Elaborazione personale. Fonte: BDTRE 2019 e ISTAT 2011.

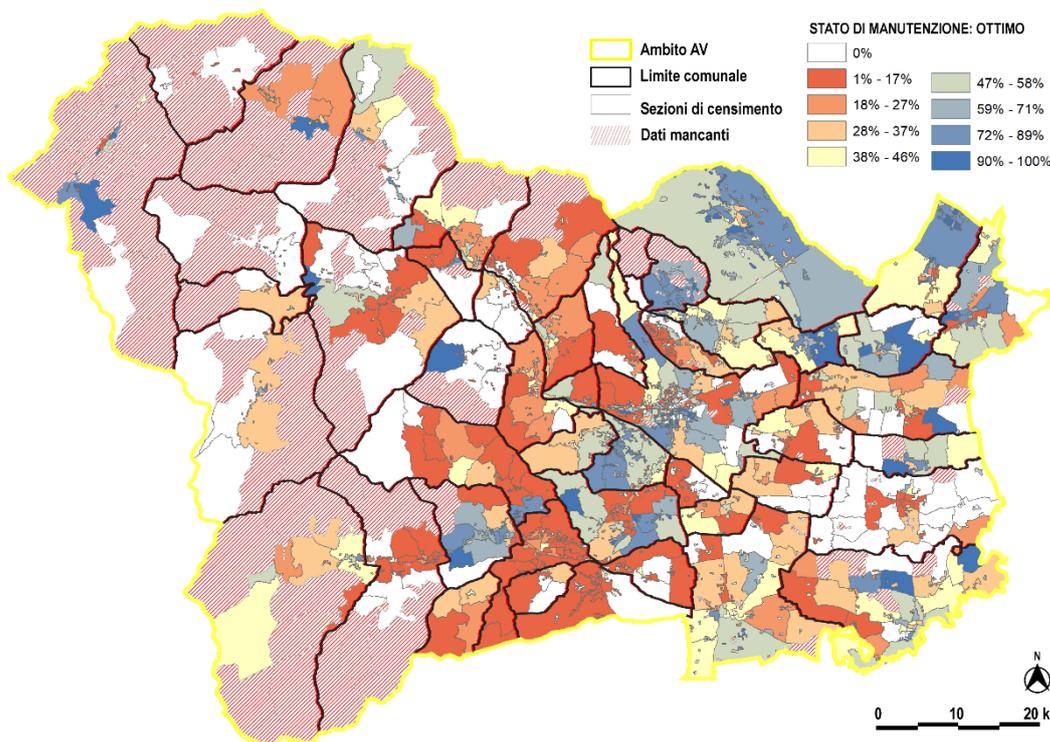


Figura 54 – Edifici residenziali in stato di manutenzione ottimo. Elaborazione personale. Fonte: BDTRE 2019 e ISTAT 2011.

L'analisi in merito alle tipologie di vettori energetici utilizzati per la climatizzazione invernale degli edifici mostra il gas naturale come il principale vettore utilizzato (63,9%). La Figura 55 rappresenta la percentuale di impianti a gas naturale sul totale degli impianti presenti in ciascun comune, da questa è possibile notare come i valori più elevati si concentrano nelle aree di insediamento urbano più densamente popolate. Altri vettori usati sono: combustibile solido (21,5%), gasolio (5,9%), GPL (5,5%), elettricità (0,9%), olio combustibile (0,1%), altro (0,2%). L'analisi svolta sul totale dei 1488 impianti di riscaldamento presenti evidenzia come il 24,3% siano gli impianti centralizzati (Figura 56), mentre gli impianti singoli o autonomi costituiscono il 75,7%, la maggior parte dei quali localizzati nelle zone montane (Figura 57).

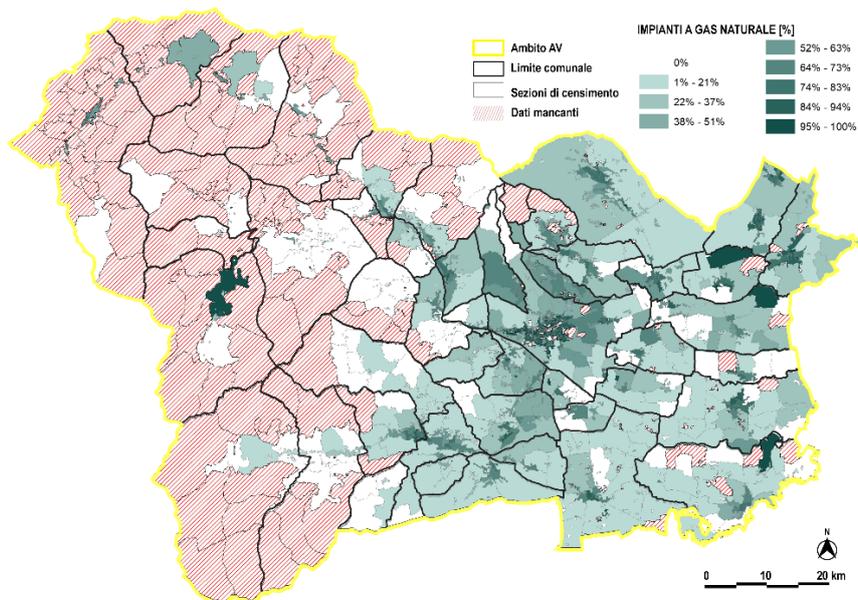


Figura 55 – Impianti di riscaldamento a gas naturale sul totale degli impianti esistenti. Elaborazione personale. Fonte: BDTRE 2019-ISTAT 2011.

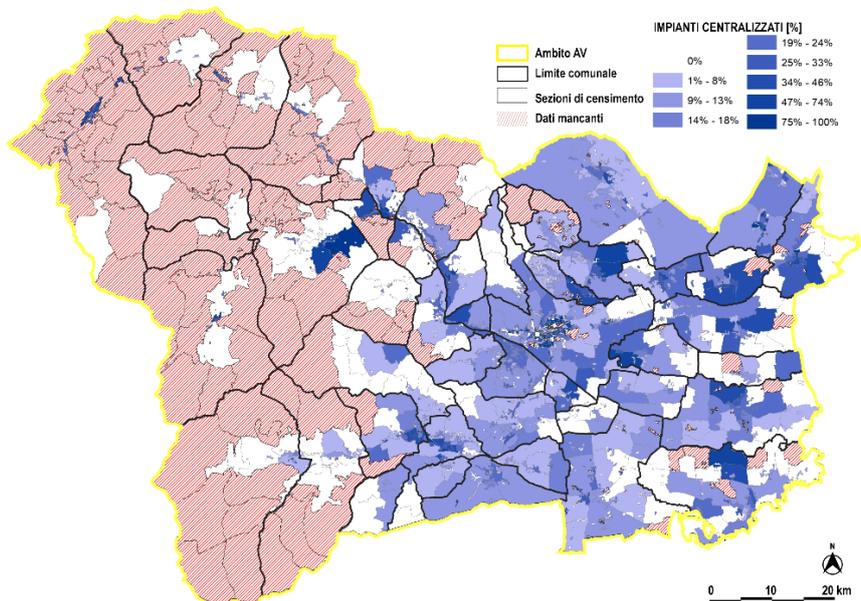


Figura 56 – Impianti di riscaldamento centralizzati sul totale degli impianti. Elaborazione personale. Fonte: BDTRE 2019-ISTAT 2011.

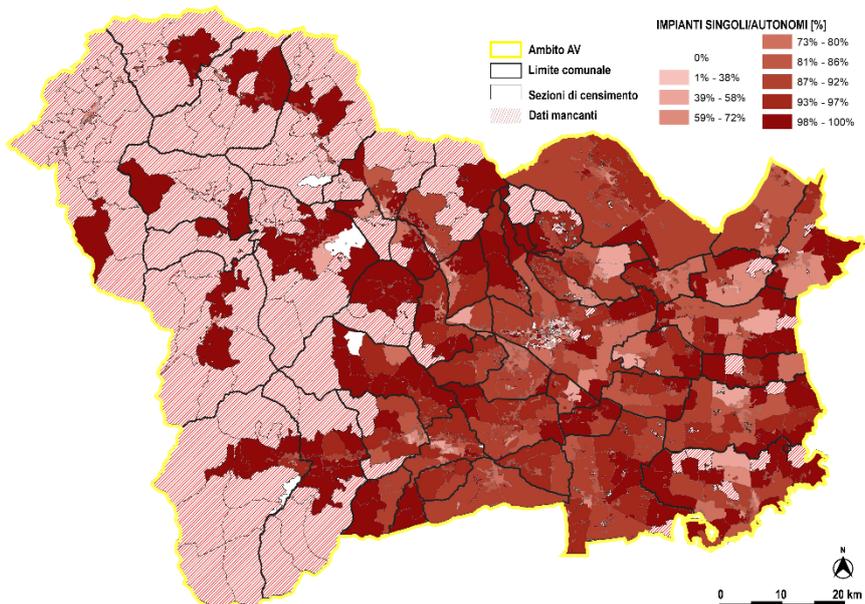


Figura 57 – Impianti di riscaldamento singoli o autonomi sul totale degli impianti. Elaborazione personale. Fonte: BDTRE 2019-ISTAT 2011.

17. RISULTATI DEL QUESTIONARIO E DESCRIZIONE DEI SOGGETTI COINVOLTI

La campagna di indagine è avvenuta grazie alla collaborazione degli studenti del Politecnico, impegnati nel lavoro di ricerca e di alcuni studenti del Liceo Classico Porporato di Pinerolo, partecipanti al progetto di alternanza scuola-lavoro e opportunamente formati. La prima campagna diretta sia alle aziende che ai comuni dell'area ha avuto luogo a giugno del 2018; a seguito della costituzione della Oil Free Zone ai comuni aderenti è stato inviato nuovamente il questionario telematico. In alcuni casi i soggetti hanno provveduto a rispondere in autonomia, in altri casi sono stati supportati dagli studenti nelle due sessioni di sopralluoghi avvenuti a giugno 2019. Alle due versioni del questionario hanno risposto un totale di 17 aziende e 9 comuni: i dati mancanti relativi ai comuni sono stati ottenuti dalle banche dati descritte nei materiali, mentre quelli relativi alle aziende sono stati stimati utilizzando i modelli di previsione dei consumi delle utenze aziendali, presentati tra i metodi dello studio.

Tra le realtà territoriali presentate nella sezione caso studio, i risultati relativi allo scenario della Oil Free Zone non sono stati riportati in quanto si tratta di una realtà ancora in divenire. Essendo previsto che il numero di comuni firmatari aumenti e coincida con l'Ambito V. Per questo nel proseguire dell'analisi dello stato di fatto, si è preferito utilizzare la suddivisione relativa agli ambiti sovracomunali. In Tabella 20 sono presentati i soggetti coinvolti per ogni scenario utile alla descrizione dello stato di fatto, classificati secondo categoria di utenza e tipologia di soggetti energetici.

Tabella 20: Soggetti coinvolti nello studio dello stato di fatto

	Ambito AV				Ambito CE 6			
	Produttori	Prosumer	Consumatori	TOT	Produttori	Prosumer	Consumatori	TOT
Aziende (AZ)	(1.683)	11	28	1.722	(1)	3	1	5
Comuni (MUN)	/	7	40	47	/	4	2	6
Residenziale (DOM)	/	1.046	65.310	66.356	/	6	138	144
Totale	(1.683)	1.064	65.378	68.125	(1)	13	141	155

	Ambito ASV - Montano											
	ASV1 – Val Pellice				ASV2 – Val Germanasca				ASV3 – Val Chisone			
	Prod	Pros	Cons	TOT	Prod	Pros	Cons	TOT	Prod	Pros	Cons	TOT
Aziende (AZ)	270	/	6+1	277	24	0	0	24	172	1	3	176
Comuni (MUN)	/	0	9	9	/	0	5	5	/	2	10	12
Residenziale (DOM)	/	188	10.708	10.896	/	15	1.150	1.165	/	129	8.696	8.825
Totale	270	188	10.724	11.182	24	15	1.155	1.194	172	132	8.709	9.013

	Ambito ASV - Pedemontano				Ambito ASV - Pianura							
	ASV4 – Val Noce				ASV5 – Pianura				ASV6 – Pinerolo città			
	Prod	Pros	Cons	TOT	Prod	Pros	Cons	TOT	Prod	Pros	Cons	TOT
Aziende (AZ)	536	4	8	548	472	3	6	481	176	4	14	194
Comuni (MUN)	/	3	6	9	/	1	10	11	/	1	/	1
Residenziale (DOM)	/	370	17.052	17.422	/	214	11.611	11.825	/	130	16.093	16.223
Totale	536	377	17.066	17.979	472	218	11.627	12.317	176	135	16.107	16.418

▪ Soggetti coinvolti nell'Ambito AV

Le utenze aziendali sono in totale 39, di queste 17 sono state valutate sulla base delle loro risposte al questionario, mentre le informazioni riguardanti le altre 22 sono state stimate. Le utenze municipali considerate corrispondono ai 47 comuni dell'area, di cui 9 rispondenti al questionario; per il calcolo dei soggetti municipali prosumer, si è fatto riferimento alla sola informazione ricavata dai questionari comunali, pertanto, il numero in Tabella 20 potrebbe risultare non conforme alla realtà. Le utenze domestiche incluse in questo scenario corrispondono alla totalità delle *Famiglie in abitazione* residenti nell'Ambito AV (66.356) e il numero di utenze prosumer è stato calcolato secondo il metodo indicato. Ogni soggetto è stato in seguito localizzato sul territorio come presentato in Figura 58. Per questo scenario verranno presentati i risultati relativi ai profili di consumo, produzione e producibilità e quelli relativi al bilancio energetico allo stato di fatto e a seguito di ipotesi di intervento.

▪ Soggetti coinvolti negli ambiti sovracomunali AVS 1-6

Nell'individuazione dei soggetti coinvolti a questi ulteriori scenari di descrizione dello stato di fatto si fa riferimento al più ampio Ambito AV e si è proceduto suddividendo la totalità dei soggetti sopra descritti nei diversi ambiti sovracomunali di appartenenza, come specificato in Tabella 20 e descritto in Figura 58. I risultati relativi ai profili di consumo, produzione e producibilità corrispondono a quelli dell'Ambito AV e pertanto, per ragioni di sintesi verranno presentati solo approfondimenti di particolare interesse; i risultati relativi al bilancio energetico sono invece presentati per ogni ambito sovracomunale individuato.

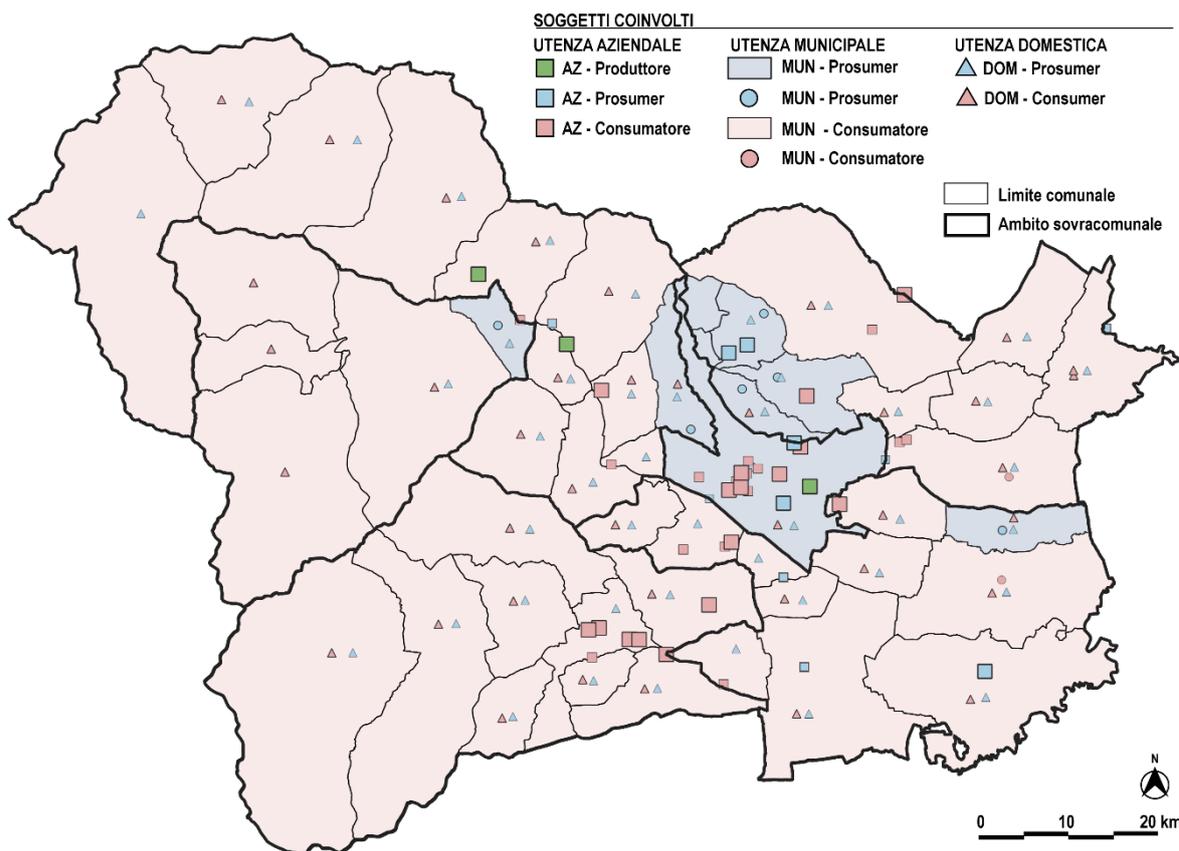


Figura 58 – Localizzazione dei soggetti coinvolti nello scenario dell’Ambito AV. Sono distinte le utenze aziendali (quadrati), municipali (cerchi) e domestiche (triangoli), a loro volta suddivise secondo produttori (in verde), consumatori (in rosa) e prosumers (in azzurro). Inoltre, sono evidenziate le aziende che hanno partecipato alla campagna d’indagine tramite questionario (quadrati grandi) e quelle i cui consumi sono stati simulati (quadrati piccoli). Infine, è possibile osservare l’ubicazione dei soggetti in relazione ai confini degli ambiti comunali e sovracomunali.

▪ **Soggetti coinvolti nel nucleo fondativo della CE 6**

Dall’analisi dell’inquadramento territoriale, dalla disponibilità riscontrata dai soggetti coinvolti nella campagna d’indagine tramite questionari e tenendo conto dei requisiti minimi delle Comunità Energetica in Regione Piemonte (D.G.R. 18-8520/2019), il nucleo di partenza della futura Comunità Energetica (CE) è costituito dai soggetti pubblici e privati presentati di seguito ed elencati in Tabella 21. Ogni soggetto è stato in seguito localizzato sul territorio come presentato in Figura 59.

▪ 5 Aziende membri del Consorzio Pinerolo Energia:

- *API S.p.A.* di cui si considera il *Polo Ecologico* sito in Pinerolo, i consumi denominati “*Altri API*” presenti in maniera distribuita sul territorio oggetto di analisi e la centrale idroelettrica localizzata a Inverso Pinasca (non è stata considerata la centrale idroelettrica di Roure)
- *Cooperativa Comunicazioni Sociali* (Eco del Chisone) in Pinerolo
- *Albergo Tre Denti* in Cantalupa
- *Fondazione Pro Senectute Onlus* in Cantalupa
- *Cumiana Gomme Group S.r.l.* per le sole sedi site in Cumiana e in Frossasco

▪ 6 Comuni firmatari la Oil Free Zone Pinerolese:

- Cantalupa, Frossasco, Roletto, San Pietro Val Lemina, Scalenghe e Vigone

▪ Privati cittadini

Si ipotizza la partecipazione di privati cittadini in ciascuno dei suddetti Comuni in una misura stimata al 2% del totale delle famiglie residenti nel territorio comunale. Tali utenze domestiche sono considerate tutte nella categoria *Consumatori* ad eccezione di almeno una utenza *Prosumer* per comune.

A seguito della presentazione dei risultati relativi ai profili di consumo, produzione e producibilità, verrà descritta in maniera dettagliata la valutazione di questo scenario attuata ai fini della partecipazione al Bando Regionale (D.D. n.547/2019) e alla descrizione dello stato di fatto.

Tabella 21: Informazioni generali dei soggetti coinvolti nel nucleo fondativo della CE pinerolese (CE6)				
Utenza	Nome	Sigla	Località	Soggetto
AZIENDA				
1	Acea Pinerolo Industriale (API)-Polo ecologico	A1	Pinerolo	Prosumer
	API (Altri)	A3	Ambito AV	Consumatore
	API – Centr. Idroelettrica	A4	Inverso Pinasca	Produttore
2	L'Eco del Chisone	I	Pinerolo	Prosumer
3	Albergo 3 denti	L	Cantalupa	Prosumer
4	Fondazione Pro Senectute	M	Cantalupa	Prosumer
5	Cumiana Gomme Group srl	N2	Cumiana	Consumatore
	Cumiana Gomme Group srl	N3	Frossasco	Consumatore
COMUNE				
6	Comune di Cantalupa	CANT	Cantalupa	Prosumer
7	Comune di Frossasco	FRO	Frossasco	Prosumer
8	Comune di Roletto	ROL	Roletto	Prosumer
9	Comune di S. Pietro Val Lemina	SPVL	S. Pietro Val Lemina	Prosumer
10	Comune di Scalenghe	SCA	Scalenghe	Consumatore
11	Comune di Vigone	VIG	Vigone	Consumatore
DOMESTICO				
12-33	21 utenze residenti	CANT- DOM	Cantalupa	Consumatore /Prosumer
34-56	23 utenze residenti	FRO – DOM	Frossasco	Consumatore /Prosumer
57-72	16 utenze residenti	ROL-DOM	Roletto	Consumatore /Prosumer
73-85	13 utenze residenti	SPVL-DOM	S. Pietro Val Lemina	Consumatore /Prosumer
86-112	27 utenze residenti	SCA-DOM	Scalenghe	Consumatore /Prosumer
113-157	44 utenze residenti	VIG-DOM	Vigone	Consumatore /Prosumer

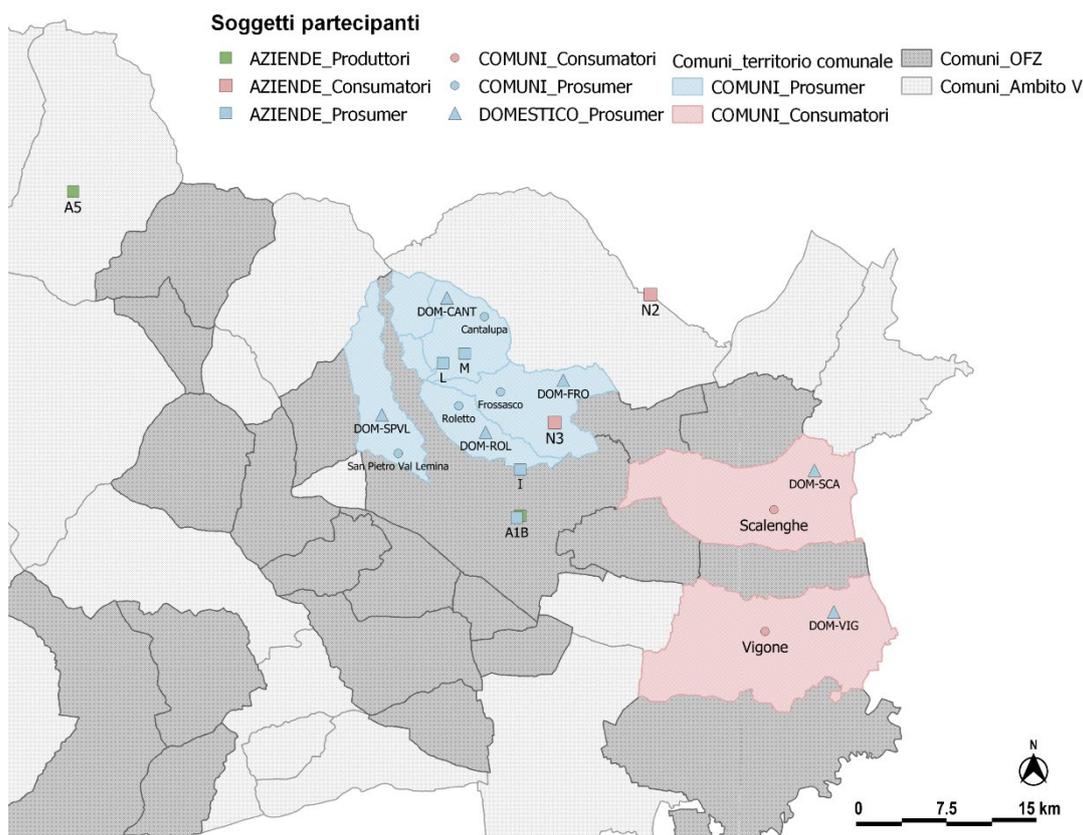


Figura 59 – Localizzazione dei soggetti coinvolti nello scenario dell'Ambito CE6. La classificazione delle tipologie di soggetto energetico (Produttore, Consumatore, Prosumer) si riferisce al solo ambito elettrico. Si evidenziano i territori comunali partecipanti in relazione agli altri comuni firmatari la Oil Free Zone Pinerolese. Elaborazione personale.

18. PROFILI DI CONSUMO

Sono presentati i risultati dei modelli per il calcolo dei profili di consumo di energia elettrica e termica descritti in materiali e metodi, valutati per ciascuna tipologia di utenza e per ciascuno degli scenari individuati a descrivere lo stato di fatto. I dati seguenti si riferiscono alla valutazione effettuata per tutti i soggetti inclusi nell'Ambito AV; essendo gli altri scenari (Ambiti sovracomunali ASV 1-6 e Ambito CE6) costituiti da una selezione di soggetti tra quelli appartenenti allo scenario più ampio (Ambito AV), verrà specificato per ogni valutazione l'ambito di riferimento.

18.1. UTENZE AZIENDALI

Le utenze aziendali coinvolte nello scenario più ampio (Ambito AV) sono le aziende, membri del CPE, con una o più sedi nei comuni del territorio oggetto di studio, come descritte in Figura 60. Le aziende che hanno risposto alla campagna di raccolta dati tramite questionario, sono 17 e i risultati dell'indagine sono riassunti in Tabella 22. Le altre 22 aziende, i cui consumi sono stati simulati grazie al modello previsionale elaborato, sono state scelte fra le altre aziende membri del CPE, di cui si disponevano informazioni accessibili pubblicamente, al fine di considerare un panorama più ampio di utenze di categoria aziendale nell'analisi dello stato di fatto.

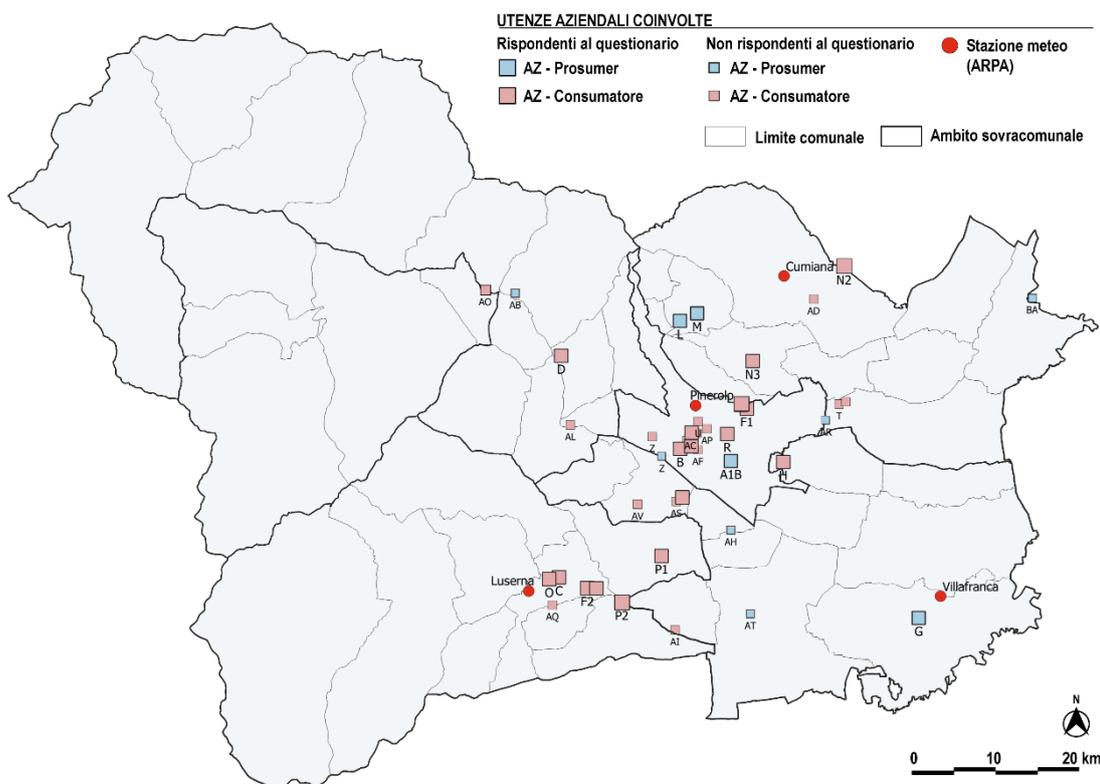


Figura 60 – Localizzazione delle aziende coinvolte nello scenario dell'Ambito AV. Sono distinte le aziende che hanno partecipato alla campagna d'indagine tramite questionario (quadrati grandi) e quelle i cui consumi sono stati simulati (quadrati piccoli). Inoltre, vengono distinti i soggetti prosumer (in azzurro) e i consumatori puri (in rosa) e le stazioni meteorologiche dell'ARPA, individuate quali stazioni di riferimento al reperimento dei dati climatici per l'anno 2017. Infine, osservando l'ubicazione delle aziende in relazione ai confini degli ambiti sovracomunali è possibile notare come la maggior parte delle aziende sia ubicata in aree pedemontane o di pianura e si concentri nel comune di Pinerolo. Elaborazione personale.

Della totalità delle informazioni raccolte sono state selezionate solo alcune variabili. Al fine del trattamento dei dati sensibili, ad ogni azienda è stata attribuita una lettera identificativa in sostituzione al nome commerciale e per i soggetti che disponevano di più sedi sul territorio, ne è stata mantenuta la distinzione aggiungendo alla lettera un numero. I dati riassunti in Tabella 22 si riferiscono all'anno 2017, antecedente l'avvio della campagna d'indagine e sono distinti in variabili secondarie e real asset (dati energetici). Per il dato di consumo annuo relativo a entrambi i vettori elettrico e termico, è stato valutato il grado di correlazione con le diverse variabili secondarie a disposizione, ottenendo maggiore correlazione con il dato relativo all'area dello stabilimento di produzione. Gli altri dati di input primari relativi ai consumi energetici si riferiscono al consumo mensile elettrico e termico, descritti rispettivamente in Figura 61 e 62. Il profilo di consumo giornaliero medio mensile (Figura 63-64) è stato calcolato secondo il metodo indicato. Ad ogni azienda è stata assegnata una delle quattro stazioni meteorologiche ARPA (Cumiana, Luserna, Pinerolo, Villafranca), ubicata in prossimità delle sedi, i cui dati di temperatura media (anno 2017) a confronto con l'andamento dei consumi hanno confermato l'indicazione del questionario circa l'uso dell'energia interno all'azienda, come riportato in Tabella 23.

Tabella 22: Informazioni ottenute tramite questionari relative alle 17 aziende partecipanti all'indagine.

Azienda	DATI INPUT SECONDARI													REAL ASSET			
	Sigla	Località	Localizzazione				Attività lavorativa				Orario settimanale		Edificio			Consumo anno 2017	
			Lat N WGS84	Lon E WGS 84	Altitudine m (slm)	Staz. meteo (ARPA)	Settore Cod. Ateco	Prodotti [x/anno]	Dipendenti [num]	Fatturato [mil€/anno]	Giorno [gg/sett]	Turni [h/gg]	Area [mq]	Volume [mc]	Costruzione [Anno]	Elettrico [MWh/a]	Termico [MWh/a]
B	Pinerolo	4480131	7323873	378	Pinerolo	C17	10.000 ton	20	3,5	5	3	2.040	14.076	1960	4.128	11.676	
C	Lusema S. G.	44817467	7244235	486	Lusema	C10		360	64,29	5	2	16770		1967-68	4.734	5.546	
D	Villar Perosa	44923679	7242062	509	Pinerolo	C24		782	131,21	5*3e+1*2e+1*1t		85.500	405.000	1947-1969	55.835	33.891	
E	Pinerolo	44887847	7331304	375	Pinerolo	P		32	2,5	5	1	1.619	6.781	1950-60	58	112	
F1	Pinerolo	44900440	7367834	335	Pinerolo	C22		311		6	3	15400	72200		7.772	1.427	
F2	Lusema S. G.	44812734	7264106	443	Lusema	C22		612		6	3	12600			12.406	5.136	
F3	Lusema S. G.	44812734	7264106	435	Lusema	C22		38		6	3	10000			1.881	994	
F								961	28,2			38000					
G	Villafranca P.	44781994	7492275	260	Villafranca	C10	400.000 capi	110	94,81	5	1	7000			3.082	6.505	
H	Buntasco	44874845	7392201	315	Pinerolo	C22		107	43,26	7	3	33.072	118.032		14.886	1.732	
I	Pinerolo	44901556	7363708	339	Pinerolo	J58		10		7	2	1100		1972	90	162	
L	Cantalupa	44939161	7330006	436	Pinerolo	I55	15.000 pres	13		7	3	1.700	6.740	2000	125	519	
M	Cantalupa	44944947	7333653	470	Cumiana	Q87		40	1,6	7	3	7.000		1999	76	552	
N1	Orbassano	45029062	7578296	271	Cumiana	G45		18		5*2e+1*1t		2370	14.220	1974-1994	92	49	
N2	Cumiana	44968672	7430691	278	Cumiana	G45		23		5*2e+1*1t		1300	7.392	1973-2010	651	79	
N3	Frossasco	44919858	7375510	320	Pinerolo	G45		5		5*2e+1*1t		1700	10200	1967-20012	19	0	
N								46	10			5370					
O	Lusema S. G.	44816469	7237795	492	Lusema	C16				5	2	1180			79	0	
P1	Bricherasio	44828610	7312532	374	Lusema	C25				6	3	1480			1.130	0	
P2	Bibiana	44806057	7287187	416	Lusema	C25				5	2	1.000			232	0	
P									6,39			2460					
Q	Pinerolo	44881115	7330115	368	Pinerolo	C25		35	25,25	5	2	8760			1.418	1.584	
R	Pinerolo	44887496	7354521	351	Pinerolo	C25	14278 ton	296	68	6*3e+1*1t		61.000		1950-60	28.063	5.537	
S	S Secondo	44856892	7326990	359	Pinerolo	C25		40		6	5	3	1.800	1967	321	161	

Correlazione Pearson	Elettrico									81%	79%	36%	30%	97%	100%		
Correlazione Pearson	Termico									74%	74%	22%	2%	78%	90%		

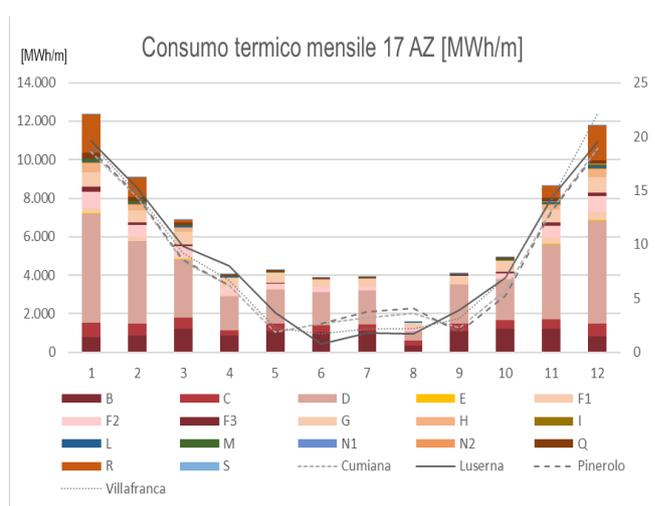
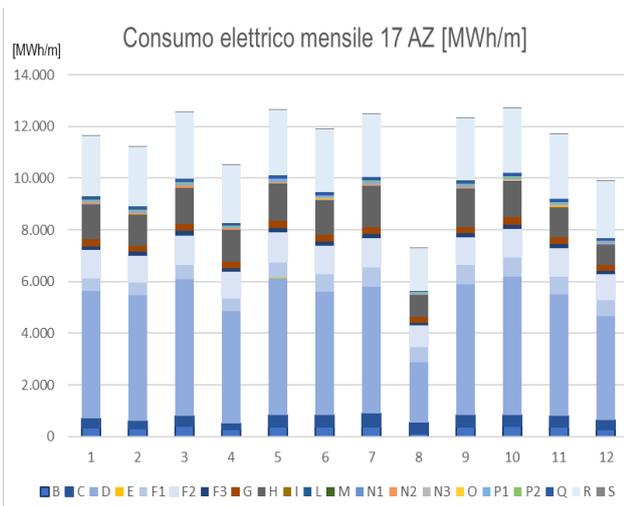


Figure 61 e 62 – Consumo mensile totale delle 17 aziende relativo all'energia elettrica (a sinistra) e termica (a destra).

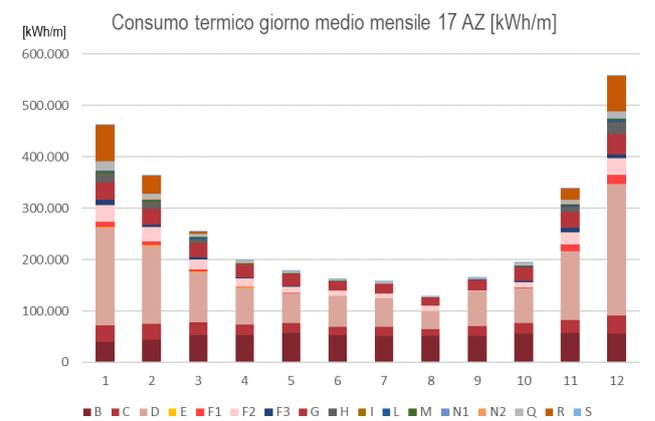
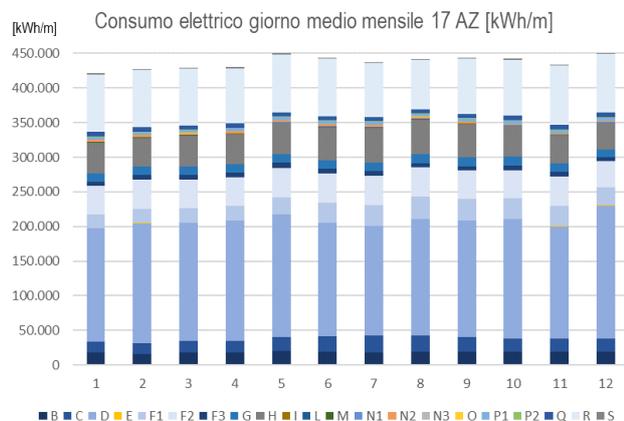


Figure 63 e 64 – Consumo giornaliero medio mensile delle 17 aziende relativo all'energia elettrica (a sinistra) e termica (a destra).

La successiva classificazione delle aziende campionate è descritta in Tabella 23. A partire dai relativi codici Ateco, sono state individuate quattro categorie relative al settore d'impiego: industria manifatturiera (IM) e industria alimentare (IA) qui associate, servizi di formazione e informazione (AU), commercio all'ingrosso (CI) e ospitalità (O) che comprende il settore alberghiero e quello dell'assistenza alla persona. La classificazione per l'uso interno dell'energia, separatamente

secondo vettore energetico, è avvenuta tenendo conto di quanto indicato dalla tabella in Figura 38 ed ha individuato 3 categorie di utilizzo per l'energia elettrica (Categoria EI: I, II, III) e 4 per l'energia termica (Categoria Th: I, II, III, IV). Infine, la categorizzazione secondo l'orario lavorativo settimanale ha individuato 5 categorie (1-5) distinte sia per monte ore settimanale che tenendo conto del numero giornaliero di turni.

Tabella 23: Classificazione delle 17 aziende per settore di impiego, dimensione, uso dell'energia e orario lavorativo settimanale.

Codice Azienda	Codice Ateco	Settore	Dimensione (D.M. 18/5/2005)	Area stabilimento [m ²]	Uso energia		Orario lavorativo			
					Categoria EI	Categoria Th	Categoria Orario	Gg/sett	N. turni/gg	h sett
O	C16	IM/IA	Piccola	1.180	I		2	5	2	80
S	C25		Piccola	1.800	II	III	3	5	3	120
B	C17		Piccola	2.040	I	IV	3	5	3	120
P	C25		Piccola	2.480	I		4	6	3	144
Q	C25		Media	8.760	I	I	2	5	2	80
H	C22		Media	33.072	II	III	5	7	3	168
G	C10		Grande	7.000	I	I	1	5	1	40
F	C22		Grande	38.000	I	vario	4	6	3	144
C	C10		Grande	16.770	II	I	2	5	2	80
R	C25		Grande	61.000	I	III	4	6gg(3t), 1gg(1t)		152
D	C24		Grande	85.500	I	I	3	5gg(3t), 1gg(2t), 1gg(1t)		104
I	J58		AU	Piccola	1.100	II	III	3	7	2
E	P	Piccola		1.619	1			5	1	40
N	G45	CI	Piccola	5.370	I	I	2	5gg(2t), 1gg(1t)		88
L	I55	O	Piccola	1.700	II	II	5	7	3	168
M	Q87		Piccola	7.000	III	II	5	7	3	168

I risultati della scomposizione del dato di consumo giornaliero medio mensile [kWh/gm] in relazione all'utilizzo di energia costante per la produzione [kWh_{CS}] o variabile per la climatizzazione degli ambienti [kWh_{CL}] sono descritti nei grafici delle figure seguenti, distinguendo il consumo elettrico (Figure 65-71) da quello termico (Figure 72-80). Sono stati aggregati i dati relativi alle aziende della stessa categoria di utilizzo e dello stesso settore d'impiego, quando rilevante.

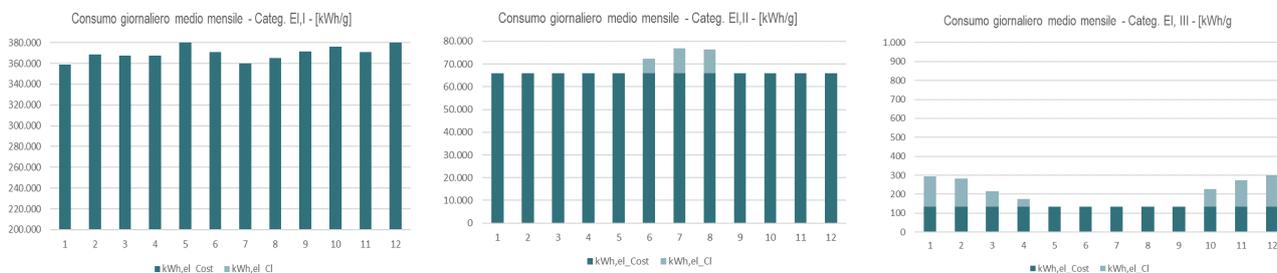


Figure 65-66-67 – Scomposizione del consumo giornaliero medio [kWh/gm], secondo categorie di utilizzo dell'energia elettrica. L'entità di consumo consiste nell'aggregazione dei consumi delle singole aziende che ricadono nella categoria: Categ. EI, I – 14 aziende (a sinistra), Categ. EI, II – 5 aziende (al centro), Categ. EI, III – 1 azienda (a destra). Le aziende con sedi distaccate sono state considerate separatamente.

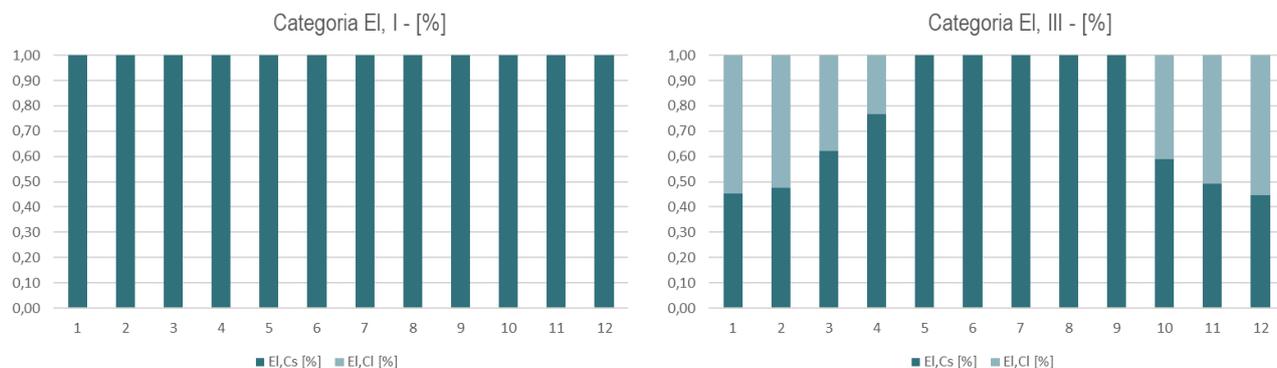


Figure 68-69-70 – Contributo del consumo giornaliero medio costante (Cs) e variabile (Cl) al consumo giornaliero globale (Cs+Cl), espresso in termini percentuali relativo alla Categ. EI, I (a sinistra) e alla Categ. EI, II (a destra).

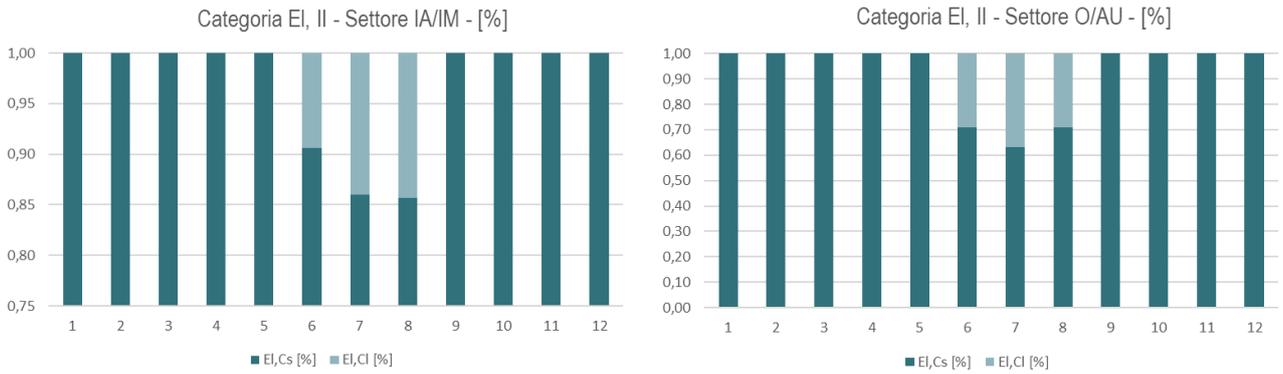


Figure 70-71 – Contributo del consumo giornaliero medio costante (Cs) e variabile (CI) al consumo giornaliero globale (Cs+CI), espresso in termini percentuali, relativo alla Categ. EI, II, di cui si distinguono le aziende del settore IM/IA (a sinistra) e quelle del settore AU/O (a destra).

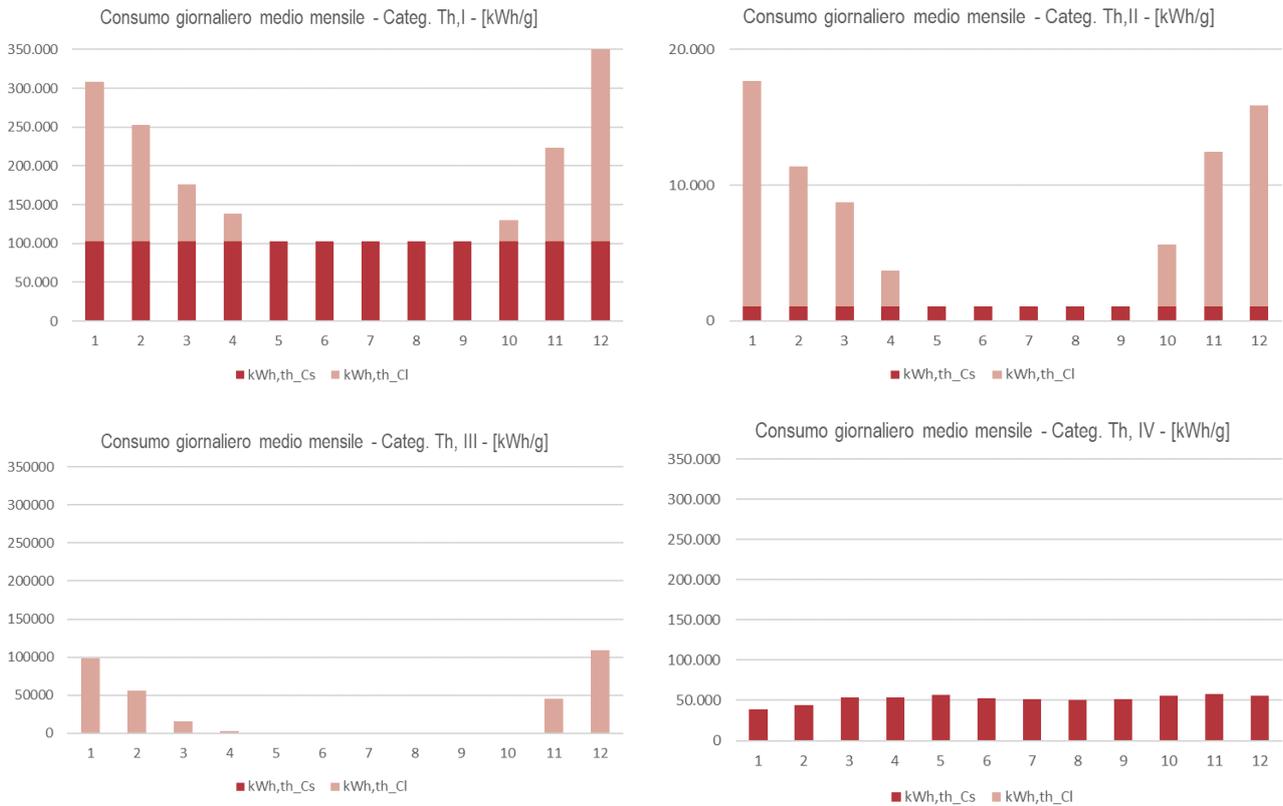


Figure 72-73-74-75 – Scomposizione del consumo giornaliero medio [kWh/gm], secondo categorie di utilizzo dell'energia termica. L'entità di consumo consiste nell'aggregazione dei consumi delle singole aziende che ricadono nella categoria: Categ.Th, I – 7 aziende (in alto a sinistra), Categ.Th, II – 4 aziende (in alto a destra), Categ.Th, III – 4 azienda (in basso a sinistra) e Categ. Th, IV – 1 azienda (in basso a destra). Le aziende con sedi distaccate sono state considerate separatamente.

