

POLITECNICO DI TORINO

**Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare
Dipartimento Energia (DENERG)**

Tesi di Laurea Magistrale

STUDIO DI FATTIBILITÀ ENERGETICO ED ECONOMICO PER LA COMUNITÀ ENERGETICA DEL PINEROLESE



Relatore

Guglielmina Mutani

Correlatore

Angelo Tartaglia

Candidato

Massimiliano Bazzino

A.A. 2019/2020

Abstract (ita)

Il seguente elaborato contiene uno studio di fattibilità energetico ed economico rivolto alla Comunità Energetica del Pinerolese. Partendo da uno studio del territorio, sono stati individuati i soggetti potenzialmente interessati a far parte di questa comunità. I primi interessati sono state le aziende appartenenti al CPE (consorzio pinerolese energia) le quali hanno fornito i loro dati di consumo e produzione energetica tramite un questionario appositamente predisposto. In seguito, si è pensato di espandere questo progetto a comuni e privati cittadini.

Grazie ai dati raccolti, è stato possibile simulare due diversi scenari: il primo include 6 comuni, 5 aziende ed il 2% dei cittadini residenti in quest'area; il secondo, invece, include 13 comuni, 16 aziende (con più di uno stabilimento) e sempre il 2% degli abitanti residenti in questi comuni. Per entrambi gli scenari è stata svolta un'accurata analisi energetica a livello annuale, mensile, giornaliero ed orario per tutte e 4 le stagioni dell'anno. In questo modo è stato possibile determinare il fabbisogno energetico e la produzione di energia da fonte rinnovabile ora per ora, così da poter incrociare i dati e dimostrare la fattibilità e la sostenibilità di questo progetto a livello energetico. Per quanto riguarda l'analisi economica, anche in questo caso è stata svolta per entrambi gli scenari e contestualizzata in questo particolare momento di mercato reso anomalo dal Covid-19.

Tuttavia, per poter rendere valido questo studio anche in contesti di mercato "normali", si è ragionato, non sul fissare un prezzo, ma sui margini di guadagno per i produttori di energia e sul risparmio economico destinato agli utenti della Comunità Energetica. I risultati mostrano la convenienza sia energetica che economica di questo progetto.

Abstract (English version)

The following elaborate contains an energy and economic feasibility study addressed to the Pinerolese Energy Community. Starting from a study of the territory, the parties interested in joining this community were identified. The first interested were the companies belonging to the CPE (Pinerolo energy consortium) which provided their energy consumption and production data through a specially prepared questionnaire. Later, it was decided to expand this project to municipalities and private citizens.

Thanks to the data collected, it is possible to simulate two different scenarios: the first includes 6 municipalities, 5 companies and 2% of citizens residing in this area; the second, includes 13 municipalities, 16 companies (with more than one plant) and always 2% of the inhabitants residing in these municipalities. For both scenarios, an accurate energy analysis was carried out on an annual, monthly, daily and hourly level for all 4 seasons of the year. In this way it is possible to determine the energy requirement and the production of energy from renewable sources hour by hour. Thanks to the intersection of the data, it was possible to demonstrate the feasibility and sustainability of the project at an energy level. As regards the economic application, also in this case it was carried out for both scenarios and contextualized in this particular moment of the market rendered anomalous by Covid-19.

However, in order to make this study valid even in "normal" market contexts, it was reasoned, a price is not fixed, but it is a gain for energy producers and economic savings destined for users of the Energy Community. The results obtained from the energy and economic convenience of this project.

Indice

1. Introduzione	8
2. Le Comunità Energetiche	9
2.1. Benefici Comunità Energetica	10
2.2. Energy Trilemma.....	11
2.3. Riferimenti Legislativi	12
3. Nascita Progetto Comunità Energetica Del Pinerolese	17
3.1. Inquadramento Territoriale	18
3.2. Soggetti coinvolti nel progetto	23
3.3. Reperimento Dei Dati.....	25
3.3.1. Questionario	25
3.3.2. Banche Dati	27
4. Scenari Comunità Energetica	30
4.1. Scenario 1	30
4.1.1. Aziende.....	31
4.1.2. Comuni	36
4.1.3. Privati Cittadini	37
4.1.4. Cantalupa.....	39
4.1.4.1. Bilancio Elettrico.....	39
4.1.4.2. Bilancio Termico.....	41
4.1.5. Frossasco	42
4.1.5.1. Bilancio Elettrico.....	42
4.1.6. Roletto	44
4.1.6.1. Bilancio Elettrico.....	44
4.1.7. San Pietro Val Lemina	45
4.1.7.1. Bilancio Elettrico.....	45
4.1.8. Scalenghe	46
4.1.8.1. Bilancio Elettrico.....	47
4.1.9. Vigone	47
4.1.9.1. Bilancio Elettrico	48
4.1.10. Aziende I ed A.....	49
4.1.10.1. Bilancio Elettrico	49