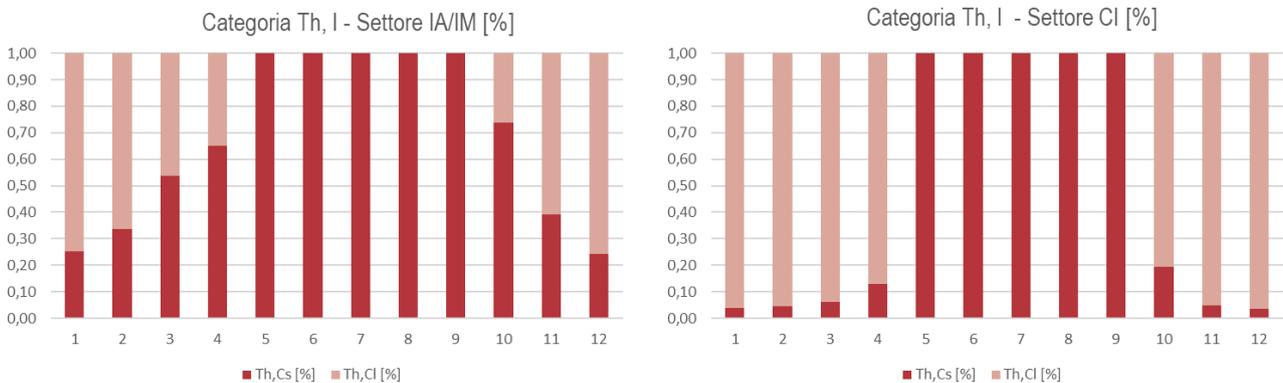


Figure 76-77 – Contributo del consumo giornaliero medio costante (Cs) e variabile (CI) al consumo giornaliero globale (Cs+CI) di energia termica, espresso in termini percentuali relativo alla Categ.Th, I, di cui si distinguono le aziende del settore IM/IA (a sinistra) e quelle del settore CI (a

destra).

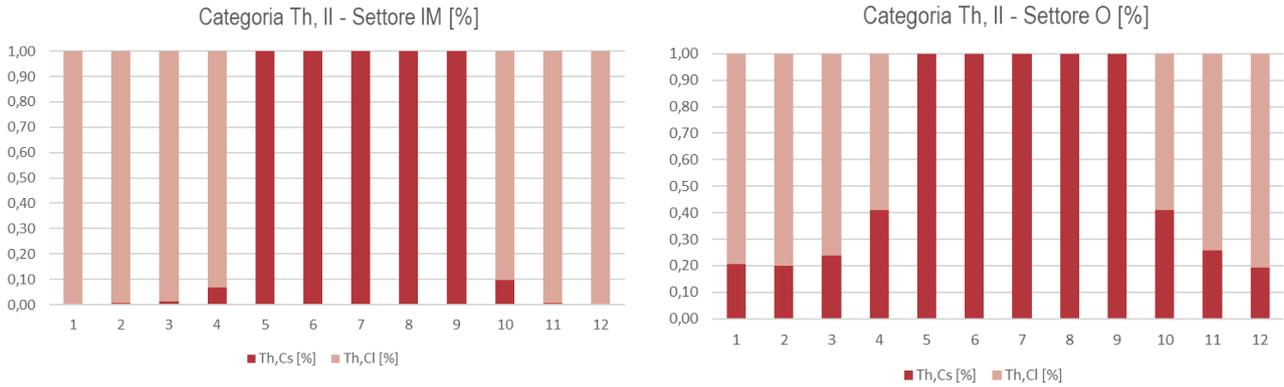


Figure 78-79 – Contributo del consumo giornaliero medio costante (Cs) e variabile (Cl) al consumo giornaliero globale (Cs+Cl) di energia termica, espresso in termini percentuali relativo alla Categ.Th,II, di cui si distinguono le aziende del settore IM (a sinistra) e quelle del settore O (a destra).

A partire dai risultati del consumo termico giornaliero medio mensile per la climatizzazione invernale [kWh,th,cl/gm] e quello elettrico per la climatizzazione estiva [kWh,el,cl/gm], è stato individuato un valore del coefficiente di dispersione termica dell'involucro edilizio H [W/K] per ogni settore d'impiego, seguendo la metodolgia descritta in Figura 39. In Tabella 24 è riportato il valore medio annuale del coefficiente H per la stagione di climatizzazione invernale (Coeff. H_{inv}) e per quella estiva (Coeff. H_{est}) e per ciascun settore d'impiego analizzato: per il settore IM è stato possibile individuare valori più precisi del coefficiente in relazione allo specifico settore produttivo classificato secondo codice Ateco.

Tabella 24: Valori del coefficiente di dispersione dell'involucro individuato dalle 17 aziende campione, definito secondo ciascun settore d'impiego analizzato.

Settore	Cod. Ateco	Coeff. H _{inv} [W/K]	Coeff. H _{est} [W/K]
IM	C10	3,2	3,8
	C22	2,3	1,2
	C25	2,2	1,0
AU		3,9	0,7
CI		0,7	
O		1,7	0,8

Ripercorrendo la metodolgia descritta in Figura 35, il modello elaborato è stato validato in relazione a entrambe l'energia elettrica e termica. Il risultato della comparazione tra il dato energetico reale e il dato stimato ha confermato la validità del modello ai fini della distinzione tra la quota di consumo costante e variabile in relazione all'uso interno e quindi la definizione dei valori di H. La corrispondenza tra i valori reali e stimati, relativi alle 17 aziende, è descritta attraverso i grafici seguenti (Figure 80 e 81).

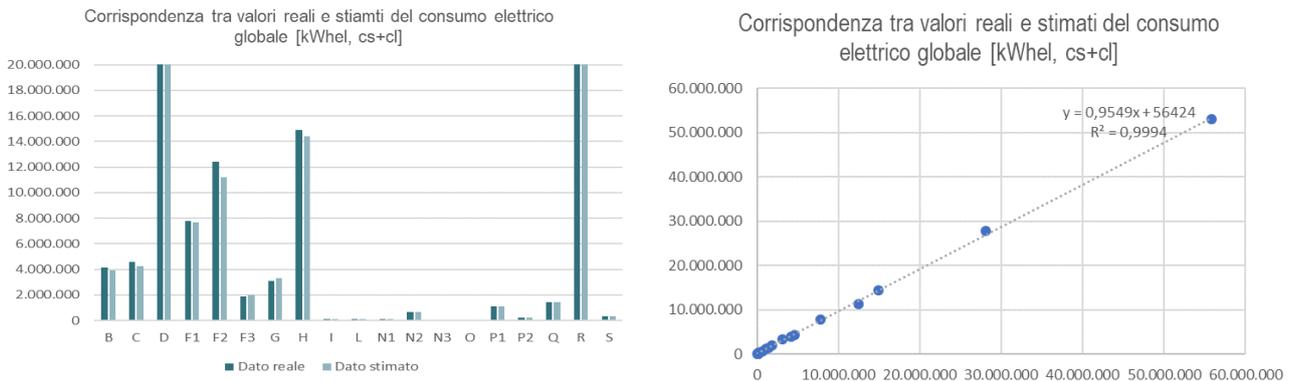


Figure 80-81 – Corrispondenza tra valori reali e stimati del consumo elettrico globale.

Per quanto riguarda l'utilizzo ai fini della stima dei consumi di altre aziende tipo del territorio, non è stato possibile validare il modello a causa di un numero di campioni non sufficiente a raggiungere valori di errore relativo statisticamente accettabili. In attesa di incrementare il numero di campioni per verificare la validità del modello e l'applicabilità dello stesso, si è proceduto attraverso la classificazione delle 22 aziende CPE (Tabella 25).

Tabella 25: Classificazione delle 22 aziende per settore di impiego, dimensione, uso dell'energia, orario lavorativo settimanale e localizzazione.

Codice Azienda	Codice Ateco	Settore	Area stabilimento [m ²]	Uso energia		Coeff. H.inv [W/K]	Coeff. H.est [W/K]	Orario lavorativo				Localizzazione				
				Categ. EI	Categ. Th			Categoria	Gg/sett	N. turni/gg	h sett	Località	Coordinate	Altitudine m (slm)	Staz. Meteo (ARPA)	
T	C32.5	IM/IA	1.200	II	II	2,3	1,2	1	5	1	40	Scalenghe	742932	4490299	286	Pinerolo
U	C18.12		200	II	II	2,3	1,2	1	5	1	40	Pinerolo	733536	4489321	369	Pinerolo
AB	C25.62		14.000	I	I	2,3		4	6	3	144	Pinasca	721151	4495275	612	Perrero
AD	M74.90.99		7.000	I	I			2	5	2	80	Cumiana	74109	5,4E+07	284	Cumiana
AE	C25		3.500	I	I	2,2		4	6	3	144	Beinasco	760061	4502871	262	Cumiana
AH	C28.30		4.300	I	II	2,2		2	5	2	80	Osasco	735879	4484170	326	Pinerolo
AI	C29.31		15.000	I	I	2,2		1	6	1	48	Campiglione	732290	4479342	363	Luserna
AL	B09.99		11.000	I	I			2	6	2	96	Porte	725026	4489036	447	Pinerolo
AO	C25		7.000	I	I	2,2		4	6	3	144	Perosa A.	719138	4495391	596	Perrero
AP	C17		22.000	I	I	2,3		4	6	3	144	Pinerolo	734148	4488991	362	Pinerolo
AQ	C11.07		5.000	I	II	3,2		4	6	3	144	Luserna S.G.	724092	4480414	515	Luserna
AR	C10.13		20.000	II	I	3,2	3,8	1	6	1	48	Scalenghe	743378	4490411	284	Pinerolo
AS	C32.5		2.000	II	II	2,3	1,2	1	5	1	40	San Secondo	732197	4485485	357	Pinerolo
AT	C10		2.400	I	I	3,2		1	6	1	48	Cavour	737291	4480188	310	Villafranca
AU	C24.20.2		23.000	I	I	2,3		4	5gg(3t),1gg(2t)		136	Orbassano	755854	4501285	262	Cumiana
BA	C30.9		7.000	II	II	2,3	1,2	1	5	1	40	Candiolo	755679	4495530	244	Cumiana
AA	Q88	300	II	III	3,9	0,7	1	5	1	40	Pinerolo	732825	4488411	380	Pinerolo	
AF	P85.41	3.200	II	III	3,9	0,7	1	5	1	40	Pinerolo	733565	4487976	364	Pinerolo	
AV	J61	600	II	III	3,9	0,7	3	7	2	112	San Secondo	729618	4485311	412	Luserna	
AZ	J	70	II	III	3,9	0,7	2	6	2	96	Pinerolo	733197	4488921	375	Pinerolo	
V	H18.12	12.000	I	I	0,7		5	7	3	168	Candiolo	760624	4496495	238	Cumiana	
Z	G	2.000	I	I	0,7		2	6	2	96	Pinerolo	730497	4488561	395	Pinerolo	

ENERGIA ELETTRICA

Consumo annuale e mensile

Il consumo elettrico annuo delle 17 utenze aziendali è pari a 161.445 MWh/a. In Figura 82 è rappresentata la distribuzione sul territorio del consumo elettrico annuale totale [MWh/a], calcolato in riferimento all'anno 2017, mentre il grafico a torta della Figura 83, restituisce l'indicazione del contributo al consumo totale di ciascuno dei sei settori d'impiego analizzati. In Figura 84 sono messi a confronto i consumi elettrici annuali, delle aziende, suddivise nei rispettivi ambiti sovracomunali e in Figura 85 è riportato l'andamento mensile del consumo aggregato.

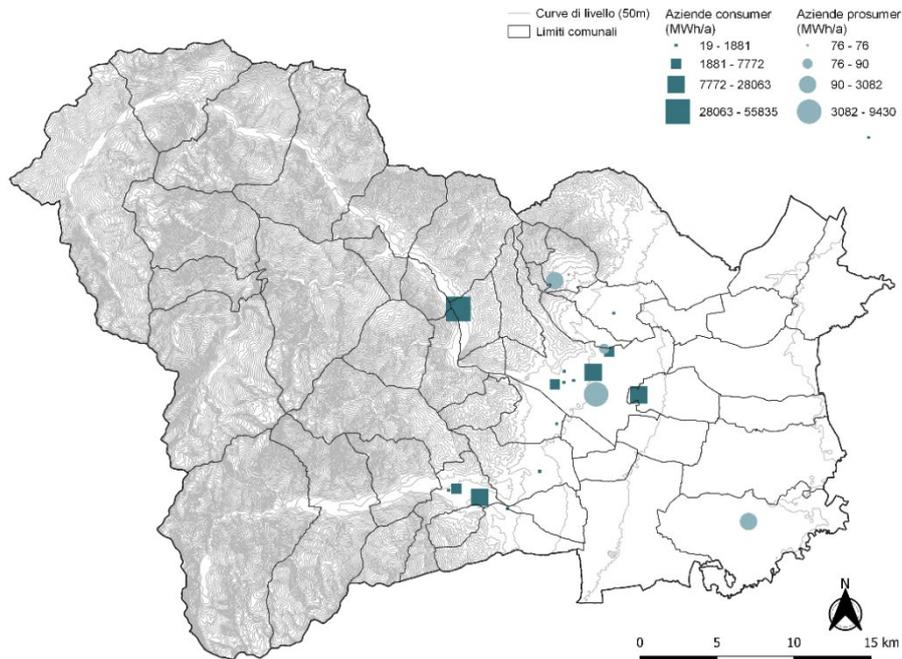


Figura 82 – Distribuzione sul territorio (Ambito AV) del consumo elettrico annuale totale delle utenze aziendali.

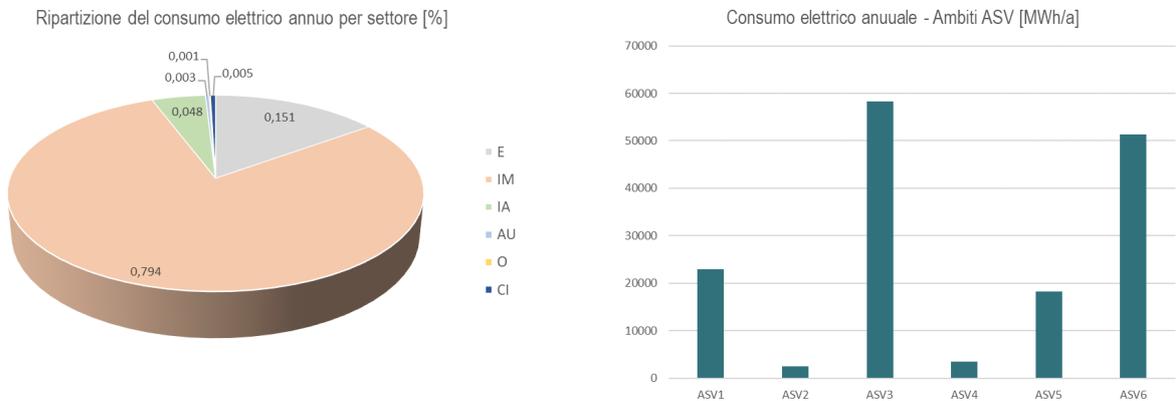


Figura 83-84 – Contributo al consumo elettrico annuale delle utenze aziendali dell'ambito AV, secondo settore d'impiego. Si inserisce qui anche il settore dei servizi energetici di API (a sinistra). Consumi aggregati delle aziende suddivise per ambito sovracomunale di riferimento ASV (a destra).

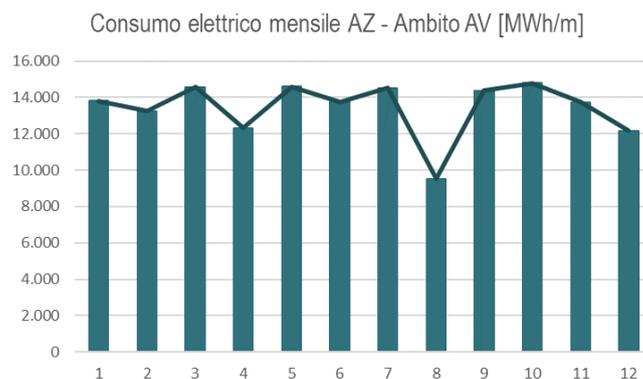


Figura 85 – Consumo elettrico mensile delle aziende dell'Ambito AV ..

Consumo giornaliero e orario

I consumi elettrici giornalieri e orari si riferiscono alle sole 13 aziende delle 17 rispondenti al questionario che hanno fornito i dati di consumo relativi ai giorni tipo stagionali come descritti in Tabella 26 e nelle Figure 85-90. Le aziende sono state raggruppate secondo la categoria dell'orario lavorativo settimanale, in riferimento alla Tabella 23.

Tabella 26: Consumo elettrico giornaliero delle aziende per le diverse stagioni dell'anno nell'Ambito AV		Consumo elettrico giornaliero [kWh/g]			
Categ. Orario	Aziende	Invernale - Festivo	Invernale - Feriale	Estivo - Festivo	Estivo - Feriale
5	H	45.673	49.082	49.659	55.629
4	F1,F2,F3,P1,R	49.238	185.316	51.097	182.999
3	B,S	11.294	19.593	193	20.796
2	N2,O,P2,Q	8.712	2.2831	11.259	29.318

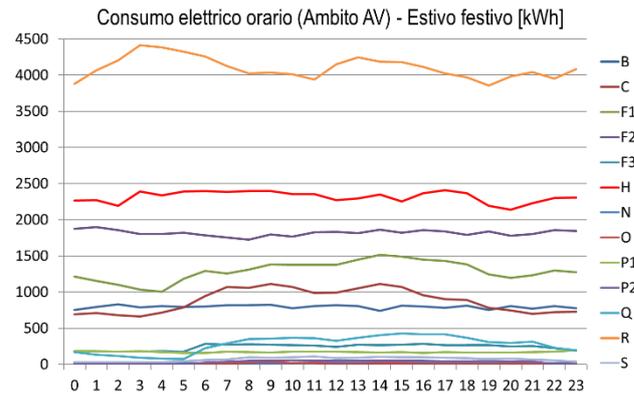
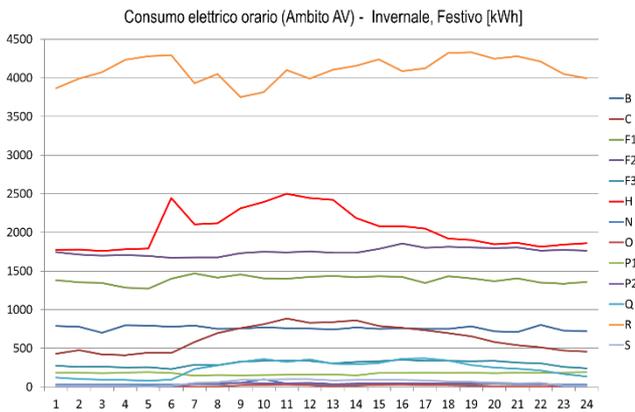


Figure 85-86 – Consumo elettrico orario delle utenze aziendali (Ambito AV) in un giorno tipo feriale invernale (a sinistra) e estiva (a destra).

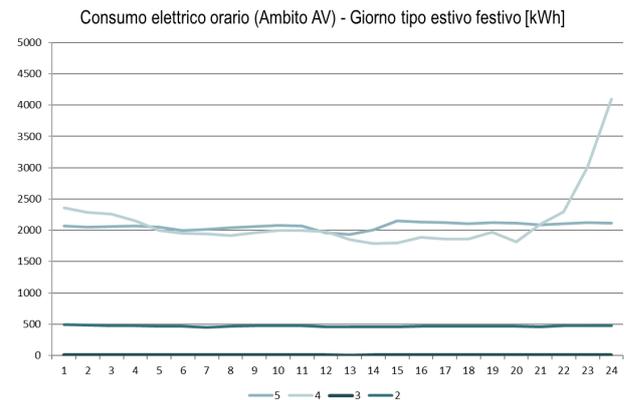
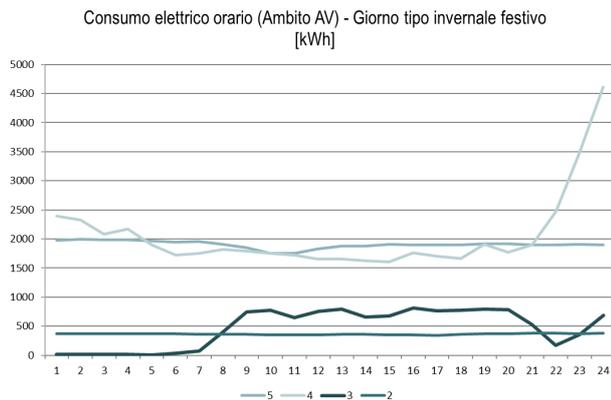


Figure 87-88 – Consumo elettrico orario per delle aziende nell'Ambito AV, suddivise nelle categorie di orario (2,3,4,5) nel giorno tipo festivo della stagione invernale (a sinistra) ed estiva (a destra).

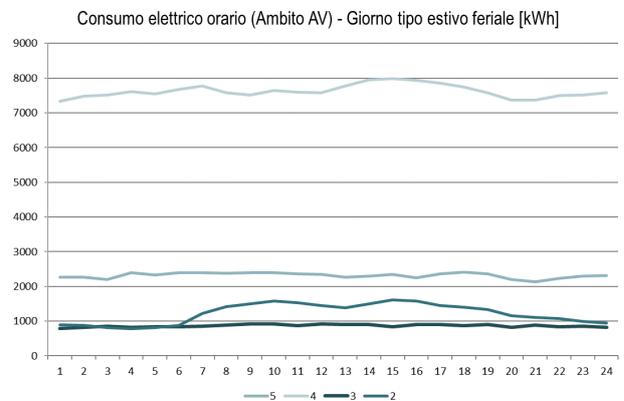
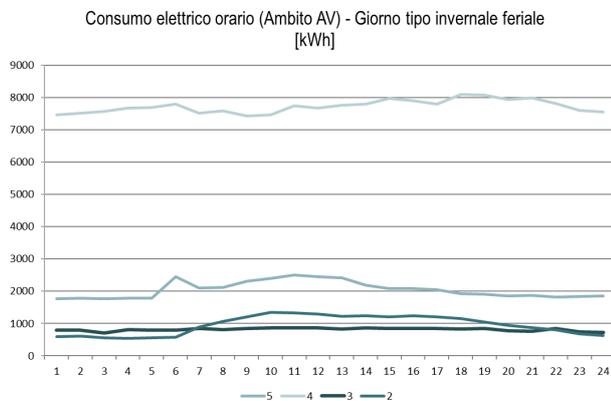


Figure 89-90 – Consumo elettrico orario per delle aziende nell'Ambito AV, suddivise nelle categorie di orario (2,3,4,5) nel giorno tipo feriale della stagione invernale (a sinistra) ed estiva (a destra)..

ENERGIA TERMICA

Consumo annuale e mensile

Il consumo termico annuo delle 17 utenze aziendali è pari a 83.134 MWh/a. In Figura 91 è rappresentata la distribuzione sul territorio del consumo termico annuale totale [MWh/a], calcolato in riferimento all'anno 2017, mentre il grafico a torta della Figura 92, restituisce l'indicazione del contributo al consumo totale di ciascuno dei sei settori d'impiego analizzati. In Figura 93 sono messi a confronto i consumi termici annuali delle aziende, suddivise nei rispettivi ambiti sovracomunali (ASV 1-6) e in Figura 94 è riportato l'andamento mensile del consumo aggregato.

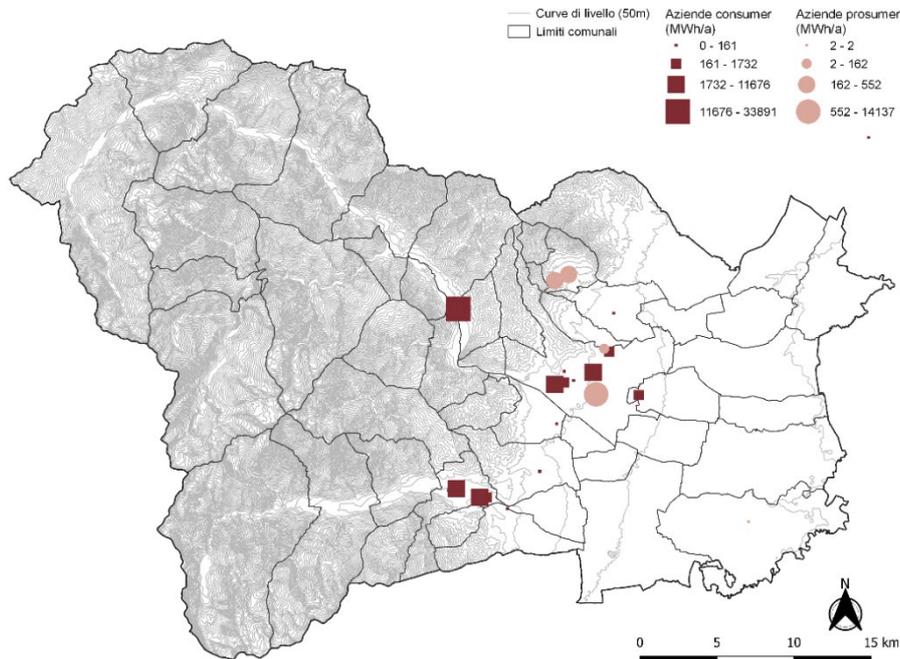


Figura 91 – Distribuzione sul territorio (Ambito AV) del consumo termico annuale totale delle utenze aziendali.

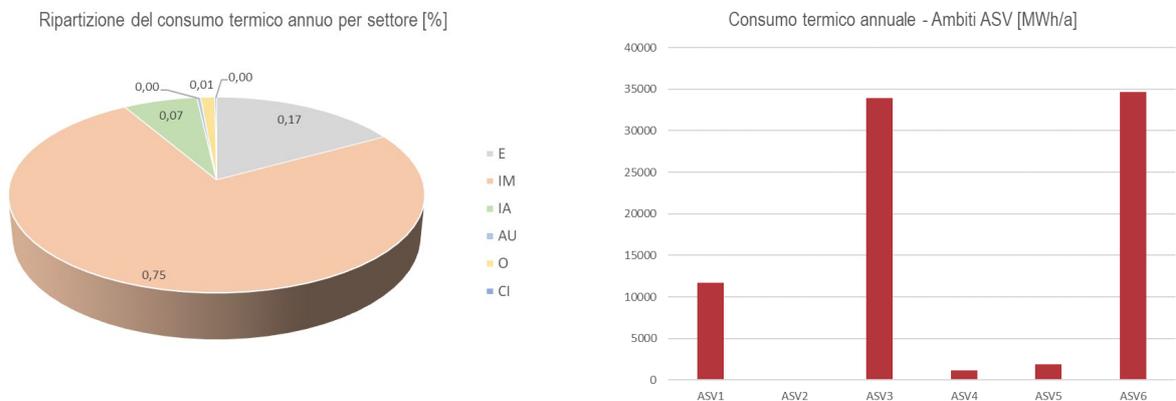


Figure 92-93 – Contributo al consumo termico annuale delle utenze aziendali dell'ambito AV, secondo settore d'impiego. Si inserisce qui anche il settore dei servizi energetici di API (a sinistra). Consumi aggregati delle aziende suddivise per ambito sovracomunale di riferimento ASV (a destra).

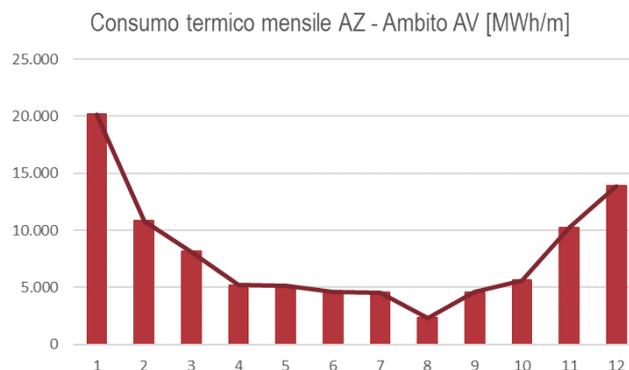


Figura 94 – Consumo termico mensile delle aziende dell'Ambito AV ..

18.2. UTENZE MUNICIPALI

ENERGIA ELETTRICA

Consumo annuale e mensile

Il consumo elettrico annuo delle 47 utenze municipali è pari a 235.848 MWh/a. In Figura 95 è rappresentata la distribuzione sul territorio del consumo elettrico annuale totale (ED+IP) pro capite [MWh/a/pro capite]. Questo dato comprende il consumo degli edifici comunali (220.008 MWh/a) e quello per l'illuminazione pubblica (15.840 MWh/a) ed è calcolato in riferimento all'anno 2017. Per entrambi i settori di consumo viene presentato il contributo al consumo totale in termini assoluti [MWh/a] e percentuali [%] (Tabella 27). In Tabella 28 sono messi a confronto i consumi elettrici annui degli edifici, in relazione al numero di abitanti proprio a ciascun ambito individuato [kWh/a/ab], mentre il consumo per l'illuminazione pubblica è posto in relazione all'estensione territoriale [kWh/a/km²] (Figura 96). Nelle Figure 97 e 98 sono messi a confronto i consumi elettrici annuali, per entrambi gli utilizzi, relativi ai sei ambiti sovracomunali. In seguito, viene presentato l'andamento mensile del consumo elettrico totale per l'Ambito AV [kWh/m] (Figure 99 e 100).

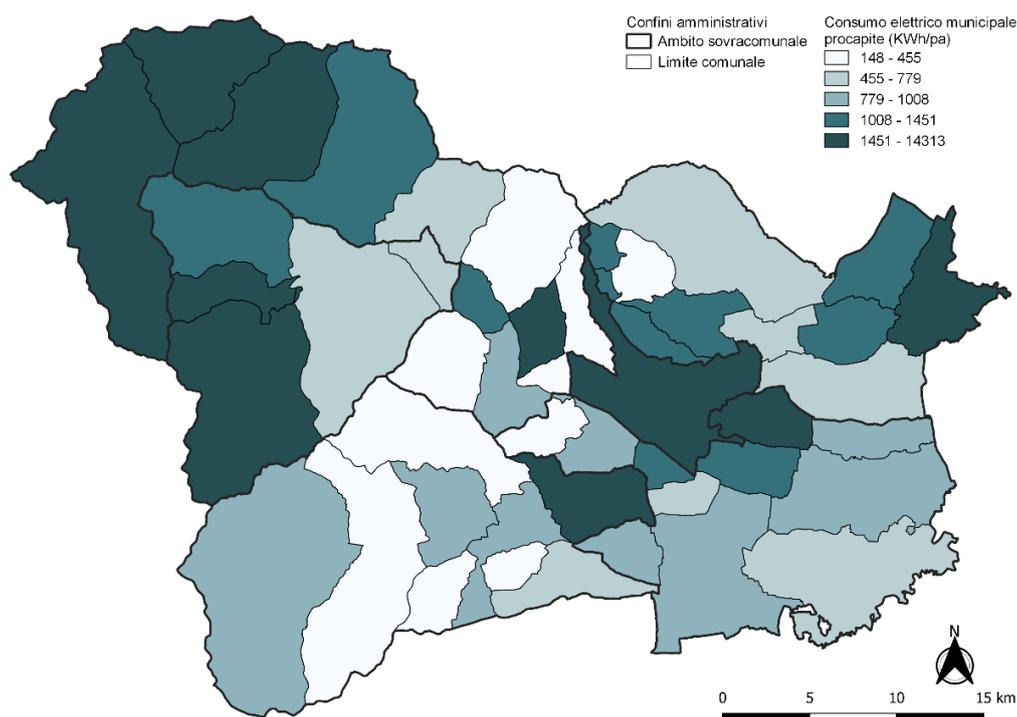


Figura 95 – Distribuzione sul territorio (Ambito AV) del consumo elettrico annuale totale (ED + IP) pro capite delle utenze municipali.

Ambito	ED		IP		TOT
	[MWh/a]	[%]	[MWh/a]	[%]	
AV	220.008	93	15.840	7	235.848
ASV 1	17.783	87	2.566	13	20.349
ASV 2	2.030	86	341	14	2.371
ASV 3	68.330	96	3.002	4	71.331
ASV 4	46.571	93	3.761	7	50.332
ASV 5	36.573	93	2.592	7	39.165
ASV 6	48.721	93	3.577	7	52.299
CE 6	13.388	90	1.567	10	14.955

Ambito	Numero abitanti	Superficie territoriale	ED pro capite	IP per superficie
	[ab]	[km ²]	[kWh/a/ab]	[kWh/a/km ²]
AV	149.684	1.348	1.470	11.751
ASV 1	23.295	289	763	8.879
ASV 2	2.040	273	995	1.249
ASV 3	18.155	366	3.764	8.202
ASV 4	42.618	199	1.093	18.899
ASV 5	27.768	225	1.317	11.520
ASV 6	35.808	50	1.361	71.540
CE 6	17.395	126	770	12.436

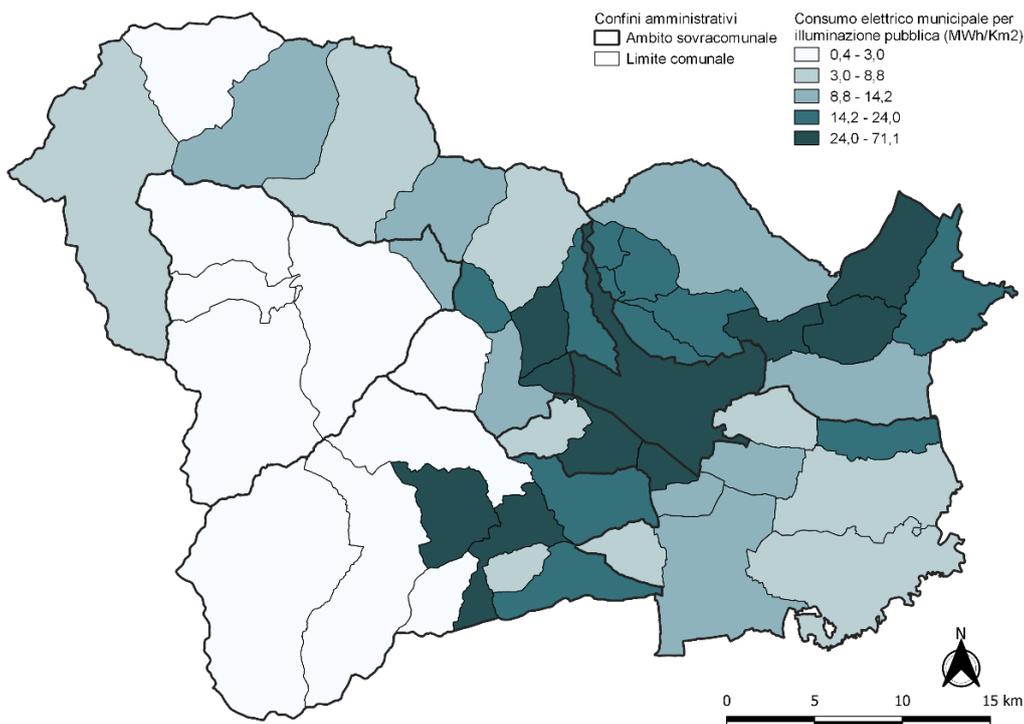


Figura 96 – Distribuzione sul territorio (Ambito AV) del consumo elettrico annuale totale pro capite per il servizio di illuminazione pubblica.

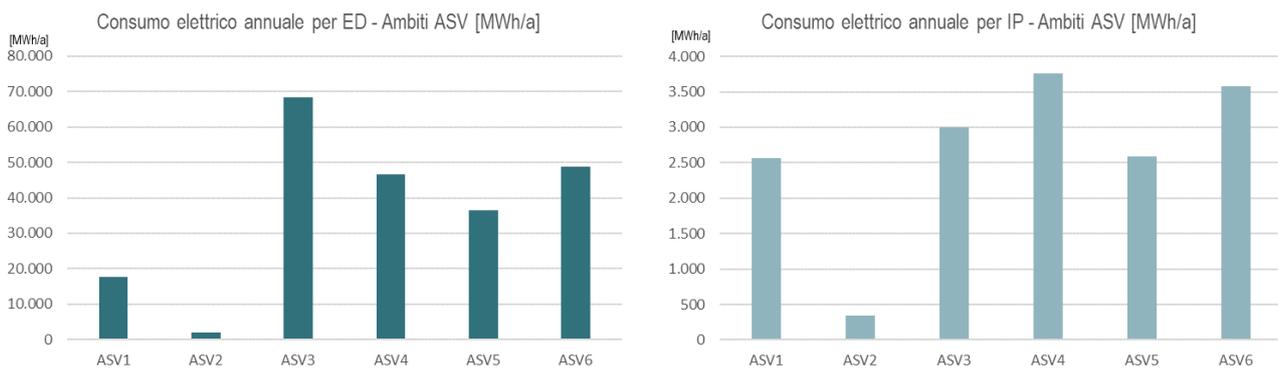


Figure 97 e 98 – Comparazione della quota di consumo elettrico annuale delle utenze municipali suddivise per ambito sovracomunale di appartenenza, relativo al consumo per edifici ED (a sinistra) e per illuminazione pubblica IP (a destra).

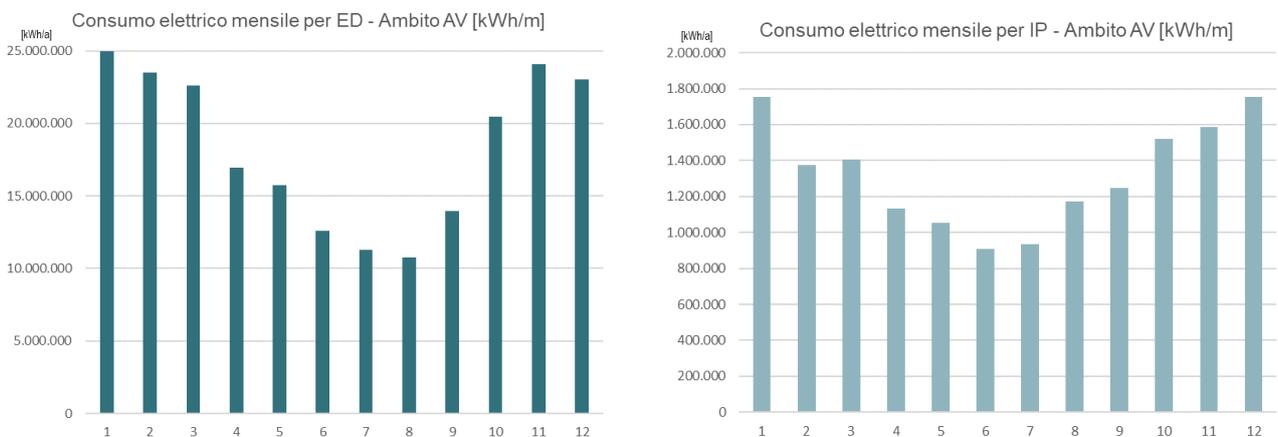


Figure 99 - 100 – Consumo elettrico mensile dei comuni dell'Ambito AV per edifici (a sinistra) e illuminazione pubblica (a destra).

Consumo giornaliero e orario per il servizio di Illuminazione pubblica

Per il servizio di illuminazione pubblica nell'Ambito AV sono definiti il consumo elettrico giornaliero, le ore di utilizzo giornaliero e il consumo totale all'ora in riferimento al giorno tipo stagionale, previsto da Tabella 29. Nelle Figure 101-102 è riportato il profilo di consumo orario relativo alla totalità dei comuni dell'Ambito AV, per ciascun giorno tipo stagionale.

Tabella 29: Consumo elettrico e ore di utilizzo giornaliero del servizio di illuminazione pubblica per le diverse stagioni dell'anno nell'Ambito AV			
	Consumo elettrico giornaliero	Ore di utilizzo giornaliero	Consumo elettrico all'ora
	[kWh/g]	[h/g]	[kWh]
Inverno	47.581	14	3.399
Primavera	38.957	9	4.329
Estate	38.763	9	4.307
Autunno	48.211	14	3.444

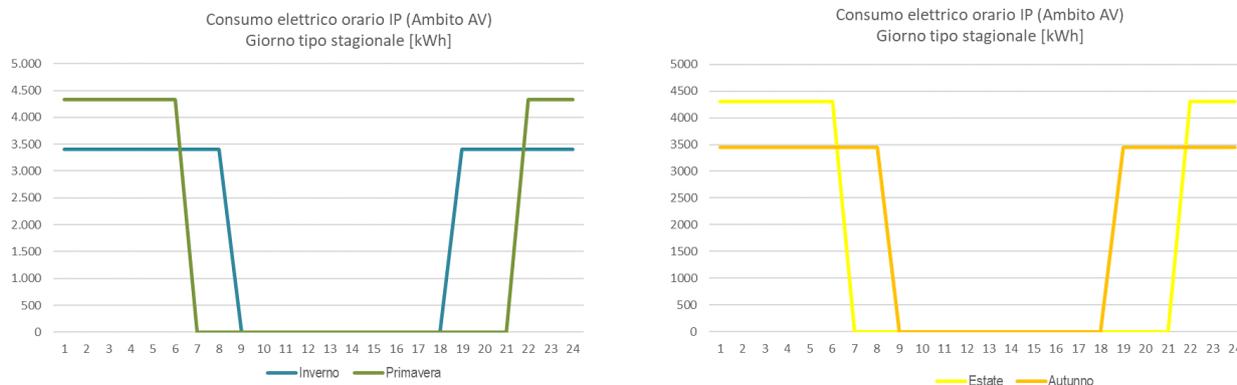


Figure 101-102 – Consumo elettrico orario per il servizio di illuminazione pubblica nei comuni dell'Ambito AV nel giorno tipo di ciascuna stagione.

ENERGIA TERMICA

Consumo annuale e mensile

Il consumo termico annuo delle 47 utenze municipali è pari a 21.654 MWh/a. Questo dato comprende il consumo degli edifici comunali in riferimento all'anno 2017, ma risulta incompleto in molte parti e pertanto è necessario tenere in considerazione che si riferisce a solo una parte dei consumi termici totali reali. In Tabella 30 sono messi a confronto i consumi termici annui degli edifici, per ciascun ambito individuato [MWh/a] e in Figura 103 sono posti a confronto i consumi per ambito sovracomunale. Per il solo Ambito AV viene descritto in Figura 104 l'andamento del consumo termico mensile [kWh/m] in riferimento alla variazione mensile delle temperature relative all'anno 2017, tenendo presente che nell'area oggetto di studio sono comprese la zona climatica E ed F.

Tabella 30: Consumo termico annuale delle utenze municipali per edifici.	
Ambito	TOT [MWh/a]
AV	21.654*
ASV 1	459*
ASV 2	719*
ASV 3	1.541*
ASV 4	2.109*
ASV 5	1.224*
ASV 6	15.602*
CE 6	800*

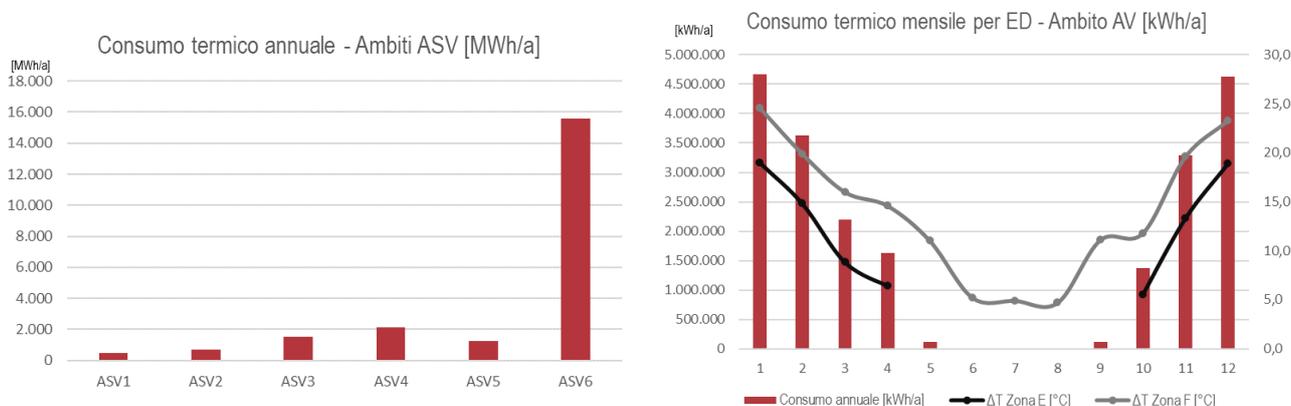


Figure 103-104 – A sinistra: Confronto tra i consumi termici annuali suddivise per ambito sovracomunale. A destra: Consumo termico mensile dell'Ambito AV in riferimento alla variazione del Delta T (ΔT), calcolati per la zona climatica E (in nero) e la F (in grigio) e relativi all'anno 2017.

18.3. PROFILI DI CONSUMO UTENZE DOMESTICHE

ENERGIA ELETTRICA

Consumo annuale e mensile

Il consumo elettrico annuo delle utenze domestiche nel territorio pinerolese è pari a 144.831 MWh/a ed è calcolato in riferimento all'anno 2017. In Figura 105 è rappresentata la distribuzione sul territorio del consumo elettrico annuale, calcolato come consumo pro capite dei residenti in ogni comune [MWh/a]. In Tabella 31 sono messi a confronto i consumi elettrici annui dei diversi ambiti individuati [kWh/a/ab], mentre in Figura 106 sono posti a confronto i consumi elettrici annuali delle utenze domestiche totali presenti nei diversi comuni, raggruppati secondo l'ambito sovracomunale di riferimento. Per il solo Ambito AV viene presentato l'andamento del consumo elettrico mensile [kWh/m] (Figura 107) in riferimento alla variazione mensile delle temperature relative all'anno 2017 e tenendo presente che nell'area oggetto di studio sono comprese la zona climatica E ed F.

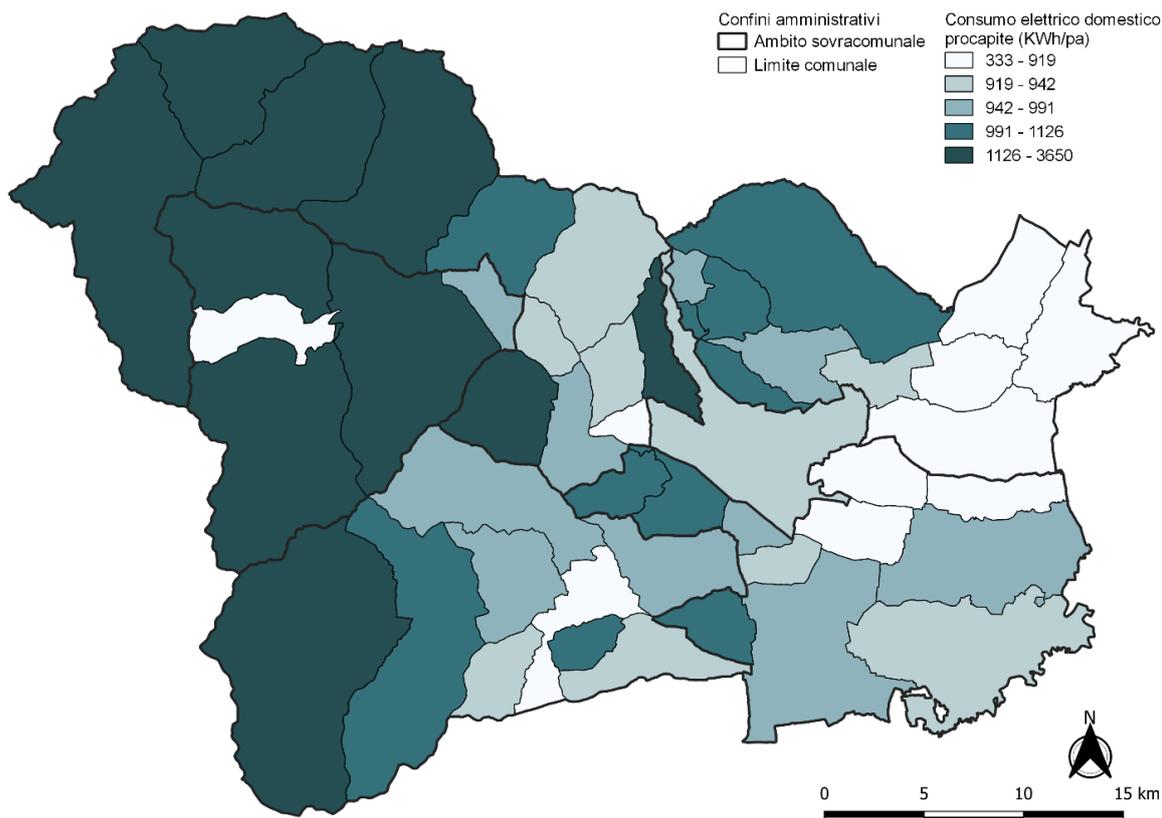


Figura 105 – Distribuzione territoriale (Ambito AV) del consumo elettrico annuo pro capite di tutte le utenze domestiche per comune.

Ambito	TOT [MWh/a]
AV	144.831
ASV 1	22.078
ASV 2	2.774
ASV 3	20.066
ASV 4	40.100
ASV 5	26.348
ASV 6	33.465
CE 6	17.279

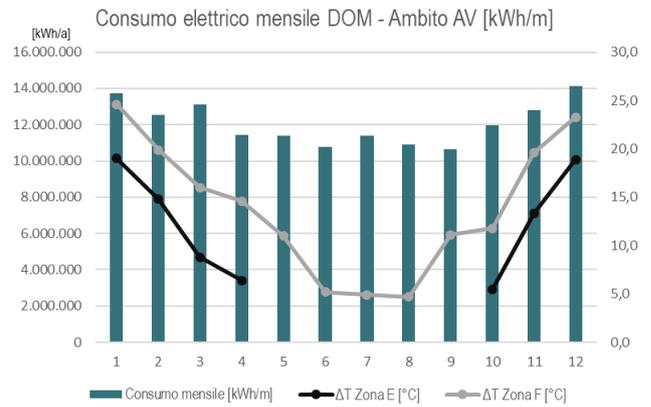
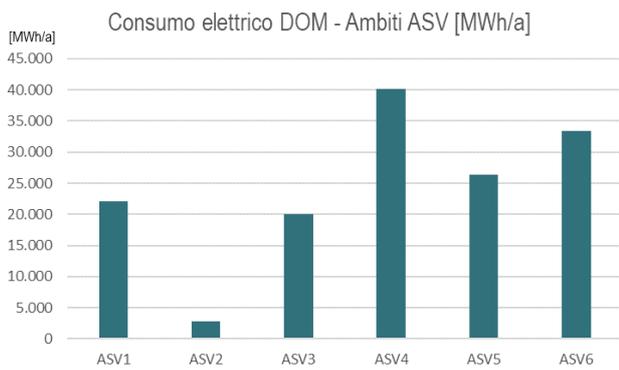


Figure 106-107 – A sinistra: Confronto tra i consumi elettrici annuali delle utenze domestiche suddivise per ambito sovracomunale di riferimento (ASV 1-6). A destra: Consumo elettrico mensile delle utenze domestiche dell’Ambito AV in riferimento alla variazione del dato di temperatura mensile espresso come Delta T (ΔT) calcolati per la zona climatica E (in nero) e la zona F (in grigio) e relativi all’anno 2017.

Consumo giornaliero e orario

Per le utenze domestiche dei comuni dell’Ambito AV sono definiti il consumo elettrico giornaliero e il consumo elettrico all’ora, in riferimento a ciascun giorno tipo feriale (Lun e Merc) e festivo (Dom) delle quattro stagioni dell’anno, come descritto in Tabella 32. Nelle Figure 108-111 è riportato il profilo di consumo elettrico orario, relativo alla totalità delle utenze domestiche presenti nei comuni dell’Ambito AV, per ciascun giorno tipo stagionale.

	Consumo elettrico giornaliero [kWh/g]		
	Feriale (Lunedì)	Feriale (Mercoledì)	Festivo (Domenica)
Inverno	327.863	326.673	354.818
Primavera	274.558	273.756	317.144
Estate	273.288	275.837	274.814
Autunno	274.558	273.756	317.144

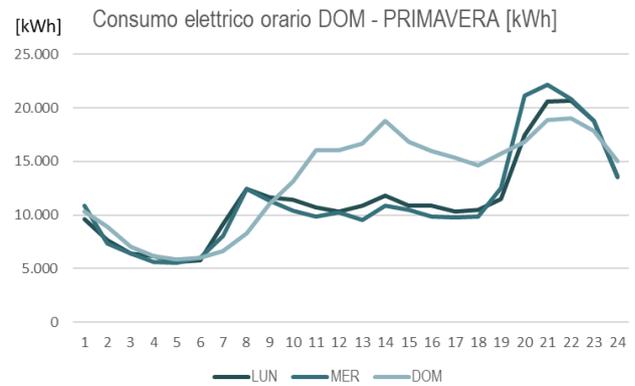
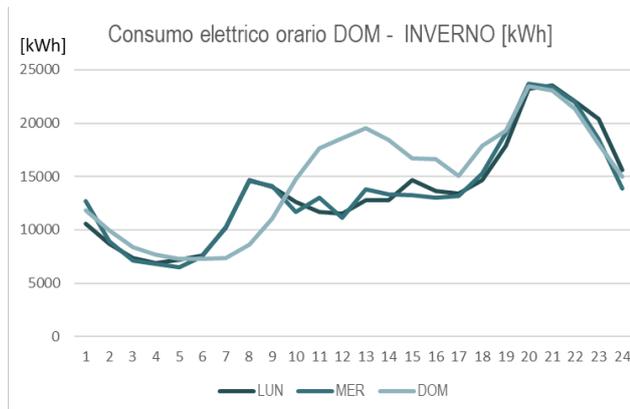


Figure 108 - 109 – Consumo elettrico orario per le utenze domestiche nei comuni dell’Ambito AV in ogni giorno tipo feriale (lun-mer) e festivo (dom) della stagione invernale (a sinistra) e primaverile (a destra).

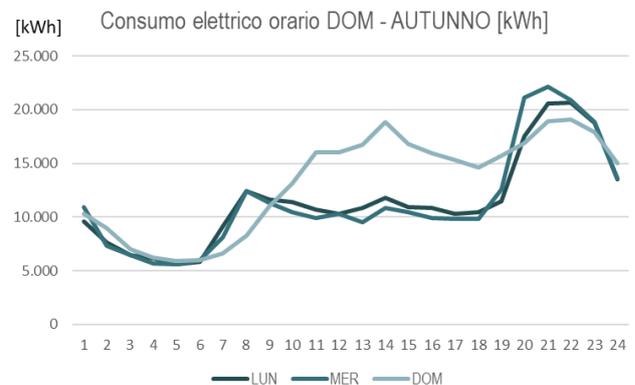
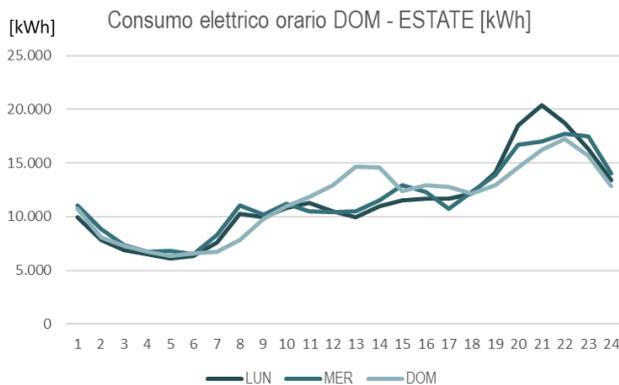


Figure 110 - 111 – Consumo elettrico orario per le utenze domestiche nei comuni dell’Ambito AV in ogni giorno tipo feriale (lun-mer) e festivo (dom) della stagione estiva (a sinistra) e autunnale (a destra).

ENERGIA TERMICA

Consumo annuale e mensile

Il consumo termico annuo delle utenze residenziali domestiche è pari a 695.822 MWh/a, la cui distribuzione sul territorio è rappresentato in Figura 112. Questo dato comprende il consumo termico per il servizio di riscaldamento, uso cottura e produzione di acqua calda sanitaria e fa riferimento all'anno 2017. In Tabella 33 sono messi a confronto i consumi termici annui degli edifici residenziali, per ciascun ambito individuato [MWh/a] e per gli ambiti sovracomunali ASV 1-6 vengono messi a confronti i diversi consumi termici annuali totali (Figura 113). Infine, per il solo Ambito AV viene descritto in Figura 114 l'andamento del consumo termico mensile [kWh/m] in riferimento alla variazione mensile delle temperature relative all'anno 2017, considerando che nell'area sono comprese la zona climatica E ed F.

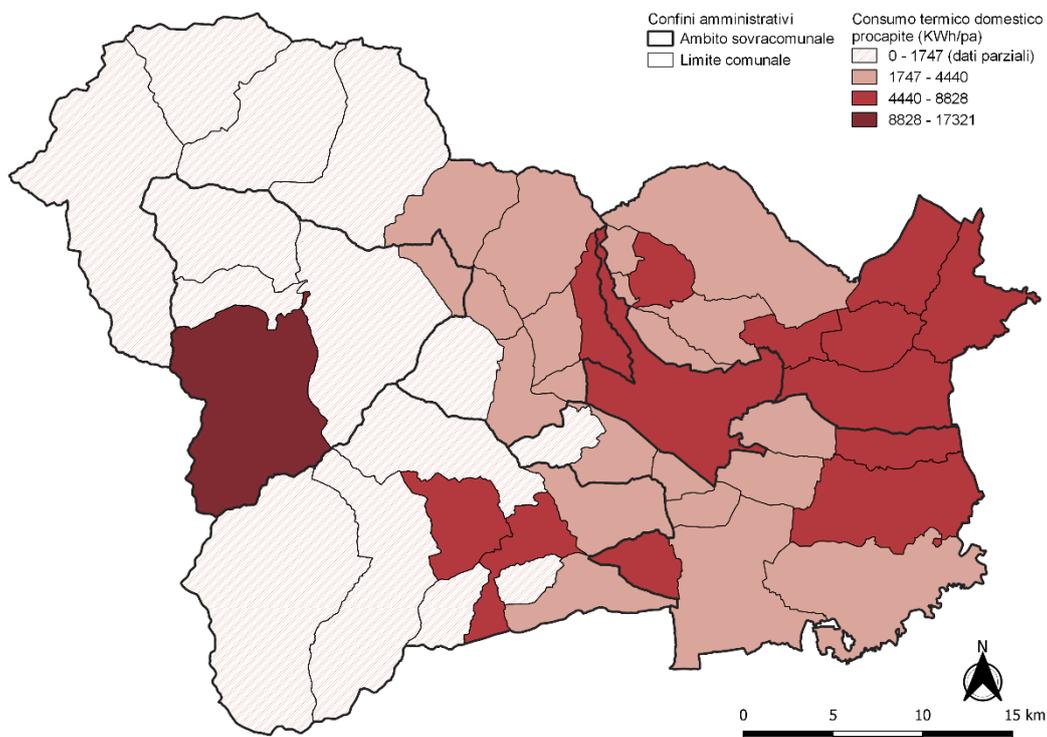


Figura 112 – Distribuzione sul territorio (Ambito AV) del consumo termico annuale totale delle utenze domestiche. Elaborazione personale.

Ambito	Consumo annuo [MWh/a]
AV	695.822
ASV 1	105.993
ASV 2	8.974
ASV 3	62.903
ASV 4	228.708
ASV 5	112.827
ASV 6	176.417
CE 6	95.953

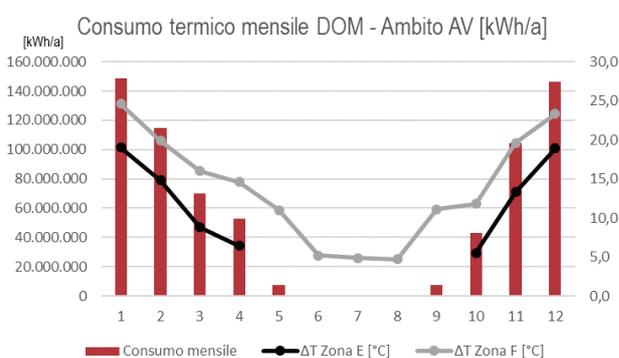
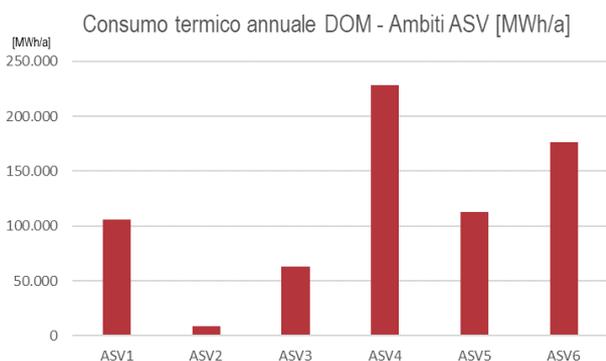


Figure 113 - 114 – A sinistra: Confronto tra i consumi termici annuali per ambito sovracomunale di riferimento (ASV 1-6). A destra: Consumo termico mensile domestico nell'Ambito AV, in riferimento alla variazione del Delta T (ΔT), calcolati per la zona climatica E (in nero) e la F (in grigio).

19. PROFILI DI PRODUZIONE DA RES

I risultati della ricerca delle aziende produttrici di energia RES dal portale ATLAIMPIANTI del GSE sono trattati nei seguenti paragrafi, valutando rispettivamente la produzione elettrica e termica. Tutti gli impianti esistenti sono stati localizzati geograficamente, come si evince dalla Figura 115.

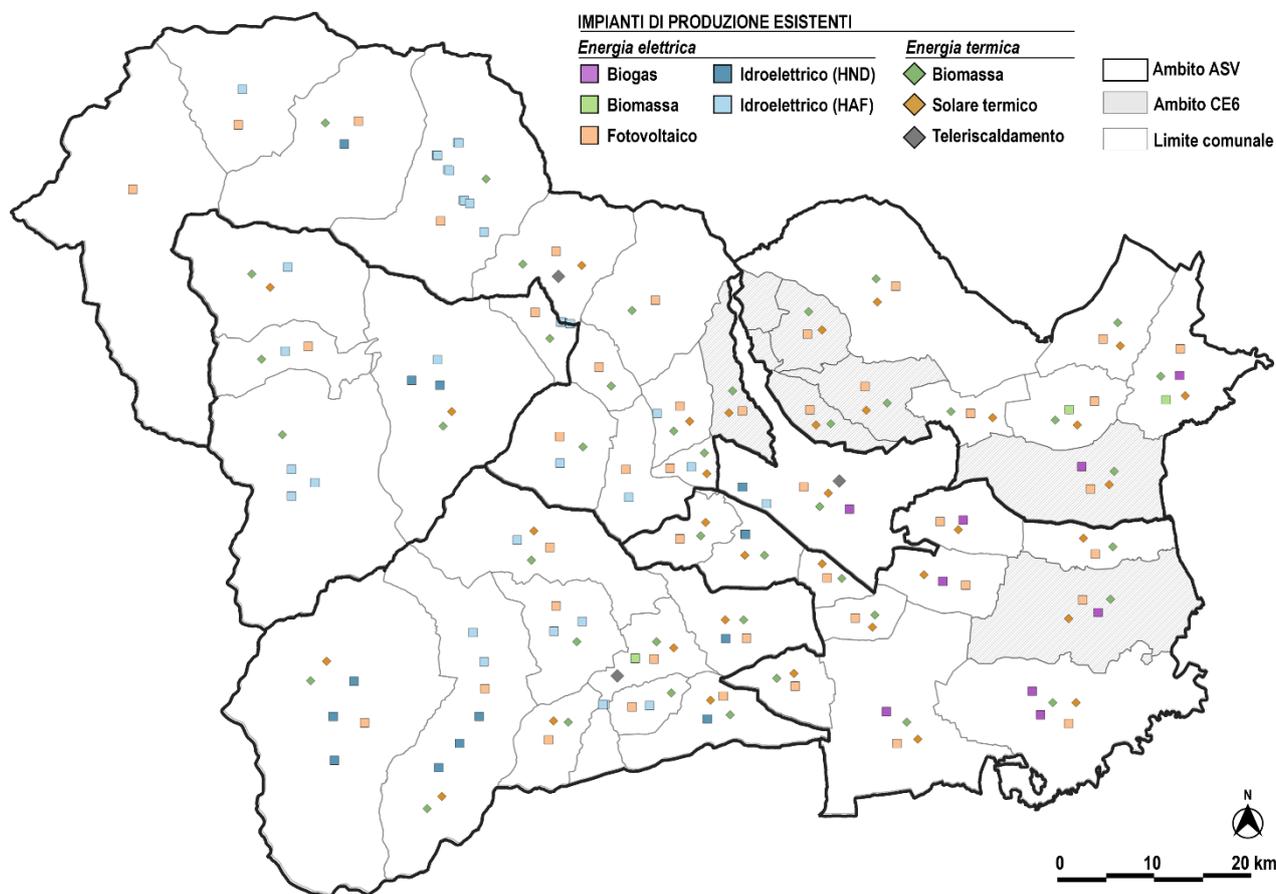


Figura 115 – Localizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica (quadrato) e termica (rombo) presenti nel territorio pinerolese. In legenda è riportata la simbologia che contraddistingue i diversi sistemi tecnologici esistenti: impianti a biogas (in viola), a biomassa (in verde), idroelettrici a bacino (in azzurro) e ad acqua fluente (in blu), centrali del teleriscaldamento (in grigio), pannelli fotovoltaici (in rosa) e collettori solari (in ocra). Per questi ultimi due, la simbologia identifica l'insieme di tutti i pannelli installati nell'area comunale. L'informazione relativa ai limiti amministrativi (in grigio) e alla suddivisione nei diversi ambiti territoriali individuati per l'analisi dello stato di fatto (Ambito AV in giallo, Ambiti sovracomunali ASV 1-6 in nero, Ambito CE6 campitura tratteggiata) consente di attribuire a ciascuno degli scenari il numero di impianti presenti.

19.1. PROFILI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Dalla Tabella 34 alla Tabella 38, per ciascun sistema tecnologico RES presente nel territorio pinerolese, è riportato il numero di impianti presenti nel territorio comunale di riferimento, la potenza installata [kWp] e la produzione annua di energia elettrica [MWh/a]. Inoltre, è riportata la suddivisione nei diversi ambiti di riferimento per la descrizione dello scenario allo stato di fatto (Ambito AV e Ambiti sovracomunali ASV 1-6); in grassetto corsivo i comuni dell'Ambito CE6.

Tabelle 34-35: Impianti di produzione di energia elettrica a biogas (a sinistra) e biomassa (a destra) siti nel pinerolese.

BIOGAS						BIOMASSA					
Ambito	N. impianti	COMUNE	kWp	Ore eq.	MWh/a	Ambito	N. impianti	COMUNE	kWp	ore eq	MWh/a
ASV4	1	None	800	6000	4.800	ASV1	1	Luserna S.G.	1998	8000	15.984
	1	Scalenghe	200		1.200		ASV4	1	Airasca	14000	
ASV5	1	Buriasco	998		5.988			1	None	250	
	1	Cavour	498		2.988	AV	3	TOT AV	16.248		129.984
	1	Macello	200		1.200						
	1	Vigone	526		3.156						
	2	Villafranca	849		5.094						
ASV6	1	Pinerolo	3494,4		20.966						
AV	9	TOT AV	7.565		45.392						

Tabelle 36-37: Impianti idroelettrici a bacino (a sinistra) e ad acqua fluente (a destra) siti nel pinerolese.

HYDRO N.D.						HYDRO A.F.					
Ambito	N. impianti	COMUNE	kWp	ore eq	MWh/y	Ambito	N. impianti	COMUNE	kWp	ore eq	MWh/y
ASV1	2	Angrogna	3795	3000	11.385	ASV1	1	Bibiana	60	3000	180
	2	Luserna S.G.	2607		7.821		3	Bobbio Pellice	7085		21.255
	1	Lusernetta	340		1.020		1	Bricherasio	110		330
	2	Torre Pellice	815		2.445		1	Luserna S. G.	290		870
	2	Villar Pellice	147		441		3	Villar Pellice	3090		9.270
ASV2	1	Massello	20		60	ASV2	2	Perrero	2064		6.192
	1	Perrero	93,5		281		1	Pomaretto	2200		6.600
	2	Pomaretto	1980		5.940	ASV3	1	Fenestrelle	15708		47.124
	3	Prali	2267		6.801		1	Inverso P.	4797		14.391
1	Salza di Pinerolo	950		2.850	1	Roure	100		300		
ASV3	2	Porte	960		2.880	ASV5	1	S. Secondo	760		2.280
	1	Pramollo	20		60	ASV6	1	Pinerolo	170		510
	10	Roure	5470		16.410	AV	17	TOT AV	36.434		109.302
	2	S.Germano C.	2680		8.040						
	1	Usseaux	100		300						
	1	Villar Perosa	1600		4.800						
ASV6	1	Pinerolo	160		480						
AV	35	TOT AV	24.005		72.014						

Tabelle 38: Impianti fotovoltaici siti nel pinerolese. Si riporta la distinzione tra impianti non domestici (>3kWp) e domestici (<3 kWp).

SOLARE FOTOVOLTAICO (PV)							
COMUNE	Ore eq 1.150	NO DOM (> 3 kWp)			DOM (> 3 kWp)		
		N. impianti	kWp	MWh/y	N. impianti	kWp	MWh/y
ASV1	Angrogna	18	135	156	10	135	156
	Bibiana	60	712	819	27	712	819
	Bobbio Pellice	1	4	5	3	4	5
	Bricherasio	95	1755	2018	45	1755	2018
	Luserna S.G.	66	1252	1439	48	1252	1439
	Lusernetta	4	21	24	5	21	24
	Rorà	4	24	28	1	24	28
	Torre Pellice	24	155	178	36	155	178
	Villar Pellice	18	161	185	13	161	185
	ASV2	Pomaretto	12	224	258	9	224
Salza di Pinerolo		1	12	14	0	12	14
ASV3	Fenestrelle	3	16	19	6	16	19
	Inverso Pinasca	7	101	116	0	101	116
	Perosa Argentina	20	167	192	18	167	192
	Pinasca	23	412	474	31	412	474
	Porte	8	42	48	9	42	48
	Pragelato	1	4	5	2	4	5
	Pramollo	1	4	4	1	4	4
	Roure	7	50	57	2	50	57
	S.Germano C.	11	77	88	8	77	88
	S. Pietro Val L.	31	209	240	24	209	240
ASV4	Usseaux	1	15	17	1	15	17
	Villar Perosa	32	488	561	27	488	561
	Airasca	30	4399	5059	27	4399	5059
	Cantalupa	46	294	338	48	294	338
	Cumiana	118	1736	1996	83	1736	1996
	Frossasco	50	3825	4399	41	3825	4399
	None	74	1052	1210	51	1052	1210
	Piscina	43	1025	1178	21	1025	1178
	Roletto	41	1483	1705	28	1483	1705
	Scalenghe	48	2735	3145	22	2735	3145
ASV5	Volvera	82	1275	1467	49	1275	1467
	Buriasco	33	674	775	9	674	775
	Campiglione Fenile	37	1350	1553	5	1350	1553
	Cavour	75	2383	2740	40	2383	2740
	Cerenasco	24	1491	1715	17	1491	1715
	Garzigliana	8	667	767	8	667	767
	Macello	26	1229	1413	12	1229	1413
	Osasco	24	547	629	17	547	629
	Prarostino	15	149	171	15	149	171
	S. Secondo di P.	57	670	771	37	670	771
ASV6	Vigone	76	2304	2649	27	2304	2649
	Villafranca P.te	90	9752	11214	27	9752	11214
	Pinerolo	174	2981	3429	130	2981	3429
AV		1619	48.060	55.269	1.040	48.060	55.269

Produzione annuale e mensile

La produzione elettrica annuale nell'Ambito AV è pari a 415.718 MWh/a. In Figura 116 è rappresentata la distribuzione sul territorio, considerando tutti i sistemi tecnologici RES attivi [MWh/a]. Per ciascuna tipologia di impianto viene presentato il contributo alla produzione totale in termini assoluti [MWh/a] e percentuali [%], confrontando il risultato dei diversi ambiti territoriali (Tabella 39). Il grafico in Figura 117 descrive la diversificazione delle risorse RES sul totale di quelle utilizzate per la produzione annua nell'Ambito AV. Nelle Figure 118-119 viene messa a confronto la produzione elettrica annuale nei diversi ambiti sovracomunali. Le Figure 120-121 riportano l'ammontare della produzione elettrica mensile totale nell'ambito AV e l'andamento mensile proprio ad ogni sistema tecnologico analizzato.

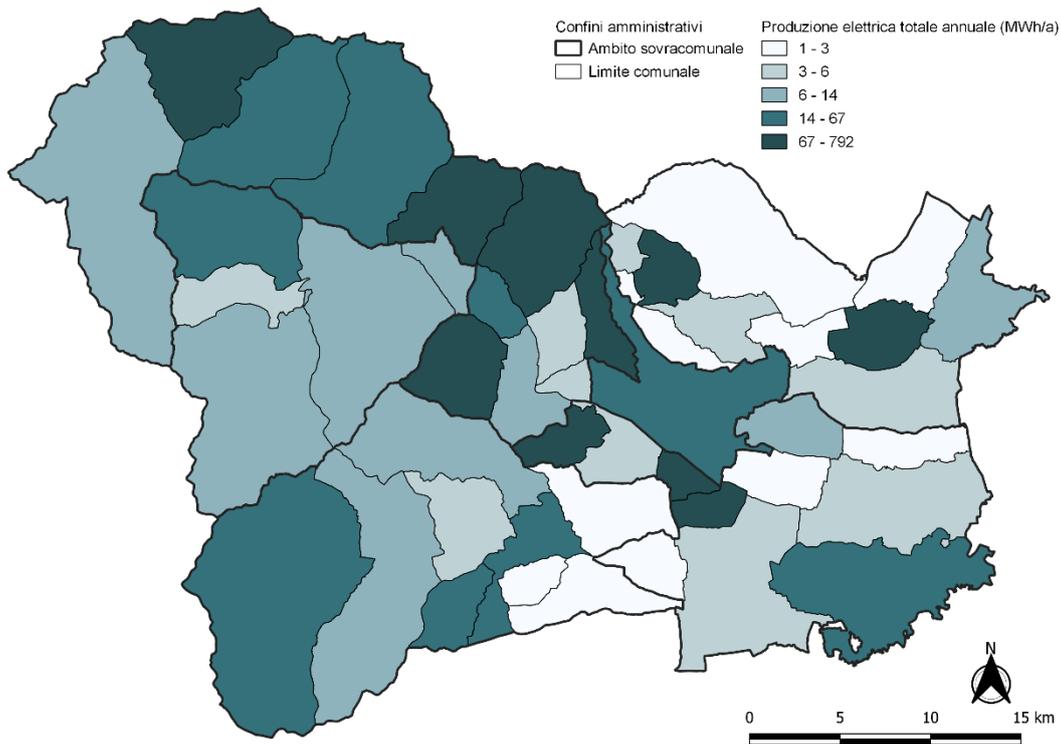


Figura 116 – Distribuzione sul territorio (Ambito AV) della produzione elettrica annuale totale, considerando tutte le fonti RES esistenti.

Tabella 39: Contributo dei sistemi tecnologici presenti alla produzione elettrica annuale globale in termini assoluti e percentuali, per ogni ambito.

Ambito	Produzione elettrica annuale da RES													
	BIOGAS	BIOMASSA	HND	HAF	PV>3kW	PV<3kW	TOT	BIOGAS	BIOMASSA	HND	HAF	PV>3kW	PV<3kW	
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	
AV	45.392	129.984	72.014	109.692	55.269	3.368	415.718	11%	31%	17%	26%	13%	1%	
ASV1	0	15.984	23.112	32.295	4.851	600	76.843	0%	21%	30%	42%	6%	1%	
ASV2	0	0	15.932	12.792	272	49	29.044	0%	0%	55%	44%	1%	0%	
ASV3	0	0	32.490	61.815	1.823	414	96.542	0%	0%	34%	64%	2%	0%	
ASV4	6.000	114.000	0	0	20.497	1.197	141.694	4%	80%	0%	0%	14%	1%	
ASV5	18.426	0	0	2.280	24.397	696	45.799	40%	0%	0%	5%	53%	2%	
ASV6	20.966	0	480	510	3.429	411	25.796	81%	0%	2%	2%	13%	2%	
CE	4.356	0	0	0	12.476	613	17.445	25%	0%	0%	0%	72%	4%	

Diversificazione dei sistemi RES in rapporto alla produzione totale - Ambito AV [%]

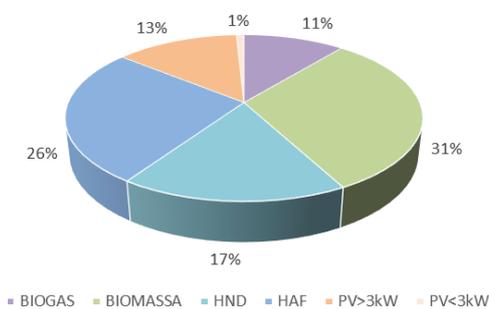


Figura 117 – Contributo alla produzione elettrica totale annuale da RES dei diversi sistemi tecnologici presenti nello scenario dell'Ambito AV.

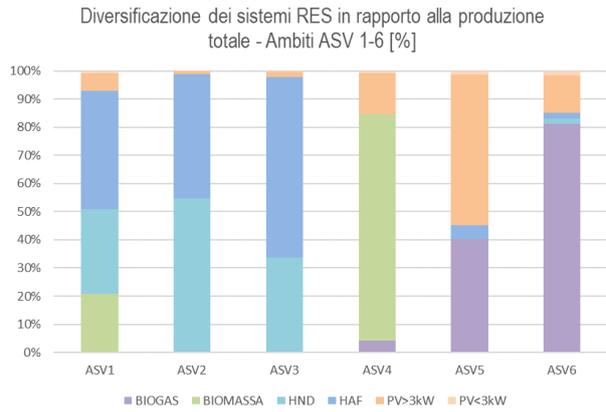
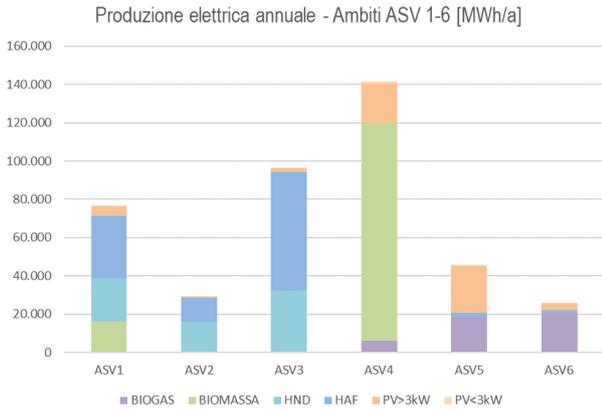


Figure 118-119 – Diversificazione della produzione elettrica annuale totale da RES dei diversi sistemi tecnologici presenti, suddivisi per ambiti sovracomunali ASV. Si riporta l'entità della produzione energetica (a sinistra) e il contributo di ciascuna tecnologia alla produzione totale (a destra).

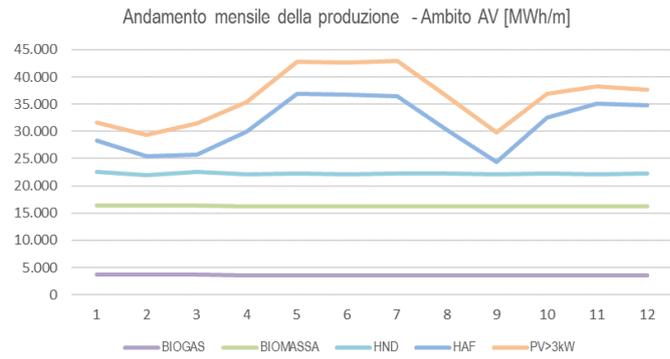
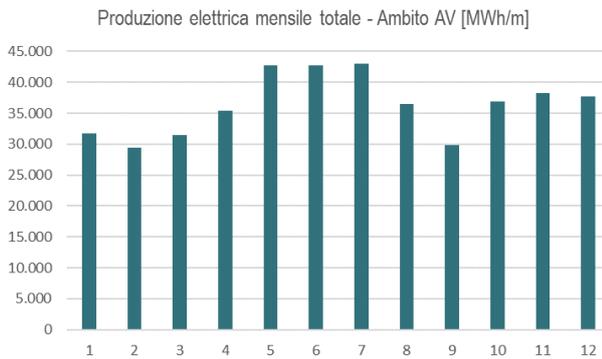


Figure 120-121 – Entità della produzione elettrica mensile per la totalità degli impianti presenti nello scenario AV (a sinistra) e andamento della produzione mensile in riferimento ai diversi sistemi tecnologici presenti (a destra).

Produzione giornaliera e oraria

Della totalità degli impianti presenti nei comuni dell'Ambito AV, per ciascun sistema tecnologico è definita: la produzione elettrica giornaliera media annua, le ore giornaliere di funzionamento dell'impianto e la produzione media oraria giornaliera, tenendo conto della variabilità stagionale, come descritto in Tabella 40. Nelle Figure 122-125 è riportato il profilo di produzione orario relativo alla totalità degli impianti nell'Ambito AV, per ciascun giorno tipo stagionale.

Tabella 40: Contributo dei sistemi tecnologici presenti alla produzione elettrica annuale globale in termini assoluti e percentuali, per ogni ambito.

PRODUZIONE ELETTRICA										
	Media annua giornaliera [kWh/g]	Produzione giornaliera [kWh/g]				Ore di funzionamento giornaliere [h/g]	Media Oraria giornaliera [kWh]			
		Inverno	Primavera	Estate	Autunno		Inverno	Primavera	Estate	Autunno
BIOGAS	181.723	181.723	181.723	181.723	181.723	24	7.572	7.572	7.572	7.572
BIOMASSA	390.672	390.672	390.672	390.672	390.672	24	16.278	16.278	16.278	16.278
HND	576.108	576.108	576.108	576.108	576.108	24	24.005	24.005	24.005	24.005
HAF	309.530	187.313	262.964	457.277	330.565	24	7.805	10.957	19.053	13.774
PV	151.330	94.486	132.431	140.529	86.543	12 (inv/aut) - 16 (prim/est)	3.937	5.518	5.855	3.606
AMBITO AV	1.609.363	1.430.302	1.543.899	1.746.309	1.565.611		59.596	64.329	72.763	65.234

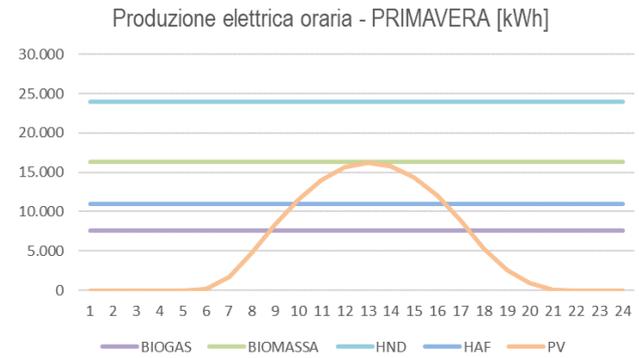
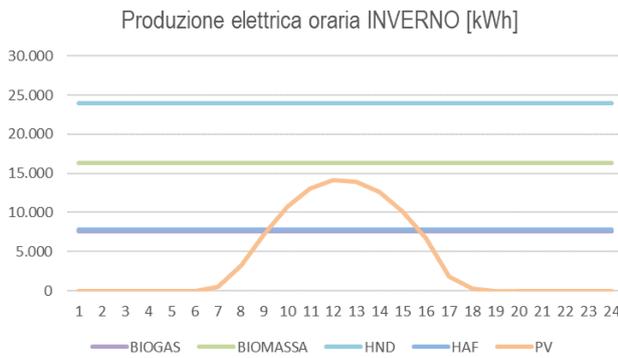


Figure 122 - 123 – Produzione elettrica oraria dei diversi sistemi tecnologici RES, per la totalità degli impianti presenti nei comuni dell'Ambito AV nel giorno tipo della stagione invernale (a sinistra) e primaverile (a destra).

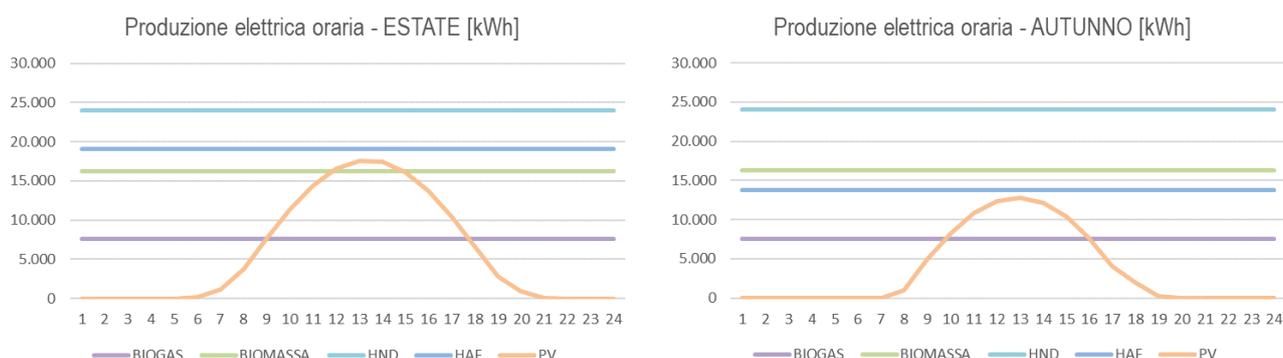


Figure 124 – 125 – Produzione elettrica oraria dei diversi sistemi tecnologici RES, per la totalità degli impianti presenti nei comuni dell’Ambito AV nel giorno tipo della stagione estiva (a sinistra) e autunnale (a destra) - .

19.2. PROFILI DI PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA

Dalla Tabella 41 alla Tabella 43, per ciascun sistema tecnologico RES presente nel territorio pinerolese, è riportato il numero di impianti presenti nel territorio comunale di riferimento, la potenza installata [kWp] e la produzione annua di energia termica [MWh/a]. Inoltre, è riportata la suddivisione nei diversi ambiti di riferimento per la descrizione dello scenario allo stato di fatto (Ambito AV e Ambiti sovracomunali ASV 1-6); in grassetto corsivo i comuni dell’Ambito CE6.

Tabelle 41-42: Impianti di produzione di energia termica a biomassa (a sinistra) e solare termico domestico (a destra) siti nel pinerolese.

BIOMASSA				
Ambito	COMUNE	N. impianti	kWp	MWh/a
ASV1	Angrogna	7	151	1.320
	Bibiana	11	315	807
	Bobbio Pellice	2	57	501
	Bricherasio	18	436	1.117
	Luserna S.G.	9	234	2.050
	Lusernetta	3	82	718
	Torre Pellice	4	115	1.006
ASV2	Villar Pellice	2	34	299
	Perrero	2	19	166
	Pomaretto	1	30	263
ASV3	Prali	3	47	410
	Fenestrelle	1	29	250
	Perosa A.	6	107	941
	Pinasca	11	228	1.998
	Porte	1	10	26
	Pragelato	6	94	820
	Pramollo	1	33	285
	Roure	3	55	478
	S. Germano C.	3	172	1.507
	<i>S. Pietro V.L</i>	5	146	374
ASV4	Villar Perosa	10	267	2.335
	Airasca	3	75	192
	<i>Cantalupa</i>	5	136	347
	Cumiana	12	334	856
	<i>Frossasco</i>	7	167	427
	None	2	29	73
	Piscina	2	58	149
	<i>Boletto</i>	3	80	206
	<i>Scalenghe</i>	7	448	1.149
	Volvera	2	35	91
ASV5	Buriasco	1	30	77
	Campiglione F.	3	68	173
	Cavour	14	312	798
	Cercenasco	3	68	174
	Garzigliana	3	87	223
	Macello	1	35	90
	Osasco	6	156	398
	Prarostino	11	275	2.405
	S. Secondo	13	310	793
	<i>Vigone</i>	4	106	272
	Villafranca P.	21	412	1.055
ASV6	Pinerolo	15	490	1.254
AV	TOT	247	6.367	28.873

SOLARE TERMICO				
Ambito	COMUNE	N. impianti	Mq	MWh/a
ASV1	Angrogna	4	49	31
	Bibiana	7	49	31
	Bobbio Pellice	1	7	4
	Bricherasio	8	82	52
	Luserna S.G.	4	50	32
	Florà	1	8	5
	Villar Pellice	2	13	8
ASV2	Massello	1	12	8
	Perrero	4	36	23
ASV3	Pomaretto	1	10	6
	Perosa A.	2	13	8
	Porte	1	13	8
	<i>San Pietro V.L</i>	3	37	24
ASV4	Villar Perosa	5	58	37
	Airasca	1	8	5
	<i>Cantalupa</i>	3	26	16
	Cumiana	11	121	77
	<i>Frossasco</i>	2	21	13
	None	2	10	6
	Piscina	1	15	10
	<i>Boletto</i>	3	17	11
	<i>Scalenghe</i>	2	21	14
	Volvera	4	55	35
	ASV5	Campiglione F.	2	23
Cavour		4	44	28
Cercenasco		1	5	3
Garzigliana		1	8	5
Macello		3	32	20
Osasco		1	13	8
Prarostino		2	12	7
San Secondo		6	60	38
<i>Vigone</i>		2	32	20
Villafranca P.		6	47	30
ASV6		Pinerolo	7	55
AV	TOT	108	1.061	675

Tabella 43: Reti di teleriscaldamento esistenti nel pinerolese.

TLR				
Ambito	COMUNE	N. impianti	kWp	MWh/a
ASV1	Luserna S.G.	1		3.938
ASV3	Perosa A.	1		1.421
ASV6	Pinerolo	1		3.710
AV	TOT	3		9.069

Produzione annuale e mensile

La produzione termica annuale nell'Ambito AV è pari a 38.617 MWh/a. In Figura 126 è rappresentata la distribuzione sul territorio della produzione termica annuale, considerando tutti i sistemi tecnologici RES attivi [MWh/a]. Per ciascuna tipologia di impianto viene presentato il contributo alla produzione totale in termini assoluti [MWh/a] e percentuali [%], confrontando il risultato dei diversi ambiti territoriali (Tabella 44). Il grafico in Figura 127 descrive la diversificazione delle risorse RES sul totale di quelle utilizzate per la produzione annua di energia termica nello scenario dell'Ambito AV. Nelle Figure 128-129 viene messa a confronto la produzione termica annuale nei diversi ambiti sovracomunali. Le Figure 130-131 riportano l'ammontare della produzione termica mensile totale nell'ambito AV e l'andamento mensile proprio ad ogni sistema tecnologico analizzato.

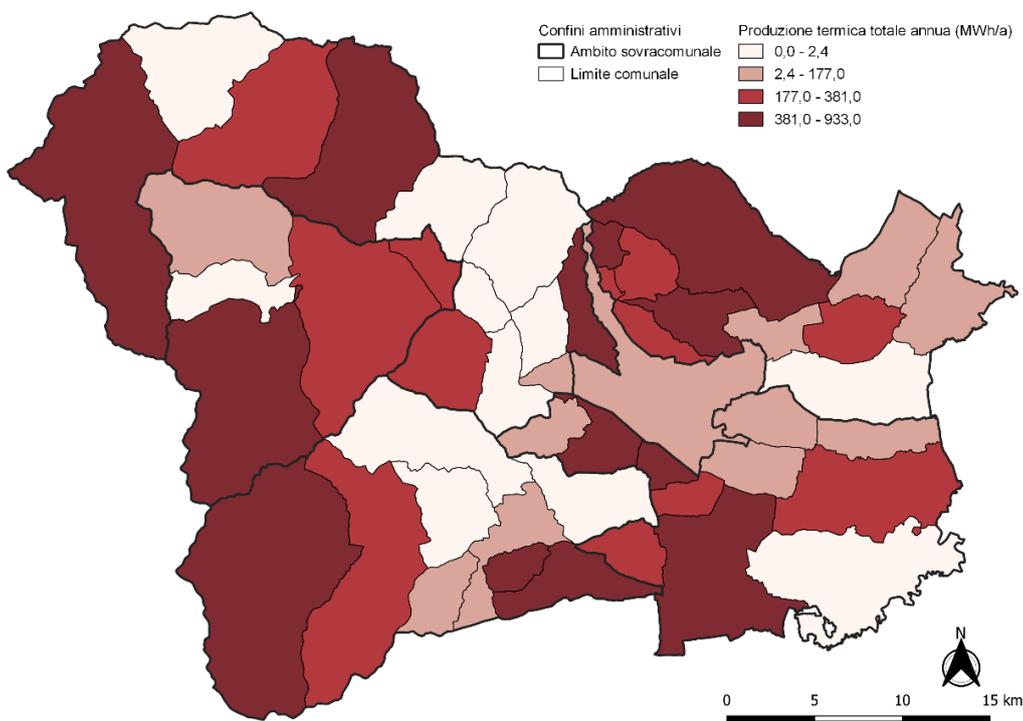


Figura 126 – Distribuzione sul territorio (Ambito AV) della produzione termica annuale totale, considerando tutte le fonti RES esistenti.

Tabella 44: Contributo dei sistemi tecnologici presenti alla produzione termica annuale globale in termini assoluti e percentuali, per ogni ambito.

Ambito	Produzione termica annuale da RES						
	BIOMASSA	TLR	SOLARE	TOT	BIOMASSA	TLR	SOLARE
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[%]	[%]	[%]
AV	28.873	9.069	675	38.617	75%	23%	2%
ASV1	7.817	3.938	164	11.919	66%	33%	1%
ASV2	839	0	37	876	96%	0%	4%
ASV3	9.014	1.421	77	10.512	86%	14%	1%
ASV4	3.489	0	187	3.676	95%	0%	5%
ASV5	6.459	0	175	6.634	97%	0%	3%
ASV6	1.254	3.710	35	5.000	25%	74%	1%
CE	2.776	0	98	2.873	97%	0%	3%

Diversificazione dei sistemi RES in rapporto alla produzione totale - Ambito AV [%]

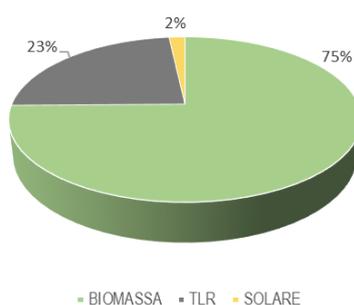


Figura 127 – Contributo alla produzione termica totale annuale da RES dei diversi sistemi tecnologici presenti nello scenario dell'Ambito AV.

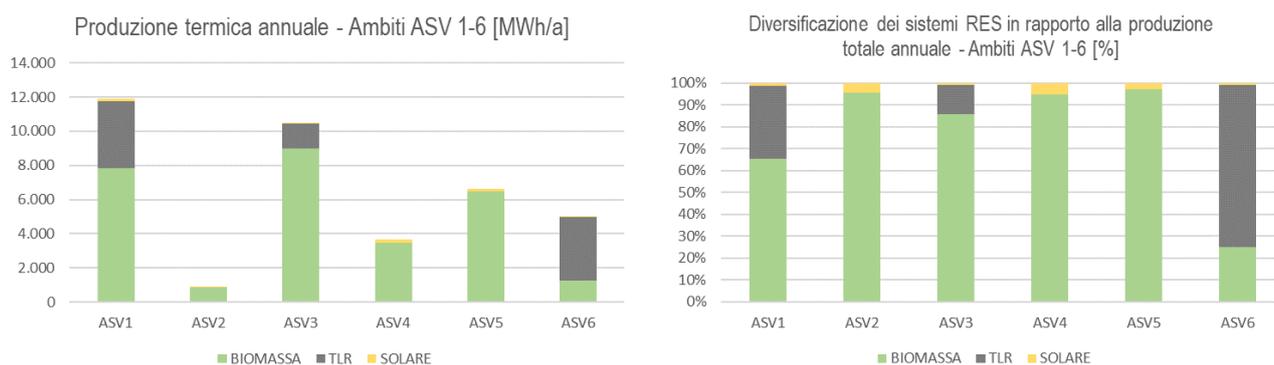


Figure 128-129 – Diversificazione della produzione termica annuale totale da RES dei diversi sistemi tecnologici presenti, suddivisi per ambiti sovracomunali ASV. Si riporta l'entità della produzione energetica (a sinistra) e il contributo di ciascuna tecnologia alla produzione totale (a destra).

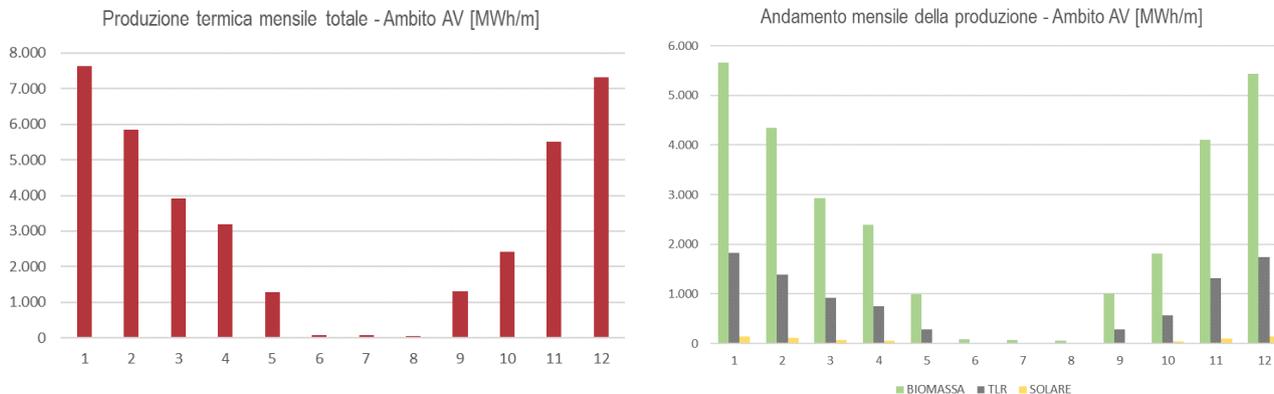


Figure 130-131 – Entità della produzione termica mensile per la totalità degli impianti presenti nello scenario AV (a sinistra) e andamento della produzione mensile in riferimento ai diversi sistemi tecnologici presenti (a destra).

20. PROFILI DI PRODUCIBILITA' DA RES

Di seguito i risultati dell'analisi effettuata per la valutazione dell'energia elettrica e termica producibile a partire dallo sfruttamento delle risorse rinnovabili disponibili localmente in tutto il territorio oggetto di studio: la biomassa forestale e l'irradiazione solare.

20.1. PRODUCIBILITA' DA BIOMASSA FORESTALE

Superficie boscata accessibile

Il patrimonio forestale esistente è distribuito in maniera eterogenea sul territorio dei 47 comuni e copre una superficie di 35.978 ettari, che corrispondono al 27% dell'intero territorio dell'Ambito AV (Figura 132). È costituito dalle categorie forestali descritte in Tabella 45, per ciascuna delle quali sono riportate le caratteristiche principali determinanti l'utilizzo della risorsa ai fini della produzione energetica e la superficie accessibile rispetto al totale di quella esistente. Quest'ultima, a seguito della categorizzazione del terreno e della viabilità forestale secondo classi di pendenza (Figura 133) è descritta in Figura 134.

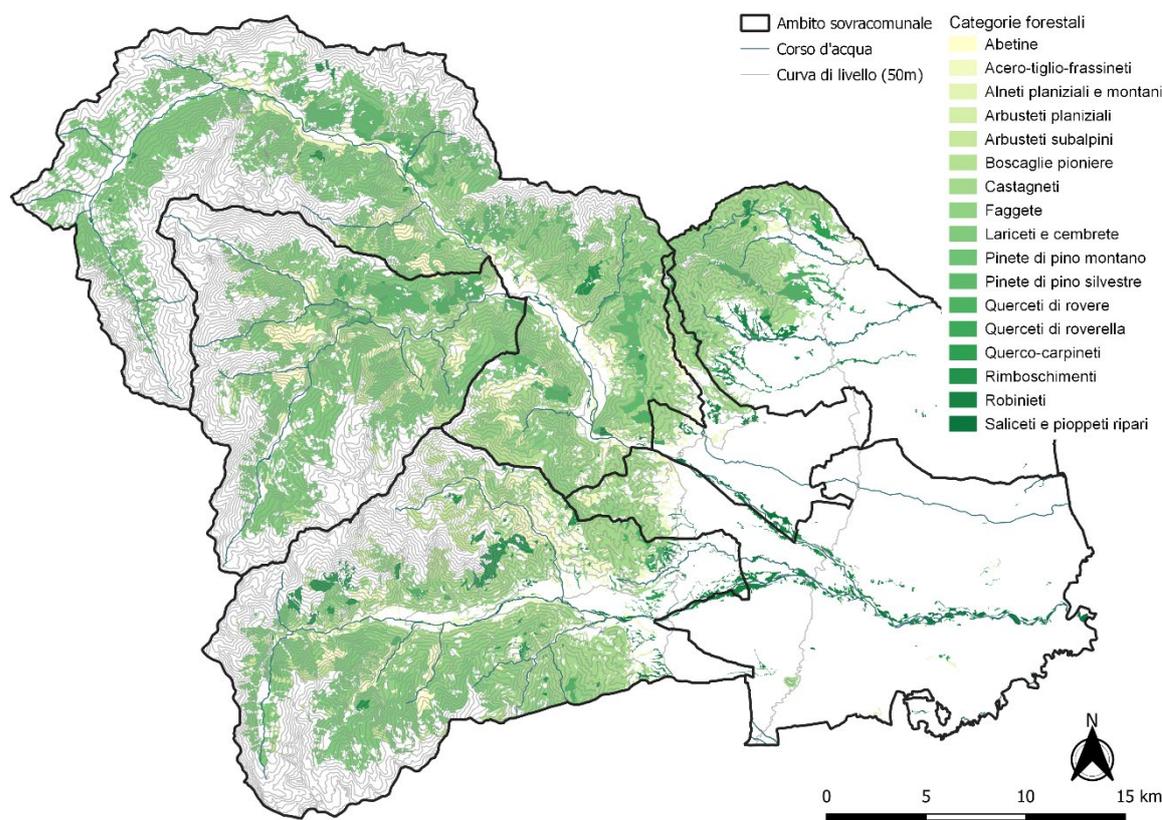


Figura 132 – Superficie boscata esistente classificata secondo categoria forestale ed in riferimento agli ambiti sovramunicipali di riferimento. Fonte: Carta SIFOR Regione Piemonte, aggiornata al 2016. Elaborazione personale.

Tabella 45: Categorie forestali esistenti, superficie esistente e frazione accessibile.

CATEGORIA FORESTALE	RESA		SUP. ESISTENTE Area [ha]	FRAZIONE ACCESSIBILE [%]	SUP. ACCESSIBILE	
	p [ton/ha/yr]	H [kWh/kg]			Area [ha]	mc [ton/a]
Abetine	2,4	5,0	708	75%	531	1.264
Acero-tiglio-frassineti	0,4	4,1	3.837	93%	3.563	1.283
Alneti planiziali e montani	1,4	4,1	89	83%	74	103
Arbusteti planiziali collinari e montani	0,0	4,1	18	65%	12	0
Arbusteti subalpini	0,0	4,1	1.592	13%	214	0
Boscaglie pioniere e d'invasione	0,1	4,0	2.562	45%	1.140	160
Castagneti	3,2	4,0	12.893	90%	11.575	37.388
Faggete	1,1	4,0	9.060	72%	6.531	7.380
Lariceti e cembrete	0,5	4,3	16.333	45%	7.330	3.592
Pinete di pino montano	0,0	4,4	238	29%	69	3
Pinete di pino silvestre	1,8	4,4	2.415	74%	1.780	3.169
Querceti di rovere	0,7	4,2	1.305	81%	1.054	696
Querceti di roverella	0,6	4,2	14	99%	14	8
Querceti di carpini	0,6	4,2	316	90%	286	183
Rimboschimenti	2,0	4,0	958	57%	547	1.110
Robinieti	1,0	4,5	1.287	78%	998	978
Saliceti e pioppeti ripari	1,5	4,0	383	68%	259	384
AMBITO AV			54.009		35.978	57.700

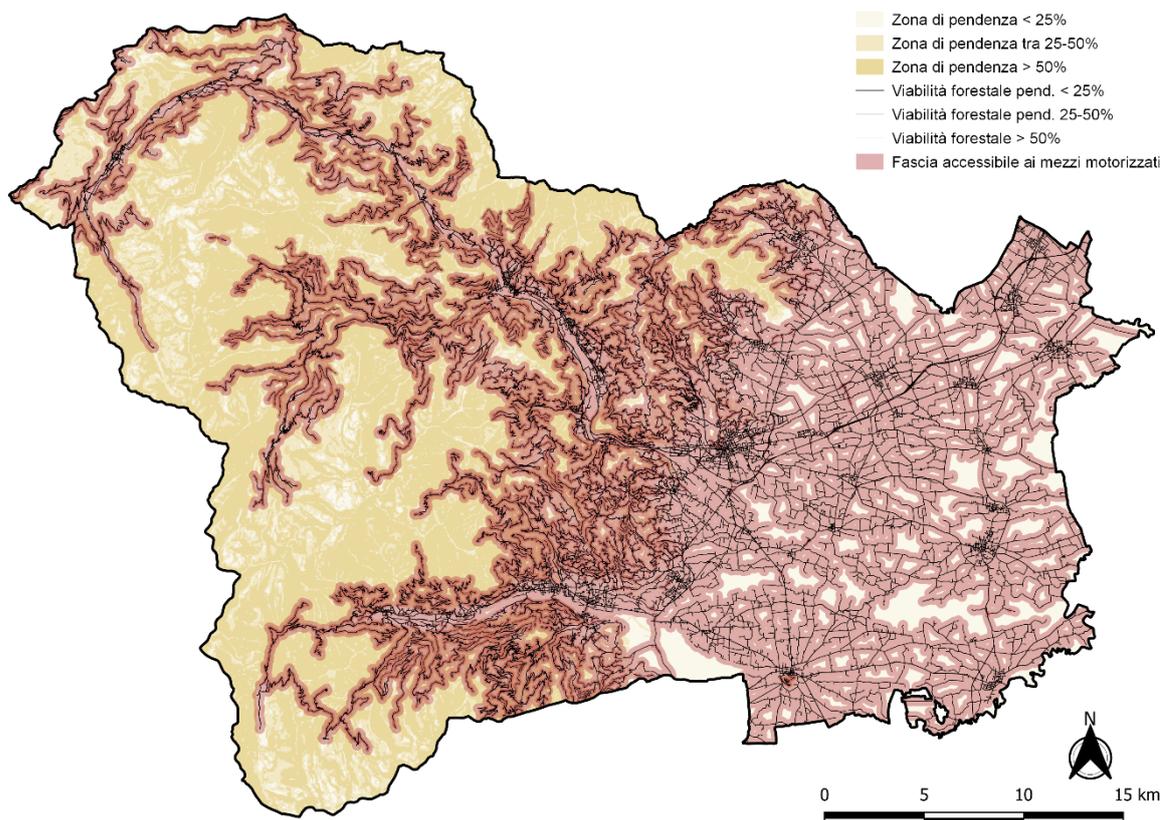


Figura 133 – Le tre classi di pendenza del terreno e la conseguente categorizzazione della viabilità forestale esistente, ciascuna delle quali insiste viene calcolato un buffer areale equivalente all' area raggiungibile dai mezzi motorizzati, qui rappresentati in maniera aggregata. Elaborazione personale.

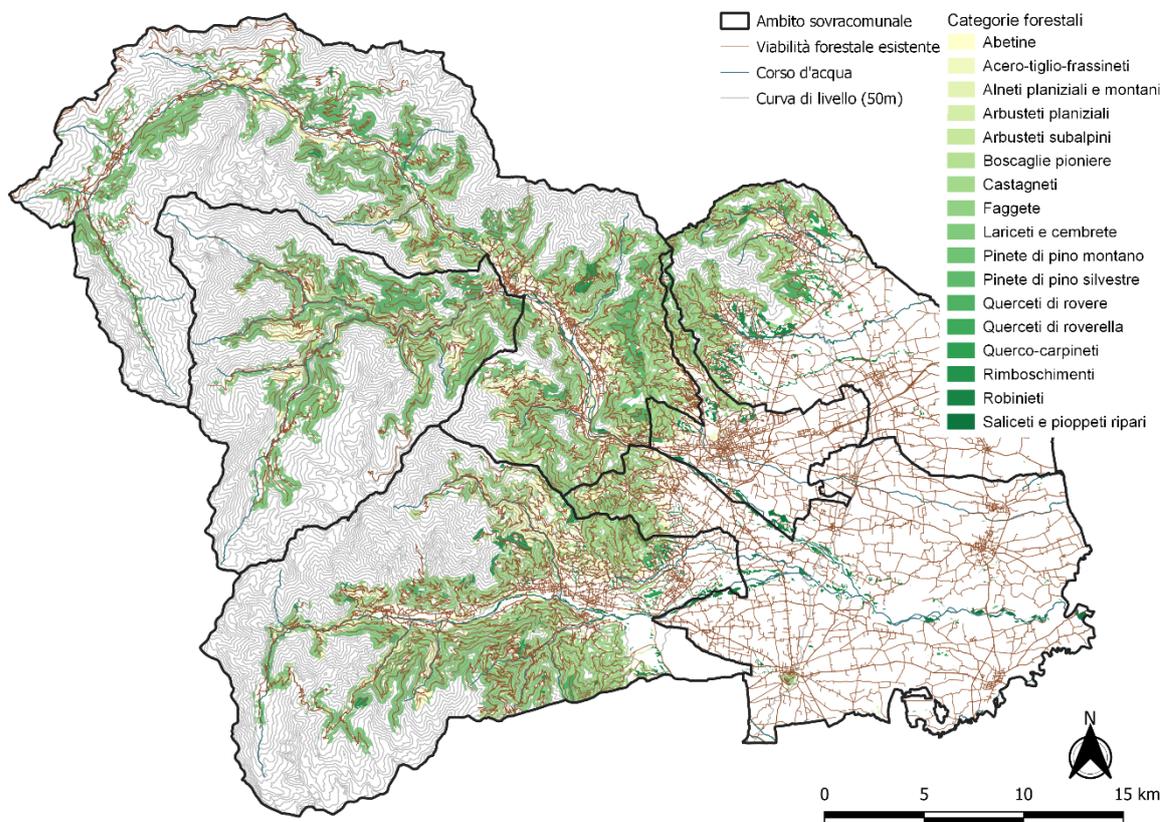


Figura 134 – Superficie boscata accessibile classificata secondo categoria forestale ed in riferimento agli ambiti sovramunicipali di riferimento. Elaborazione personale.

Vincoli e superficie boscata disponibile

In Figura 135 sono riportati i vincoli esistenti che individuano le aree non idonee al prelievo della risorsa boschiva (tipo A). Dalla Figura 136 si osservano le aree indicate come non idonee all'installazione di impianti a biomassa, nel rispetto dei vincoli di legge (tipo B) che imponendo stringenti requisiti minimi, fanno eccezione per impianti di piccolissima taglia e per impianti ad elevato sfruttamento della cogenerazione. La superficie boscata disponibile, risultante dall'intersezione tra quella accessibile e quella priva di vincoli di tipo A, risulta coincidere con quella raffigurata in Figura 137. In Tabella 46 si riporta per ogni categoria forestale la superficie totale disponibile rispetto alla superficie accessibile e l'indicazione della frazione non vincolata utile alla produzione di energia; inoltre, è indicata l'ammontare annuo della producibilità di energia elettrica e termica, secondo il dato di rendimento dell'impianto indicato nella metodologia.

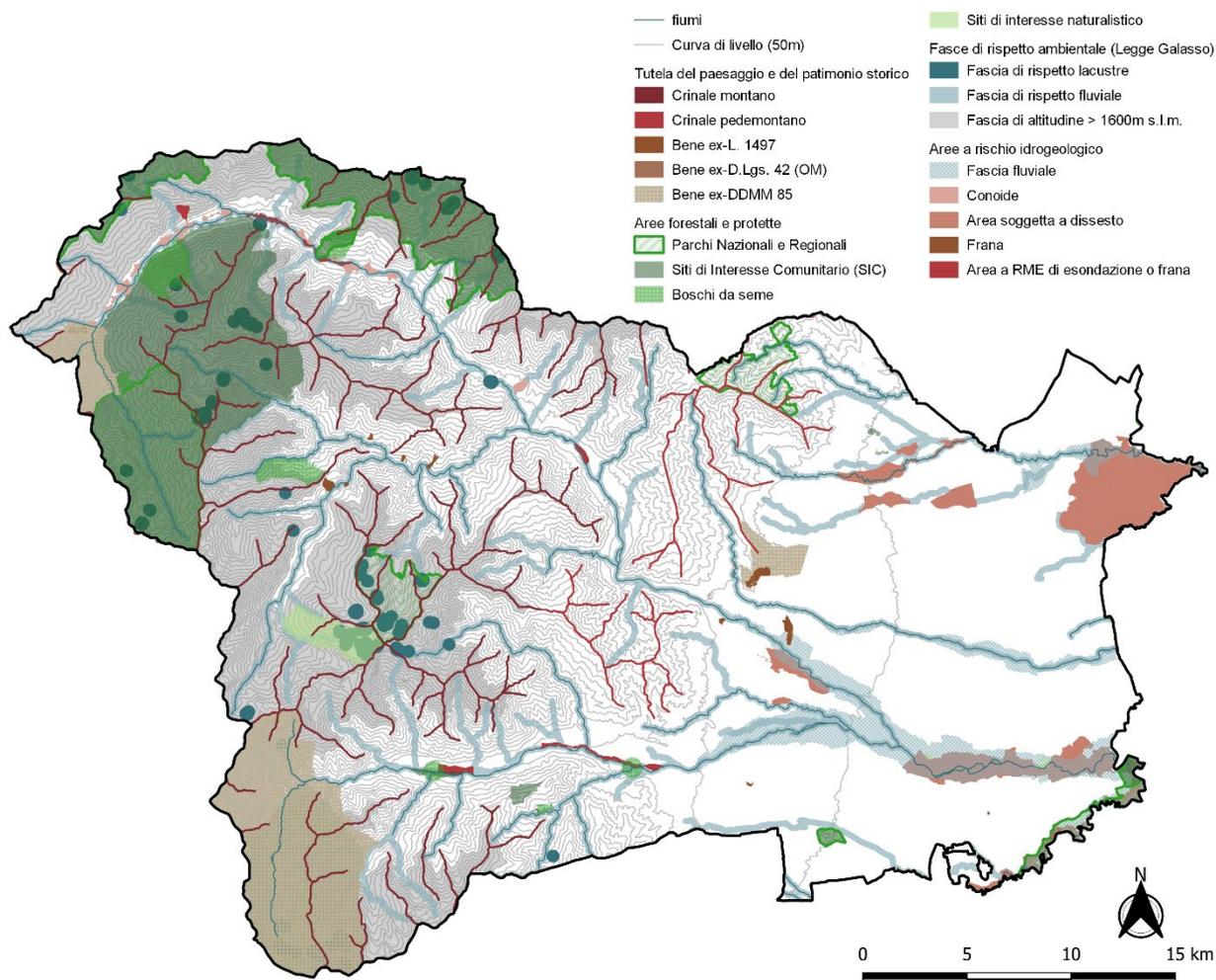


Figura 135 – Vincoli al prelievo della risorsa boschiva (Tipo A). Elaborazione personale.

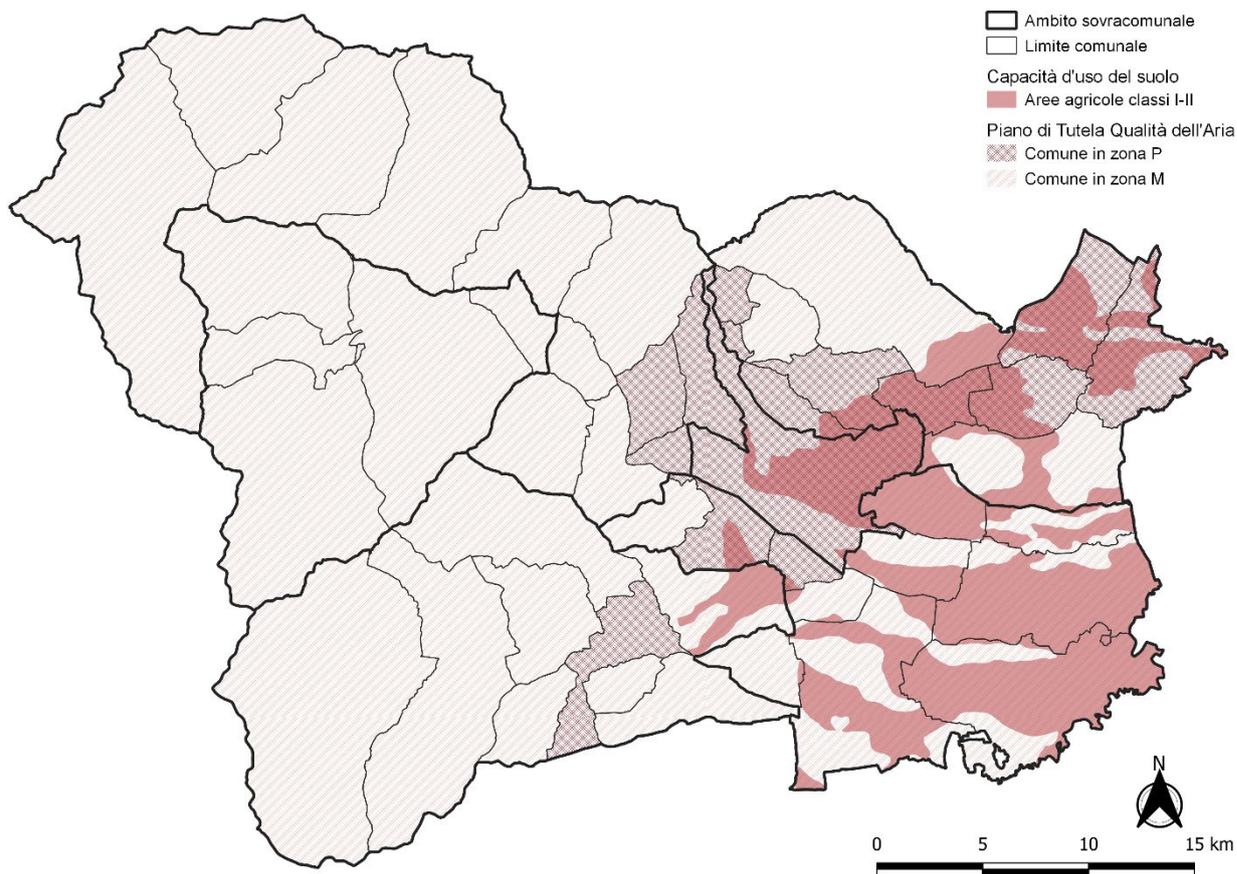


Figura 136 – Vincoli all'installazione di impianti a biomassa (Tipo A). Elaborazione personale.

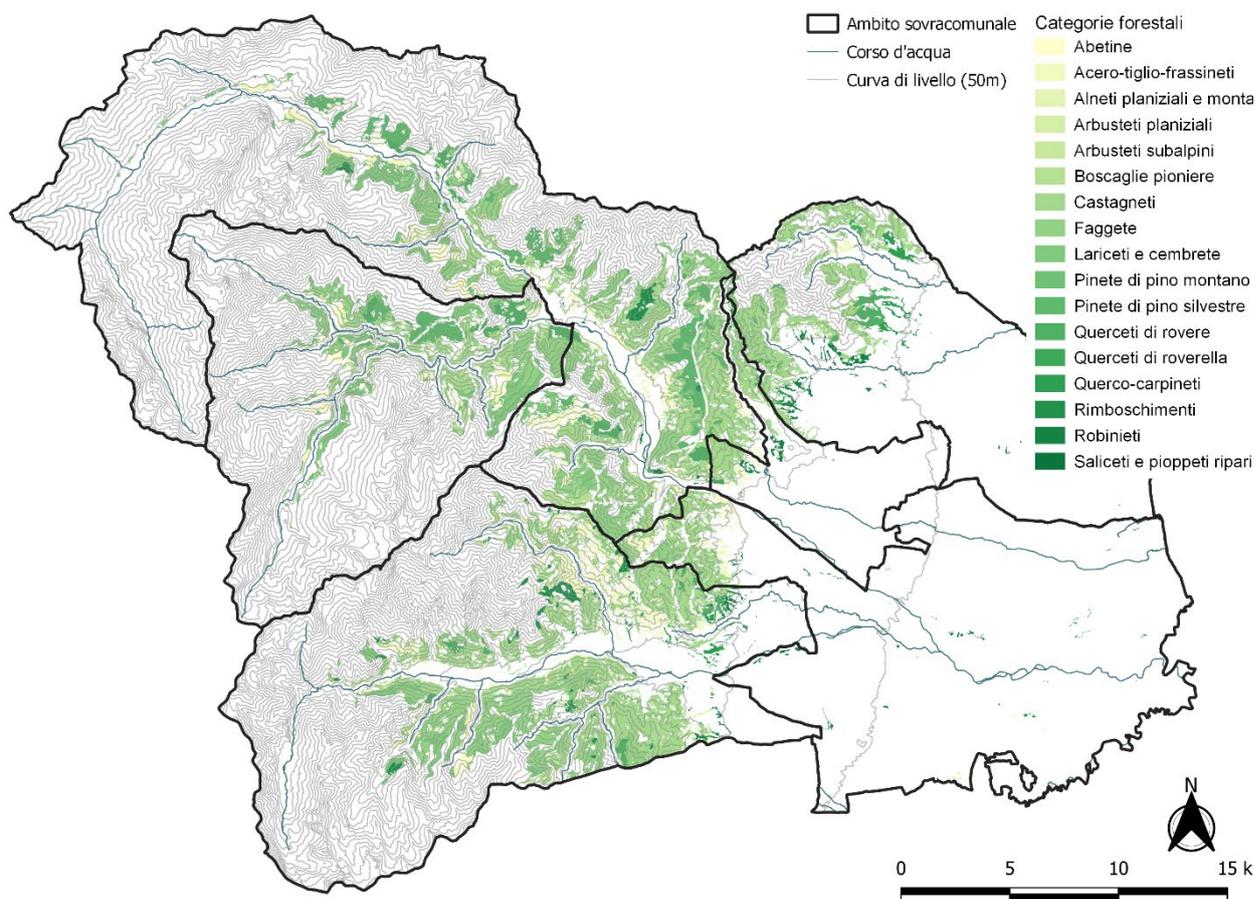


Figura 137 – Superficie boscata disponibile classificata secondo categoria forestale ed in riferimento agli ambiti sovracomunali di riferimento. Elaborazione personale.

Tabella 46: Risorsa forestale disponibile ed energia producibile annualmente per l'Ambito AV.

CATEGORIA FORESTALE	RESA PCI		SUP. ACCESSIBILE		SUP. VINCOLATA	FRAZIONE	SUP. DISPONIBILE		ENERGIA PRODUCIBILE ANNUA		
	p	H	Area	mc	Ettari	UTILE	Ettari	mc	E	E_el	E_risc
	[ton/ha/y]	[kWh/kg]	[ha]	[ton/a]	[ha]	[%]	[ha]	[ton/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]
Abetine	2,4	5,0	531	1.264	302	43%	229	545	2.725	681	2.044
Acero-tiglio-frassineti	0,4	4,1	3.563	1.283	1.306	63%	2.257	812	3.331	833	2.498
Alneti planiziali e montani	1,4	4,1	74	103	49	33%	25	34	140	35	105
Arbusteti planiziali collinari e n	0,0	4,1	12	0	1	93%	11	0	1	0	1
Arbusteti subalpini	0,0	4,1	214	0	185	14%	29	0	0	0	0
Boscaglie pioniere e d'invasio	0,1	4,0	1.140	160	341	70%	799	112	447	112	336
Castagneti	3,2	4,0	11.575	37.388	2.341	80%	9.234	29.826	119.303	29.826	89.477
Faggete	1,1	4,0	6.531	7.380	1.552	76%	4.980	5.627	22.508	5.627	16.881
Lariceti e cembrete	0,5	4,3	7.330	3.592	5.323	27%	2.008	984	4.230	1.057	3.172
Pinete di pino montano	0,0	4,4	69	3	69	0%	0	0	0	0	0
Pinete di pino silvestre	1,8	4,4	1.780	3.169	484	73%	1.296	2.308	10.154	2.538	7.615
Querceti di rovere	0,7	4,2	1.054	696	153	85%	901	595	2.498	625	1.874
Querceti di roverella	0,6	4,2	14	8	0	100%	14	8	35	9	26
Quercio-carpineti	0,6	4,2	286	183	59	79%	227	145	609	152	457
Rimboschimenti	2,0	4,0	547	1.110	147	73%	399	811	3.243	811	2.432
Robineti	1,0	4,5	998	978	630	37%	368	361	1.623	406	1.217
Saliceti e pioppeti ripari	1,5	4,0	259	384	244	6%	15	23	91	23	68
AMBITO AV			35.978	57.700	13.187	63%	22.791	42.190	170.938	42.735	128.204

Producibilità energetica annuale e mensile

L'energia producibile annualmente dalla combustione della risorsa boschiva disponibile nell'intero territorio dell'Ambito AV è pari a 170.938 MWh/a. Si tratta di energia termica che può essere convertita in elettricità (42.735 MWh/a) o distribuita attraverso un sistema di teleriscaldamento locale, le cui perdite di sistema riducono l'energia termica producibile a 128.204 MWh/a. In Tabella 47 sono riportati i valori di produzione elettrica e termica annuale per ciascun ambito territoriale individuato, mentre il grafico in Figura 138 mette a confronto la producibilità annuale nei diversi ambiti sovracomunali (ASV 1-6). In Figura 139, il grafico riporta l'andamento mensile della produzione elettrica e termica per la totalità delle risorse presenti nell'Ambito AV.

Tabella 47: Producibilità annua e conversione in energia elettrica e termica per i diversi ambiti territoriali individuati.

Ambito	ENERGIA PRODUCIBILE ANNUALMENTE		
	E Th	Elettrica	Termica
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]
	η	0,25	0,75
AV	170.938	42.735	128.204
ASV1	56.879	14.220	42.659
ASV2	19.006	4.751	14.254
ASV3	57.643	14.411	43.232
ASV4	22.555	5.639	16.917
ASV5	8.982	2.245	6.736
ASV6	5.901	1.475	4.426
CE6	19.561	4.890	14.671

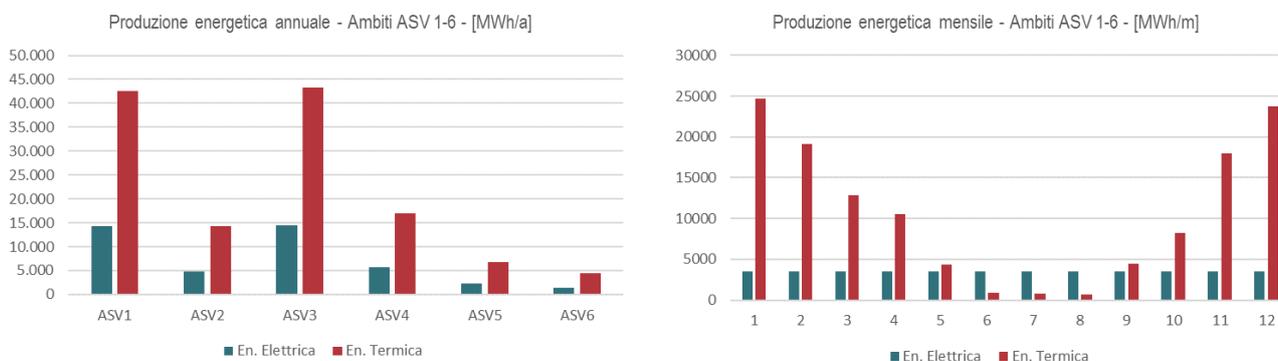


Figure 138-139 – A sinistra: Confronto tra i diversi ambiti sovracomunali ASV 1-6 della produzione annuale elettrica e termica. A destra: Andamento mensile della produzione totale elettrica e termica relativa all'Ambito AV.

Producibilità elettrica giornaliera e oraria

In Tabella 48 sono riportati i risultati del calcolo di producibilità elettrica giornaliera e oraria per ciascun ambito territoriale individuato. Ipotizzando un funzionamento dell'impianto costante nelle 24 ore, sono indicate la produzione giornaliera media annuale e stagionale [kWh/g] e la produzione media oraria giornaliera.

Tabella 48: Producibilità elettrica giornaliera e oraria nei diversi ambiti territoriali individuati.

PRODUZIONE ELETTRICA GIORNALIERA E ORARIA										
Ambito	Media annua giornaliera [kWh/g]	Produzione giornaliera [kWh/g]				Ore di funzionamento giornaliera [h/g]	Media Oraria giornaliera [kWh]			
		Inverno	Primavera	Estate	Autunno		Inverno	Primavera	Estate	Autunno
AV	117.180	114.878	114.878	114.878	114.878	24	4.787	4.787	4.787	4.787
ASV1	38.991	38.225	38.225	38.225	38.225		1.593	1.593	1.593	1.593
ASV2	13.029	12.773	12.773	12.773	12.773		532	532	532	532
ASV3	39.515	38.738	38.738	38.738	38.738		1.614	1.614	1.614	1.614
ASV4	15.462	15.158	15.158	15.158	15.158		632	632	632	632
ASV5	6.157	6.036	6.036	6.036	6.036		252	252	252	252
ASV6	4.045	3.966	3.966	3.966	3.966		165	165	165	165
CE6	13.410	13.146	13.146	13.146	13.146		548	548	548	548

20.2. PRODUCIBILITA' DA IRRADIAZIONE SOLARE

Analisi solare

I risultati del calcolo dell'irraggiamento solare [Wh/m²], valutati per ogni mese dell'anno sull'intero territorio dell'Ambito AV, sono rappresentati dalle carte solari nelle Figure 140-143. Per ogni stagione dell'anno si riporta il risultato relativo ad un mese rappresentativo stagionale. In Tabella 49 sono riportati i valori di irraggiamento medio mensile [kWh/m²/m] e giornaliero medio mensile [kWh/m²/m] al metro quadro per l'area pinerolese oggetto di studio, il cui andamento mensile è descritto in Figura 144.

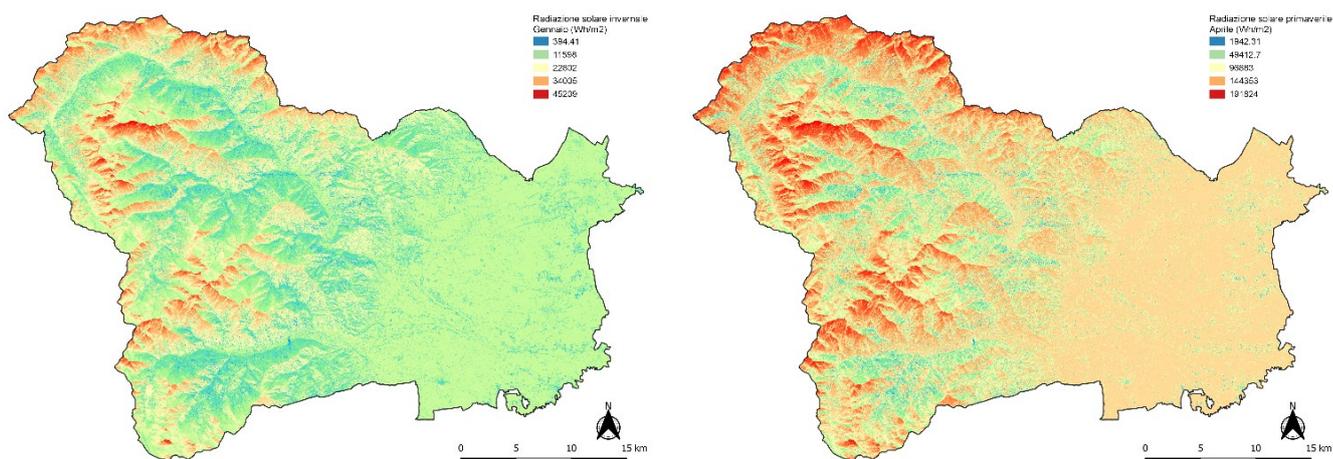


Figure 140-141 – Irraggiamento solare incidente sul territorio nell'ambito AV nella stagione invernale, indicata dal mese di gennaio (a sinistra) e nella stagione primaverile, indicata dal mese di aprile (a destra). Elaborazione personale.

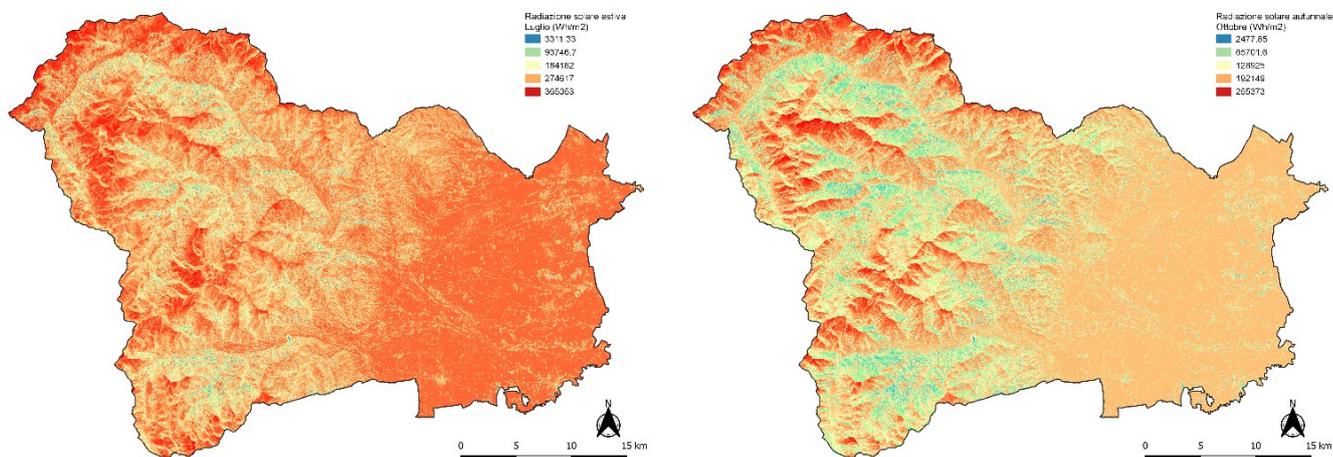
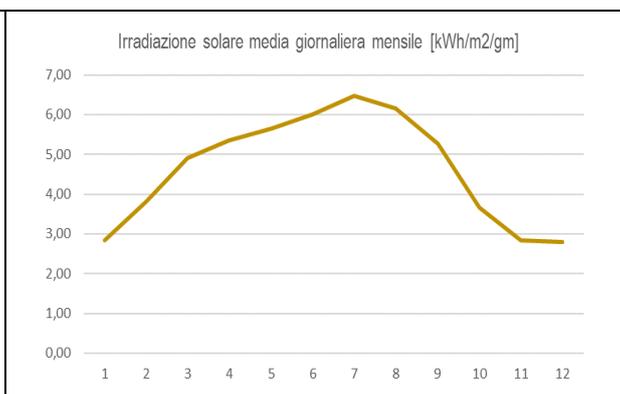


Figure 142-143 – Irraggiamento solare incidente sul territorio nell'ambito AV nella stagione estiva, indicata dal mese di luglio (a sinistra) e nella stagione autunnale, indicata dal mese di ottobre (a destra). Elaborazione personale.

Tabella 49: Valori della radiazione solare incidente sulla superficie.		
Mesi	Irraggiamento media mensile [kWh/m2/m]	Irraggiamento giornaliero medio mensile [kWh/m2/gm]
Gennaio	87,85	2,83
Febbraio	106,80	3,81
Marzo	152,36	4,91
Aprile	160,78	5,36
Maggio	174,93	5,64
Giugno	180,27	6,01
Luglio	200,46	6,47
Agosto	190,50	6,15
Settembre	158,32	5,28
Ottobre	113,52	3,66
Novembre	85,23	2,84
Dicembre	86,38	2,79



Si riportano i risultati relativi alla classificazione degli edifici esistenti nel territorio dell'ambito AV secondo destinazione d'uso principale (Figura 144) e quelli relativi all'individuazione dei vincoli normativi all'installazione di sistemi tecnologici in integrazione alle coperture (Figura 147). Di seguito viene mostrato il risultato relativo al comune di Scalenghe, a titolo esemplificativo dell'operazione attuata per ciascuno dei 47 comuni dell'Ambito AV. In Figura 145 è riportata l'individuazione degli edifici disponibili all'installazione degli impianti e in Figura 146 il risultato del calcolo della producibilità elettrica annuale, valutata in base alla quota di irradiazione solare mensile cumulata.

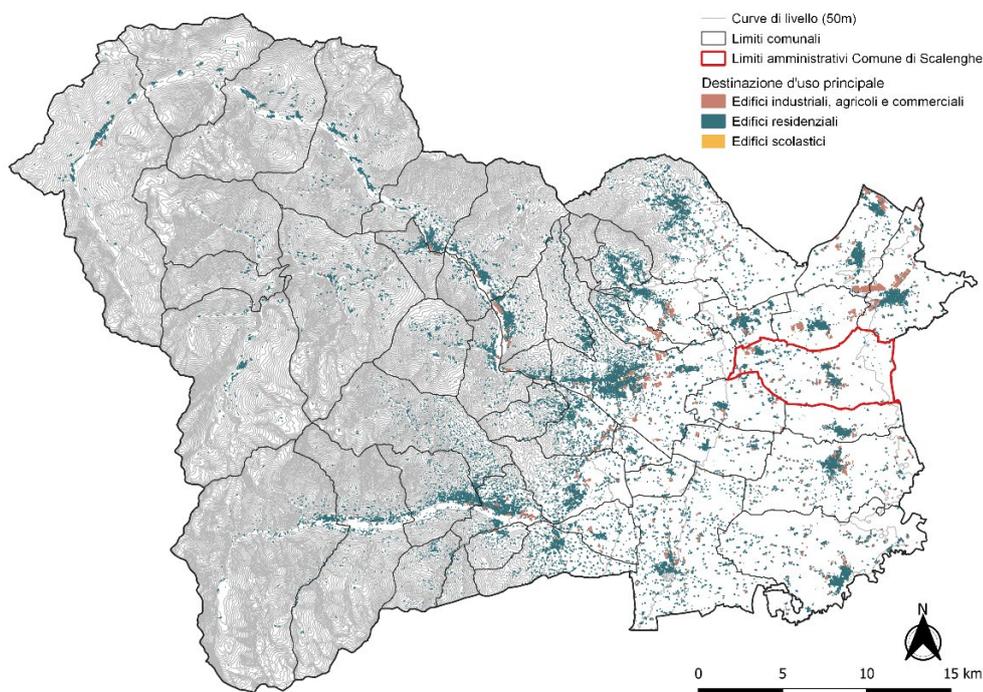


Figura 144 – Classificazione degli edifici esistenti nel territorio dell'ambito AV secondo destinazione d'uso principale. L'area evidenziata (in rosso) indica il territorio del comune di Scalenghe. Elaborazione personale.

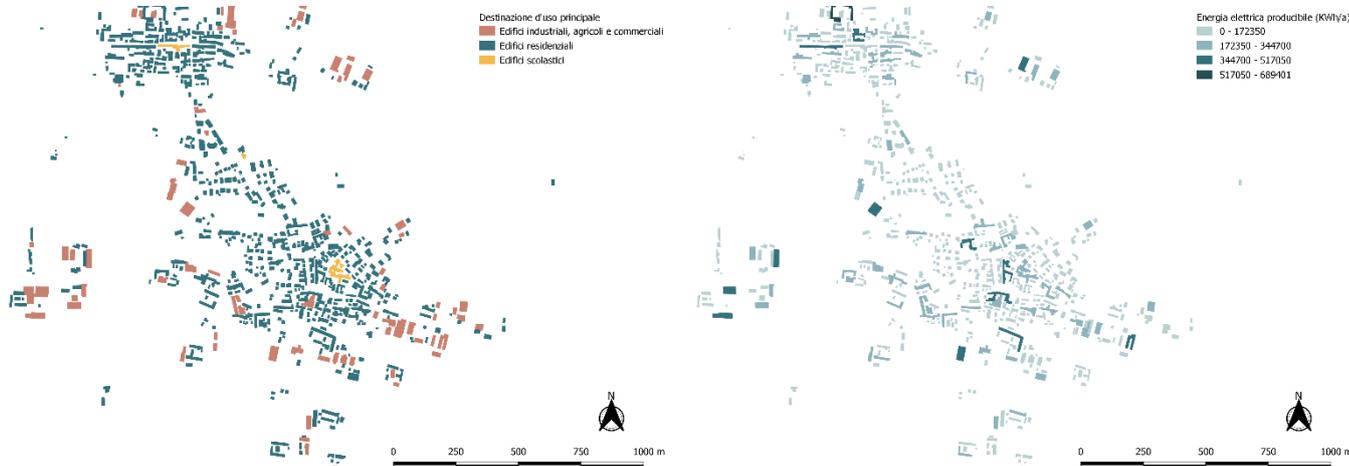


Figure 145-146 – Classificazione degli edifici esistenti nel comune di Scalenghe secondo destinazione d'uso principale (a sinistra) e secondo producibilità elettrica annuale dei sistemi integrati sulle coperture degli edifici esistenti (a destra). Elaborazione personale.

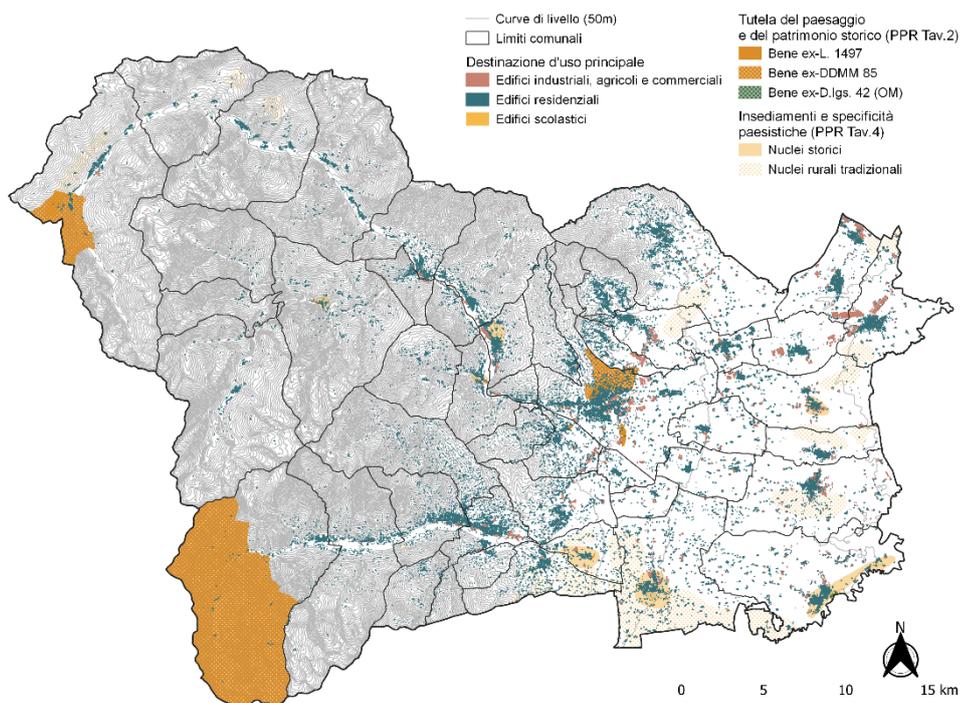


Figura 147 – Aree vincolate all'autorizzazione da parte della Sovrintendenza per l'installazione di pannelli fotovoltaici o collettori solari a integrazione delle coperture degli edifici esistenti. Elaborazione personale.

Producibilità energetica annuale e mensile

Nell'intero territorio dell'Ambito AV, l'energia elettrica producibile annualmente ammonta a 1.248 GWh/a, mentre l'energia termica producibile è pari a 4.194 GWh/a. In Tabella 50 sono riportati i valori di produzione elettrica e termica annuale per ciascun ambito territoriale individuato, mentre il grafico in Figura 148 mette a confronto la producibilità annuale nei diversi ambiti sovracomunali (ASV 1-6). In Figura 149, il grafico riporta l'andamento mensile della produzione elettrica e termica per la totalità degli edifici presenti nell'Ambito AV.

Tabella 50: Producibilità annuale di energia elettrica e termica a partire dalle coperture disponibili degli edifici esistenti in ciascun ambito territoriali individuato, distinti per destinazione d'uso.

Ambito	EDIFICI DISPONIBILI				ENERGIA PRODUCIBILE ANNUALMENTE	
	Industriali [n.]	Residenziali [n.]	Scolastici [n.]	Totali [n.]	En. Elettrica [MWh/a]	En. Termica [MWh/a]
AV	2.443	53.984	124	56.551	1.248.749	4.194.928
ASV1	187	11.588	21	11.796	197.605	663.623
ASV2	14	2.369	4	2.387	32.656	109.213
ASV3	140	10.111	16	10.267	157.203	527.312
ASV4	890	12.685	33	13.608	409.167	1.374.393
ASV5	952	12.201	22	13.175	299.761	1.004.798
ASV6	260	5.029	28	5.317	152.356	515.590
CE6	640	7.554	13	8.207	187.217	628.422

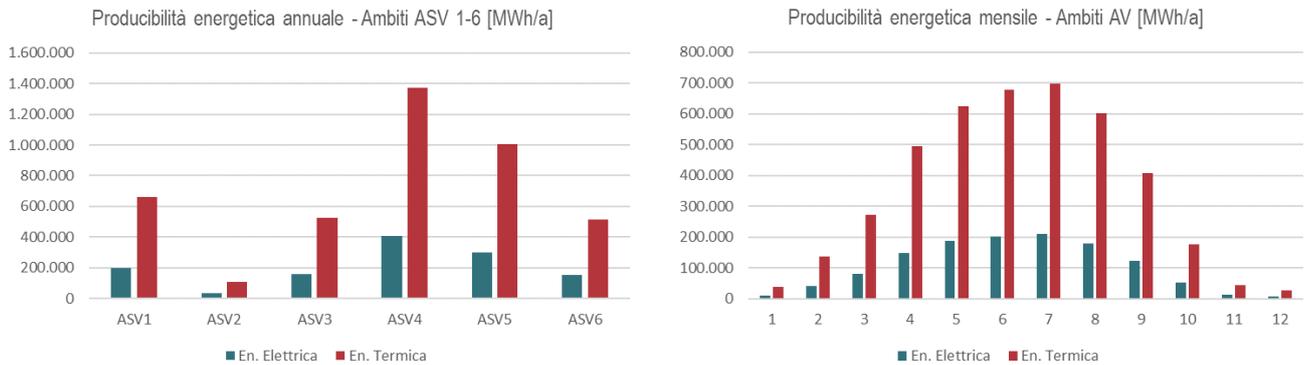


Figure 148-149 – A sinistra: Confronto tra i diversi ambiti sovracomunali ASV 1-6 della produzione annuale elettrica e termica. A destra: Andamento mensile della produzione totale elettrica e termica relativa all'Ambito AV.

Producibilità elettrica giornaliera e oraria

In Tabella 51 sono riportati i risultati del calcolo di producibilità elettrica giornaliera e oraria per ciascun ambito territoriale individuato. Nel grafico in Figura 150 è indicato l'andamento della producibilità oraria in un giorno tipo per ogni stagione dell'anno, considerando gli edifici disponibili nell'ambito AV.

Tabella 51: Producibilità elettrica giornaliera e oraria nei diversi ambiti territoriali individuati.

PRODUZIONE ELETTRICA GIORNALIERA E ORARIA								
Ambito	Produzione media giornaliera stagionale [kWh/g]				Media Oraria giornaliera [kWh]			
	Inverno	Primavera	Estate	Autunno	Inverno	Primavera	Estate	Autunno
AV	1.476.701	5.914.582	5.537.610	790.039	1.239	4.375	3.790	637
ASV1	231.775	941.214	872.881	123.879	194	696	597	100
ASV2	39.551	154.381	142.342	21.420	33	114	97	17
ASV3	189.916	744.397	687.531	102.990	159	551	471	83
ASV4	478.849	1.951.465	1.808.358	255.323	402	1.443	1.238	206
ASV5	355.283	1.392.908	22.541.901	189.325	298	1.030	15.428	153
ASV6	181.327	730.216	677.583	97.104	152	540	464	78
CE6	218.771	892.398	826.225	116.742	183	660	565	94

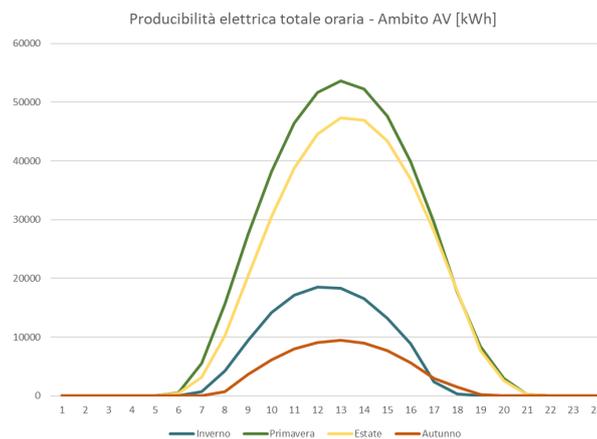


Figura 150 – Producibilità elettrica oraria per ogni giorno tipo stagionale in riferimento alla totalità degli edifici disponibili nell'ambito AV. Elaborazione personale.

21. BILANCIO ENERGETICO MENSILE

Di seguito sono presentati i risultati del bilancio tra domanda e offerta di energia calcolati sulla base dei dati energetici a disposizione, al livello di dettaglio temporale mensile. Per l'ambito territoriale Ambito AV e i sei ambiti sovracomunali Ambiti ASV 1-6 sono analizzati separatamente il bilancio energetico allo stato di fatto (S-BAU), e quello relativo allo scenario d'intervento ipotizzato (S-II). Per l'ambito corrispondente al nucleo fondativo della CE pinerolese (Ambito CE6) si rimanda al seguente capitolo di approfondimento. Nel merito dello scenario corrispondente allo stato di fatto (S-BAU), il bilancio energetico consiste nella comparazione tra i profili di consumo delle diverse tipologie di utenze e i profili di produzione energetica delle diverse fonti rinnovabili disponibili localmente. Il bilancio dello scenario di intervento ipotizzato (S-II) considera in aggiunta alla produzione esistente, il potenziale producibile a partire dalle risorse rinnovabili locali (biomassa forestale e irradiazione solare). Pertanto, vengono messi a confronto i bilanci dei due scenari rispettivamente riguardanti l'energia elettrica e termica.

21.1. AMBITO AV: STATO DI FATTO E SCENARIO DI INTERVENTO

Bilancio Elettrico

Il consumo elettrico annuale dell'ambito AV è pari a 542.124 [MWh/a], la produzione RES annua risulta ammontare a 435.542 [MWh/a] nello scenario BAU e a 729.339 [MWh/a] nello scenario S-II. La copertura del fabbisogno energetico è indicata dal valore dell'autoconsumo medio annuo pari al 80% (BAU) e al 135% (S-II), come riassunto in Tabella 52. Il confronto del bilancio elettrico mensile dei due scenari è visibile nelle Figure 151-152, mentre nelle Figure 153 e 154 è possibile osservare la variazione del mix energetico a seguito dello sfruttamento delle RES locali. Segue il confronto della quota di autoconsumo mensile raggiungibile in entrambi gli scenari, espresso in termini percentuali e in relazione alla quota minima del 70% imposta dalla legge L.R.n.12/2018 (Figura 155). In Figura 156 si riporta la distinzione del consumo totale secondo tipologia di utenza, invariata in entrambi gli scenari.

Scenario	Consumo [MWh/a]	Produzione [MWh/a]	Autoconsumo [%]
S-BAU	542.124	435.542	80%
S-II	542.124	729.339	135%



Figure 151-152 – Bilancio elettrico mensile dell'Ambito AV allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

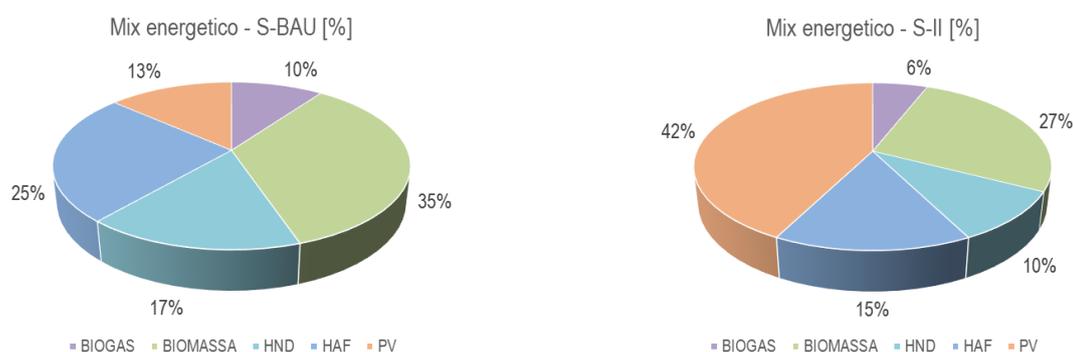


Figure 153-154 – Contributo alla produzione totale dei diversi sistemi tecnologici considerati nello scenario BAU (a sinistra) e S-II (a destra).

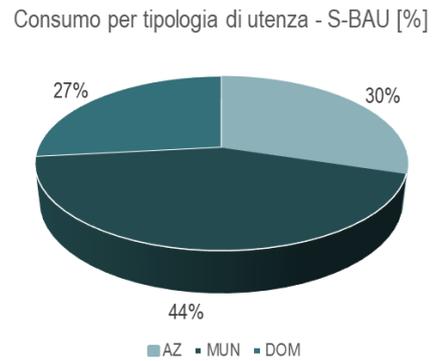
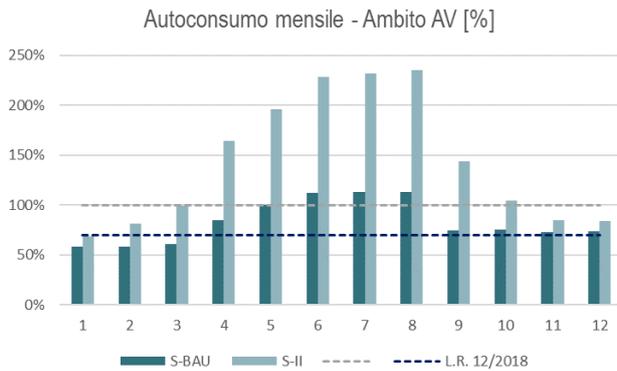


Figure 155-156 – A sinistra: Confronto della quota di autoconsumo mensile raggiungibile nello scenario BAU (in blu) e nello scenario S-II (in azzurro), in riferimento alla quota minima imposta dalla L.R. n.12/2018 (linea tratteggiata in blu) e alla quota massima raggiungibile (100%, linea tratteggiata in grigio). A destra: contributo delle diverse utenze considerate alla quota di consumo totale richiesto.

Bilancio Termico

Il consumo termico annuale dell'ambito AV è pari a 812.823 [MWh/a], la produzione RES annua risulta ammontare a 28.617 [MWh/a] nello scenario BAU e a 1.215.533 [MWh/a] nello scenario S-II. La copertura del fabbisogno energetico è indicata dal valore dell'autoconsumo annuo pari al 5% (BAU) e al 150% (S-II), come riassunto in Tabella 53. Il confronto del bilancio termico mensile dei due scenari è visibile nelle Figure 157-158, mentre nelle Figure 159 e 160 è possibile osservare la variazione del mix energetico a seguito dello sfruttamento delle RES locali. Segue il confronto della quota di autoconsumo mensile raggiungibile in entrambi gli scenari, espresso in termini percentuali e in relazione alla quota minima del 70% imposta dalla legge L.R.n.12/2018 (Figura 161). In Figura 162 si riporta la distinzione del consumo totale secondo tipologia di utenza, invariata in entrambi gli scenari.

Tabella 53: Bilancio termico annuale e quota di autoconsumo annuale.			
Scenario	Consumo [MWh/a]	Produzione [MWh/a]	Autoconsumo [%]
S-BAU	812.823	38.617	5%
S-II	812.823	1.215.533	150%

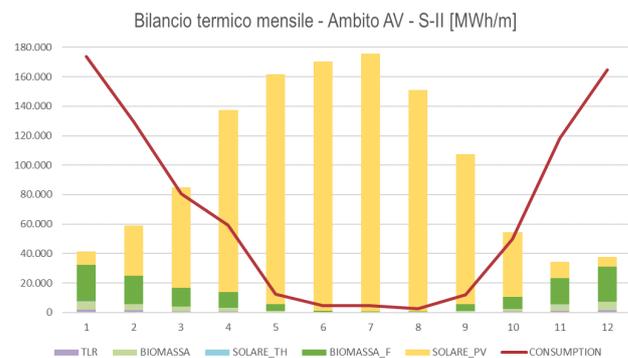
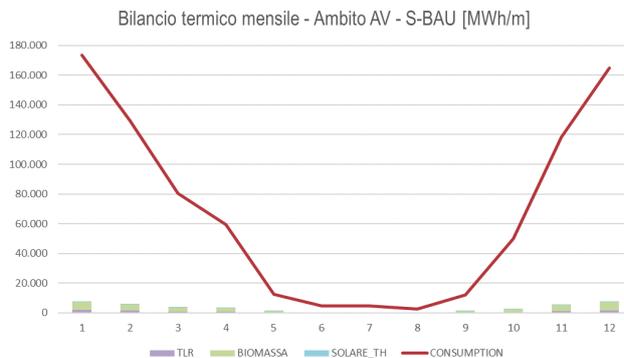


Figure 157-158 – Bilancio termico mensile dell'Ambito AV allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

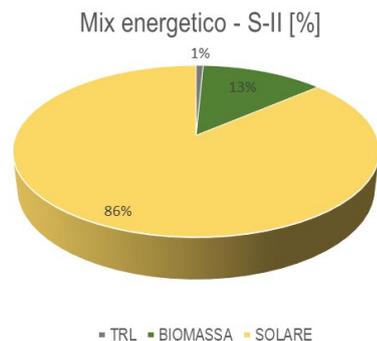
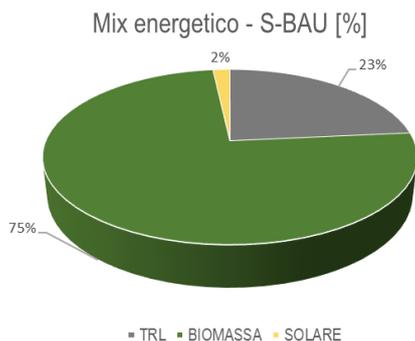


Figure 159-160 – Contributo alla produzione totale dei diversi sistemi tecnologici considerati nello scenario BAU (a sinistra) e S-II (a destra).

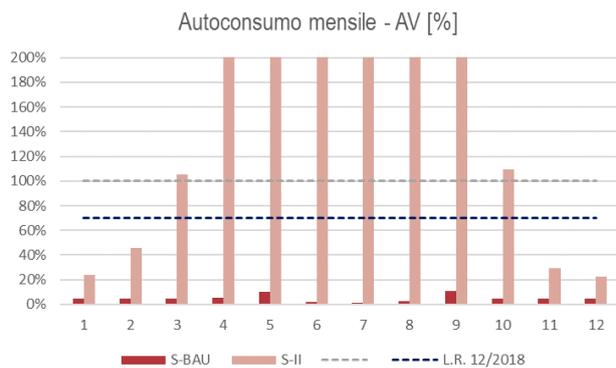


Figure 162-163 – A sinistra: Confronto della quota di autoconsumo mensile raggiungibile nello scenario BAU (in rosso) e nello scenario S-II (in rosa), in riferimento alla quota minima imposta dalla L.R. n.12/2018 (linea tratteggiata in nero) e alla quota massima raggiungibile (100%, linea tratteggiata in grigio). A destra: contributo delle diverse utenze considerate alla quota di consumo totale richiesto.

21.2. AMBITI ASV: STATO DI FATTO E SCENARIO DI INTERVENTO

Bilancio Elettrico

In Tabella 54 sono riportati, per i sei ambiti sovracomunali (ASV 1-6), i risultati relativi al consumo elettrico annuale [MWh/a], alla produzione RES annua [MWh/a] e alla quota di autoconsumo annuale raggiunta: sono comparati lo scenario BAU e lo scenario S-II. Il confronto del bilancio elettrico mensile dei due scenari è descritto per ogni ambito sovracomunale dalla Figura 163 alla Figura 174. Nelle Figure 175-180 è possibile osservare la variazione della quota di autoconsumo mensile raggiungibile in entrambi gli scenari, espressa in termini percentuali e posta in relazione alla quota minima del 70% imposta dalla legge L.R.n.12/2018. In Figura 181 si riporta la distinzione del consumo totale secondo tipologia di utenza, invariata in entrambi gli scenari e si confrontano i risultati relativi ai sei scenari, mentre nelle Figure 182 e 183 è possibile osservare la variazione del mix energetico a seguito dello sfruttamento delle RES locali.

Ambito	Consumo [MWh/a]		Produzione [MWh/a]		Autoconsumo [%]	
	S-BAU	S-II	S-BAU	S-II	S-BAU	S-II
ASV1	65.372	65.372	76.843	130.770	118%	200%
ASV2	7.629	7.629	29.084	40.380	381%	529%
ASV3	149.715	149.715	95.567	142.538	65%	95%
ASV4	93.878	93.878	163.694	251.568	174%	268%
ASV5	83.803	83.803	43.558	105.963	52%	126%
ASV6	137.083	137.083	25.796	58.126	19%	42%

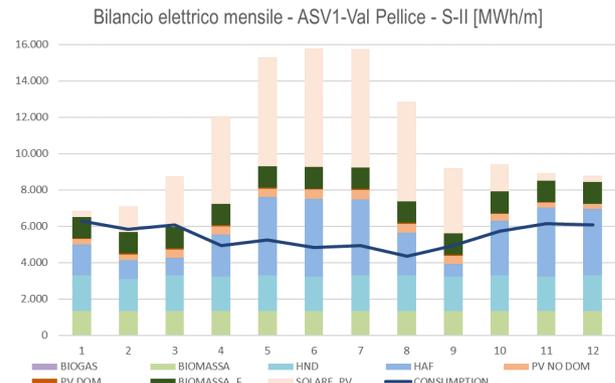
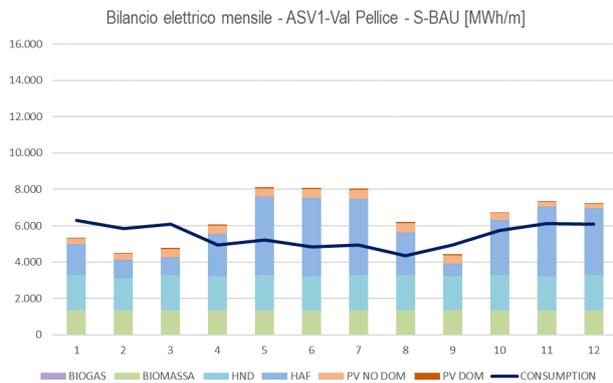


Figure 163-164 – Bilancio elettrico mensile dell'Ambito ASV1 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

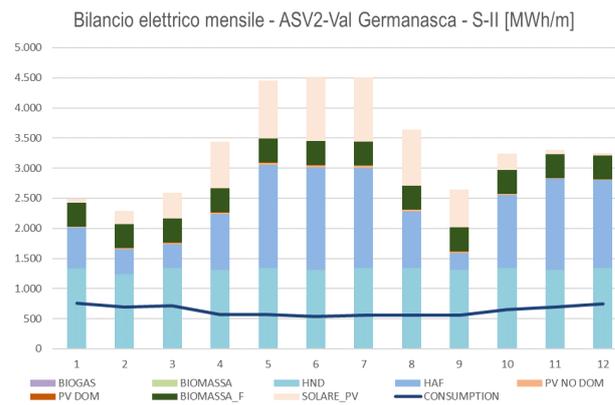
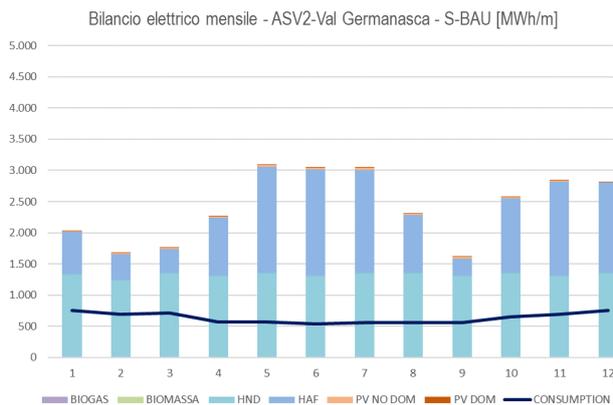


Figure 165-166 – Bilancio elettrico mensile dell'Ambito ASV2 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

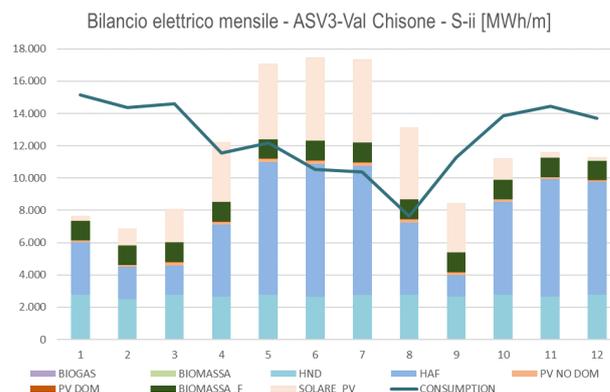
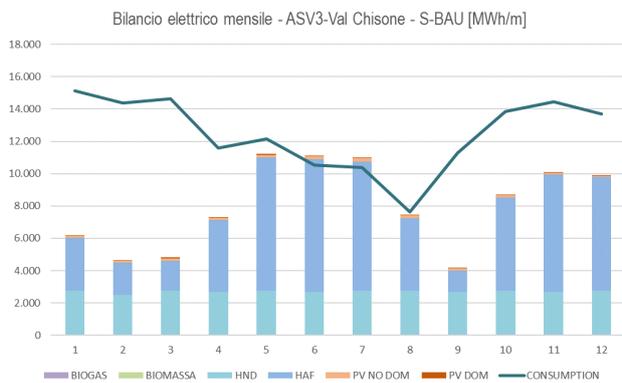


Figure 167-168 – Bilancio elettrico mensile dell'Ambito ASV3 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

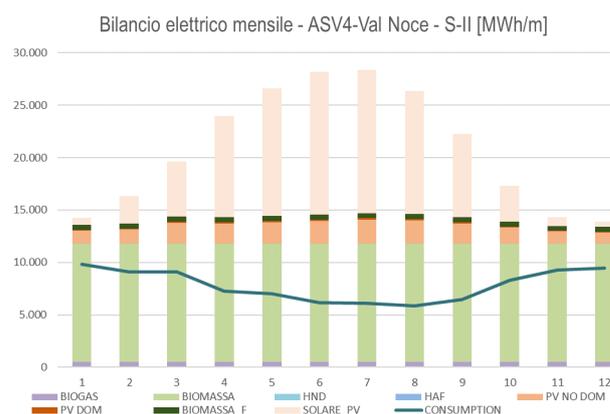
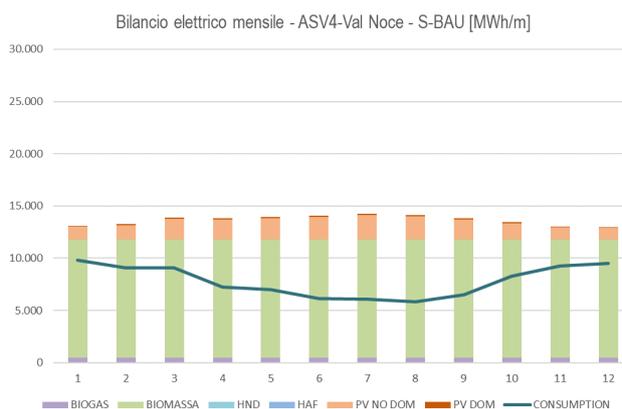


Figure 169-170 – Bilancio elettrico mensile dell'Ambito ASV4 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

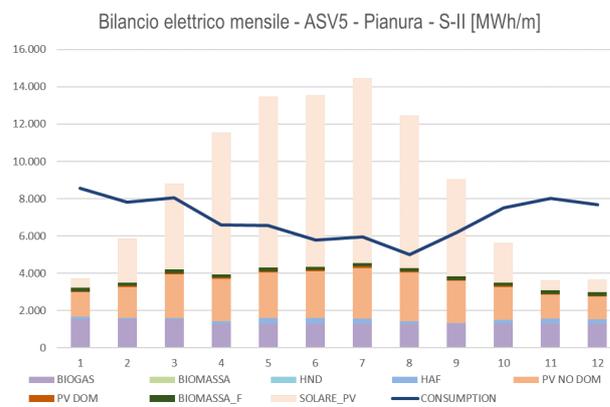
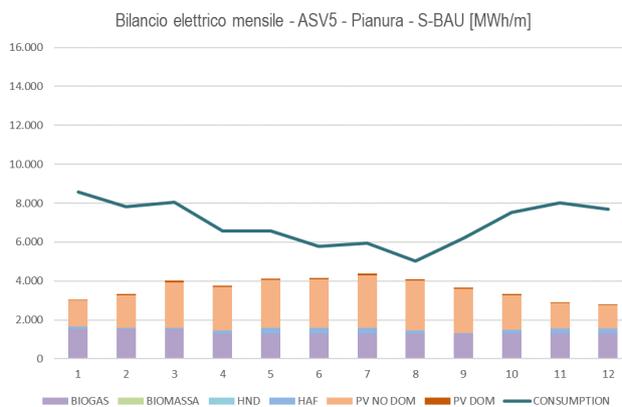


Figure 171-172 – Bilancio elettrico mensile dell'Ambito ASV5 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

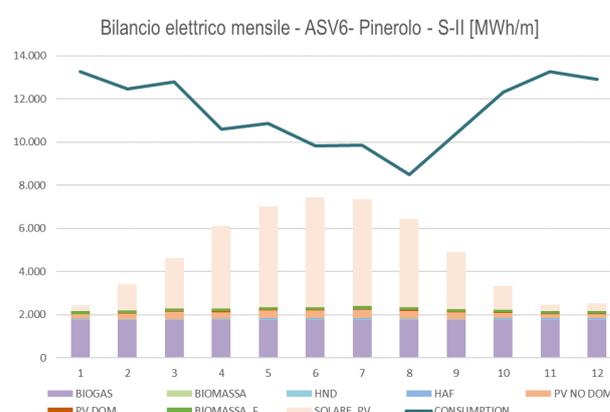
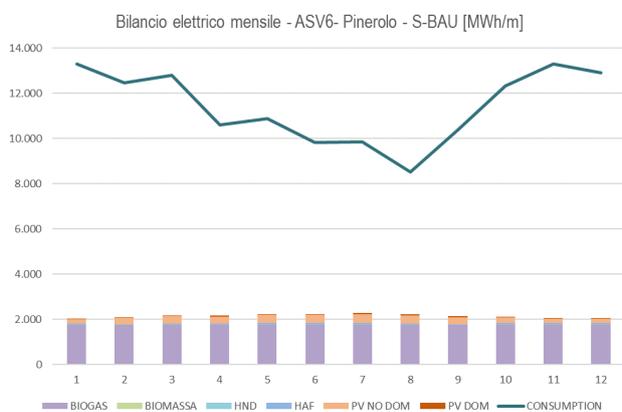


Figure 173-174 – Bilancio elettrico mensile dell'Ambito ASV6 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

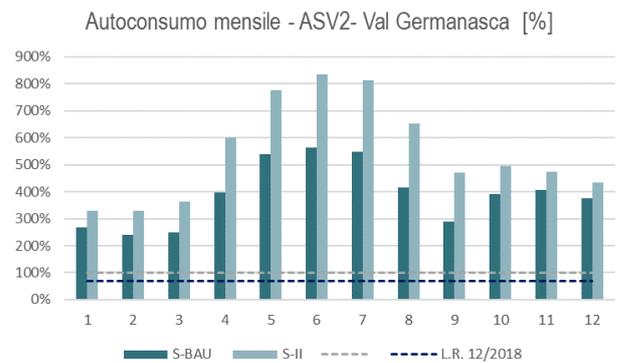
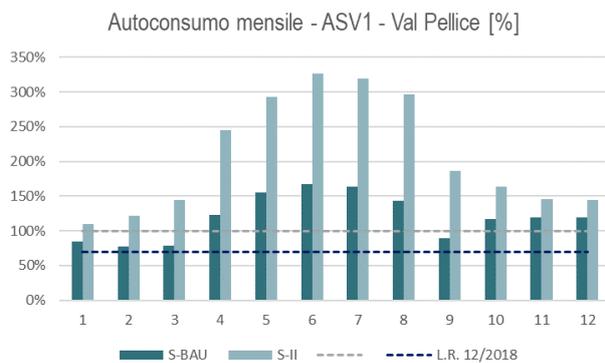


Figure 175-176 – Confronto della quota di autoconsumo mensile raggiungibile nello scenario BAU (in blu) e nello scenario S-II (in azzurro), in riferimento alla quota minima imposta dalla L.R. n.12/2018 (linea tratteggiata in blu) e alla quota massima raggiungibile (100%, linea tratteggiata in grigio) per l'ambito ASV1 (a sinistra) e ASV2 (a destra).

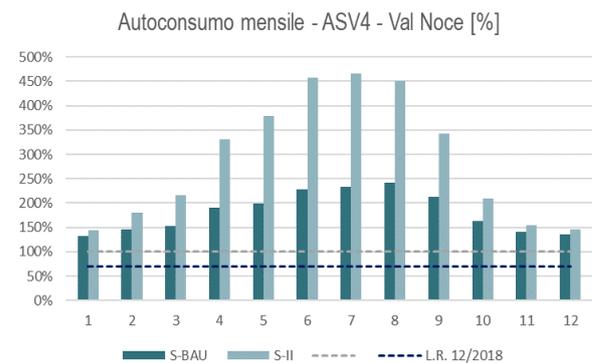
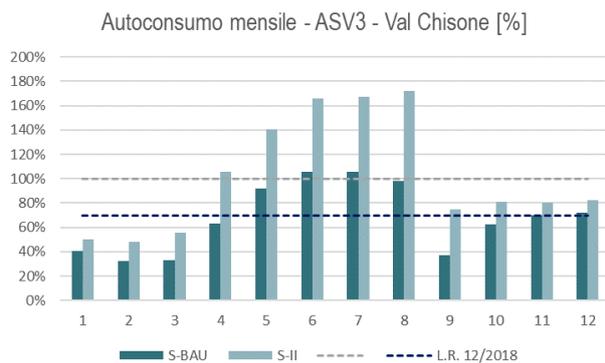


Figure 177-178 – Confronto della quota di autoconsumo mensile raggiungibile nello scenario BAU (in blu) e nello scenario S-II (in azzurro), in riferimento alla quota minima imposta dalla L.R. n.12/2018 (linea tratteggiata in blu) e alla quota massima raggiungibile (100%, linea tratteggiata in grigio) per l'ambito ASV3 (a sinistra) e ASV4 (a destra).

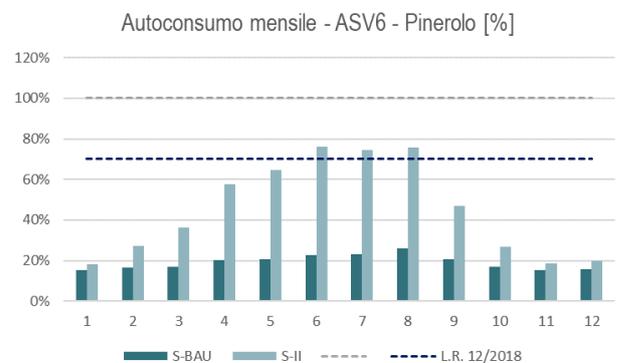
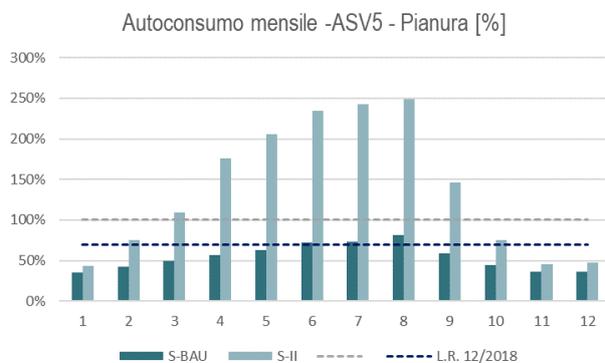


Figure 179-180 – Confronto della quota di autoconsumo mensile raggiungibile nello scenario BAU (in blu) e nello scenario S-II (in azzurro), in riferimento alla quota minima imposta dalla L.R. n.12/2018 (linea tratteggiata in blu) e alla quota massima raggiungibile (100%, linea tratteggiata in grigio) per l'ambito ASV5 (a sinistra) e ASV6 (a destra).

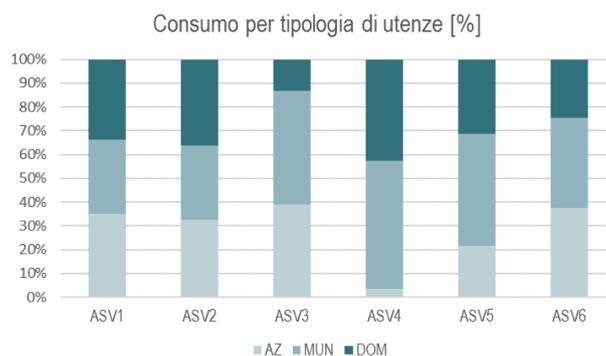


Figura 181 – Contributo delle diverse utenze considerate alla quota di consumo totale richiesto, a confronto i sei diversi ambiti sovracomunali.

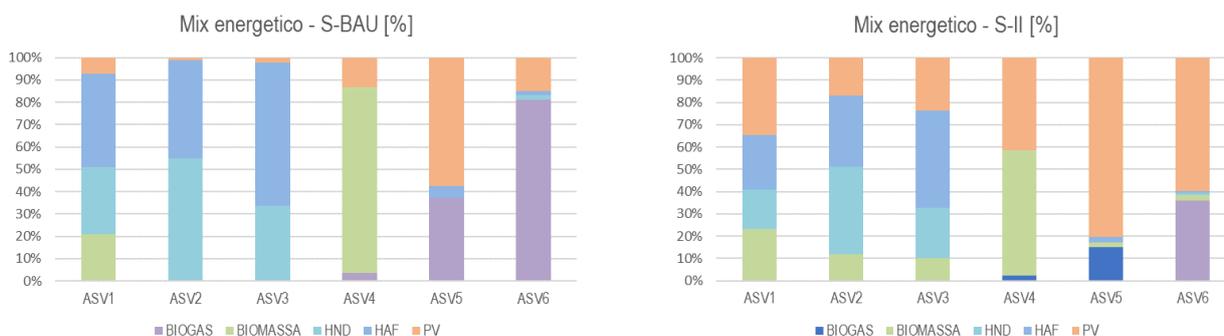


Figure 182-183 – Contributo alla produzione totale RES delle diverse tecnologie nello scenario allo stato di fatto (a sinistra) e nello scenario ipotizzato (a destra), a confronto i sei diversi ambiti sovracomunali.

Bilancio Termico

In Tabella 55 sono riportati, per i sei ambiti sovracomunali (ASV 1-6), i risultati relativi al consumo termico annuale [MWh/a], alla produzione RES annua [MWh/a] e alla quota di autoconsumo annuale raggiunta: sono comparati lo scenario BAU e lo scenario S-II. Il confronto del bilancio termico mensile dei due scenari è descritto per ogni ambito sovracomunale dalla Figura 184 alla Figura 195. Nelle Figure 196-201 è possibile osservare la variazione della quota di autoconsumo mensile raggiungibile in entrambi gli scenari, espressa in termini percentuali e posta in relazione alla quota minima del 70% imposta dalla legge L.R.n.12/2018. In Figura 202 si riporta la distinzione del consumo totale secondo tipologia di utenza, invariata in entrambi gli scenari e si confrontano i risultati relativi ai sei scenari, mentre nelle Figure 203-204 è possibile osservare la variazione del mix energetico a seguito dello sfruttamento delle RES locali.

Ambito	Consumo [MWh/a]		Produzione [MWh/a]		Autoconsumo [%]	
	S-BAU	S-II	S-BAU	S-II	S-BAU	S-II
ASV1	118.129	118.129	11.919	220.484	10	187
ASV2	9.694	9.694	876	42.433	9	438
ASV3	98.335	98.335	10.512	185.572	11	189
ASV4	232.016	232.016	3.676	364.191	2	157
ASV5	128.158	128.158	6.634	264.570	5	206
ASV6	226.563	226.563	5.000	138.323	2	61

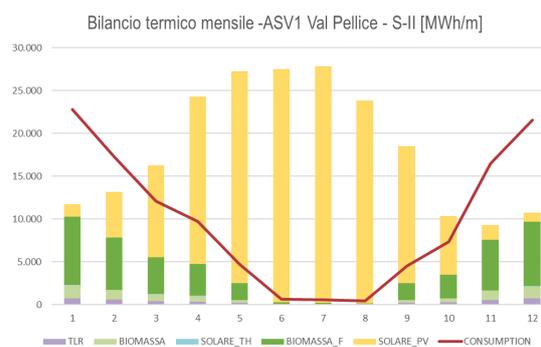
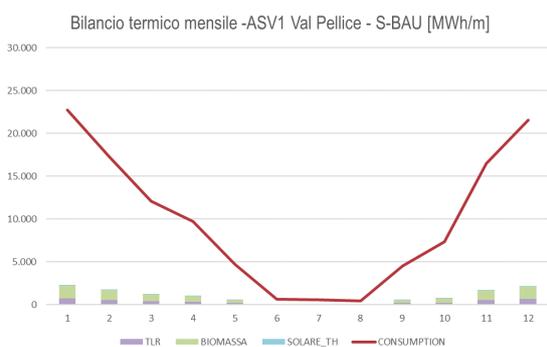


Figure 184-185 – Bilancio termico mensile dell'Ambito ASV1 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

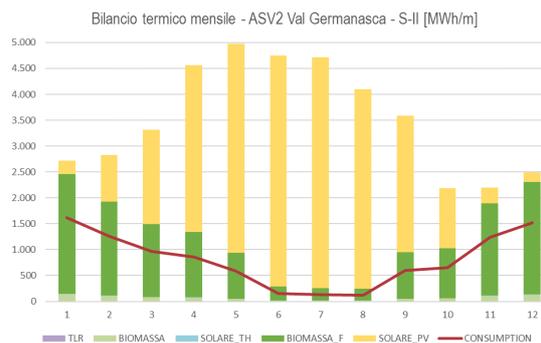
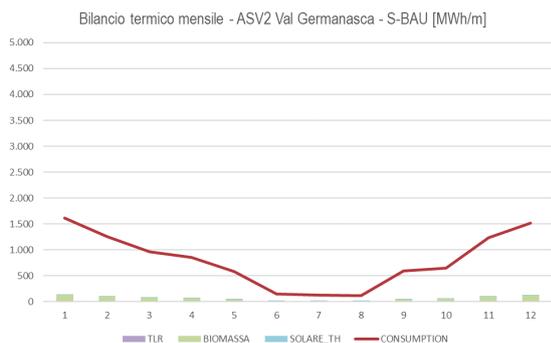


Figure 186-187 – Bilancio termico mensile dell'Ambito ASV2 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

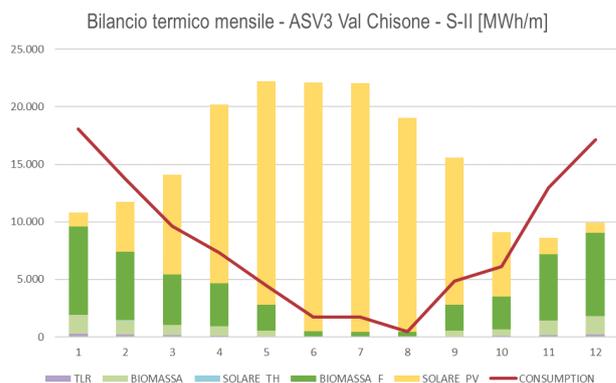
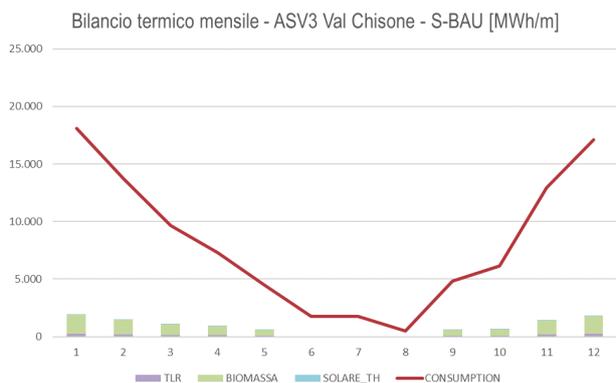


Figure 188-189 – Bilancio termico mensile dell'Ambito ASV3 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

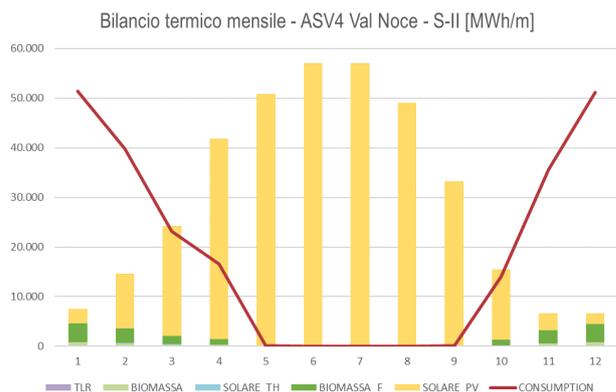
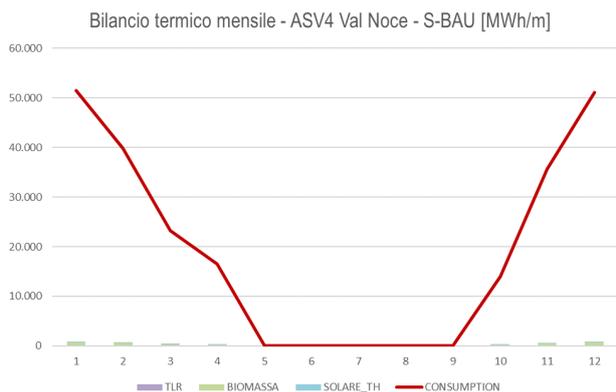


Figure 190-191 – Bilancio termico mensile dell'Ambito ASV4 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

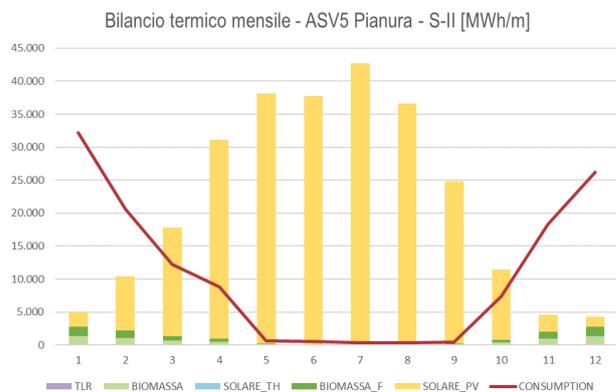
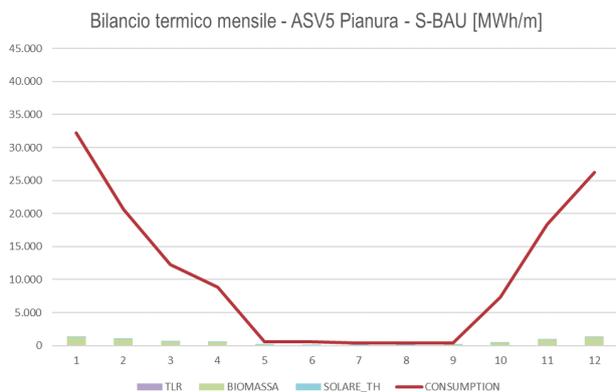


Figure 192-193 – Bilancio termico mensile dell'Ambito ASV5 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

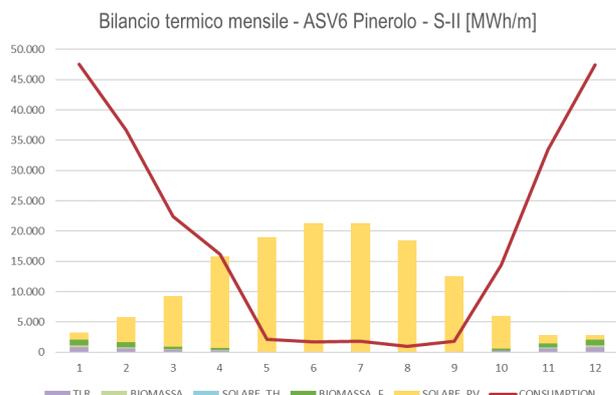
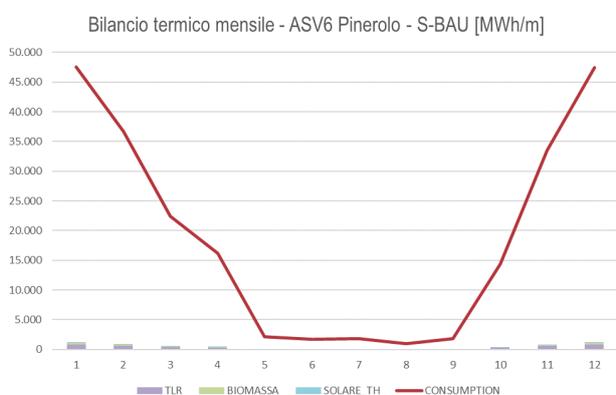


Figure 194-195 – Bilancio termico mensile dell'Ambito ASV6 allo stato di fatto (S-BAU, a sinistra) e secondo l'ipotesi d'intervento (S-II a destra).

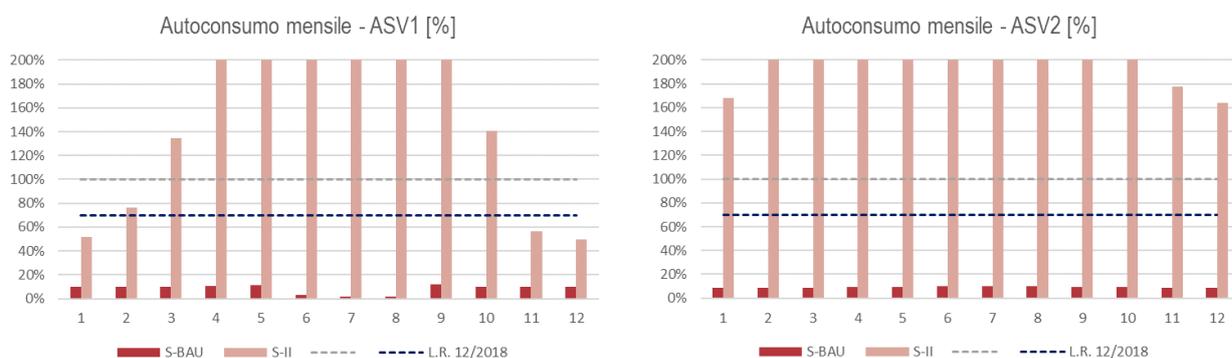


Figure 196-197 – Confronto della quota di autoconsumo mensile raggiungibile nello scenario BAU (in rosso) e nello scenario S-II (in rosa), in riferimento alla quota minima imposta dalla L.R. n.12/2018 (linea tratteggiata in blu) e alla quota massima raggiungibile (100%, linea tratteggiata in grigio) per l'ambito ASV1 (a sinistra) e ASV2 (a destra).

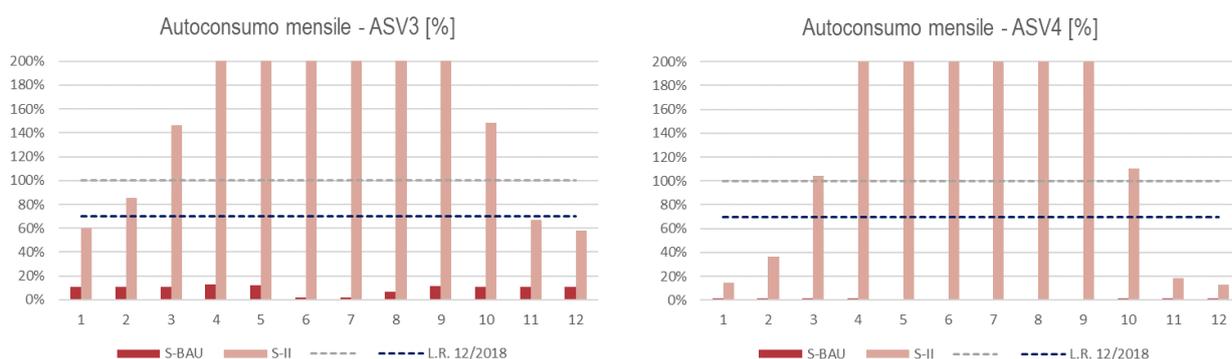


Figure 198-199 – Confronto della quota di autoconsumo mensile raggiungibile nello scenario BAU (in rosso) e nello scenario S-II (in rosa), in riferimento alla quota minima imposta dalla L.R. n.12/2018 (linea tratteggiata in blu) e alla quota massima raggiungibile (100%, linea tratteggiata in grigio) per l'ambito ASV3 (a sinistra) e ASV4 (a destra).

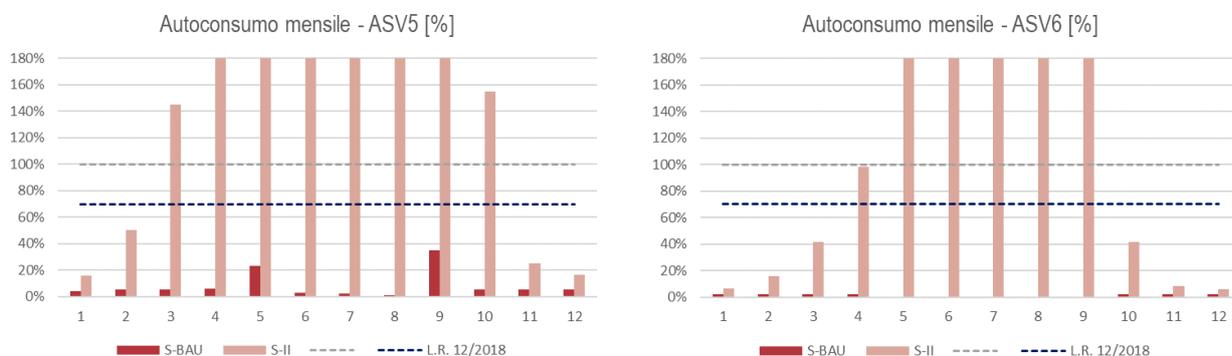


Figure 200-201 – Confronto della quota di autoconsumo mensile raggiungibile nello scenario BAU (in rosso) e nello scenario S-II (in rosa), in riferimento alla quota minima imposta dalla L.R. n.12/2018 (linea tratteggiata in blu) e alla quota massima raggiungibile (100%, linea tratteggiata in grigio) per l'ambito ASV5 (a sinistra) e ASV6 (a destra).

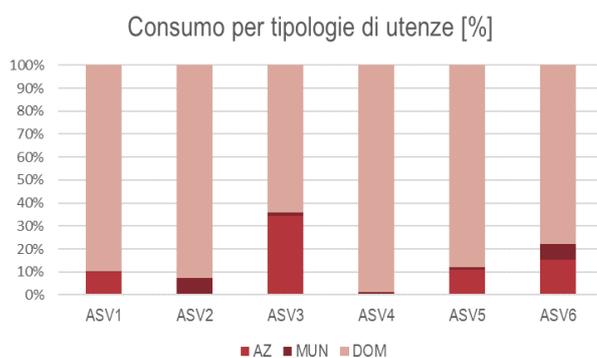


Figura 202 – Contributo delle diverse utenze considerate alla quota di consumo totale richiesto, a confronto i sei diversi ambiti sovracomunali.

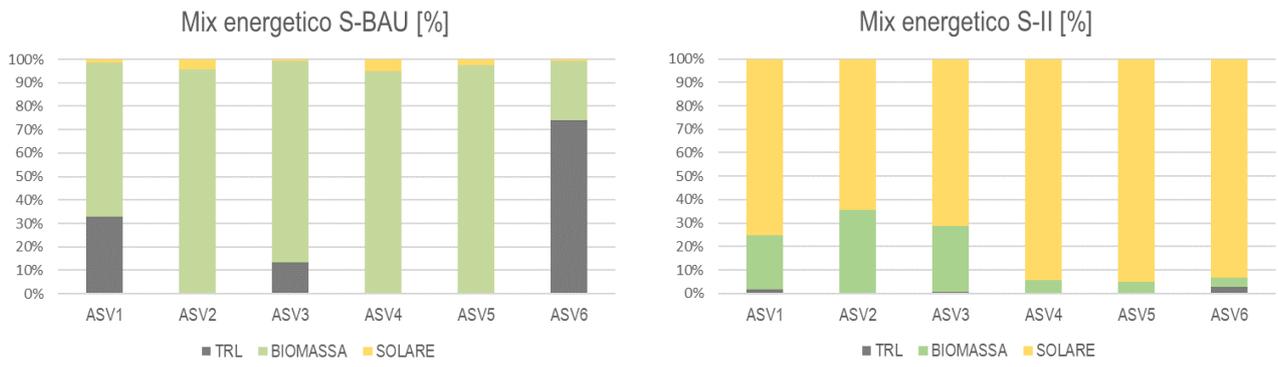


Figure 203-204 – Contributo alla produzione totale RES delle diverse tecnologie nello scenario allo stato di fatto (a sinistra) e nello scenario ipotizzato (a destra), a confronto i sei diversi ambiti sovracomunali.

22. AMBITO CE6: NUCLEO FONDATIVO DELLA COMUNITA' ENERGETICA PINEROLESE

22.1. BILANCIO ENERGETICO E VERIFICA AI REQUISITI DI LEGGE

L'analisi dello scenario allo stato di fatto, relativo al nucleo fondante la Comunità Energetica Pinerolese (Ambito CE 6) composto da soggetti pubblici e privati sopra descritti, è stata attuata al fine di redigere la scheda tecnica da allegare alla documentazione necessaria per partecipare al Bando Regionale D.D. n 547/2019. L'elaborazione dei dati di consumo e produzione e l'aggregazione degli stessi ai fini della redazione del bilancio energetico mensile è avvenuta secondo le indicazioni richieste dal bando. Pertanto, l'inquadramento energetico verte sulla produzione e il consumo di energia elettrica e termica in termini quantitativi, valutando l'entità desumibile dall'analisi di un periodo temporale di almeno due anni consecutivi e in termini qualitativi, in riferimento alle caratteristiche degli impianti e alla quota di autoconsumo presumibile, distinguendo la fonte energetica utilizzata e la relativa percentuale di rinnovabile. A differenza degli ambiti descritti in precedenza, in questa analisi si tiene considerazione dell'energia prodotta da fonti NON RES.

I criteri di valutazione al progetto di Comunità Energetica fanno riferimento al quadro normativo regionale vigente e sono descritti in Tabella 56. Tali criteri sono stati utilizzati sia per verificare la corrispondenza ai requisiti minimi di legge dello scenario individuato (Ambito CE6), sia per l'osservazione dello stato di fatto e la conseguente ipotesi di scenari possibili di intervento.

Tabella 56: Criteri di valutazione al progetto di Comunità Energetica secondo quanto indicato dal Bando D.D. n.547/2019 – Art.8

CRITERIO	PUNTEGGIO
Numero di comuni e di soggetti coinvolti	
da 1 a 3	fino a 5 punti
da 4 a 7	fino a 10 punti
superiore a 8	fino a 20 punti
Pluralità e caratteristiche di produttori di energia elettrica e termica	fino a 15 punti
Entità di produzione e di consumo elettrico e termico afferente ai soggetti aderenti alla comunità energetica	
Da 0,5 a 1 GWh	fino a 5 punti
Da 1 a 3 GWh	fino a 10 punti
Superiore a 3 GWh	fino a 15 punti
Quota di autoconsumo compresa tra 70 e 80%	fino a 5 punti
Quota di autoconsumo compresa tra 80 e 90%	fino a 10 punti
Quota di autoconsumo superiore a 90%	fino a 15 punti
Quota di autoconsumo da fonte rinnovabile compresa tra 50 e 70 %	fino a 5 punti
Quota di autoconsumo da fonte rinnovabile compresa tra 70 e 85 %	fino a 10 punti
Quota di autoconsumo da fonte rinnovabile superiore ad 85 %	fino a 20 punti

Le aziende e i Comuni partecipanti hanno operato una selezione degli edifici presenti sul territorio in cui hanno sede le loro attività per facilitare la fase di raccolta dei dati energetici. Nella creazione dello scenario per ciascun soggetto partecipante sono stati considerati solo gli edifici di cui si disponevano informazioni complete. Pertanto, nella definizione del bilancio energetico preliminare della Comunità Energetica, ogni soggetto contribuisce con la quota di consumo e/o produzione energetica relativa agli edifici o ad altre tipologie di utenze specifiche considerate (più l'illuminazione pubblica). In Tabella 57 sono elencate tutti i soggetti considerati suddivisi per comune di appartenenza e, per ciascuno di essi, sono riportate le principali caratteristiche richieste dal bando regionale. Ad ogni soggetto sono associate le caratteristiche di consumo e/o produzione elettrica e termica.

Analisi dei profili di consumo e produzione energetica

Ai fini della redazione del bilancio energetico preliminare e ai fini della valutazione dei requisiti di autoconsumo e produzione di energia richiesti dal bando, l'energia termica ed elettrica sono state considerate separatamente. Inoltre, per quanto riguarda la produzione di energia termica è stato attuato un confronto tra due possibili interpretazioni, considerando:

- solo l'energia distribuita dalla rete di teleriscaldamento (IP1)
- tutti gli impianti, ovvero l'energia prodotta da caldaie e quella distribuita dalla rete di teleriscaldamento (IP2)

Tabella 57: Descrizione dettagliata dei soggetti partecipanti al nucleo fondativo della CE

Località	Nome	Sigla	ENERGIA TERMICA				ENERGIA ELETTRICA			
			Categoria	Ut. Servite	Pot.nom [kW]	NO RES RES	Categoria	Pot.nom [kW]	NO RES RES	
AZIENDE										
Pinerolo	API Polo Ecologico	A1	Prosumer	1-molti (TLR)			Biogas	Prosumer		Biogas
Pinerolo	API Polo Ecologico	A1	Prosumer	1-molti (TLR)			Gas nat.	Prosumer	113	PV
	API Altri API	A3						Consumatore		
Inverso Pinasca	API Centr. Idroelettrica	A4						Produttore	450	Idro
Pinerolo	L'Eco del Chisone	I	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer	40	PV
Cantalupa	Albergo 3 Denti	L	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer		Cog
Cantalupa	Pro senectute	M	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer	62	PV
Cumiana	Cumiana gomme	N2	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
Frossasco	Cumiana gomme	N3						Consumatore		
COMUNI										
Cantalupa	Palestra	CANT E1	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer	35,25	PV
	Palestra p.	CANT E2	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	C. calcio	CANT E3	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Scuole	CANT E4	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Magazzino	CANT E5	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer	33,85	PV
	Municipio	CANT E6	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	C. anziani	CANT E7	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Teatro	CANT E8	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Biblioteca	CANT E9	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Illuminazione pubblica	CANT I TOT	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
Frossasco	Municipio	FRO E1	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Scuola Materna	FRO E2	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer	8,4	PV
	Scuola Elementare	FRO E3	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer	19,2	PV
	Scuola Media	FRO E4	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Palestra	FRO E5	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer	57,6	PV
	Museo	FRO E6	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer	19,2	PV
	Cottolengo	FRO E7						Consumatore		
	Campo calcio	FRO E8						Consumatore		
	Ex materna	FRO E9						Consumatore		
	Scuola-Museo	FRO E10						Prosumer	13,92	PV
	Magazzino	FRO E11						Consumatore		
	Mercato	FRO E12						Consumatore		
	Fotovoltaico	FRO E13						Consumatore		
	Stazione bus	FRO E14						Consumatore		
	Municipio	FRO E15	Consumatore	1-1			Gas nat.			
	Info turismo	FRO E16	Consumatore	1-1			Gas nat.			
	Illuminazione pubblica	FRO I TOT						Consumatore		
Roletto	Municipio	ROL E1	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Magazzino	ROL E2						Consumatore		
	Ambulatorio	ROL E3						Consumatore		
	Campo calcio	ROL E4	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Palestra	ROL E5	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer	59,4	PV
	Asilo nido	ROL E6	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Protezione civile	ROL E7	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Scuola elementare	ROL E8	Consumatore	1-1			Gas nat.			
	Bocciodromo	ROL E9	Consumatore	1-1			Gas nat.			
	Illuminazione pubblica	ROL I TOT						Consumatore		
San Pietro	Scuole	SPVL E1	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer	15,56	PV
	Ufficio Tecnico	SPVL E2	Consumatore	1-1			Gas nat.	Prosumer	8,28	PV
	Impianto sportivo	SPVL E3						Prosumer	15,32	PV
	Cimitero	SPVL E4						Prosumer	35,91	PV
	Pro Loco	SPVL E5	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Municipio	SPVL E6	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Edificio	SPVL E7						Consumatore		
	Ambulatorio	SPVL E8	Consumatore	1-1			Gas nat.			
	Biblioteca	SPVL E9	Consumatore	1-1			Gas nat.			
	Illuminazione pubblica	SPVL I TOT						Consumatore		
Scalenghe	Municipio	SCA E1	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Scuola materna	SCA E2	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Scuola elementare	SCA E3	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Scuola media	SCA E4	Consumatore	1-1			Gas nat.	Consumatore		
	Bocciodromo	SCA E5						Consumatore		
	Illuminazione pubblica	SCA I TOT						Consumatore		
Vigone	Municipio	VIG E1						Consumatore		
	Teatro	VIG E2						Consumatore		
	Biblioteca	VIG E3						Consumatore		
	scuola media	VIG E4						Consumatore		
	scuola elementare	VIG E5						Consumatore		
	scuola materna	VIG E6						Consumatore		
	cimitero	VIG E7						Consumatore		
	Illuminazione pubblica	VIG I TOT						Consumatore		
PRIVATI CITTADINI										
Cantalupa	21 utenze	CANT-DOM	Consumatore	1-1			Gas nat.	Pros/Consumer	3 Kw	PV
Frossasco	23 utenze	FRO-DOM	Consumatore	1-1			Gas nat.	Pros/Consumer	3 Kw	PV
Roletto	16 utenze	ROL-DOM	Consumatore	1-1			Gas nat.	Pros/Consumer	3 Kw	PV
San Pietro	13 utenze	SPVL-DOM	Consumatore	1-1			Gas nat.	Pros/Consumer	3 Kw	PV
Scalenghe	27 utenze	SCA-DOM	Consumatore	1-1			Gas nat.	Pros/Consumer	3 Kw	PV
Vigone	44 utenze	VIG-DOM	Consumatore	1-1			Gas nat.	Pros/Consumer	3 Kw	PV

Consumo di energia elettrica

Il consumo elettrico annuo nell'Ambito CE6, dato dalla media dei consumi relativi agli anni 2017-2018, è pari a 17 GWh/anno (Figure 205-206-207). L'85% del consumo è da riferire alle aziende, fra le quali si distingue API, in quanto consuma da sola circa 13,5 GWh/anno. Dall'analisi di due annualità consecutive non si evidenziano variazioni considerevoli, pertanto risulta possibile ipotizzare un consumo medio annuo costante e maggiore rispetto alla soglia minima di consumo richiesta (Figure 207-208: 0,5 GWh/anno).

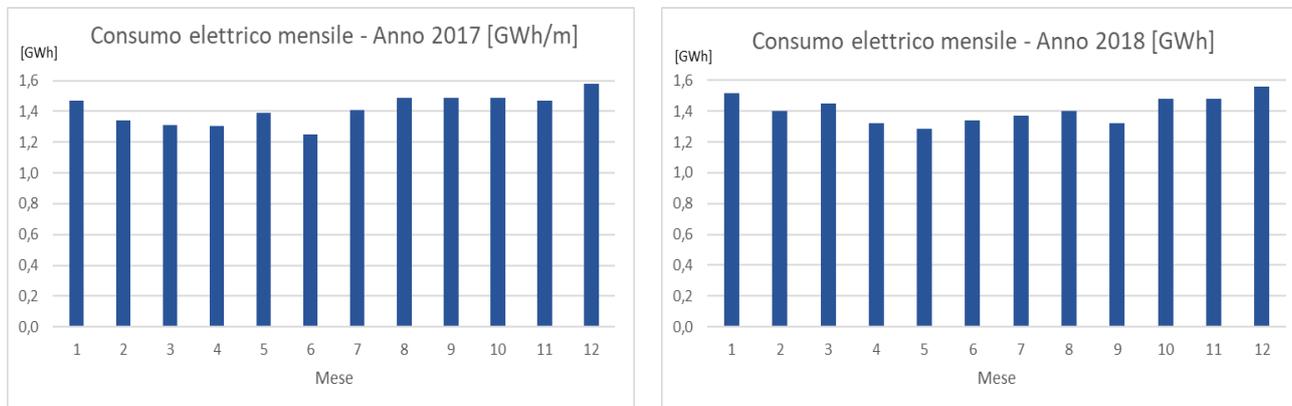


Figure 205-206 - Profili di consumo elettrico mensile dell'ambito CE6 riferiti all'anno 2017 (a sinistra) e all'anno 2018 (a destra).

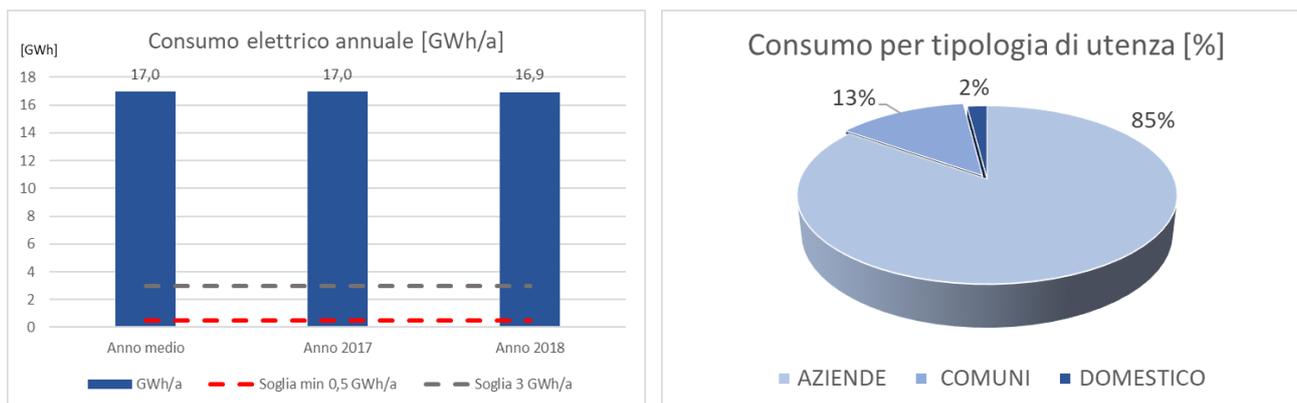


Figure 207-208 - Consumo elettrico annuale (a sinistra) e consumo per tipologia di utenza sul consumo totale nell'Ambito CE6 (a destra).

Produzione di energia elettrica

La produzione elettrica annua nell'Ambito CE6, data dalla media della produzione relativa agli anni 2017-2018, è pari a 17 GWh/anno (Figure 209-210-211); il dato si riferisce alla produzione elettrica totale, la sola produzione elettrica da fonte rinnovabile ammonta a 16,9 GWh/anno, che equivale al 99% sul totale (Figura 212).

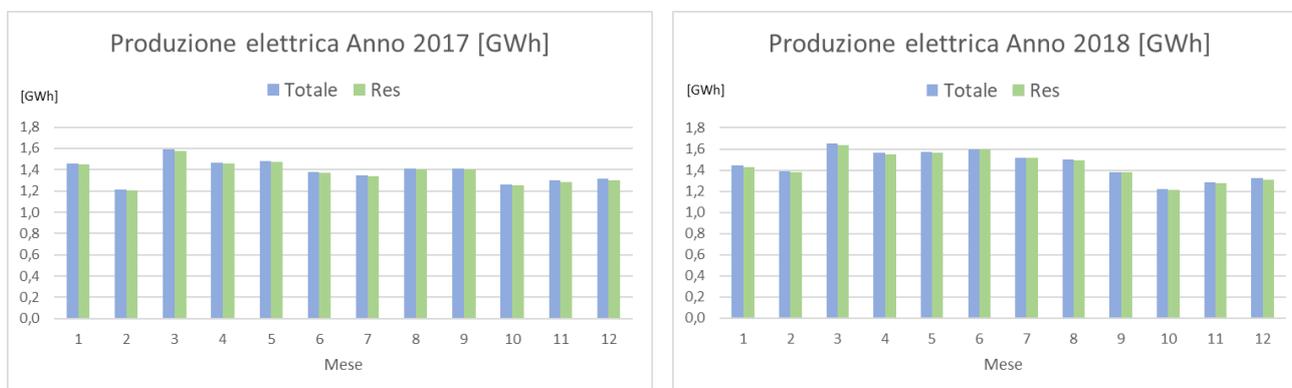


Figure 209-210 - Profili di produzione elettrica mensile dell'Ambito CE6 riferiti all'anno 2017 (a sinistra) e all'anno 2018 (a destra).

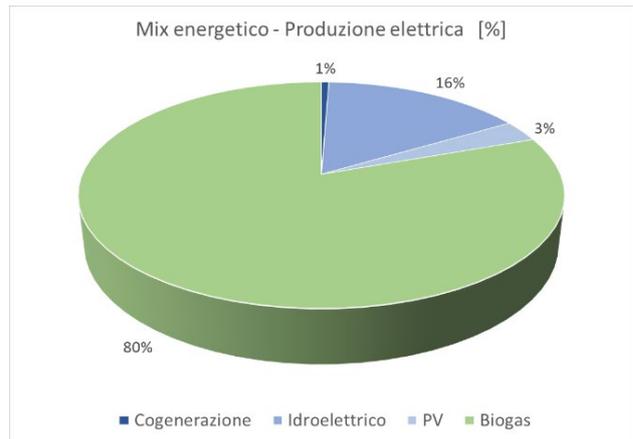
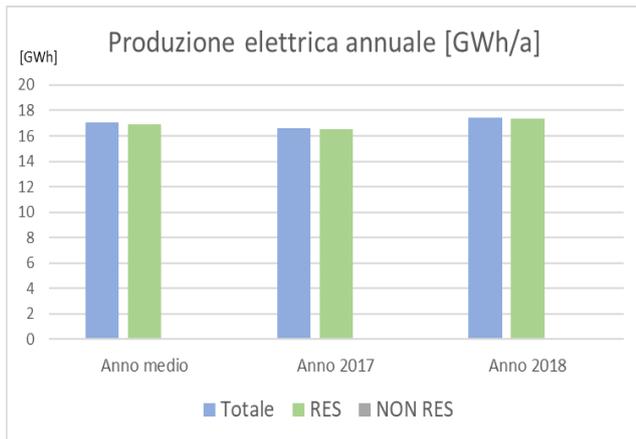


Figure 211-212 - Produzione elettrica annuale (a sinistra) e contributo delle diverse fonti di energia alla produzione totale Ambito CE6 (a destra).

Bilancio di energia elettrica

Nelle Figure 213 e 214 sono indicati i bilanci elettrici annuali e mensili. Dai risultati dello scenario, la Tabella 58 mostra il rispetto dei requisiti minimi imposti dalla D.G.R 18-8520/2019. In questo studio l'autoconsumo annuo (TOT) è stato calcolato come la quota di energia totale annua prodotta, da fonti rinnovabili e non rinnovabili, rispetto alla quota di energia totale annua consumata. L'autoconsumo annuo da sola fonte rinnovabile (RES) è stato calcolato come la quota di energia annua prodotta da RES rispetto alla quota di energia totale annua consumata.

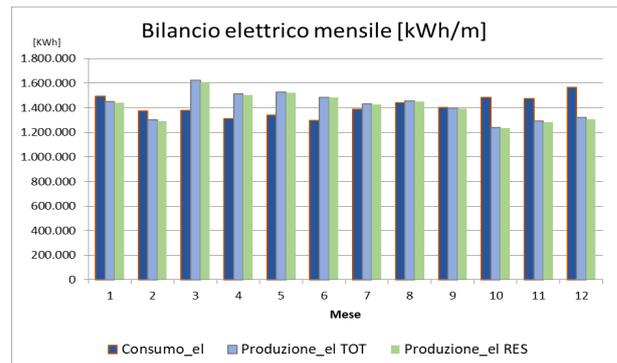
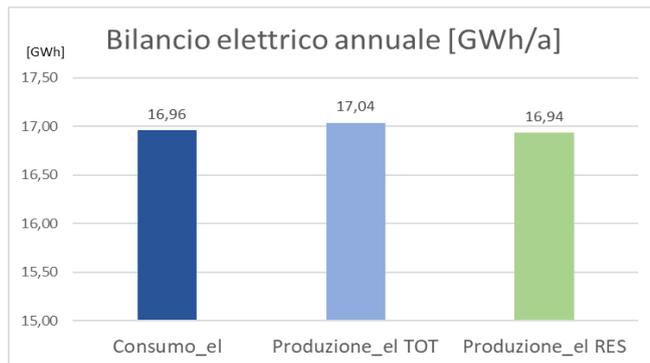


Figure 213-214 - Bilancio elettrico annuale (a sinistra) e mensile (a destra) del consumo e della produzione elettrica, di cui si specifica la quantità prodotta da fonti rinnovabili.

Tabella 58: Rispetto dei requisiti minimi (L.R n.12 del 03/08/2018, D.G.R. 18-8520/2019)					
	Consumo [GWh/a]	Produzione TOT [GWh/a]	Produzione da RES [GWh/a]	Autoconsumo TOT [GWh/a]	Autoconsumo da RES [%]
Limite di legge	> 0,5		35% Prod. TOT	70% Prod. TOT	
Valore min.	0,5		6,0	11,9	
Ambito CE6	16,96	17,04	16,94	16,96 < 17,04	16,96 >= 16,94
				100%	100%

Consumo di energia termica

Il consumo termico annuo nell'ambito CE6, dato dalla media dei consumi relativi agli anni 2017-2018, è pari a 17,8 GWh/anno (Figura 215-216-217). L'88% del consumo si riferisce alle aziende, fra le quali si distingue API, in quanto consuma da sola circa 14,4 GWh/anno (Figura 218). Dall'analisi di due annualità consecutive non si evidenziano variazioni considerevoli, pertanto risulta possibile ipotizzare un consumo medio annuo costante e maggiore rispetto alla soglia di consumo richiesta (0,5 GWh/anno).

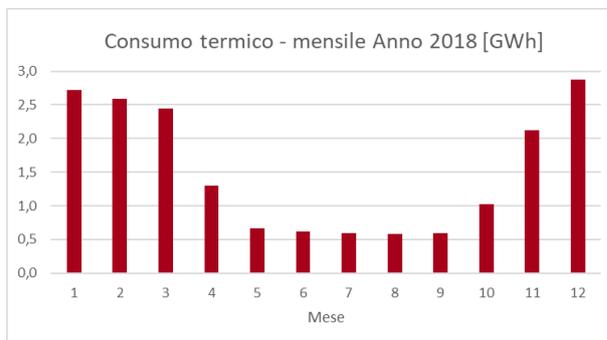
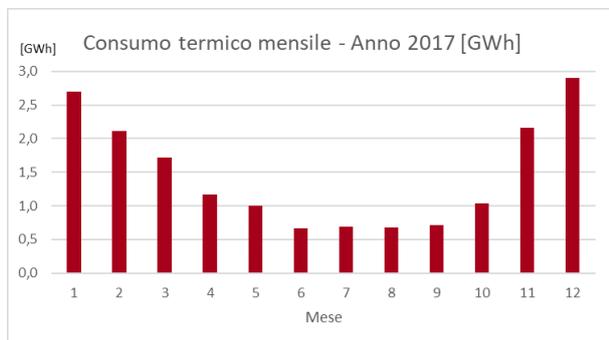


Figure 215-216 - Profili di consumo termico mensile dell'ambito CE6 riferiti all'anno 2017 (a sinistra) e all'anno 2018 (a destra).

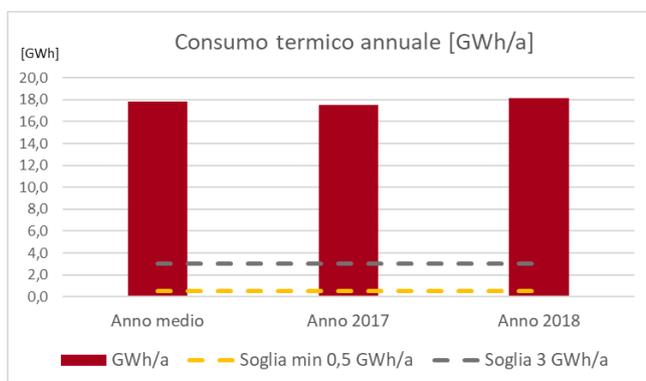


Figure 217-218 - Consumo termico annuale (a sinistra) e consumo per tipologia di utenza sul consumo totale (a destra) per l'ambito CE6.

Produzione di energia termica

La valutazione dell'energia termica prodotta è avvenuta confrontando due diversi scenari ipotizzati: IP1 e IP2.

IP1: Produzione di energia distribuita dalla Rete di Teleriscaldamento di API

Il primo scenario ipotizzato considera solo l'energia termica prodotta da API e distribuita dalla rete di teleriscaldamento. L'energia termica viene prodotta nella sede del Polo Ecologico dall'azienda API (A1), unico prosumer tra i soggetti coinvolti, che auto-consuma una parte dell'energia termica prodotta per la produzione di energia elettrica e per la climatizzazione invernale delle sedi e distribuisce la restante energia attraverso la rete di teleriscaldamento. Le fonti energetiche utilizzate sono il gas naturale e il biogas prodotto dal compostaggio della parte organica dei rifiuti. In questo scenario si considera solo il calore distribuito con la rete di teleriscaldamento e quindi la produzione media annua da fonte non rinnovabile ammonta a 4,8 GWh/a, la quota rinnovabile è di 1,7 GWh/a, pari al 26,46% della produzione totale pari a 6,5 GWh/a (Figure 219-220).

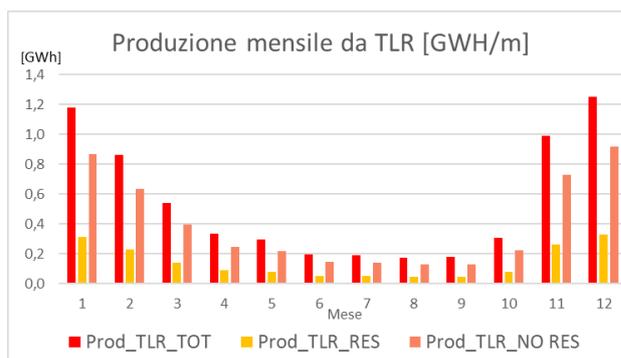
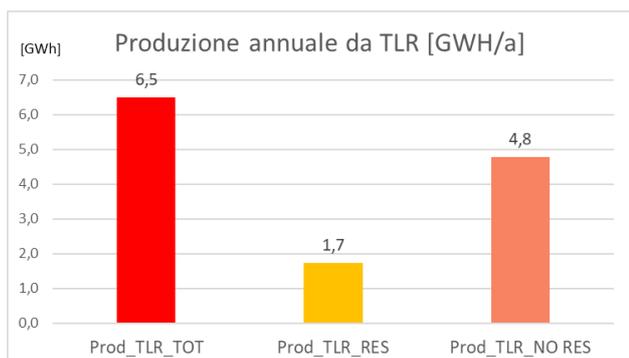


Figure 219-220 - Profili di produzione media annuale (a sinistra) e mensile (a destra) di energia termica destinata alla rete di teleriscaldamento.

IP2: Produzione di energia distribuita dalla Rete di Teleriscaldamento API e dalle caldaie dei diversi soggetti

Il secondo scenario considera la produzione di energia termica globale equivalente alla somma dell'energia prodotta da API (A1) e da tutti gli altri soggetti. Questi ultimi sono considerati auto-produttori del proprio fabbisogno di energia termica attraverso il proprio generatore o caldaia. Pertanto, il profilo di produzione mensile delle due annualità considerate (2017-2018) risulta corrispondente a quello del consumo di energia termica (Figure 221-222). La produzione media annua da fonte non rinnovabile ammonta a 13,4 GWh/a, la quota rinnovabile corrisponde a 4,4 GWh/a ed è pari al 25% della produzione totale (17,8 GWh/a) (Figura 223-224). In questo scenario la quota di energia prodotta da fonte rinnovabile si riduce ulteriormente poiché la totalità dei generatori presenti utilizza fonti fossili.

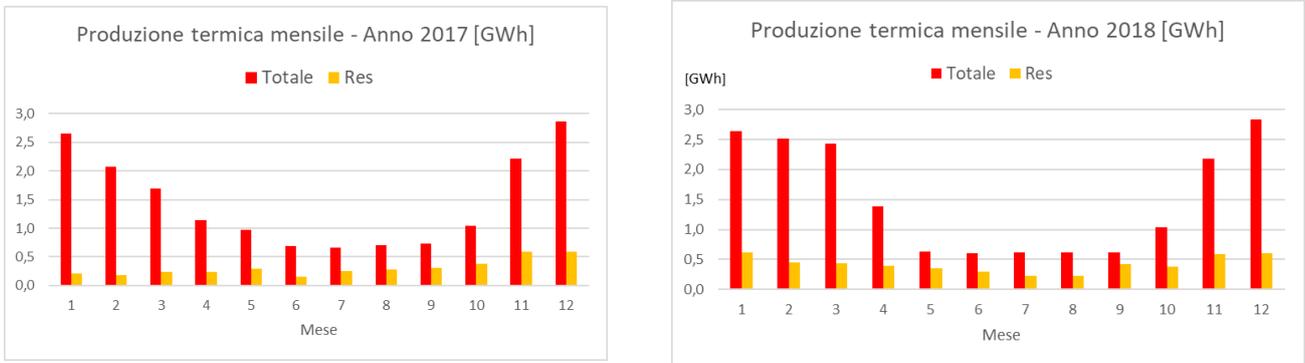


Figure 221-222 - Profili di produzione termica mensile dell'Ambito CE6 riferiti all'anno 2017 (a sinistra) e all'anno 2018 (a destra).

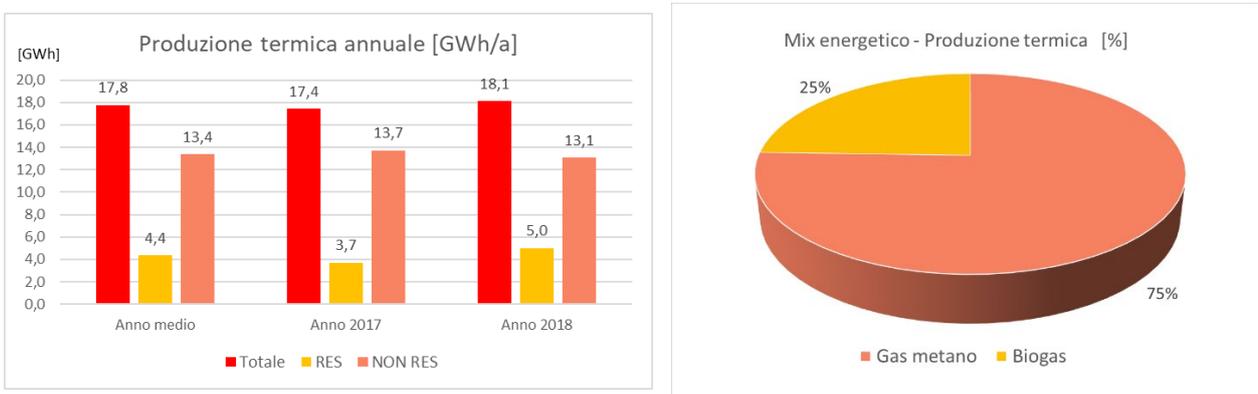


Figure 223-224 - Produzione termica annuale (a sinistra) e contributo delle diverse fonti di energia alla produzione totale dell'ambito CE6.

Bilancio di energia termica

IP1: Produzione della sola Rete di Teleriscaldamento

Nelle Figure 225 e 226 sono indicati i bilanci termici annuali e mensili, mentre la Tabella 59 mostra il grado di ottemperanza ai requisiti minimi imposti dalla D.G.R 18-8520/2019.

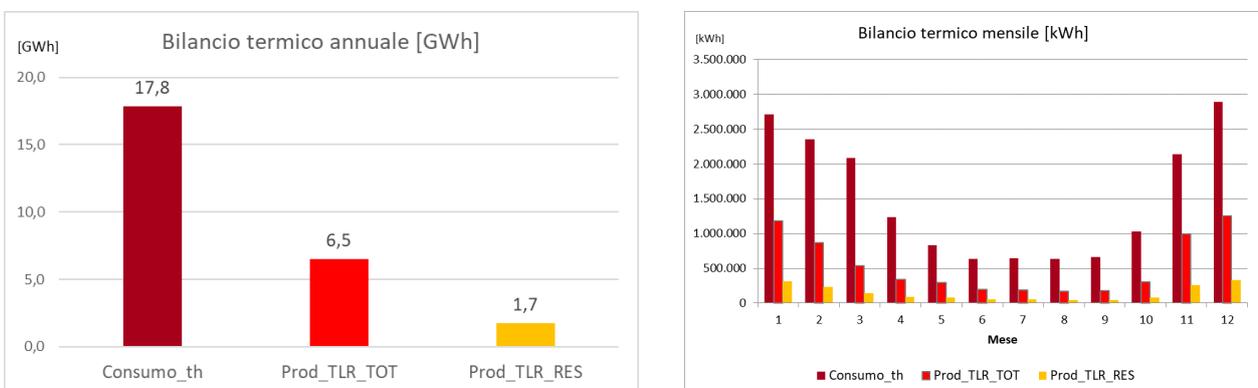


Figure 225-226 - Bilancio annuale (a sinistra) e mensile (a destra) dei profili di consumo e produzione termica, secondo l'ipotesi IP1. In evidenza l'entità di energia prodotta a partire da fonti rinnovabili.

	Consumo [GWh/a]	Produzione TOT [GWh/a]	Produzione da RES [GWh/a]	Autoconsumo TOT [GWh/a]	Autoconsumo da RES [%]
Limite di legge	> 0,5		35% Prod. TOT	70% Prod. TOT	
Valore min.	0,5		2,3	4,6	
Ambito CE6	17,8	6,5	1,7	17,8 > 4,6	17,8 > 1,7
				36%	10%

IP2: Produzione da Rete di Teleriscaldamento e autoproduzione da caldaia

Nelle Figure 227 e 228 sono indicati i bilanci termici annuali e mensili, mentre la Tabella 60 mostra il rispetto dei requisiti minimi imposti dalla D.G.R 18-8520/2019.

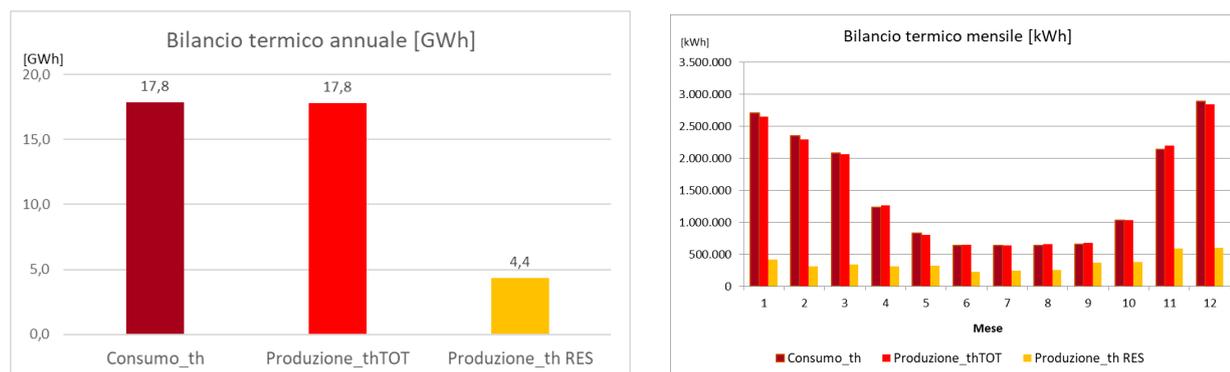


Figure 227-228 - Bilancio annuale (a sinistra) e mensile (a destra) dei profili di consumo e produzione termica, secondo l'ipotesi IP2. In evidenza l'entità di energia prodotta a partire da fonti rinnovabili.

	Consumo [GWh/a]	Produzione TOT [GWh/a]	Produzione da RES [GWh/a]	Autoconsumo TOT [GWh/a]	Autoconsumo da RES [%]
Limite di legge	> 0,5		35% Prod. TOT	70% Prod. TOT	
Valore min.	0,5		6,2	12,4	
Ambito CE6	17,8	17,8	4,4	17,8 > 12,4	17,8 > 4,4
				100%	24%

22.2. INQUADRAMENTO DELLA RETE ELETTRICA

In riferimento a quanto previsto dalla L.R. n.12/2018, tra i requisiti minimi richiesti dal bando vi è l'appartenenza dei soggetti coinvolti nell'ambito della CE6 allo stesso ambito della rete elettrica. Ai sensi dell'articolo 1, comma 2, della L.R. 12/2018 e s.m.i., "[...] i membri della medesima comunità energetica devono appartenere ad "ambiti" territorialmente contigui, laddove per "ambito" si intende la porzione di rete elettrica in media e bassa tensione sottesa ad un singolo trasformatore appartenente ad una cabina primaria di trasformazione (AT/MT)".

Ai fini della valutazione dell'ottemperanza al requisito si è fatto riferimento alle informazioni disponibili, accessibili pubblicamente, quali quelle contenute nella carta tecnica regionale BDTRE 2019. Attraverso il servizio Mappe del Geoportale della Regione Piemonte (BDTRE-Strati della Cartografia di base-Rete di sottoservizi-Nodo della Rete elettrica è stato possibile ottenere le informazioni riportate in Figura 229.

La rete descritta corrisponde alla porzione della rete elettrica in alta tensione (AT), ricadente nel territorio oggetto di studio ed è in parte gestita dal fornitore dei servizi di distribuzione (E-Distribuzione S.p.A.) e in parte dal fornitore del servizio di trasmissione (Terna S.p.A.). I nodi presenti corrispondono alle cabine di trasformazione dell'energia e risultano di particolare interesse i nodi di trasformazione AT/MT definiti in legenda come *Unità di derivazione/trasformazione-cabina primaria* (punto rosso). Pertanto, dalla Figura 229 è possibile notare la presenza di due nodi di questo tipo, uno all'interno del territorio dell'Ambito V e della Oil Free Zone Pinerolese, sito nel comune di Bricherasio, l'altro situato nel comune di Piossasco, escluso ma confinante all'ambito AV.

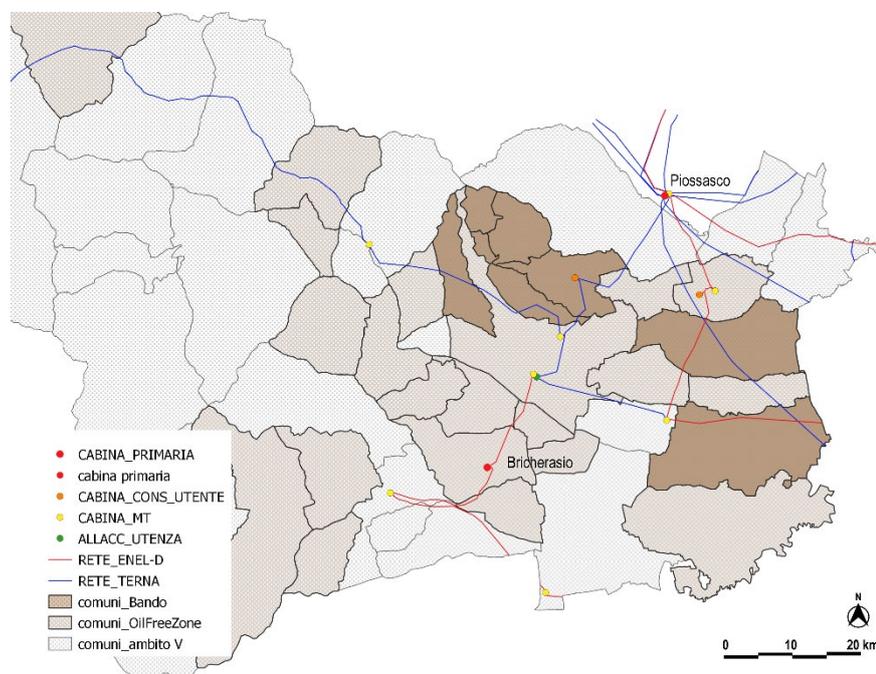


Figura 229 - Estratto da BDTRE, *Nodi della rete elettrica*, Geoportale Regione Piemonte. Gli elementi analizzati sono la rete di alta tensione distinta secondo la proprietà del fornitore, Enel E- Distribuzione (in rosso) e Terna (in blu) e i nodi di trasformazione (cabine) della rete, distinti secondo le modalità descritte in legenda ricavate dal database della Regione. In evidenza i nodi AT/MT di Piossasco e Bricherasio (punti in rosso). Il territorio è stato suddiviso secondo i limiti amministrativi comunali e l'ambito CE6 (in marrone) è stato posto in evidenza rispetto ai restanti comuni dell'ambito OFZ (in beige) e all'ambito AV (in grigio). Elaborazione personale.

È possibile presupporre che la rete in bassa e media tensione (BT/MT) nei diversi comuni coinvolti nell'Ambito della CE6 possa essere sottesa al nodo AT/MT ubicato in Piossasco, ma le informazioni qui presenti non sono sufficienti a supportare tale affermazione. Ai fini della verifica al requisito richiesto dalla Regione, risulta quindi necessario avere accesso a informazioni più dettagliate, riguardanti la rete BT/MT dell'ambito territoriale oggetto di studio. Tale documentazione non è accessibile, poiché risulta essere informazione riservata del gestore fornitore dei servizi. Per questo, insieme al Settore Sviluppo della Regione Piemonte è stata avviata una collaborazione con l'azienda distributrice del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, operante sulla rete a bassa e media tensione nei comuni del pinerolese e nel restante territorio piemontese, al fine di individuare una procedura utile all'identificazione dei suddetti ambiti elettrici.

22.3. SCENARI DI INTERVENTO

Di seguito vengono descritti gli scenari di intervento valutati per l'ambito CE6 in considerazione allo sfruttamento delle risorse rinnovabili disponibili localmente, quali la biomassa forestale e l'irradiazione solare. Essendo stata valutata per entrambe la potenzialità produttiva elettrica e termica, si procede alla descrizione di due scenari di intervento e alla redazione di due nuovi bilanci energetici. Il primo scenario di intervento (S-EL) vede l'utilizzo di sistemi tecnologici adatti alla produzione di elettricità, quali impianti a biomassa e pannelli fotovoltaici. Il secondo scenario (S-TH) valuta lo sfruttamento delle risorse presenti ai fini della produzione di energia termica con impianti a biomassa e collettori solari. Per quanto riguarda la produzione elettrica e termica dai pannelli fotovoltaici e collettori solari, si considera tali impianti installati in integrazione alle coperture degli edifici; pertanto, è stata valutata solo l'energia producibile dalle coperture disponibili dei soggetti coinvolti nell'ambito che, classificati come *Consumatori*, non disponevano già di tali sistemi.

Producibilità da biomassa

In Tabella 61 sono riportati i risultati relativi all'analisi della produzione di energia elettrica e termica a partire dalla risorsa forestale accessibile e disponibile sul territorio. In Figura 230 è possibile osservare la distribuzione della risorsa sul territorio dell'ambito CE6 e i vincoli di Legge che indicano le aree non idonee all'installazione di impianti a biomassa.

Tabella 61: Disponibilità della risorsa forestale e producibilità energetica da biomassa

CATEGORIA FORESTALE	RESA PCI		SUP. ACCESSIBILE			SUP. VINCOLATA		FRAZIONE UTILE [%]	SUP. DISPONIBILE			ENERGIA PRODUCIBILE ANNUA		
	p [ton/ha/y]	H [kWh/kg]	Area [mq]	Ettari [ha]	mc [kg/y]	Area_mq [mq]	Ettari [ha]		Area_mq [mq]	Ettari [ha]	mc [kg/y]	E [kWh/a]	E_el [kWh/a]	E_risc [kWh/a]
Acero-tiglio-frassineti	0,36	4,1	968.013	97	34.848	437.596	44	0,55	530.417	53	19.095	78.290	19.572	58.717
Alneti planiziali e montani	1,39	4,1	53.994	5	7.505	29.191	3	0,46	24.803	2	3.448	14.135	3.534	10.601
Castagneti	3,23	4	14.612.700	1.461	4.719.902	1.478.500	148	0,90	13.134.200	1.313	4.242.347	16.969.387	4.242.347	12.727.040
Faggete	1,13	4	3.159.560	316	357.030	560.930	56	0,82	2.598.630	260	293.645	1.174.581	293.645	880.936
Lariceti e cembrete	0,49	4,3	32	0	2	32	0							
Pinete di pino montano	0,04	4,4	0	0	0	0	0							
Pinete di pino silvestre	1,78	4,4	845.382	85	150.478	108.610	11	0,87	736.772	74	131.145	577.040	144.260	432.780
Querceti di rovere	0,66	4,2	316.133	32	20.865	6.456	1	0,98	309.677	31	20.439	85.842	21.461	64.382
Quercio-carpineti	0,64	4,2	358.875	36	22.968	100.657	10	0,72	258.218	26	16.526	69.409	17.352	52.057
Rimboschimenti	2,03	4	95.350	10	19.356	55.698	6	0,42	39.652	4	8.049	32.197	8.049	24.148
Robinieti	0,98	4,5	2.757.870	276	270.271	1.486.850	149	0,46	1.271.020	127	124.560	560.520	140.130	420.390
Saliceti e pioppeti ripari	1,48	4	63.701	6	9.428	63.701	6							
AMBITO CE6			23.231.610	2.323	5.612.653	4.328.222	433	0,81	18.903.388	1.890	4.859.254	19.561.401	4.890.350	14.671.051

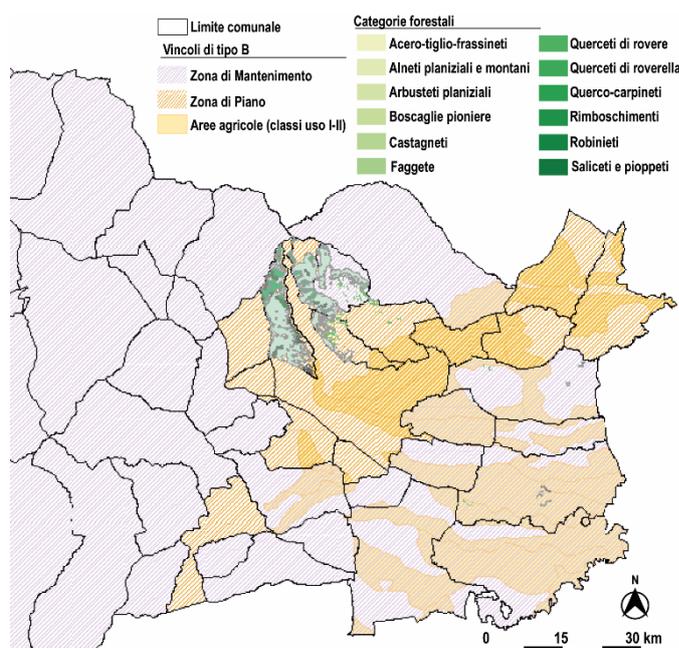


Figura 230 – Distribuzione della risorsa forestale disponibile nel territorio dell'ambito CE6, con indicazione delle categorie forestali presenti. Sono indicati i comuni in cui vige il divieto di installazione di impianti a biomassa per categoria di uso del suolo (c-uso I e II) e per disposizioni del Piano di qualità dell'aria regionale (zona di piano) e quelli per i quali è prevista tale possibilità a seguito dell'ottemperanza ai requisiti minimi (zona di mantenimento). Elaborazione personale.

Producibilità da irradiazione solare

I risultati relativi all'analisi della produzione di energia elettrica e termica a seguito dell'installazione di sistemi di produzione integrati sulle coperture degli edifici disponibili sono riportati in Tabella 62 e descritti in Figura 231.

Tabella 62: Edifici nell'ambito CE6 le cui superfici sono disponibili all'installazione di pannelli fotovoltaici o collettori solari. Si riportano superficie utile disponibile e producibilità energetica annua elettrica e termica.

NUOVE UTENZE PROSUMER			ENERGIA PRODUCIBILE ANNUA			
Località	Nome	Sigla	Sup. tot [mq]	Sup. disp [mq]	E_el [kWh/a]	E_th [kWh/a]
AZIENDE						
Pinerolo	API Polo Ecologico	A1	550	165	40.267	134.750
Cantalupa	Albergo 3 Deni	L	430	129	31.482	105.350
Cantalupa	Pro senecute	M	1280	384	93.713	313.600
Cumiana	Cumiana gomme	N2	1420	426	103.963	347.900
Frossasco	Cumiana gomme	N3	1530	459	112.017	374.850
TOT		5 edifici	5.210	1.563	381.442	1.276.450
COMUNI						
Cantalupa	Palestra p.	CANT E2	3.867	1.160	58.005	375.099
	C. calcio	CANT E3	180	54	2.700	17.460
	Scuole	CANT E4	4.153	1.246	62.295	402.841
	Municipio	CANT E6	995	299	14.925	96.515
	C. anziani	CANT E7	430	129	6.450	41.710
	Teatro	CANT E8	2.374	712	35.610	230.278
	Biblioteca	CANT E9	462	139	6.930	44.814
Frossasco	Municipio	FRO E1	890	267	13.350	86.330
	Scuola Media	FRO E4	2.150	645	32.250	208.550
	Cotolengo	FRO E7	450	135	6.750	43.650
	Campo calcio	FRO E8	230	69	3.450	22.310
	Ex materna	FRO E9	465	140	6.975	45.105
	Magazzino	FRO E11	892	268	13.380	86.524
	Mercato	FRO E12	647	194	9.705	62.759
	Stazione bus	FRO E14	75	23	1.125	7.275
	Municipio	FRO E15	122	37	1.830	11.834
	Info turismo	FRO E16	96	29	1.440	9.312
Roletto	Municipio	ROL E1	132	40	1.980	12.804
	Magazzino	ROL E2	150	45	2.250	14.550
	Ambulatorio	ROL E3	250	75	3.750	24.250
	Campo calcio	ROL E4	273	82	4.095	26.481
	Asilo nido	ROL E6	105	32	1.575	10.185
	Protezione civile	ROL E7	272	82	4.080	26.384
	Scuola elementare	ROL E8	1.867	560	28.005	181.099
	Bocciodromo	ROL E9	453	136	6.795	43.941
San Pietro	Pro Loco	SPVL E5	450	135	6.750	43.650
	Municipio	SPVL E6	180	54	2.700	17.460
	Edificio	SPVL E7	386	116	5.790	37.442
	Ambulatorio	SPVL E8	60	18	900	5.820
	Biblioteca	SPVL E9	253	76	3.795	24.541
Scalenghe	Municipio	SCA E1	731	219	10.965	70.907
	Scuola materna	SCA E2	750	225	11.250	72.750
	Scuola elementare	SCA E3	1.250	375	18.750	121.250
	Scuola media	SCA E4	1.800	540	27.000	174.600
	Bocciodromo	SCA E5	790	237	11.850	76.630
Vigone	Municipio	VIG E1	687	206	10.305	66.639
	Teatro	VIG E2	2.374	712	35.610	230.278
	Biblioteca	VIG E3	339	102	5.085	32.883
	scuola media	VIG E4	2.127	638	31.905	206.319
	scuola elementare	VIG E5	2.328	698	34.920	225.816
	scuola materna	VIG E6	932	280	13.980	90.404
	cimitero	VIG E7	40	12	600	3.880
TOT		43 edifici	37.457	11.237	1.975.870	3.633.329
PRIVATI CITTADINI						
Cantalupa	20 utenze	CANT-DOM		337	76.000	250000
Frossasco	22 utenze	FRO-DOM		371	83.600	275000
Roletto	15 utenze	ROL-DOM		253	57.000	187500
San Pietro	12 utenze	SPVL-DOM		202	45.600	150000
Scalenghe	26 utenze	SCA-DOM		438	98.800	325000
Vigone	43 utenze	VIG-DOM		724	163.400	537500
TOT		138 edifici		2.325	524.400	1.725.000

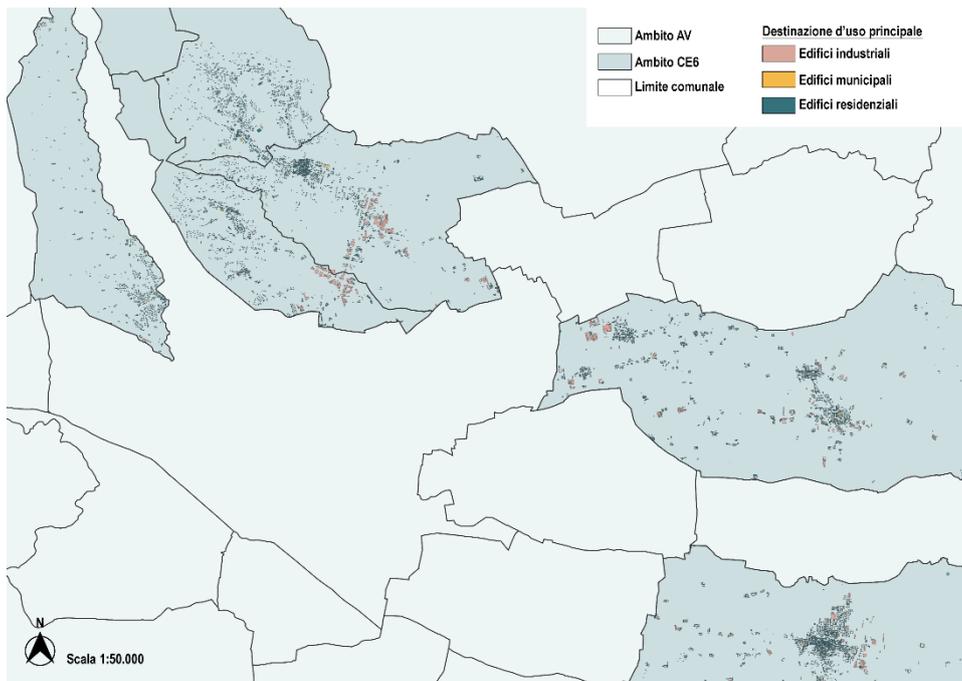


Figura 231 – Distribuzione nel territorio dell'ambito CE6, degli edifici disponibili all'installazione di pannelli fotovoltaici o collettori solari, rispettivamente per la produzione di energia elettrica o termica. Elaborazione personale.

SCENARIO S-EL

Produzione di energia elettrica

La produzione elettrica annua nell'Ambito CE6 è pari a 23,8 GWh/anno (Figura 232); il dato coincide con la produzione elettrica da fonte rinnovabile ed equivale al 99,9% sul totale (Figura 233), la produzione NON RES risulta irrilevante.

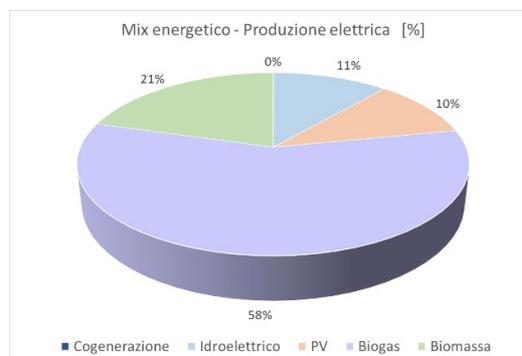
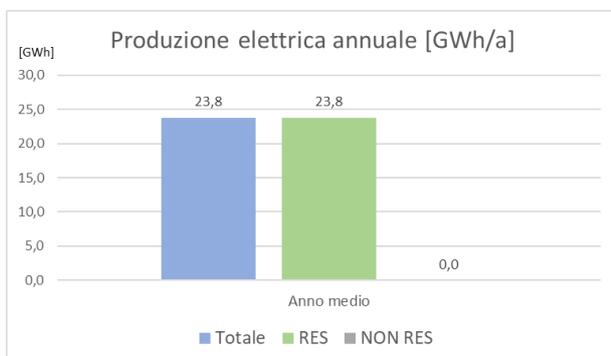


Figure 232-233 - Produzione elettrica annuale (a sinistra) e contributo di ogni fonte di energia alla produzione totale per l'ambito CE6 (a destra).

Bilancio di energia elettrica

Nelle Figure 234 e 235 sono indicati i bilanci elettrici annuali e mensili. Dai risultati dello scenario, la Tabella 63 mostra il rispetto dei requisiti minimi imposti dalla D.G.R. 188520/2019.

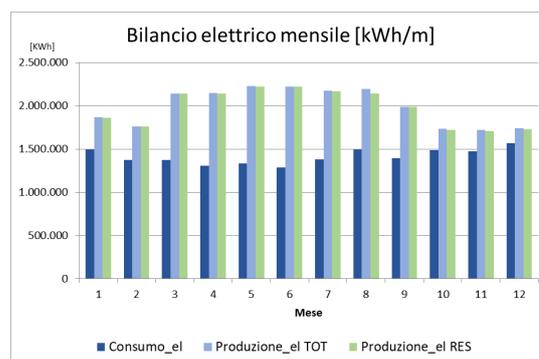
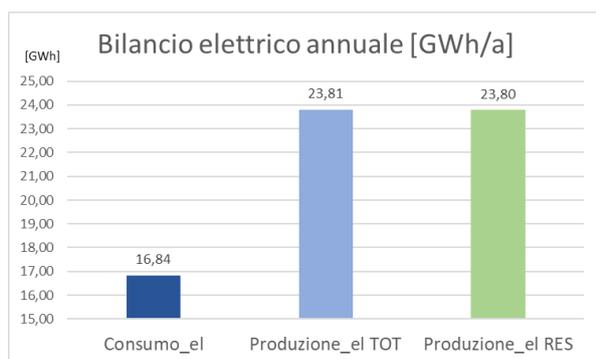


Figure 234-235 - Bilancio elettrico annuale (a sinistra) e mensile (a destra) del consumo e della produzione elettrica, di cui si specifica la quantità prodotta da fonti rinnovabili.

Tabella 63: Rispetto dei requisiti minimi (L.R n.12 del 03/08/2018, D.G.R. 18-8520/2019)					
	Consumo [GWh/a]	Produzione TOT [GWh/a]	Produzione da RES [GWh/a]	Autoconsumo TOT [GWh/a]	Autoconsumo da RES [%]
Limite di legge	> 0,5		35% Prod. TOT	70% Prod. TOT	
Valore min.	0,5		8,3	16,7	
Ambito CE6	16,84	23,81	23,80	16,7 < 16,84	23,8 > 16,84
				141%	141%

SCENARIO S-TH

Produzione di energia termica

La produzione termica annua nell'Ambito CE6 è pari a 39,4 GWh/anno (Figura 236); il dato si riferisce alla produzione termica totale, la sola produzione termica da fonte rinnovabile ammonta a 25,6 GWh/anno e corrisponde al 65% del totale (Figura 237), mentre quella da fonte non rinnovabile equivale a 13,7 GWh/anno e corrisponde principalmente all'energia termica prodotta dalle singole caldaie, che in questo scenario considerate.

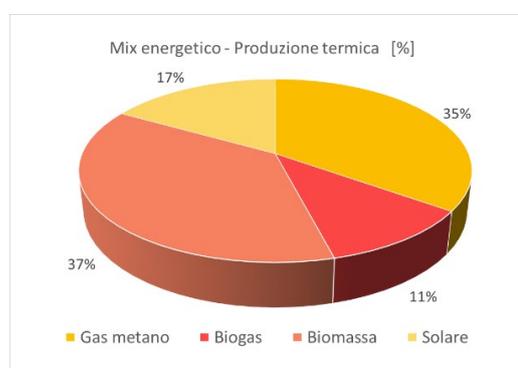
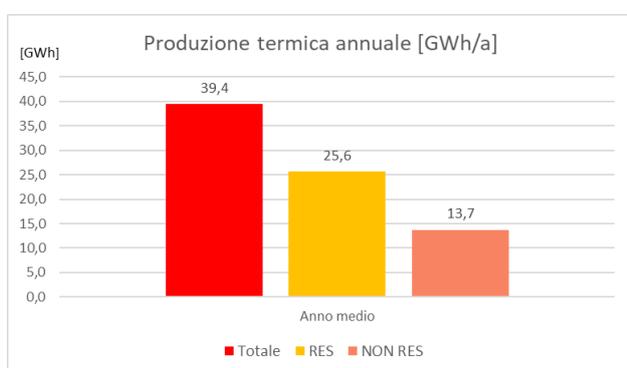


Figure 236-237 - Produzione termica annuale (a sinistra) e contributo delle diverse fonti di energia alla produzione totalen in ambito CE6 (a destra).

Bilancio di energia elettrica

Nelle Figure 238 e 239 sono indicati i bilanci elettrici annuali e mensili. Dai risultati dello scenario, la Tabella 64 mostra il rispetto dei requisiti minimi imposti dalla D.G.R.

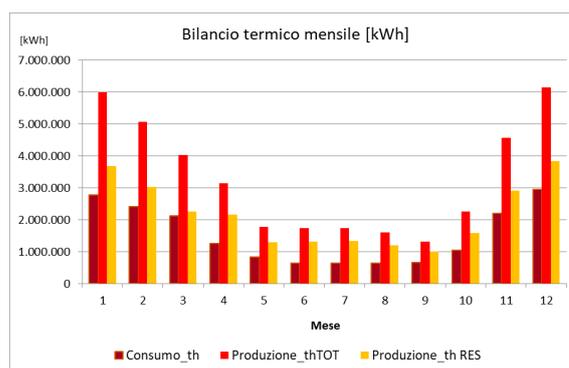
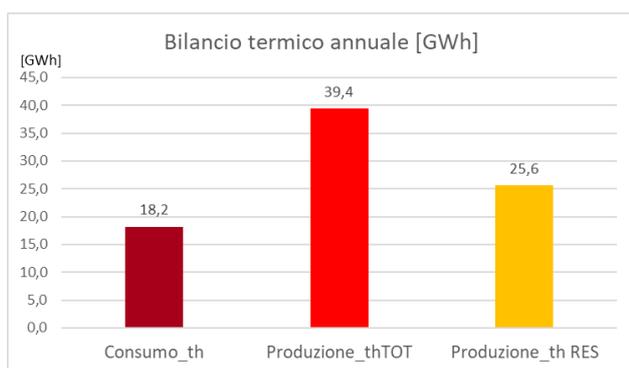


Figure 238-239 - Bilancio elettrico annuale (a sinistra) e mensile (a destra) del consumo e della produzione elettrica, di cui si specifica la quantità prodotta da fonti rinnovabili.

Tabella 64: Rispetto dei requisiti minimi (L.R n.12 del 03/08/2018, D.G.R. 18-8520/2019)					
	Consumo [GWh/a]	Produzione TOT [GWh/a]	Produzione da RES [GWh/a]	Autoconsumo TOT [GWh/a]	Autoconsumo da RES [%]
Limite di legge	> 0,5		35% Prod. TOT	70% Prod. TOT	
Valore min.	0,5		13,8	27,6	
Ambito CE6	18,2	39,4	25,6	27,6 < 39,4	25,6>18,2
				217%	141%

23. BILANCIO ELETTRICO ORARIO

L'analisi seguente consiste nella valutazione per lo scenario allo stato di fatto dell'Ambito CE6 del bilancio energetico a scala temporale oraria, al fine di osservare l'autoconsumo collettivo orario tra i diversi soggetti partecipanti e quantificare lo scambio energetico, le eccedenze di produzione immesse sulla rete e il prelievo necessario dalla rete elettrica per sopperire alla mancata copertura istantanea del fabbisogno elettrico. Inoltre, la definizione del dato energetico a livello orario permette alcune valutazioni preliminari di tipo economico. Per la creazione del bilancio sono stati utilizzati i profili orari di consumo e produzione calcolati secondo metodologia, a partire dai quali è stato creato un atlante dei profili orari che vede la definizione di un'utenza tipo per ognuna delle tre categorie di consumatore (aziendale, municipale e domestico) e un profilo di produzione per le diverse risorse energetiche disponibili considerate. Disponendo del modello del profilo orario si è proceduto inserendo il numero di soggetti coinvolti nello scenario di partenza (CE6) e provando a cambiare la composizione degli stessi sia dal punto di vista quantitativo, sia qualitativo al fine di valutare le possibili configurazioni in grado di ottimizzare la quota di autoconsumo collettivo istantaneo, limitare la necessità di investire in nuovi impianti di produzione e/o sistemi di accumulo.

Creazione dei profili orari tipo

▪ Utenza domestica tipo

I dati utilizzati si riferiscono alle informazioni fornite da APE s.r.l. e ai dati del censimento ISTAT 2011, valutati come media dei valori relativi ai comuni dell'ambito AV.

- Consumo orario di una famiglia composta da 2,15 persone per nucleo, in abitazione con superficie equivalente a 43,46m² a occupante, ubicato a un'altitudine di 581 m s.l.m. e in zona climatica E.

▪ Utenza municipale tipo

Sono stati considerati i principali usi dell'energia elettrica in comune a tutte le utenze municipali del territorio, relativi ai servizi pubblici offerti; pertanto il consumo si riferisce al servizio di illuminazione pubblica e alle sedi degli uffici comunali e della scuola elementare.

- Consumo orario pro capite per illuminazione pubblica [IP:kWh/abitanti tot]
- Consumo orario pro capite dell'edificio della sede municipale [ED:kWh/abitanti tot]
- Consumo orario pro capite dell'edificio della scuola primaria [SCOL:kWh/abitanti tot]

▪ Utenza aziendale tipo

I dati utilizzati si riferiscono ai dati delle 17 aziende, il cui consumo elettrico è stato normalizzato secondo l'area totale dell'edificio in cui ha sede l'attività lavorativa e che sono state classificate come descritto in Tabella 65.

Settore	Dimensioni impresa	Orario lavorativo settimanale (Categ.)	Codice
IM	Media	5	IM-5
	Piccola	4	IM-4
	Piccola	3	IM-3
	Piccola	2	IM-2
CI	Piccola	2	CI-2
AU/O	Piccola	5	AUO-5
	Piccola	5	
	Piccola	5	

▪ Produzione da solare fotovoltaico

Il dato utilizzato si riferisce alla produzione oraria per ogni kilowattora di potenza installata (1 kWp), valutata in ogni giorno tipo stagionale, alle condizioni ambientali e climatiche locali.

▪ Produzione da altre risorse rinnovabili (Biogas, Biomassa, Idroelettrico HAF)

In questo caso si è fatto riferimento alla produzione esistente dei soggetti produttori realmente presenti sul territorio, considerando la potenzialità produttiva reale o stimata secondo la metodologia.

Creazione dello scenario CE6-BAU

Nella Tabella 66 sono riportate elencati tutti i soggetti considerati in riferimento alla loro capacità produttiva attuale (Produttori) o potenziale (producibilità). In grassetto i soggetti inseriti nello scenario CE6-BAU; al pari dello scenario su cui è stato valutato il bilancio mensile sono presenti: 144 utenze domestiche, i 6 comuni e le 5 aziende presenti. Per ogni utente è indicato la potenza installata dell'impianto e la fonte RES.

Tabella 66: Soggetti coinvolti nello scenario CE6 per la valutazione del bilancio orario								
Utenza		Consumatori		Produttori		Producibilità		
Domestica	Famiglie in abitazione	144 utenze CE6	DOM-C	6 utenze CE6	DOM-PV	138 utenze	DOM-PVX	
Municipale	IP	6 Comuni CE6	IP-C					
	ED	6 edifici (municipio)	MUN-C	2 x 8kWp	MUN-PV	Mq disp dei 4 edifici	MUN-PVX	
	SCOL	6 edifici (scuola)		1x 15kWp + 1x 19kWp		Mq disp dei 4 edifici		
Aziendale	CI-2	1 azienda (N)	AZ-C			Mq disp	AZ-PVX	
	AUO-5	1 azienda (L)				Mq disp		
	AUO-5	2 aziende (I,M)		1x 40kWp + 1x 62kWp	AZ-PV-P			
	IM-5	1 azienda (H)		(+)			Mq disp	AZ-PVX
	IM-4	1 azienda (P1)		(+)			Mq disp	
	IM-3	2 aziende (S, B)	(+)			Mq disp		
	IM-2	2 aziende (P2, Q)	(+)			Mq disp		
Biogas	AZ-BG			200kW	AZ-BG-P			
Biomassa	AZ-BM					150 kW	AZ-BM-P	
Idroelettrico	AZ-HAF			450 kW	AZ-HAF-P			

Valutazione del bilancio orario nei giorni tipo stagionali

I giorni tipo per cui è stato possibile calcolare il bilancio orario sono il giorno tipo feriale e festivo per la stagione invernale ed estiva. Ciò è dipeso dalla disponibilità dei dati di partenza. I risultati del bilancio orario sono descritti nelle Figure 240-243 e nella Tabella 67.

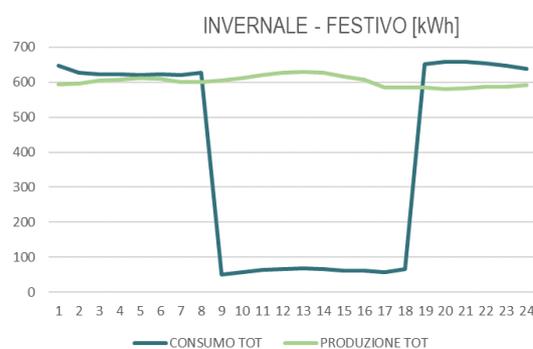
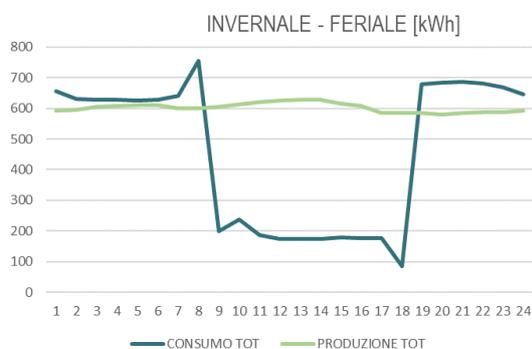


Figure 240-241 - Bilancio elettrico orario nella stagione invernale del giorno tipo feriale (a sinistra) e festivo (a destra).

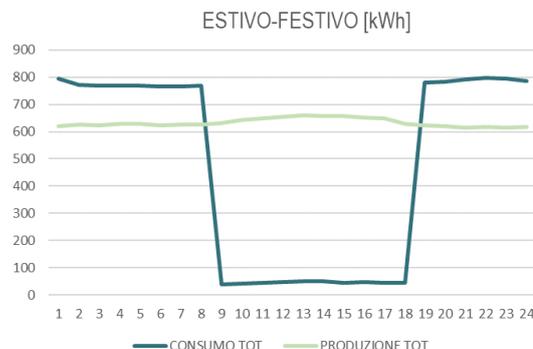
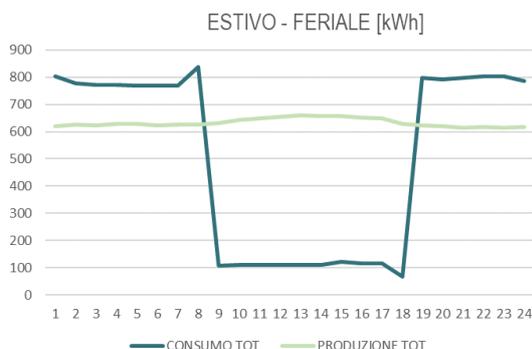


Figure 242-243 - Bilancio elettrico orario nella stagione estiva del giorno tipo feriale (a sinistra) e festivo (a destra).

Tabella 67: Entità dell'energia consumata, prodotta, prelevata e immessa sulla rete e auto-consumata collettivamente ogni ora dall'insieme dei soggetti dello scenario CE6-BAU. La colonna a destra rappresenta la quota giornaliera scambiata [kWh/g].

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	[kWh/g]
INVERNO FERIALE	CONSUMO TOT [kWh]	655	632	628	627	626	629	642	755	199	238	187	175	175	175	179	176	177	85	679	684	687	682	669	645	11.007
	PRODUZIONE TOT [kWh]	594	595	604	607	611	609	600	599	605	612	621	627	629	627	616	607	585	586	585	580	584	588	588	592	14.450
	BILANCIO [kWh]	-61	-36	-23	-20	-15	-20	-42	-156	405	374	434	452	453	451	437	431	408	501		-94	-104	-103	-94	-81	-53
	PRELIEVO [kWh]	61	36	23	20	15	20	42	156												94	104	103	94	81	53
	IMMISSIONE [kWh]									405	374	434	452	453	451	437	431	408	501							4.346
	AUTOCONSUMO [kWh]	594	595	604	607	611	609	600	599	199	238	187	175	175	175	179	176	177	85	585	580	584	588	588	592	10.104
	[%]	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	33%	39%	30%	28%	28%	28%	29%	29%	30%	15%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
INVERNALE FESTIVO	CONSUMO TOT [kWh]	647	627	624	623	621	622	622	626	49	57	64	66	68	65	62	61	57	67	651	659	658	654	648	638	9.533
	PRODUZIONE TOT [kWh]	594	595	604	607	611	609	600	599	605	612	621	627	629	627	616	607	585	586	585	580	584	588	588	592	14.450
	BILANCIO [kWh]	-53	-31	-20	-16	-10	-13	-22	-27	556	555	557	561	561	562	554	547	528	519	-66	-80	-75	-67	-60	-46	
	PRELIEVO [kWh]	53	31	20	16	10	13	22	27											66	80	75	67	60	46	583
	IMMISSIONE [kWh]									556	555	557	561	561	562	554	547	528	519							5.499
	AUTOCONSUMO [kWh]	594	595	604	607	611	609	600	599	49	57	64	66	68	65	62	61	57	67	585	580	584	588	588	592	8.950
	[%]	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	8%	9%	10%	11%	11%	10%	10%	10%	10%	11%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
ESTIVO FERIALE	CONSUMO TOT [kWh]	804	778	773	771	770	768	770	837	106	110	112	111	110	110	121	116	116	69	799	792	799	802	804	786	12.134
	PRODUZIONE TOT [kWh]	620	627	624	630	628	624	627	626	631	643	648	653	661	658	659	652	648	629	624	620	613	617	616	618	15.196
	BILANCIO [kWh]	-184	-150	-149	-142	-142	-144	-144	-211	525	532	537	542	551	549	538	536	532	560	-175	-172	-185	-186	-188	-168	
	PRELIEVO [kWh]	184	150	149	142	142	144	144	211											175	172	185	186	188	168	2.339
	IMMISSIONE [kWh]									525	532	537	542	551	549	538	536	532	560							5.401
	AUTOCONSUMO [kWh]	620	627	624	630	628	624	627	626	106	110	112	111	110	110	121	116	116	69	624	620	613	617	616	618	9.794
	[%]	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	18%	18%	18%	11%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
ESTIVO FESTIVO	CONSUMO TOT [kWh]	796	772	770	769	768	767	765	770	39	41	44	46	50	49	45	46	45	44	782	785	793	797	796	787	11.365
	PRODUZIONE TOT [kWh]	620	627	624	630	628	624	627	626	631	643	648	653	661	658	659	652	648	629	624	620	613	617	616	618	15.196
	BILANCIO [kWh]	-176	-145	-146	-139	-140	-143	-139	-144	593	601	605	607	611	609	614	606	602	585	-157	-165	-179	-180	-180	-168	
	PRELIEVO [kWh]	176	145	146	139	140	143	139	144											157	165	179	180	180	168	2.203
	IMMISSIONE [kWh]									593	601	605	607	611	609	614	606	602	585							6.033
	AUTOCONSUMO [kWh]	620	627	624	630	628	624	627	626	39	41	44	46	50	49	45	46	45	44	624	620	613	617	616	618	9.162
	[%]	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	6%	6%	7%	7%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

Attribuzione del costo dell'energia

La valutazione economica si è basata sull'attribuzione di un prezzo (in centesimi di euro al kilowattora) in riferimento al verso in ingresso (prelievo) o in uscita (immissione) tra la rete interna alla CE6 e la rete elettrica nazionale. Tenendo conto del costo dell'energia che differisce a seconda della tipologia di utenza finale considerata (Tabella 68), è stato ipotizzato un unico prezzo per la spesa energetica della CE, equivalente a quello delle utenze aziendali (0,15 €/kWh) e un unico prezzo per la remunerazione dell'energia prodotta e non autoconsumata dalla CE (0,06 €/kWh).

Utenza	Prelievo dalla rete [€/kWh]	Immissione sulla rete [€/kWh]
Aziendale	0,15	0,06
Municipale	0,18	0,06
Domestica	0,22	0,06

Valutazione energetica ed economica della settimana tipo stagionale

Disponendo del bilancio elettrico giornaliero [kWh/g] feriale e festivo per entrambe le stagioni considerate, si è proceduto al calcolo della spesa economica giornaliera [€/g] per il prelievo elettrico e per la remunerazione delle eccedenze immesse giornalmente. In seguito, è stata definita una settimana tipo stagionale, moltiplicando sia il dato energetico che quello economico feriale e festivo per il numero di giorni settimanali. Il risultato permette di affermare che in entrambe le stagioni, la quota di autoconsumo si attesta al 75% circa e pertanto, rispetta i requisiti minimi di legge, nonché consente di valorizzare economicamente l'eccedenza (inferiore al 25%, come previsto da normativa). Nella stagione invernale vi è un guadagno dalla vendita dell'energia in rete. Ciò non avviene nella stagione estiva poiché, vi è discrepanza tra la modalità di incremento della produzione, maggiore nelle ore centrali diurne e quella del consumo elettrico globale, che mantiene lo stesso andamento ma aumenta l'ammontare richiesto e obbliga all'acquisto dalla rete. Estendendo tale previsione alla scala temporale annuale, il guadagno dovrebbe mantenersi tale, seppur poco rilevante in termini economici e per ipotizzare scenari di reinvestimento. I risultati sono riassunti nella tabella in Figura 244, mentre per una valutazione più dettagliata del contributo dei singoli soggetti alla quota elettrica consumata e prodotta ogni ora, si rimanda ai grafici delle Figure 245-248.

	SETTIMANA TIPO INVERNALE				SETTIMANA TIPO ESTIVA			
	FERIALE	FESTIVO	SETTIMANA		FERIALE	FESTIVO	SETTIMANA	
	6	1	7	gg/sett	6	1	7	gg/sett
CONSUMO	66.043	9.533	75.577	kWh/sett	72.801	11.365	84.166	kWh/sett
PRODUZIONE	86.697	14.450	101.147	kWh/sett	91174	15.196	106.370	kWh/sett
ECCEDEZZA	20.654	4.916	25.570	kWh/sett	18.373	3.830	22.203	kWh/sett
AUTOCONSUMO			75%				79%	
lim max 30%			25%				21%	
SPESA	813	136	949	euro	2105	330	2.436	euro
RICAVO	1565	330	1.894	euro	1944	362	2.306	euro
GUADAGNO			946	euro			-129	euro

Figura 244 – Rendicontazione energetica ed economica del bilancio giornaliero nella settimana tipo invernale ed estiva, nell'ambito della CE6.

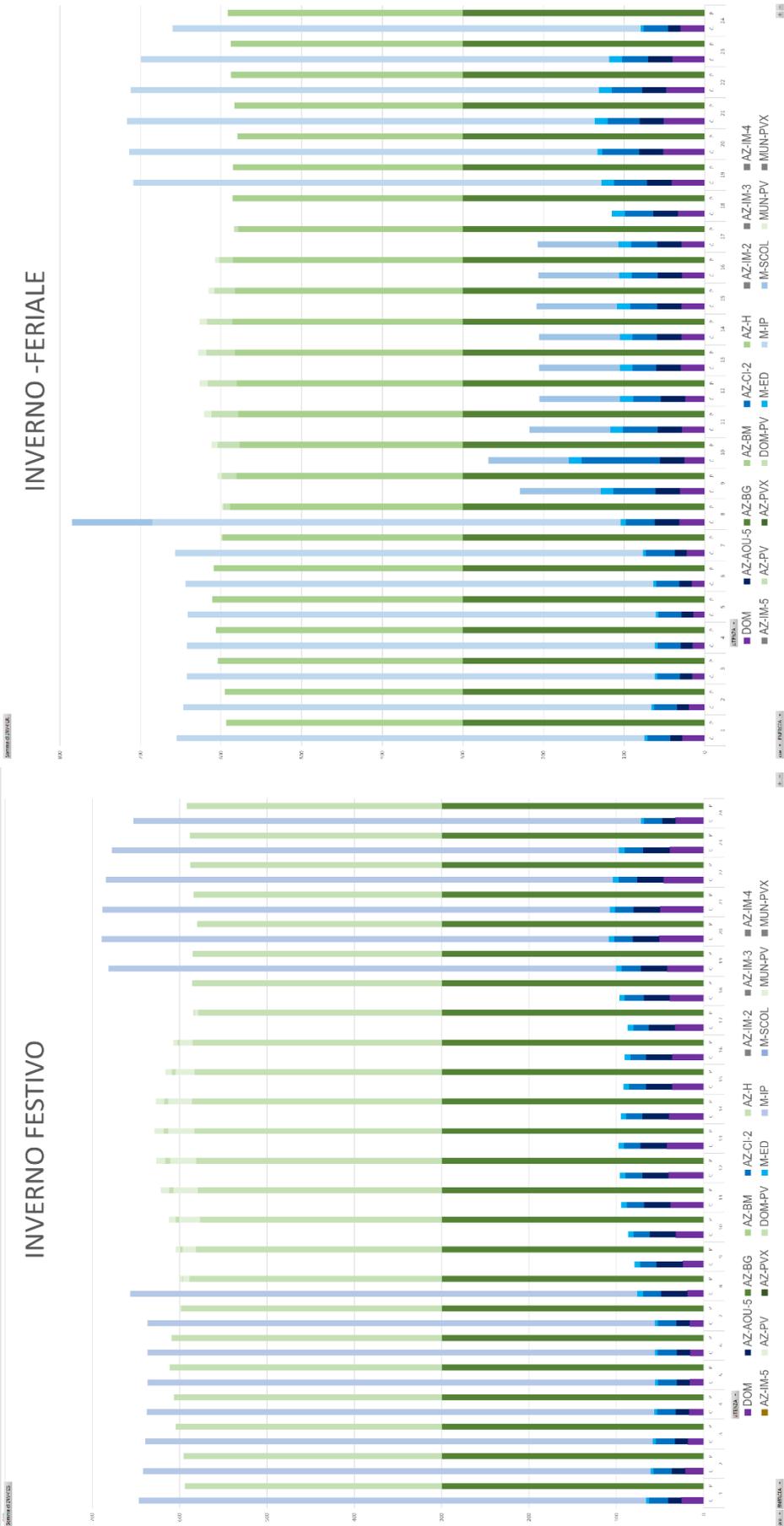


Figure 245-246 – Bilancio elettrico orario nella stagione invernale, in riferimento al giorno tipo festivo (a sinistra) e feriale (a destra). Si nota il contributo delle diverse utenze di consumo e l' andamento delle diverse fonti RES: variabile nel caso di sistemi tecnologici fotovoltaici e costante in riferimento alla produzione da biogas e da idroelettrico ad acqua fluente (acquedotto):

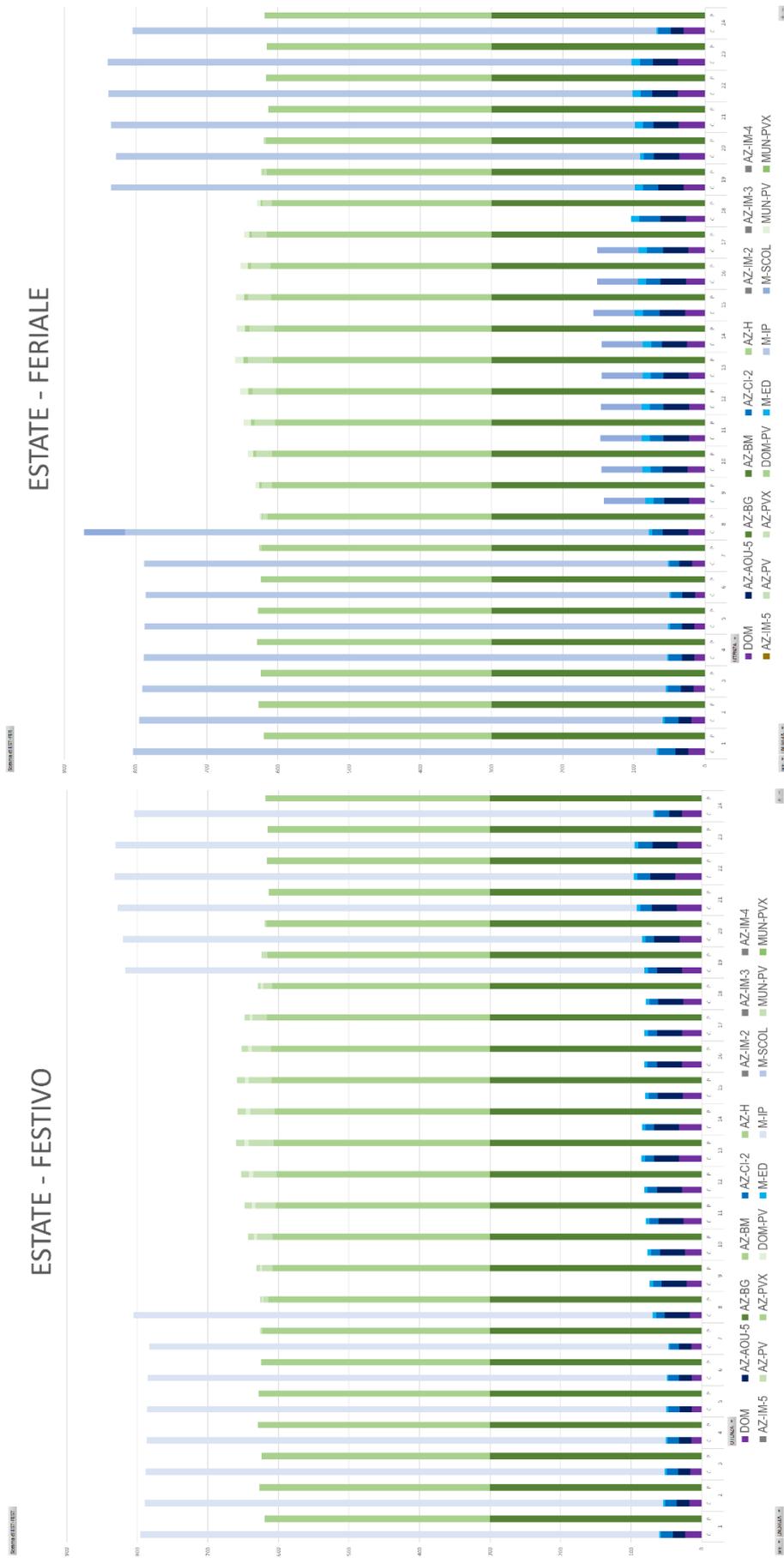


Figure 247-248 – Bilancio elettrico orario nella stagione estiva, in riferimento al giorno tipo festivo (a sinistra) e feriale (a destra). Si nota il contributo delle diverse utenze di consumo e l'andamento delle diverse fonti RES: variabile nel caso di sistemi tecnologici fotovoltaici e costante in riferimento alla produzione da biogas e da idroelettrico ad acqua fluente (acquetotto).

DISCUSSIONI

23. PERFORMANCE ENERGETICA DEL TERRITORIO OGGETTO DI STUDIO

Questionario d'indagine.

I questionari hanno permesso un'acquisizione rapida di informazioni di natura molto diversa e la formulazione di domande a risposta chiusa ha consentito una maggiore uniformità dei contenuti resi immediatamente utilizzabili per le analisi senza eccessive elaborazioni. Attraverso la versione informatizzata è stato possibile allegare documentazione e aggiornare i dati relativi a ciascun soggetto campionato durante l'intero periodo di studio. Le maggiori difficoltà riscontrate riguardano la completezza delle informazioni. Molti dei soggetti rispondenti non hanno completato il questionario nella totalità delle parti, probabilmente per mancanza di tempo o della disponibilità di informazioni già organizzate e rendicontate o per l'assenza di figure di riferimento interne (energy manager). Nel caso delle aziende, ad eccezione di quelle obbligate per legge ad avere tra le risorse del personale un professionista dell'energia, è stato osservato come la maggior parte di esse tenga traccia dei dati energetici in riferimento alla sola bollettazione e rendicontazione economica, disponendo di una limitata consapevolezza dell'utilizzo interno dell'energia. Nel caso della pubblica amministrazione, specialmente in contesti di comuni di piccole dimensioni, gli uffici tecnici non dispongono delle risorse necessarie alla valutazione dei profili di consumo e produzione energetica degli stabili comunali. L'accesso pubblico alle informazioni, sebbene previsto, risulta molto complesso per la necessità di deleghe e procedure burocratiche di identificazione. Il difficile reperimento delle informazioni delle bollette ha ulteriormente reso più indaginoso l'ottenimento di informazioni di base. In vista della creazione della CE, risulta indispensabile disporre di un database completo dello storico dei consumi e delle produzioni di tutti i soggetti coinvolti, in riferimento a tutte le scale temporali e pertanto, si prospetta un ulteriore sondaggio dei soggetti coinvolti nel territorio. Il questionario è perfezionabile e risulta avere margini di miglioramento; sebbene si sia dimostrato uno strumento utile, non risolve la questione legata al fatto che l'utente finale non dispone dei dati orari per impianti inferiori ad una certa potenza installata. È auspicabile l'ottenimento del dato energetico orario direttamente dall'ente fornitore del servizio di misurazione (nel caso dell'energia elettrica la società E-Distribuzione). Il processo riguardante la sostituzione dei contatori esistenti con quelli di ultima generazione (smart metering) ha raggiunto una sufficiente copertura sul territorio interessato e può costituire un punto di partenza per l'acquisizione integrata dei profili energetici quart'orari. Resta in sospeso la definizione della procedura di autorizzazione per l'acquisizione di dati energetici considerati dati sensibili, specialmente per le utenze aziendali.

Profili di consumo aziendali.

Al questionario non hanno risposto tutte le aziende del CPE, che già non rappresentano la totalità delle aziende attive sul territorio, ma solo 17 aziende tra loro molto eterogenee per dimensione e settore d'impiego (settore secondario e terziario) e in conseguenza in termini di consumo energetico. Il campionamento risulta essere di convenienza, in quanto i soggetti rispondenti sono aziende che hanno manifestato interesse al tema della CE e pertanto, non risultano un campione rappresentativo. Questo implica una minore validità esterna dello studio che limita l'applicabilità dei risultati dello studio, che non sono generalizzabili all'intera area o a un'area diversa da quella analizzata. Tuttavia, l'indagine ha reso possibile l'utilizzo delle informazioni acquisite per la validità interna dello studio effettuato al fine di scomporre il dato energetico nella quota di consumo costante e in quella variabile.

L'energia elettrica risulta essere utilizzata dalla maggior parte delle aziende principalmente ai fini del processo produttivo o per l'erogazione dei servizi. Un esiguo numero di aziende, localizzate prevalentemente in pianura utilizza il vettore energetico per sistemi di climatizzazione estiva (raffrescamento) e il risultato si conferma in linea con i risultati dell'analisi dei dati climatici del territorio. Per quanto riguarda il consumo termico si riscontrano situazioni molto differenziate circa l'utilizzo interno. Le aziende che utilizzano l'energia termica nei processi produttivi sono quelle più energivore, nonostante ciò l'insieme dei consumi termici variabili delle aziende che utilizzano il vettore per il servizio di riscaldamento delle strutture supera il 50% del consumo totale.

Dall'analisi dei profili di consumo elettrico orario delle aziende emerge una considerazione molto importante ai fini dell'inclusione di questa tipologia di utenza all'interno della CE. Si tratta della necessità di garanzia di approvvigionamento energetico continuo, specialmente per le aziende la cui produzione è attiva su tre turni in tutti i giorni dell'anno (24/7). Nel caso studio osservato queste aziende risultano avere un profilo orario costante ed essere anche le aziende più energivore in termini quantitativi, come ad esempio l'azienda H che contribuisce da sola a quasi il 50% della richiesta totale di energia. Tali aziende beneficiano già di agevolazioni tariffarie sul costo dell'energia, proprio perché molto energivore, ma potrebbero comunque risultare interessate a partecipare alla CE nell'ottica di ridurre ulteriormente la spesa energetica che

pesa fortemente sul bilancio economico; pertanto, è necessario ponderare l'inserimento di tali soggetti che potrebbero facilmente sbilanciare la domanda aggregata della CE.

Infine, le considerazioni circa i valori del coefficiente di dispersione termica dell'involucro (H) degli edifici sede delle aziende analizzate riguardano la differenza del dato in relazione ai diversi settori d'impiego. In linea con i risultati attesi il valore di H delle strutture degli stabilimenti delle industrie manifatturiere risulta maggiore di quello relativo alle aziende del settore commerciale e ospitalità (albergo e case di cure). Le informazioni relative al coefficiente H in relazione ai profili di consumo termico variabile, dipendenti quindi dalla variazione dei dati climatici, apre un ulteriore campo di studio che riguarda la quantificazione degli interventi di efficientamento energetico delle strutture interessate, nell'ottica di ridurre i consumi a beneficio di un maggiore grado di auto-consumo proprio ad ogni soggetto, ma anche in relazione al contributo di ciascuna utenza alla domanda energetica aggregata della CE e all'autoconsumo collettivo.

Profili di consumo comunali.

I comuni che hanno risposto sono i firmatari della OFZ, attivi nelle politiche energetiche locali, come dimostra il fatto che alcuni fra loro hanno redatto il PAES o sono in procinto di farlo. Le informazioni relative ai 9 comuni campionati non sono state sufficienti alla descrizione delle utenze municipali dell'intero territorio pertanto, si è fatto riferimento al database reso disponibile dalla Regione Piemonte. Di contro, l'utilizzo dello stesso ha limitato la possibilità di approfondire la valutazione qualitativa dei consumi in relazione ai settori di utilizzo. Infatti, il dato di consumo elettrico annuale comunale è suddiviso in sole due categorie: illuminazione pubblica e altri consumi aggregati. I dati a disposizione per valutare il consumo termico, invece, non erano sufficienti in quanto il database regionale è realizzato in conseguenza all'ottenimento delle informazioni da parte dei diversi distributori energetici che operano sul territorio e nell'anno di riferimento scelto questi dati non risultano completi e disponibili per tutti i comuni. La scelta di osservare i dati relativi all'anno 2017 si è basata sulla necessità di mantenere lo stesso riferimento temporale delle utenze aziendali, in maniera da confrontare l'andamento dei profili in relazione agli stessi dati climatici. In futuro potrebbero essere resi disponibili anche i dati per i comuni.

Dalla distribuzione sul territorio dei consumi elettrici calcolati pro-capite emergono alcune considerazioni. Il consumo maggiore si attesta nel comune di Pinerolo, centro urbano di riferimento per alcuni servizi pubblici a scala sovracomunale e territoriale quali scuole di secondo grado, musei e centri culturali, sportivi e ricreativi, ma anche nei comuni in alta valle. Quest'ultimo dato si ipotizza sia dovuto al fatto che nella valutazione pro capite, il numero di abitanti a denominatore influisce sul risultato finale, ovvero a parità di consumo degli edifici municipali di base, quali municipio, magazzino comunale etc. vi è un minor numero di residenti e in territori turistici quali i comuni dell'alta Val Chisone si assiste a una variazione stagionale considerevole del numero di abitanti che comporta l'esistenza di strutture e servizi pubblici sovradimensionate. Il consumo per l'illuminazione pubblica, in relazione al consumo elettrico totale, si conferma essere una spesa energetica ed economica consistente, come preventivato dai comuni intervistati tramite questionario. In relazione alla distribuzione del consumo sul territorio è possibile affermare che i comuni che hanno una spesa maggiore sono quelli localizzati nella fascia pedemontana in quanto la superficie territoriale è per la maggior parte urbanizzata. In maniera differente i comuni di pianura per quanto abbiano un'ampia estensione territoriale, dispongono di vaste zone agricole e di una rete stradale coperta da illuminazione pubblica più limitata ai soli centri urbani o alle strade extraurbane. Analoghe considerazioni possono essere fatte per i comuni in zona montana, caratterizzati da un'estesa superficie territoriale che non necessita di illuminazione, ad eccezione della Val Chisone. In questo caso il consumo risulta maggiore e tale risultato è dimostrabile in ragione alla maggiore densità abitativa, ma anche per la presenza di un'arteria stradale di primaria importanza per il collegamento con il confine nazionale con la Francia.

Dall'analisi dei consumi elettrici mensili è possibile notare una contrazione generale della domanda in corrispondenza delle festività e delle chiusure estive di alcuni servizi, quali le scuole. Le valutazioni orarie circa il consumo per il servizio di illuminazione pubblica confermano la variazione stagionale in conseguenza al diverso numero di ore di utilizzo giornaliero in relazione al numero di ore di luce naturale. Le ore di utilizzo possono variare a discrezione di ogni amministrazione pubblica.

Profili di consumo domestici.

Il dato atteso prevedeva di osservare una maggiore richiesta energetica nei comuni situati in alta valle, in relazione al minor numero di ore di irraggiamento solare diretto e a temperature più rigide per un periodo di tempo maggiore. Tale ipotesi è confermata dai risultati riguardanti il consumo elettrico pro-capite, mentre la valutazione del consumo termico risulta falsata per la mancanza di informazioni relative alla maggior parte dei comuni in alta valle. Confrontando l'ammontare energetico annuale nei diversi ambiti territoriali individuati, il maggiore consumo elettrico è localizzato nei comuni più urbanizzati, dove il numero medio di occupanti per abitazione è inferiore, quindi il singolo impianto serve a

coprire il fabbisogno di un minor numero individui. La distribuzione sul territorio del consumo elettrico totale conferma il dato atteso che vede i comuni della fascia pedemontana avere un consumo assoluto maggiore in quanto vi è una maggiore densità abitativa. L'andamento elettrico mensile in relazione al delta di temperatura invernale ed estivo mostra come l'elettricità non sia il vettore principale utilizzato per la climatizzazione, ma è possibile notare una curva di consumo nei mesi estivi coincidente con la variazione del delta estivo. Infine, le osservazioni dell'analisi del consumo elettrico nei diversi giorni tipo stagionali permettono di osservare in dettaglio l'utilizzo dell'energia in relazione alla presenza degli occupanti nelle diverse ore del giorno. Nei giorni feriali si hanno due picchi: quello maggiore si attesta nelle ore serali, intorno alle ore 18, con una posticipazione di circa due ore nel caso del giorno feriale estivo, quello minore si attesta intorno alle 8 del mattino. Nei giorni festivi è mantenuto il picco serale, ma si assiste a un cambiamento della distribuzione del consumo giornaliero che vede un incremento costante dal mattino fino al picco nelle ore centrali del giorno, in termini quantitativi maggiore nella stagione invernale e autunnale, minore in primavera e in estate in relazione alla maggiore presenza di irradiazione solare. In termini quantitativi il consumo elettrico giornaliero risulta maggiore in inverno e varia leggermente nelle altre stagioni.

Profili di produzione.

Gli impianti attualmente esistenti sono distribuiti su tutto il territorio, ma a seconda della fonte energetica su cui si basano i diversi sistemi tecnologici produttivi, sono dislocati in maniera eterogenea. È bene sottolineare che le informazioni ottenute dal portale del GSE, costantemente aggiornato, riportano solamente gli impianti denunciati al gestore in quanto beneficiari degli incentivi economici e successivi all'entrata in vigore dell'obbligatorietà di inserimento nei registri.

Produzione di energia elettrica.

Nel territorio oggetto di studio sono sfruttate tutti i tipi di risorse rinnovabili disponibili che hanno andamenti mensili e giornalieri differenti e ciò comporta un livello di diversificazione potenzialmente sufficiente per l'avvio della CE, in quanto la molteplicità di profili disponibili permette di accordare più facilmente la richiesta energetica di utenze diverse, limitando eccedenze in entrata o in uscita. I sistemi tecnologici presenti possono essere divisi in due gruppi. Nel primo caso possono rientrare i sistemi tecnologici che si realizzano in impianti necessariamente centralizzati, localizzati sul territorio a servizio di più utenze: centrali a biogas, centrali biomassa di piccola, media o grande taglia e centrali idroelettriche (a bacino o ad acqua fluente). Questi garantiscono una produzione costante nelle stagioni (l'idroelettrico HAF non da acquedotto segue una certa variabilità stagionale in relazione alle piene torrentizie) e nelle ore del giorno, sono programmabili e modulabili nel rispetto dei criteri di efficienza e rendimento tecnologico. Nel secondo gruppo rientra la produzione elettrica da pannelli fotovoltaici, la cui installazione permette una distribuzione degli impianti di generazione diffusa sul territorio che varia in relazione alle superfici disponibili e alla potenza di picco installata. Tale sistema si differenzia anche per l'andamento stagionale dell'entità della produzione, per l'intermittenza a scala giornaliera e la dipendenza dai fattori climatici e dalle condizioni meteorologiche che la rendono non programmabile, né modulabile.

In termini quantitativi la produzione totale degli impianti considerati risulta ricevere un maggiore contributo dai sistemi centralizzati a produzione costante rispetto a quelli variabili.

Nelle vallate alpine la produzione idroelettrica si conferma essere presente con un elevato numero di impianti, mentre nelle zone di pianura l'unico sistema idroelettrico presente è quello da acqua fluente, sia mini-elettrico che da acquedotto. In questo contesto territoriale risultano presenti un maggior numero di impianti da solare fotovoltaico e biogas, fra cui emerge in maniera consistente la produzione del polo ecologico di Acea API. Osservando la distribuzione nei diversi territori municipali, i comuni di media montagna risultano essere quelli con il maggior numero di siti di produzione, poiché convergono in queste aree le infrastrutture a servizio della produzione, come le condotte idroelettriche o l'accantonamento della risorsa boschiva, sistemi la cui gestione coinvolge ambiti territoriali sovracomunali.

Produzione di energia termica.

La suddivisione dei sistemi tecnologici in due gruppi attuata precedentemente risulta valida anche in questo caso. Si differenziano infatti impianti centralizzati, unicamente a biomassa, a produzione costante e modulabile, talvolta connessi a sistemi di distribuzione del teleriscaldamento, come nel caso di Luserna S. Giovanni. Oltre a questo, vi sono solamente altri due sistemi di teleriscaldamento, la cui rete copre un'area molto circoscritta e serve un numero di utenze locali limitate, ma sono qui considerati perché sfruttano sistemi cogenerativi e implicano una infrastruttura sovracomunale potenzialmente interessante ai fini della CE. Osservando la taglia della potenza installate degli altri sistemi di generazione a biomassa e a solare termico, si può affermare che si tratta di impianti domestici di piccola dimensione, utilizzati per il

riscaldamento o per la produzione di ACS. Per l'intero territorio la produzione da biomassa copre i tre quarti della produzione totale ed è presente in tutti gli ambiti sovracomunali ad eccezione di quello della città di Pinerolo.

Producibilità da biomassa.

Essendo il territorio per tre quarti montano e poco popolato con aree boscate molto estese non sfruttate per altri scopi produttivi, la disponibilità della risorsa di materia organica esistente è elevata. Tuttavia, di tutta la risorsa disponibile la frazione utile è del 63% del totale, mentre il restante 37% non è utilizzabile per due ragioni principali: si trova in zone a elevata pendenza, in cui i mezzi non possono accedere, e sono presenti molti vincoli di varia natura che limitano la possibilità di prelievo della risorsa. Le aree considerate non idonee al prelievo della risorsa boschiva poiché localizzate nella fascia di rispetto ad un'altitudine superiore ai 1600m s.l.m. coincidono in larga parte con quelle non raggiungibili a causa dell'elevata pendenza del terreno, quindi anche in assenza di vincoli non sarebbero fruibili. I comuni in cui è localizzata la maggior parte della risorsa sono i comuni delle tre vallate alpine, che risultano essere anche quelli in cui è possibile installare centrali di produzione. Infatti, i comuni situati nella zona pedemontana si attestano quali aree non idonee (comuni in zona di Piano) secondo il piano regionale di qualità dell'aria, mentre quelli in zona di pianura dispongono di limitazioni ulteriori a seguito dei vincoli previsti su terreni agricoli di classi di utilizzo del suolo agricolo I e II. Pertanto, lo sfruttamento di questo tipo di risorsa coinvolge principalmente i comuni delle zone montane ed è un'ulteriore prova del fatto che gli ingenti consumi energetici localizzati maggiormente a fondovalle dipendono necessariamente dalle produzioni rinnovabili delle aree montane, motivo per il quale la comunità energetica deve coprire un territorio vasto ed eterogeneo. Infine, il prelievo di questa risorsa può generare un miglioramento nella gestione del territorio e del patrimonio forestale, a scala sovracomunale. Ad oggi la gestione e messa in sicurezza del bosco di ripresa, a seguito dello spopolamento e del trasferimento delle attività economiche dai territori montani, costituisce una questione difficilmente affrontabile in maniera autonoma dalle singole amministrazioni locali. In tal senso, la CE potrebbe essere promotrice dell'attivazione di nuovi sistemi economici locali conseguenti al sistema infrastrutturale energetico.

Producibilità da irradiazione solare.

La diversa conformazione del territorio incide sulla quantità della radiazione solare incidente, che osservando i risultati delle carte solari, si attesta maggiore in pianura e nei versanti esposti a sud delle vallate alpine, essendo i pendii dei rilievi montuosi molto erti. L'andamento della produzione risente della variabilità stagionale, ma a favore di questo sistema tecnologico di produzione energetica vi è l'assenza di vincoli particolari all'installazione di impianti in integrazione alle coperture. La normativa vigente non individua aree non idonee; tuttavia, preventivamente sono stati esclusi gli edifici collocati in particolari contesti architettonici e paesaggistici come i centri storici o contesti rurali tradizionali. A partire dalle informazioni a disposizione, sono stati classificati gli edifici in base alla destinazione d'uso per avere idea di quale possa essere la potenza degli impianti installabili. Essendo per la maggior parte edifici residenziali, la potenza di ciascun impianto risulterebbe ridotta, ma la quantità di impianti installabili potrebbe sopperire alla mancanza di impianti di grandi dimensioni. Sono stati individuati anche gli edifici industriali e scolastici, che risultano potenzialmente interessanti nell'ottica della CE, in quanto posseggono caratteristiche adatte all'installazione di impianti. I primi sono localizzati maggiormente nella zona di pianura, area che presenta le maggiori potenzialità produttive non avendo ostacoli geo-morfologici alla radiazione solare incidente, e dispongono di coperture piane e grandi superfici. Fra gli edifici comunali, le scuole dispongono di coperture di ampia metratura ed è bene includerli nella CE in quanto la variabilità stagionale della produzione solare raggiunge il massimo di produzione in estate, durante il periodo di chiusura scolastico, il cui autoconsumo non giustificerebbe l'installazione, ma nell'ottica di un'aggregazione di utenze diverse che scambiano energia, potrebbero sopperire alle necessità di altre utenze con profili di utilizzo compatibili.

La valutazione dell'irradianza solare incidente al metro quadro ha permesso di valutare la producibilità elettrica e termica, secondo il diverso rendimento di conversione del sistema tecnologico utilizzato, ma la scelta rispetto all'installazione dello stesso deve avvenire a seguito della valutazione dello scenario allo stato di fatto, per individuare a quale fabbisogno energetico è possibile sopperire grazie allo sfruttamento della risorsa solare.

24. VINCOLI ALLA REALIZZAZIONE DELLA CE PINEROLESE

Di seguito vengono elencati i principali vincoli individuati quali ostacoli alla piena realizzazione del progetto di Comunità Energetica. Tali considerazioni sono avvenute a seguito di un discreto numero di incontri avvenuti tra i soggetti promotori del progetto di CE Pinerolese ed altre iniziative simili in fase di realizzazione in altri contesti del territorio nazionale, volte a identificare criticità comuni e soluzioni condivisibili alle stesse. Oltre a quelli ambientali e paesaggistico che sussistono a tutela dello sfruttamento delle risorse naturali ai fini energetici e sono stati individuati nella valutazione della producibilità potenziale, si distinguono tre tipologie di vincoli: vincoli di carattere tecnico, legislativo ed economico.

Vincoli tecnici

Il principale vincolo tecnico operativo risulta essere preliminare allo studio di fattibilità della CE e riguarda l'accesso ai dati orari dei soggetti coinvolti, come è stato già descritto in precedenza.

In vista della realizzazione della CE, risulta necessario la realizzazione di un'infrastruttura dei servizi energetici che comprenda il monitoraggio, la gestione e la rendicontazione dei flussi energetici di scambio interni alla CE o esterni sulla rete nazionale. Ad oggi sono disponibili e facilmente accessibili economicamente i sistemi tecnologici realizzati appositamente per svolgere queste funzioni. Si tratta di sistemi di servizi informatici per la trasmissione dei dati tra dispositivi distribuiti sul territorio e un centro direzionale di gestione localizzato, come quello del Balance Service Providing (BSP) pensato per le UVAM. Il modello di comunicazione Demand/Response, si basa su utilizzo di tecnologia IoT (gateway, sensori, attuatori, smart metering) e algoritmi di profilazione, schedulazione e bilanciamento [60].

Una questione introdotta recentemente a seguito dell'approvazione dell'Articolo 42-bis al Decreto Milleproroghe riguarda il riconoscimento della qualifica di comunità dell'energia ai soli contesti in cui la produzione rinnovabile sia ottenuta da impianti di nuova realizzazione alla data dell'entrata in vigore della legge. Inoltre, indica anche un limite massimo di potenza installata (200kW) restringendo di fatto il numero di soggetti coinvolti in una possibile CE. Tale criterio non si adatta alla condizione del progetto pinerolese ed implica necessariamente la disponibilità di ingenti risorse finanziarie o il ricorso a finanziamenti.

Vincoli legislativi

Tali vincoli costituiscono il principale impedimento alla realizzazione del progetto.

Partecipazione delle PA e forma giuridica della CE - La normativa vigente (Legge Madia) limita i soggetti pubblici, come i comuni a promuovere e partecipare ad operazioni di partnerariato pubblico-privato, quale può essere la Comunità Energetica [41]. A livello nazionale, l'emendamento al Decreto Milleproroghe, approvato all'inizio dell'anno 2020, demanda all'Autorità la definizione delle procedure atte ad agevolare la partecipazione della pubblica amministrazione a forme di aggregazione quali possono essere le CE; mentre secondo le indicazioni della Legge Regionale, il coinvolgimento dei comuni costituisce criterio di valutazione necessario e imprescindibile al riconoscimento del progetto stesso. Nel caso specifico pinerolese si è proceduto attraverso la costituzione preliminare della Oil Free Zone, quale soggetto pubblico di indirizzo strategico che prevedesse la partecipazione diretta dei comuni del territorio, a seguito della quale promuovere il progetto di Comunità energetica. Nel merito di quest'ultima, la forma giuridica più plausibile alla realizzazione sembra essere la cooperativa, che però pone la necessità di definire apposite misure di rappresentazione e governance. Infatti, ai fini di garantire un corretto equilibrio nella rappresentanza delle diverse categorie di soggetti partecipanti, è in corso di valutazione la possibilità di aggregare soggetti analoghi attraverso sistemi fiduciari e distinguere il voto dei membri dalla quota societaria. Inoltre, l'approvvigionamento dei comuni risulta essere vincolato alla creazione di gare di appalti pubblici a livello nazionale tramite CONSIP. Un soggetto quale Acea Pinerolese, per conto del CPE, assume un ruolo importante nella fattibilità del progetto poiché nella sua giurisdizione costituisce un tramite per la compresenza di soggetti pubblici e privati. Va specificato che tale situazione, pur non essendo un'eccezione unica, non costituisce soluzione sistematica adatta a qualsiasi contesto.

Autorizzazione allo scambio di energia tra soggetti diversi - Ad oggi le modalità possibili di aggregazione di soggetti diversi comprendono la possibilità di associarsi allo scopo di vendere o comprare energia, ma non contemplano alcun tipo di scambio. In questa direzione la legislazione nazionale, in recepimento alle direttive europee, ha demandato all'Autorità l'individuazione di possibili forme di aggregazione che valorizzino anche economicamente un tipo di scambio alternativo a quello dello scambio sul posto e la determinazione dei limiti entro cui le CE di nuova costituzione possono agire. Il quadro normativo in rapido aggiornamento rende essenziale la sperimentazione dei progetti pilota sul territorio, quali la CE pinerolese e l'interlocuzione con l'Autorità dell'energia e gli altri enti legislativi locali e nazionali. In merito a questo, la creazione della OFZ Pinerolese agevola l'ottenimento della qualifica di progetto pilota, nell'ottica di una sperimentazione

che possa fornire indicazioni utili alle modalità di realizzazione delle future CE e in maniera da individuare nuovi modelli che possano costituire un sistema strutturato e regolamentato in grado di operare entro il panorama energetico nazionale.

Vincoli economici

I vincoli di carattere economico riguardano il prezzo dell'energia nelle diverse componenti tariffarie previste (materia energia, trasporto, oneri di sistema) e secondo la direzione dell'energia scambiata all'interno o all'esterno della rete locale e nazionale. Risulta necessario determinare se la CE possa definire autonomamente il prezzo dell'energia scambiata internamente, ma questo comporta necessariamente l'interlocuzione con l'Autorità e i fornitori del servizio di distribuzione e trasporto. Infine, è da definire in che misura le nuove CE possano accedere agli incentivi economici esistenti e risultare accessibili e convenienti pur non essendo soggetti competitivi sul mercato libero dell'energia. In questo caso il Decreto Milleproroghe (Art. 42-bis) ribadisce la presenza della componente tariffaria degli oneri di sistema su tutta l'energia scambiata sia internamente alla CE che con la rete nazionale e prevede l'incentivazione alla sola energia prodotta da impianti di nuova realizzazione. All'autorità è demandata la definizione delle altre componenti volte a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo in alternativa al meccanismo dello scambio sul posto.

25. CONSIDERAZIONI SUGLI SCENARI IPOTIZZATI

Bilancio energetico mensile dell'Ambito AV.

La valutazione del contributo al consumo totale elettrico per ogni tipologia di utenza riferisce che quasi i tre quarti del fabbisogno annuale sono costituiti dai consumi municipali, ma occorre tenere in considerazione che in questo scenario sono state incluse solo 17 aziende. Il mix energetico di produzione elettrica rinnovabile si basa su cinque tipologie di risorse differenti, le principali sono la produzione da biomassa e idroelettrico da acqua fluente. Complessivamente, lo scenario allo stato di fatto denota che la produzione rinnovabile attuale è in grado di sopperire al fabbisogno energetico nei soli mesi estivi, poiché vi è combinazione temporale tra la contrazione dei consumi e il picco massimo della produzione in particolare per le fonti che subiscono variazioni stagionali estive, come il fotovoltaico. L'indicatore dell'autoconsumo misurato annualmente è poco significativo e ai fini della redazione del bilancio va osservato almeno su base mensile. In conseguenza a quanto affermato prima, è possibile notare come il limite minimo del 70% di autoconsumo imposto dalla legge regionale è rispettato nei soli mesi estivi. Includendo, oltre alla produzione esistente, la producibilità potenziale data dallo sfruttamento delle risorse locali (biomassa disponibile e radiazione solare riferita solamente al 30% del totale degli edifici disponibili), la copertura del fabbisogno si estende ai mesi delle stagioni intermedie, lasciando scoperti i soli mesi invernali, che costituiscono però il picco di consumo annuale. In questo modo, l'aumento della produzione rinnovabile basata principalmente sulla fonte solare pone la questione della discontinuità giornaliera nella produzione di energia elettrica. Inoltre, uno scenario di questo tipo, l'impossibilità di modulare la produzione da fotovoltaico e gli elevati costi economici e ambientali dei sistemi di accumulo, porterebbero facilmente a optare per l'immissione delle eccedenze in rete, molto elevate nei mesi estivi che determinerebbero il superamento del limite imposto dalla legge regionale che vieta di vendere esternamente più del 30% della produzione locale. Una soluzione a questo problema potrebbe essere risolta incrementando nello scenario la presenza di soggetti che consumano in quelle fasce orarie e in quei mesi dell'anno.

Nelle valutazioni riguardanti l'energia termica risulta chiaro che la maggior parte del consumo complessivo è determinato dal fabbisogno delle utenze domestiche. Questa osservazione potrebbe essere falsata dal fatto che i dati comunali non erano disponibili e le utenze aziendali considerate erano soltanto 17 sul totale delle 70 presenti nel CPE. Il fabbisogno termico allo scenario dello stato di fatto è soddisfatto dalla produzione delle caldaie degli impianti singoli o centralizzati propri ad ogni utenza e basati principalmente sulla fonte non rinnovabili del gas naturale. La produzione termica rinnovabile esistente si basa principalmente sulla tecnologia degli impianti a biomassa, la maggior parte dei quali sono caldaie di piccola taglia a pellet, incentivati dalle politiche energetiche nazionali. Nel bilancio energetico mensile allo stato di fatto tale produzione è ben lontana dalla copertura del fabbisogno, poiché la quota di autoconsumo non supera il 10% in nessun mese dell'anno. Nell'ipotesi simulata attraverso lo scenario di intervento, l'incremento della produzione rinnovabile permette di coprire il fabbisogno solo nei mesi iniziali e finali della stagione di riscaldamento, quando l'ammontare del fabbisogno si riduce in conseguenza ai valori più bassi del delta delle temperature. Ciò comporterebbe basare l'approvvigionamento termico su più di un sistema di generazioni, o prevedere una combinazione del servizio di teleriscaldamento, da estendere a numerose utenze con ingenti costi di investimento, con una produzione rinnovabile di piccola taglia distribuita a tutte le utenze. Risulta evidente che basare la produzione di energia termica sullo sfruttamento della risorsa solare creerebbe un eccesso di produzione nella stagione estiva quando il consumo termico per la sola acqua calda sanitaria non giustificerebbe tutta la produzione eccedente. In conclusione, il solare termico potrebbe aumentare l'autoconsumo delle singole utenze, ma non essere un sistema di produzione per la comunità energetica nel suo insieme.

Bilancio energetico mensile degli Ambiti ASV.

Negli scenari ASV1, ASV2, ASV5 e ASV6 le diverse tipologie di utenze contribuiscono omogeneamente al consumo elettrico totale (circa il 30% ciascuna). Nell'ambito ASV3 della Val Chisone la situazione varia leggermente a seguito della presenza di utenze aziendali (H) molto energivore; mentre nell'ambito ASV4 si assiste a una sproporzione dovuta all'assenza di industrie manifatturiere sul territorio. Nei contesti montani la fonte idrica costituisce la risorsa principale per la produzione di elettricità ed è già ampiamente sfruttata. Al contrario, per i comuni localizzati nella fascia pedemontana, (ambito della Val noce esteso alla pianura a nord di Pinerolo) le centrali a biomassa costituiscono quasi il 90% della produzione totale e negli altri comuni di pianura le fonti principali sono il biogas e il fotovoltaico. Considerando l'incremento di produzione da biomassa e fotovoltaico dello scenario di intervento ipotizzato, i territori montani amplierebbero il mix energetico disponibile diversificandolo, mentre i comuni della fascia pedemontana e di pianura, vedrebbero uno sbilanciamento nel ventaglio di risorse rinnovabili disponibili dato dall' incremento del contributo del fotovoltaico sul totale

della produzione. Se consideriamo la possibilità per ciascuno degli ambiti sovracomunali di costituire una comunità energetica indipendente, allo stato di fatto solo due ambiti su sei raggiungono un completo soddisfacimento del fabbisogno energetico in ogni mese dell'anno: la Valle Germanasca (ASV2) e la Val Noce (ASV4). Entrambi hanno eccedenze di produzione. Nel primo caso il picco massimo è raggiunto nei mesi primaverili e autunnali, in riferimento agli impianti idroelettrici ad acqua fluente; mentre nel secondo caso l'eccesso di produzione è in parte costante, in riferimento alla produzione da biomassa e in parte presenta un picco estivo in riferimento alla produzione fotovoltaica. Allo stato di fatto i due ambiti sovracomunali montani della Val Pellice (ASV1) e della Val Chisone (ASV3), raggiungono la soglia di autoconsumo mensile imposta dalla legge regionale, ma la copertura del fabbisogno è assicurata solamente nei mesi estivi e primaverili nel caso di ASV1 e solo nei mesi estivi nel caso di ASV3; qui il divario tra consumo e produzione nei mesi invernali risultano ulteriore rispetto agli altri contesti montani, probabilmente a causa di un incremento nei consumi dovuto alla stagione turistica invernale. I due ambiti sovracomunali in zona di pianura non raggiungono il limite minimo di autoconsumo richiesto e in nessun mese dell'anno la produzione esistente copre il fabbisogno energetico. In particolare, nell'ambito ASV5 la differenza tra fabbisogno e produzione si riduce ai minimi termini nei mesi estivi, in conseguenza a una diminuzione generale dei consumi e l'incremento della produzione basata sul sistema fotovoltaico. L'ambito ASV6, coincidente con la città di Pinerolo, è rappresentativo della situazione di un centro urbano di medie dimensioni nel quale le utenze sono accentrate laddove le risorse naturali disponibili sono limitate. L'unica risorsa rinnovabile, già largamente sfruttata, è il biogas. Per la città di Pinerolo l'autoconsumo mensile si attesta attorno al 20% durante tutto l'anno. Se si considera lo scenario di intervento, sempre in riferimento all'ambito ASV6, il risultato del bilancio mensile rimane invariato poiché la quota di produzione aggiuntiva, basata unicamente sullo sfruttamento della risorsa fotovoltaica, non è sufficiente a soddisfare il fabbisogno. Dato il numero e la tipologia di utenze presenti sul territorio comunale, questo tipo di risorsa non risulta compatibile e mette in evidenza come la grande città abbia bisogno di mettersi in relazione con altri contesti territoriali. Un caso simile è quello dello scenario ASV5, poiché i comuni di pianura non disponendo della risorsa forestale, possono fare affidamento principalmente al sistema fotovoltaico che, per quanto garantisca una copertura del fabbisogno nella stagione primaverile ed estiva, non contribuisce a colmare il divario del bilancio energetico invernale. I risultati più interessanti li si ottiene per gli ambiti montani. In particolare, nel caso della Val Chisone (ASV3) un incremento della produzione rinnovabile del tipo considerato aumenta la produzione nei periodi dell'anno, in cui già allo stato di fatto era soddisfatto il requisito dell'autoconsumo, e negli stessi mesi ne aumenta la garanzia e la continuità di approvvigionamento, poiché consente di fare affidamento sulla produzione costante della biomassa, anziché su quella discontinua fotovoltaica. Di contro, l'eccesso di produzione che può essere ceduta sulla rete supera i limiti di legge consentiti. Analogamente, il superamento dei limiti previsti per l'eccesso di produzione avviene anche negli scenari ASV1 e ASV2. Tale eccesso potrebbe però essere scambiato tra le comunità energetiche dei diversi ambiti territoriali sovracomunali e costituire un'ulteriore forma di autoconsumo collettivo tra comunità.

Come nello scenario ipotizzato per l'ambito AV, per tutti gli ambiti sovracomunali il consumo termico osservato dipende principalmente dal fabbisogno delle utenze domestiche. La produzione rinnovabile esistente è molto diversa tra i vari ambiti sovracomunali. Negli ambiti ASV1, ASV3 e ASV6 è presente una rete di teleriscaldamento, ma in tutti e tre i casi si tratta di una rete limitata al servizio di utenze locali situate nell'area limitrofa all'impianto. In tutti gli ambiti, a eccezione del ASV6, la risorsa rinnovabile principalmente utilizzata allo stato di fatto è la biomassa. Allo stato di fatto in nessuno degli ambiti l'autoconsumo mensile supera il 10% e la produzione esistente è irrisoria rispetto all'ammontare del fabbisogno termico. Negli scenari di intervento relativi agli ambiti sovracomunali, la produzione a partire dalla risorsa solare non è in grado di sopperire al fabbisogno poiché ha un andamento stagionale che non coincide con la stagione di riscaldamento, a eccezione come già detto per l'Ambito AV dei mesi di inizio e fine stagione. L'unica eccezione è la valle Germanasca (ASV) poiché la grande disponibilità della risorsa boschiva consente di soddisfare le necessità in tutti i mesi dell'anno, ottenendo anche un eccesso di produzione.

Bilancio energetico mensile dell'ambito CE6.

La comunità energetica così come individuata nel nucleo fondativo soddisfa tutti i requisiti minimi previsti dalla legge e i criteri di valutazione del bando. I soggetti coinvolti si differenziano per tipologia di utenze e lo scenario descritto presenta una pluralità e un interessante grado di diversificazione delle risorse rinnovabili. Per quanto riguarda l'energia elettrica, in questo ambito l'utenza aziendale è quella che determina la maggiore quota di consumo. Il fabbisogno totale annuale supera significativamente il limite minimo previsto dalla legge e ha un andamento mensile pressoché costante, dovuto al fatto che è determinato per la maggior parte dalle richieste industriali di produzione. La produzione elettrica, basata

principalmente sulla produzione da biogas di ACEA, consente di coprire il fabbisogno in tutti mesi, a eccezione di quelli invernali, raggiungendo una quota di autoconsumo del 100%. Inoltre, il 99% dell'energia è prodotta da fonte rinnovabile, per cui risulta soddisfatto anche il requisito della quota minima da RES. Infine, l'eccesso della produzione non eccede oltre i limiti del 30% e può quindi essere valorizzato vendendolo sulla rete nazionale.

Per quanto concerne il bilancio termico, anche in questo caso il consumo è principalmente dovuto alle utenze aziendali e supera la soglia minima di consumo annuale, ma a differenza del bilancio elettrico l'andamento mensile vede una quota di fabbisogno fissa in tutti i mesi dell'anno, dovuta alla richiesta per la produzione industriale e una quota di consumo termico variabile in relazione all'andamento del delta di temperatura invernale, valido per tutte le utenze. Considerando la produzione termica unicamente ottenuta dalla rete di teleriscaldamento di API, la produzione totale non permette di raggiungere la quota minima di autoconsumo richiesta, sebbene possa offrire buone opportunità di sviluppo. Se si considera anche la produzione dalle singole caldaie dei soggetti coinvolti, l'autoconsumo è pari al 100%. Ciò che cambia è la percentuale di produzione da RES: nel primo caso è pari al 10%, nel secondo al 24%. In conclusione, per quanto riguarda l'energia termica emerge la necessità di implementare i criteri di valutazione e diversificare i requisiti minimi per questo vettore.

A seguito della valutazione delle risorse disponibili localmente è possibile affermare che la disponibilità della risorsa boschiva è presente nei soli comuni di San Pietro Val Lemina, Cantalupa e Roletto e la frazione utile alla produzione di energia è circa l'80% di quella accessibile. Questo è dovuto al fatto che entrambi i comuni sono localizzati in area pedemontana, facilmente raggiungibile dai mezzi di lavoro, priva di aree protette e zone a particolare rischio idrogeologico. È bene considerare che in questo ambito vi sono forti limitazioni alla realizzazione di centrali a biomassa poiché tutti i comuni, a esclusione di Cantalupa, sono sottoposti a vincolo di tipo B.

La producibilità da radiazione solare è stata valutata selezionando gli edifici delle utenze aziendali e comunali che erano sprovvisti di impianti pertanto, il contributo principale risulta essere quello degli edifici municipali, poiché sono presenti in numero maggiore e dispongono di ampie superfici di copertura. Il primo scenario di intervento ipotizzato, riguardante l'implementazione della produzione elettrica, vede un aumento della produzione rispetto allo stato di fatto e la possibilità di coprire il fabbisogno energetico in tutti i mesi dell'anno. Questo però comporta anche un'eccedenza nei mesi estivi della produzione maggiore di quella consentita dalla legge. La risorsa energetica principale continua essere il biogas. rispetto allo scenario di fatto si riscontrano maggiori differenze se si considera lo sfruttamento delle risorse disponibili per la produzione di energia termica. Il mix energetico risulta ampliato e la quota di produzione rinnovabile supera la metà di quella totale. Osservando il bilancio mensile, la produzione rinnovabile risulta sempre superiore al consumo il che fa presupporre che sia possibile ridurre o addirittura eliminare l'utilizzo del gas naturale come vettore energetico. Questo implicherebbe una riorganizzazione del sistema di distribuzione e di generazione sia a livello centralizzato che autonomo. Infine, lo sfruttamento della risorsa biomassa può costituire un'opportunità ulteriore per l'implementazione della rete di teleriscaldamento a servizio di un maggior numero di utenze.

Bilancio elettrico orario dell'ambito CE6

Allo stato di fatto, nell'ambito della comunità CE6 la produzione oraria consente di coprire il fabbisogno elettrico, garantendo la quota minima di autoconsumo richiesta e assicura la sostenibilità economica dell'operazione, consentendo un modesto guadagno complessivo annuale. Questo limita il prelievo di energia elettrica dalla rete nazionale nelle sole ore notturne e serali e vede l'immissione sulla stessa delle eccedenze di produzione nelle ore centrali della giornata. Ciò avviene in tutti i giorni tipo considerati e in entrambe le stagioni analizzate, ma con livelli quantitativi variabili. Tuttavia, il guadagno derivante costituisce una cifra irrisoria non sufficiente a supportare investimenti, pertanto disponendo di un maggior numero di dati reali, sarebbe indicato implementare il numero di soggetti coinvolti per fare valutazioni più precise. In questo scenario, all'aumento dei sistemi di produzione sarebbe preferibile un piano sistematico di interventi per l'efficientamento energetico che coinvolga le diverse utenze facenti parte della comunità.

CONCLUSIONI

La valutazione dell'intero territorio afferente all'ambito V è servita a esplorare il territorio nell'insieme delle sue complessità e potenzialità, ma è la vastità stessa del territorio a porre dei limiti alla costituzione di una comunità energetica che lo comprenda interamente. In questo modo infatti, verrebbe a mancare la partecipazione dei diversi soggetti membri, il cui diretto coinvolgimento nella gestione delle risorse energetiche locali e nella definizione delle strategie di sviluppo costituisce una delle caratteristiche fondamentali l'istituzione della comunità energetica. Per questa ragione, è lecito ipotizzare un modello che all'interno del territorio della Oil Free Zone preveda una pluralità di CE a scala sovracomunale tra loro confederate, in grado di scambiare reciprocamente le eccedenze di produzione, una volta massimizzato l'autoconsumo collettivo interno a ciascuna. A tal proposito i risultati dei bilanci energetici dei singoli ambiti sovracomunali hanno permesso di valutare il grado di autoconsumo di ciascuno e il grado di compatibilità dei rispettivi profili di produzione e di consumo mensile. Procedendo in questa direzione potrebbero coesistere più livelli di aggregazione energetica fra loro organizzati gerarchicamente sia nello spazio che nelle modalità di governance territoriale.

La creazione di una pluralità di CE, afferenti alla stessa realtà territoriale e confederate, genera un modello di organizzazione distribuito ovvero una comunità di comunità (o cooperativa di cooperative) diffuse nello spazio e interconnesse fisicamente per lo scambio di risorse energetiche o di altro tipo, come ad esempio la condivisione di servizi accessori all'infrastruttura energetica. Gli elementi caratterizzanti i diversi contesti ambientali e antropici sono le differenze strutturali di ogni ambito sovracomunale, che costituiscono le opportunità principali per il sistema che si sta descrivendo, e mettono i soggetti in pari relazione. Tale condizione può essere mantenuta, gestita e garantita da un livello di aggregazione verticale, a scala ampia che assicuri l'equa rappresentanza e partecipazione dei soggetti coinvolti e che mantenga sia un ruolo strategico, volto alla ricerca di soluzioni comuni a problemi collettivi, sia un ruolo operativo, che possa aggregare la domanda delle molteplicità individuali, che difficilmente avrebbero accesso agli strumenti necessari per attuare progetti di trasformazione territoriale.

Tale modello può generare conseguenze evidenti nell'organizzazione spaziale del territorio. Ad ogni livello la comunità è costituita da molteplici e diversi attori, come richiesto dal bilancio energetico ed economico e l'armonizzazione delle necessità e delle caratteristiche proprie a ciascuno, può generare ripercussioni sulla loro convivenza nello spazio. Ciò richiede una complessa integrazione dei diversi aspetti della pianificazione territoriale, ma disponendo degli strumenti funzionale ad una gestione ottimale della stessa, è possibile perseguire e raggiungere obiettivi di sostenibilità, le cui tematiche fondamentali (ambiente/economia/società/diversità culturale) ben si relazionano con l'aspetto energetico.

La possibilità di partecipare al bando regionale e dare avvio alla realizzazione del progetto ha reso necessario la definizione di uno scenario di partenza (Ambito CE6) e la selezione dei soggetti disponibili e pronti ad attivarsi nel breve periodo. Un'altra ragione pragmatica all'avanzare dello stato di realizzazione del progetto riguarda la possibilità di costituirsi un soggetto con personalità giuridica in grado di interloquire con l'Autorità e il legislatore competente, passaggio fondamentale per l'ottenimento dello status di "progetto pilota", che da avvio al riconoscimento della sperimentazione locale.

Seppur preliminari, le valutazioni su base mensile e oraria condotte per il nucleo fondativo della CE Pinerolese hanno contribuito a definire la performance energetica allo stato di fatto e quantificare l'entità delle risorse coinvolte, evidenziando margini di miglioramento che necessitano di ulteriori approfondimenti. Limitatamente ai pochi dati a disposizione, l'analisi si è ristretta alle utenze per le quali erano disponibili le informazioni reali; tali criticità si sono trasformate nell'opportunità di studiare modelli di simulazione dei dati, che una volta validati sulla base di un maggior numero di campioni, possono tornare utili in applicazione ad altri contesti simili o per analisi più approfondite, ad integrazione della procedura metodologica individuata nel presente elaborato. In particolare, si rende necessaria una valutazione economica che approfondisca scenari possibili di intervento basati sul risparmio energetico ed economico dei diversi soggetti in relazione al diverso grado di autoconsumo interno e alle diverse possibilità di relazione con la rete nazionale, nonché nella definizione delle modalità di creazione dei servizi di distribuzione, monitoraggio e contabilizzazione dell'energia all'interno della CE e della valorizzazione monetaria dei benefici economici a breve e lungo termine sul territorio e sulle imprese.

Il fine della comunità energetica si conferma essere quello di massimizzare lo scambio interno e l'autoconsumo collettivo istantaneo, limitando il prelievo e l'immissione di energia sulla rete nazionale esterna, in quanto il valore economico determinato dal mercato libero dell'energia non permetterebbe alle CE, nate senza finalità di lucro, di risultare un soggetto competitivo operante sul mercato; tale considerazione supporta la valutazione della configurazione UVAM non compatibile con il modello di aggregazione della CE pinerolese. Altro obiettivo è quello di massimizzare le risorse esistenti, limitando

il ricorso a ulteriori investimenti o finanziamenti per la creazione di nuovi impianti di produzione o per l'installazione di sistemi di accumulo, che risultano non soltanto economicamente dispendiosi, ma anche impattanti a livello ambientale. Per questo, la ricerca della configurazione ottimale tra qualità e quantità di utenze di consumo e di sistemi di produzione RES, si deve basare sul monitoraggio dei profili orari di consumo e sulla composizione equilibrata di un insieme di soggetti diversi tra loro complementari nelle modalità di utilizzo dell'energia. A tal proposito è imprescindibile la disponibilità di ingenti quantità di dati reali o di modelli di simulazione organizzati in un atlante dei profili orari di consumo e produzione da cui attingere per configurare e confrontare la pluralità delle possibili modalità di aggregazione differenti.

Il territorio Pinerolese si presta ad essere un interessante laboratorio di sperimentazione in quanto costituisce un caso studio unico nel panorama delle altre CE italiane. Non beneficiando della proprietà della rete di distribuzione, come nel caso delle cooperative storiche, né costituendo un territorio circoscritto, come nel caso delle comunità di Benetutti o Melpignano, dispone di alcuni punti di forza che hanno motivato i soggetti promotori all'avvio di un tale progetto. Il territorio vasto ed eterogeneo presenta già allo stato attuale una produzione RES esistente diffusa e ben distribuita sul territorio. Inoltre, la presenza di un'azienda di servizi multi-utility, quale ACEA Pinerolese, contribuisce a suggerire una visione collettiva della gestione dei servizi energetici, riconosciuta e condivisa dalla maggior parte dei beneficiari. Ancora più emblematico è il ruolo del CPE, portavoce del senso di comunità insito nel tessuto economico e sociale del territorio; già ricco di esperienze di collaborazione e forme di cooperazione tra diversi soggetti e indice dell'appartenenza della comunità al carattere identitario del territorio. Questo costituisce un aspetto di primaria importanza poiché maggiore è il coinvolgimento e l'iniziativa della popolazione locale (processo bottom-up), maggiore è la garanzia di sostenibilità a lungo termine del progetto di CE, in quanto concreta manifestazione dei bisogni e delle necessità legate alle specificità contestuali.

A seguito dell'analisi complessiva dello stato di fatto, i punti critici riguardano la necessità di ulteriori studi di fattibilità tecnico-economica, a partire da un maggior numero di dati energetici orari e di interlocuzione con enti locali e nazionali preposti alla definizione della regolamentazione dello scambio energetico e delle modalità di remunerazione dello stesso. Osservando il quadro normativo in rapida evoluzione è bene tener presente che esso può costituire un supporto, ma anche un ostacolo, qualora limiti le possibili realizzazioni, in azioni che non coincidono con le linee di indirizzo strategico preventivate. Ne è un esempio, la recente approvazione dell'emendamento al Decreto Milleproroghe, recante le disposizioni nazionali in materia di rinnovabili e comunità dell'energia, in recepimento alle Direttive Europee, che non contempla tra le configurazioni possibili la creazione di CE in contesti in cui sono già presenti impianti di produzione e imponendo una soglia massima di potenza installata, limita di fatto l'applicazione delle CE solamente a determinati contesti. Sebbene le linee di indirizzo europee diano precise indicazioni sul riconoscimento, in termini economici, dei benefici sociali e ambientali generati dalla CE, l'attuale organizzazione del mercato libero dell'energia, specialmente quello elettrico, vede una molteplicità di stakeholder fornitori dei diversi servizi energetici che rende frammentata e complessa la possibilità di negoziazione del prezzo dell'energia, con il rischio di non riuscire a rendere accessibili i costi operativi della CE. Infine, il quadro legislativo impone forti vincoli anche per quanto riguarda le forme giuridiche di partecipazione tra soggetti diversi, poiché la tendenza finora è sempre stata la separazione tra pubblico e privato. Nell'intenzione di contribuire alla definizione delle politiche energetiche nazionali da adattare ai diversi contesti locali, è in atto la creazione di un'associazione delle CE italiane, che condividendo esperienze e buone pratiche dal basso, si faccia portavoce delle istanze comuni nelle sedi previste per la definizione dei processi decisionali.

Nel contesto pinerolese sussistono molteplici opportunità offerte sia dallo scenario più ampio della normativa europea, sia dalla normativa regionale, ma ancor di più da alcune spinte locali quali la creazione della Oil Free Zone Pinerolese, che vede le amministrazioni pubbliche interessate a promuovere ed attivare politiche di efficientamento energetico e l'interesse di molte aziende del territorio, tra cui molte aziende prosumer i cui incentivi economici per l'energia rinnovabile stanno per concludersi e pertanto, potrebbero risultare disposte a vendere l'energia a un prezzo conveniente all'interno della CE. Nel transire verso un sistema di approvvigionamento energetico basato principalmente sulle fonti RES, i benefici a lungo termine generati avrebbero dirette conseguenze sull'ambiente. Innanzitutto, per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica ed altri gas a effetto serra, in seconda istanza per un miglioramento nella gestione delle risorse ambientali e nella pianificazione sostenibile delle stesse che porterebbe ad una maggiore attenzione verso il patrimonio naturale ed antropico esistente, specialmente nelle aree marginali dei territori montani. Tali considerazioni implicano conseguenze dirette sullo sviluppo economico del territorio, legato alle specificità locali, come ad esempio la gestione della risorsa boschiva. Un ulteriore beneficio a medio lungo termine risulta quindi comprendere sia l'incremento di opportunità occupazionali, sia una maggiore attrattività di investimenti, oculatamente indirizzabili alla ricerca e allo sviluppo tecnologico

e a misure di efficientamento energetico. Queste ultime contribuiscono all'incremento del valore del patrimonio costruito e anche ad un notevole risparmio economico che, se redistribuito da attente e mirate politiche energetiche locali, può migliorare l'accesso alle risorse delle fasce della popolazione economicamente più svantaggiate e ridurre le situazioni di povertà energetica. Pertanto, emerge chiaramente il ruolo sociale della CE. Nella sua istituzione promuove la cooperazione e la coesione sociale e facendo partecipare attivamente i soggetti coinvolti nella gestione delle risorse energetiche, contribuisce a creare maggiore consapevolezza nell'uso dell'energia e maggiore responsabilità degli utenti finali nella progressiva riduzione e ottimizzazione dei consumi. Questo può avvenire solamente a garanzia di forme di partecipazione e governance che assicurino una rappresentanza equilibrata delle diverse categorie dei soggetti interessati e coinvolti.

In conclusione, ogni progetto di Comunità Energetica deve essere adattato al contesto territoriale locale; per questo la metodologia qui elaborata può risultare uno strumento utile, offrendo una procedura che andrà riempita di contenuti diversi a seconda del contesto applicativo. La CE qui presentata può costituire un elemento chiave nel processo di transizione energetica verso configurazioni basate su sistemi energetici distribuiti e reti più flessibili e resilienti. La messa in atto di un simile modello in contesti altamente urbanizzati risulta difficile e lascia spazio alla definizione di diverse strategie, mentre può trovare maggiore applicazione nei territori marginali o periferici, che sovente nel panorama nazionale necessitano di politiche di sviluppo locale economico e sociale. La CE può allora costituire un punto di partenza ed essere promotore di un processo di transizione che non interessa solamente l'aspetto energetico, ma costituisce un laboratorio politico, sociale e ambientale. In questo è possibile sperimentare e realizzare nuove forme di collettività e cooperazione, intervenendo anche nella ridefinizione dei sistemi dei servizi, della mobilità, del lavoro e del welfare. Una riorganizzazione che possa includere iniziative dal basso e produrre valore per la cittadinanza, migliorando la qualità della vita dell'intera comunità.

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

❖ INTRODUZIONE

- [1] AA.VV., *Prototype for the self-sufficient city*, Master in City and Technology A.Y 2015/2016, Institute for advanced architecture of catalonia - iacc, Barcelona;
- [2] Arup and The Rockefeller Foundation, *City Resilience Framework*, ARUP & Partners, UK, April 2014, pp. 4;
- [3] Barolini Andrea, *Come creare 65 milioni di posti di lavoro? Basta salvare il clima*, articolo del 26/09/2018, in *Valori.it - Rivista di finanza etica ed economia sostenibile*, Dossier Novembre 2019 (<https://valori.it>), ultima consultazione 13/01/2020;
- [4] Covenant of Mayors, (<https://www.covenantofmayors.eu/en/>), ultima consultazione 13/01/2020;
- [5] Donella H. Meadows, Dennis L. Meadows, Jørgen Randers William W. Behrens III, (pref. di Aurelio Peccei), *The Limits to Growth*, Club di Roma, MIT, 1972;
- [6] Global Commission on the Economy and Climate (<https://newclimateeconomy.net/content/press-release-bold-climate-action-could-deliver-us26-trillion-2030-finds-global-commission>), ultima consultazione 13/01/2020;
- [7] Guallart Vicente, *The self sufficient city. Internet has changed our lives but it hasn't changed our cities, yet*, Ed. Actar, Barcellona, 2014;
- [8] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (<https://www.ipcc.ch>), ultima consultazione 13/01/2020;
- [9] Kooolhaas Rem, *What Ever Happened to Urbanism?*, in S,M,L,XL, OMA, (with Bruce Mau), The Monicelli Press, New York, 1995, pp. 959/971;
- [10] Latouche Serge, *La scommessa della decrescita*, Feltrinelli, Milano 2007;
- [11] Malthus Thomas Robert, *Principles of political economy considered with a view to their practical application*, Pickering William, London 1836;
- [12] Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Educazione, la Scienza e la Cultura (UNESCO), Dichiarazione Universale sulla Diversità Culturale, Art.1 - 3, 31^a sessione della Conferenza Generale dell'UNESCO, Parigi, 2 Novembre 2001;
- [13] Tulliani Jean Marc, *Sostenibilità di processi e prodotti nei materiali per l'architettura*, Corso di Laurea Magistrale in Architettura per il progetto Sostenibile, Politecnico di Torino, A.A. 2017-2018;
- [14] United Nation Office for Disaster Risk Reduction (<https://www.unisdr.org>), ultima consultazione 12/01/2020;
- [15] United Nation, Sustainable development goals (<https://www.un.org/sustainabledevelopment/sustainable-development-goals/>), ultima consultazione 12/01/2020;
- [16] United Nation, World Commission on Environment and Development, *Our Common Future (Rapporto Brundtland)*, Oxford University Press, Oxford, 1987;
- [17] United Nations Conference on Environment and Development (UNCED), *Programma d'azione AGENDA 21*, Rio de Janeiro, giugno 1992;
- [18] van Vuuren et al., *Towards New Scenarios for the Analysis of Emissions: Climate Change, Impacts and Response Strategies*, Intergovernmental Panel on Climate Change Secretariat (IPCC), Geneva, Switzerland, 2008.

❖ STATO DELL'ARTE

▪ TRANSIZIONE ENERGETICA

- [19] Direttiva Europea 2009/28/EC Sulla promozione dell'uso delle risorse energetiche rinnovabili, del 23 Aprile 2009;
- [20] European Commission, Energy roadmap 2050, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2012;
- [21] Istituto Affari Internazionali (IAI), (<https://www.iai.it/it>), ultima consultazione 26/01/2020;
- [22] Istituto per l'Enciclopedia Treccani, (<http://www.treccani.it>), ultima consultazione 13/01/2020;
- [23] Toni Federico, *Lo stato della green economy in Italia e nel mondo. Il Rapporto e le proposte degli Stati generali della green economy 2018*, Fondazione per lo sviluppo sostenibile, Alleanza Italiana per lo Sviluppo Sostenibile (ASVIS), Novembre 2018;

▪ DEFINIZIONE CE

- [24] Enel Distribuzione S.p.A. (<https://www.e-distribuzione.it>), ultima consultazione 26/01/2020;
- [25] Roberts Joshua, Frieden Dorian, d'Herbemont Stanislas, *Energy Community definition. Explanatory Note*, Compile Project, European Union Horizon 2020, UE, Maggio, 2019;
- [26] Terna S.p.A. (<https://www.terna.it/it>), ultima consultazione 26/01/2020;

▪ RIFERIMENTI LEGISLATIVI EUROPEI

- [27] Clean Energy for All Europeans Package, (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>), ultima consultazione 29/01/2020;
- [28] Comunicazione della Commissione Europea (COM 2010), *Strategia Europa 2020. Una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva*, Bruxelles, 03/03/2010, (<http://focus.formez.it/sites/all/files/Europa2020.pdf>), ultima consultazione 29/01/2020;
- [29] Comunicazione della Commissione Europea (COM 2012-885), *Energy Roadmap 2050*, Lussemburgo, 2012;
- [30] Comunicazione della Commissione Europea (COM 2015), *Pacchetto Unione dell'energia. Una strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici*, Bruxelles, 25/02/2015;
- [31] Council of European Energy Regulators (CEER), *Renewable Self-Consumers and Energy Communities*, Bruxelles, 25 giugno 2019;
- [32] Direttiva Europea 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, 13 ottobre 2003, *Istituzione di un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella comunità* (Burden Sharing), (G.U. del 25/10/2003);
- [33] Direttiva Europea 2009/29/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, 23 aprile 2009, *Modifica alla direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra*, (G.U. del 05/06/2009);
- [34] Direttiva Europea 2010/31/EU del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 maggio 2010, Sulla prestazione energetica degli edifici (EPBD), pubblicata in G.U. del 18/06/2010;
- [35] Direttiva Europea 2012/27/ EU del Parlamento Europeo e del Consiglio, 25 ottobre 2012, Sull'efficienza energetica (EPBD II Recast) che modifica la Direttiva 2009/125/CE, 2010/30/EU e sostituisce le Direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE;
- [36] Direttiva Europea 2018/2001/EU del Parlamento Europeo e del Consiglio, 11 Dicembre 2018, Promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili (G.U. 21/12/2018);
- [37] Green New Deal, (https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it), ultima consultazione 29/01/2020;

- [38] Smart City, definizione (<https://iate.europa.eu/entry/result/3530623/all>), ultima consultazione 29/01/2020;
- RIFERIMENTI LEGISLATIVI NAZIONALI
- [39] D.L. n. 162 del 30 dicembre 2019, Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica, Art. 42-bis "Innovazione in materia di Autoconsumo da fonti rinnovabili"(G. U. del 31/12/2019);
- [40] D.Lgs. n. 79 del 16 Marzo 1999, *Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica* (Decreto Bersani), in recepimento alla Direttiva Europea 96/92/CE del 15 Dicembre 1996;
- [41] L.N n.124 del 7 agosto 2015, Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche (Legge Madia) , (G.U. n. 187 del 13 agosto 2015);
- [42] L.N. n. 221 del 28 Dicembre 2015, *Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali*, Art. 7, (G.U. n. 13 del 18/01/2016);
- [43] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, *Strategia energetica nazionale (SEN)*, 2017;
- [44] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e Trasporti, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)*, 31 Dicembre 2018 (<https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Testo-integrale-SEN-2017.pdf>), ultima consultazione 29/01/2020;
- RIFERIMENTI LEGISLATIVI REGIONALI
- [45] D.G.R. n. 42-5805, 20 Ottobre 2017, 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, sottoscritto il 9 Giugno 2017, ai sensi dell'Art.10, comma 1, lettera d) della Legge n. 88/2009 – Regione Piemonte
- [46] L.R. n.12, 3 Agosto 2018, *Promozione e istituzione delle comunità energetiche*, Regione Piemonte, approvata il 25 Luglio 2018 dal Consiglio Regionale della Regione Piemonte;
- [47] D.G.R. n. 18-8520, 8 Marzo 2019, *Disposizioni attuative e approvazione, per l'anno 2019, dei criteri per il sostegno finanziario – Regione Piemonte*
- [48] D.C.R. n 364-6854, 25 Marzo 2019, *approvazione del Consiglio Regionale al Piano Regionale di Qualità dell'Aria (PRQA) – Regione Piemonte*
- [49] L.R. N.45, 9 Agosto 2019, *Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche*, Regione Puglia, approvata il 23 Luglio 2019 dal Consiglio Regionale della Regione Puglia, Bollettino Ufficiale n.91 del 09/08/2019;
- [50] D.D. n. 547, 8 Ottobre 2019, *Avviso pubblico per la raccolta di manifestazioni di interesse ad un contributo finanziario a sostegno della costituzione di comunità energetiche – Regione Piemonte*
- MODELLI DI AGGREGAZIONE E INCENTIVI ECONOMICI
- [51] ARERA, Delibera n. 422/2018/R/eel, *Approvazione del regolamento, predisposto da Terna s.p.a. ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/r/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione di unità virtuali miste al mercato per il servizio di dispacciamento (msd)*, adeguamento della deliberazione dell'autorità 300/2017/r/eel;
- [52] Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambienti (ARERA), Delibera 276/2017/R/eel, 20 Aprile 2017;
- [53] Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambienti (ARERA), Delibera 578/2013/R/EEL del 12 Dicembre 2013, Allegato A, recante "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo" (TISSPC);
- [54] Autorità per l'energia elettrica e il gas (già ARERA), Delibera EEN 3/08, *Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica*, pubblicata in GU n. 100 del 29 Aprile 2008;
- [55] Cilento Paolo, *Modelli di valutazione del potenziale economico dell'aggregazione energetica in Italia*, Ref4e, presentazione pdf, Padova 18/10/2018;
- [56] Energy Service Company, (<http://fire-italia.org/cose-e-come-opera-una-esco-energy-service-company/>), ultima consultazione 28/01/2020;
- [57] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), (<https://www.gse.it>), ultima consultazione 24/01/2020;
- [58] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), *Servizio di Scambio sul Posto. Modalità e condizioni tecnico-operative utilizzate per il Servizio di Scambio sul Posto [SSP] e per il Servizio di Scambio senza obbligo di coincidenza tra punti di immissione e di prelievo [SSA]. Disposizioni Tecniche di Funzionamento*, Deliberazione AEEGSI 570/2012/R/efr, aggiornato al 1 aprile 2016;
- [59] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), *Sistemi semplici di produzione e consumo. Regole applicative per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SESEU per i Sistemi entrati in esercizio successivamente al 31/12/2014*, ai sensi dell'art. 24, comma 24.2, del TISSPC – Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo;
- [60] Tecnalogic S.r.l., *Balancing Service Provider*, presentazione pdf, (<http://www.tecnalogic.com/it/>), ultima consultazione 24/01/2020;
- [61] Terna, *Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento*, del 01/08/2018;
- COMUNITA' ENERGETICHE ESISTENTI
- [62] Azienda Energetica Prato Società Cooperativa EWP Werk-Prad, (www.e-werk-prad.it), ultima consultazione 27/01/2020;
- [63] COMPiLE Project, (<https://www.compile-project.eu/about/>), ultima consultazione 27/01/2020;
- [64] Comune di Benetutti, (<http://www.comune.benetutti.ss.it>), ultima consultazione 27/01/2020;
- [65] Cooperativa di Comunità Melpignano, (www.coopcomunitamelpignano.it), ultima consultazione 27/01/2020;
- [66] Cooperativa E' Nostra, (<https://www.enostra.it>), ultima consultazione 27/01/2020;
- [67] Dosso energia Srl, (<http://www.co-energia.org/cosa-facciamo/energia/impianti-collettivi/dosso-energia>), ultima consultazione 27/01/2020;
- [68] European Commission, *Horizon 2020 Energy Efficiency*. EASME (<https://ec.europa.eu/easme/en/horizon-2020-energy-efficiency>), ultima consultazione 27/01/2020;
- [69] European Commission, *Intelligent Energy Europe* EASME, (<http://ec.europa.eu/easme/en/section/energy/intelligent-energy-europe>), ultima consultazione 27/01/2020;

- [70] Gruppo ACSM, (<https://www.gruppoacsm.com>), ultima consultazione 27/01/2020;
- [71] Hicks Jarra, Ison Nicola, *An exploration of the boundaries of 'community' in community renewable energy projects: Navigating between motivations and context*, Energy Policy 113 (2018): p 526;
- [72] RESCOOP PROJECT (www.rescoop.eu), ultima consultazione 27/01/2020;
- [73] SECAB Società Cooperativa, (www.secab.it), ultima consultazione 27/01/2020;
- SEC-BENCH, progetto finanziato dall'IEE, 2007-2010 (<https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/sec-bench>), ultima consultazione 27/01/2020;
- [74] Simcock Neil, Willis Rebecca, Capener Peter, *Cultures of Community Energy-International case studies*, British Academy, 2016;
- [75] SMILE Project, (<https://www.h2020smile.eu>), ultima consultazione 27/01/2020;
- [76] Società Cooperativa Centrale Termica di San Candido, (www.fti.bz), ultima consultazione 27/01/2020;
- [77] Società Cooperativa elettrica Gignod – CEG, (www.ceg-energia.it), ultima consultazione 27/01/2020;
- [78] Società Elettrica Morbegno, (www.sem-morbegno.it), ultima consultazione 27/01/2020;
- [79] Weforgreen, (<https://www.weforgreen.it>), ultima consultazione 27/01/2020;
- **INDICATORI DI PERFORMANCE ENERGETICA SOSTENIBILE**
- [80] Ufficio statistico dell'Unione Europea (Eurostat), (<https://ec.europa.eu/eurostat/home?>), ultima consultazione 29/01/2020;
- [81] World Energy Council, (<https://www.worldenergy.org>), ultima consultazione 27/01/2020;
- [82] World Energy Council, *World Energy Trilemma Index. Report 2019*, in partnership with Oliver Wayman, Cornhill, London 2019;

❖ CASO STUDIO

- [83] Acea Pinerolese Energia S.r.l. (<https://www.aceapinerolese-energia.it>), ultima consultazione 13/01/2020;
- [84] Acea Pinerolese Industriale S.p.A. (<https://www.aceapinerolese.it>), ultima consultazione 13/01/2020;
- [85] D.Lgs. n. 100, 16 giugno 2017, Disposizioni integrative e correttive al decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175, recante testo unico in materia di società a partecipazione pubblica (Legge Madia), (G.U. n. 147 del 26/06/2017);

❖ MATERIALI E METODI

- [86] Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (già Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente-ENEA), (<https://www.enea.it/it>) ultima consultazione 15/01/2020;
- [87] Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale (ARPA), Portale Arpa Piemonte (http://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-ai-dati/annali_meteorologici/annali-meteo-idro/banca-dati-meteorologica.html), ultima consultazione 14/01/2020;
- [88] ARERA, Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di Distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di Regolazione 2016-2023, Deliberazione 22 dicembre 2015, Atto 646/2015/R/eel, TIQE- Artt.38, 51 e Tabelle 9a e 10, Allegato A.
- [89] Atlante Italiano della Radiazione Solare, ENEA, (<http://www.solaritaly.enea.it>), ultima consultazione 15/01/2020;
- [90] Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, Delibera n. 52, 2 Aprile 2004, *Modalità per l'attribuzione su base oraria dell'energia elettrica prelevata dagli impianti di illuminazione pubblica*, ai sensi dell'articolo 6, comma 4, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 febbraio 2001, n. 26/01, Pubblicata sul sito (www.autorita.energia.it);
- [91] Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambienti (ARERA), (<https://www.arera.it/it/index.htm>), ultima consultazione 20/01/2020;
- [92] Bertolazzi A., *Le energie rinnovabili*, Biblioteca tecnica Hoepli, HOEPLI, Milano 2006, pp. 169 – 217;
- [93] D.C.R. n. 121-29759, 21 luglio 2011, variante al Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTC2) dell'Area Metropolitana di Torino, (pubblicato sul B.U.R. n. 32 del 11 agosto 2011);
- [94] D.G.R. n. 36-8195, 11 Febbraio 2008, *Istituzione del registro regionale dei materiali di base*, previsto dal D.Lgs. 386/2003 e dalla Legge forestale regionale, L.R. n.4, 10 febbraio 2009;
- [95] D.G.R. n. 41-855, 29 Dicembre 2014, *Aggiornamento della zonizzazione del territorio regionale piemontese relativa alla qualità dell'aria ambiente*, Regione Piemonte;
- [96] D.G.R. n. 42-5805, 20 Ottobre 2017, *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*, sottoscritto in data 9 giugno 2017, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, lett. d), della legge n. 88/2009;
- [97] D.G.R. n.6-3315, 30 Giugno 2012, *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, Regione Piemonte;
- [98] D.Lgs. n. 42, 22 Gennaio 2004, Codice dei beni culturali e del paesaggio (Codice Urbani), ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137;
- [99] D.M. 18 aprile 2005, *Adeguamento alla disciplina comunitaria dei criteri di individuazione di piccole e medie imprese*, Pubblicato nella Gazz. Uff. 12 ottobre 2005, n. 238;
- [100] D.P.R. n.412, 25 Agosto 1993, *Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, la manutenzione e l'esercizio degli impianti termici degli edifici, ai fini del contenimento dei consumi di energia*, Pubblicato nella Gazzetta Ufficiale il 14 Ottobre 1993;
- [101] Direttiva Europea 92/43/CEE, 21 Maggio 1992, relativa alla *conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche* (Direttiva Habitat), recepita dalla Legge italiana dal D.P.R. n. 357, 8 settembre 1997, modificato e integrato dal D.P.R. n.120, 12 marzo 2003;
- [102] Environmental System Research Institute (ESRI), *What is GIS?*, (<https://www.esri.com/en-us/what-is-gis/overview>), ultima consultazione 14/01/2020;

- [103] Gestore Servizi Energetici (GSE), Portale ATLAIMPIANTI (<https://www.gse.it/dati-e-scenari/atlaimpanti>), ultima consultazione 15/01/2020;
- [104] Google Moduli (<https://www.google.it/intl/it/forms/about/>), ultima consultazione 14/01/2020;
- [105] Gottero F., Ebone A., Terzuolo P., Camerano P., *I boschi del Piemonte. Conoscenze e indirizzi gestionali*, Regione Piemonte, Assessorato allo sviluppo della montagna e foreste, Istituto per le Piante da Legno e l'Ambiente S.p.A. (a cura di), Blu Edizioni, Torino, 2007;
- [106] (<http://greenitalia.org/costruire-collettivita-con-lenergia-facendo-politica-una-nuova-politica-primadeldiluvio/>), ultima consultazione 18/02/2020;
- [107] Istituto nazionale di statistica (ISTAT), Censimento Popolazione ed Abitazioni 2011 (<http://daticensimentopopolazione.istat.it/Index.aspx?lang=it>), ultima consultazione 14/01/2020;
- [108] Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), (<http://www.isprambiente.gov.it/it/banche-dati>), ultima consultazione 15/01/2020;
- [109] Joint Research Centre (JRC) of European Commission (<https://ec.europa.eu/jrc/en>), ultima consultazione 15/01/2020;
- [110] L.N. n. 394, 6 Dicembre 1991, *Legge quadro sulle aree protette*, (GU Serie Generale n.292 del 13-12-1991 - Suppl. Ordinario n. 83);
- [111] L.N. n.431 (Legge Galasso), 8 Agosto 1985, *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 27 giugno 1985, n. 312, recante disposizioni urgenti per la tutela delle zone di particolare interesse ambientale*. Integrazioni dell'articolo 82 del decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n. 616 ;
- [112] L.R. n.19, 29 Giugno 2009, *Testo unico sulla tutela delle aree naturali e della biodiversità*, (B.U. 2 luglio 2009, 2° suppl. al n. 26);
- [113] National Geographic Encyclopedia, *GIS System*, (<https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/geographic-information-system-gis/12th-grade/>), ultima consultazione 19/01/2020;
- [114] PVGIS Tool, Joint Research Centre (JRC) of European Commission (<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>), ultima consultazione 15/01/2020;
- [115] Quantum GIS Project (QGIS), (<https://www.qgis.org/it/site/>), ultima consultazione 19/01/2020;
- [116] Regione Piemonte, Carta della classificazione di uso dei suoli, Scala territoriale di riferimento 1:25.000, (http://www.regione.piemonte.it/agri/suoli_terreni/suoli1_50/carta_suoli/gedeone.do), ultima consultazione 19/01/2020;
- [117] Regione Piemonte, D.G.R. n. 5-3314, 30 Gennaio 2012, Indicazioni procedurali in ordine allo svolgimento del procedimento unico di cui all'art. 12 del d.lgs. 387/2003, relativo al rilascio dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile";
- [118] Regione Piemonte, *Geoportale Piemonte*, (<http://www.geoportale.piemonte.it/cms/>), ultima consultazione 14/01/2020;
- [119] Regione Piemonte, Piano paesaggistico regionale (PPR), approvato con D.C.R. n. 233-35836, 3 ottobre 2017 sulla base dell'Accordo, firmato a Roma il 14 marzo 2017 tra il Ministero per i beni e le attività culturali (MiBAC) e la Regione Piemonte, (B.U.R. n. 42 del 19 ottobre 2017, Supplemento Ordinario n. 1);
- [120] Regione Piemonte, Piano per l'assetto idrogeologico (PAI), (<https://www.regione.piemonte.it/web/temi/protezione-civile-difesa-suolo-opere-pubbliche/difesa-suolo/strumenti-per-difesa-suolo/piano-per-lassetto-idrogeologico-pai>), ultima consultazione 19/01/2020;
- [121] Regione Piemonte, Settore sviluppo energetico sostenibile, Proposta di Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), (ex artt. 5 e 6 della legge regionale 23 ottobre 2002, n. 23), approvato dalla Giunta Regionale con D.G.R. n. 36-8090 del 14 Dicembre 2018;
- [122] Regione Piemonte, Sistema Informativo Forestale Regionale (SIFOR), (<http://www.sistemapiemonte.it/popalfa/authentication/LoginSisPieAction.do>), ultima consultazione 15/01/2020;
- [123] Ribaldone P., Reti elettriche di trasmissione e distribuzione: struttura, metodi di pianificazione e costruzione, impatto sul territorio, Dispense del Corso di "Elementi di fisica tecnica ambientale ed impianti tecnici urbani", 23 marzo 2004, Politecnico di Torino - Facoltà di Architettura;
- [124] Solar Energy service for professional (SODA), (<http://www.soda-pro.com>), ultima consultazione 15/01/2020;
- [125] UNI 10349-1:2016, *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici - Parte 1: Medie mensili per la valutazione della prestazione termo-energetica dell'edificio e metodi per ripartire l'irradianza solare nella frazione diretta e diffusa e per calcolare l'irradianza solare su di una superficie inclinata*, entrata in vigore 31 Marzo 2016;