4.1.10.2 Bilancio Termico.....	51
4.2. Scenario 2.....	51
4.2.1. Aziende.....	52
4.2.2. Comuni.....	56
4.2.3. Privati Cittadini	57
4.2.4. Bibiana	58
4.2.4.1. Bilancio Elettrico.....	58
4.2.5. Bricherasio	60
4.2.5.1. Bilancio Elettrico.....	60
4.2.6. Buriasco.....	62
4.2.6.1. Bilancio Elettrico.....	62
4.2.6.2. Bilancio termico	64
4.2.7. Cumiana	65
4.2.7.1. Bilancio Elettrico.....	65
4.2.7.2. Bilancio Termico.....	66
4.2.8. Luserna San Giovanni	67
4.2.8.1. Bilancio Elettrico.....	67
4.2.8.2. Bilancio Termico.....	69
4.2.9. Pinerolo	71
4.2.9.1. Bilancio Elettrico.....	71
4.2.9.2. Bilancio Termico.....	73
4.2.10. San Secondo di Pinerolo.....	76
4.2.10.1. Bilancio Elettrico	76
4.2.10.2. Bilancio Termico	78
5. Risultati Fattibilità Energetica Scenario 1	78
6. Risultati Fattibilità Energetica Scenario 2	84
7. Analisi Economica	88
7.1. Componenti Fattura Elettrica	89
7.1.1. Servizi di Vendita	90
7.1.2. Servizi di Rete	90
7.1.3. Imposte	91
7.2. Scenario di Mercato	92
7.3. Scenario 1A	93

7.4.	Scenario 1B	95
7.5.	Scenario 2A	98
7.6.	Scenario 2B	100
8.	Conclusioni	103
9.	Sviluppi Futuri	105
10.	Ringraziamenti	106
11.	Bibliografia e Sitografia	108

1. Introduzione

La Comunità Energetica del Pinerolese è un progetto nato nel 2014 grazie una tesi di laurea del Dipartimento di Energia del Politecnico di Torino (Denerg) seguita dal Prof. Angelo Tartaglia. Questo elaborato è una naturale prosecuzione di quel lavoro.

Grazie alle normative europee, nazionali e regionali, ma soprattutto grazie alla volontà di questo territorio di voler sfuggire alla dipendenza delle fonti fossili, in questi ultimi anni è cresciuta sempre più la consapevolezza dell'importanza di questo progetto. Molti passi sono stati fatti, ma molti altri sono ancora da compiere: ad oggi 27 comuni su 47 hanno sottoscritto un Protocollo d'Intesa per la costituzione della Oil Free Zone "Territorio sostenibile" ed in data 11/03/2020 è giunta la notizia dal comune di Scalenghe che la Regione Piemonte ha approvato il progetto di Comunità Energetica del Pinerolese, assegnando il contributo massimo previsto dal bando pubblicato nell'autunno 2019 [1].

Lo scopo di questo elaborato è quello di svolgere uno specifico studio di fattibilità energetico ed economico per poter valutare se ci siano effettivamente dei vantaggi per i potenziali membri della C.E.. Dopo aver selezionato e valutato i soggetti potenzialmente interessati ad entrare nel progetto, è stata messa in atto una campagna di raccolta dati per poter processare informazioni reali provenienti direttamente da aziende, comuni e utenze domestiche del territorio. In seguito, è stata fatta un'analisi territoriale per poter contestualizzare al meglio gli scenari simulati in questo studio di fattibilità.

L'analisi energetica è stata condotta su due ipotetici scenari, per i quali è stato possibile condurre uno studio sui flussi energetici a livello annuale, mensile ed orario. I risultati ottenuti sono successivamente stati confrontati punto per punto con i requisiti minimi imposti dal D.G.R. n. 18-8520/2019 della Regione Piemonte [2]. In questo modo è stato possibile determinare l'effettiva possibilità di costituire una Comunità Energetica ed inoltre valutare l'efficacia o meno dei vincoli imposti.

Dal punto di vista economico, ognuno dei due precedenti scenari ne ha generati a sua volta altri due: i primi in assenza di sistemi di accumulo, i secondi, invece, in presenza di questi ultimi. I risultati mostreranno la convenienza economica, o meno, per i diversi tipi di utenza industriale, comunale o domestica. Un cenno particolare è stato inoltre rivolto alle attuali condizioni del mercato energetico fortemente influenzato dalla presenza del Covid-19.

2. Le Comunità Energetiche

Il concetto di *Comunità Energetica* si riferisce ad un insieme di utenze energetiche (elettriche, termiche o entrambe) che pianificano di soddisfare il proprio fabbisogno energetico tramite una gestione più efficiente delle proprie risorse e mediante decisioni comuni. I vantaggi che si possono trarre sono di natura economica, ambientale e sociale.

Tali vantaggi possono essere superati evolvendo l'attuale gestione "individuale" dell'energia a favore di una più "collettiva".

E' possibile individuare diverse categorie di soggetti potenzialmente interessati a costituirsi parte di una Comunità Energetica:

- Utenze industriali;
- Utenze residenziali (condomini o abitazioni private);
- Utenze in ambito terziario (centri commerciali, ospedali, aeroporti).
- Utenze pubbliche (comuni, uffici della pubblica amministrazione, regioni)

Le Comunità energetiche vengono quindi definite omogenee, nel caso in cui tutte le utenze incluse siano della medesima categoria, oppure miste, qualora appartenessero a categorie differenti.

Una comunità di questo tipo può dunque comprendere aggregazioni di utenti pubblici e privati che si uniscono formando dei consorzi o delle cooperative con il fine di gestire collettivamente le proprie risorse energetiche, raggiungendo una parziale o totale autosufficienza energetica.

I vantaggi di tipo energetico ottenuti dagli utenti delle cosiddette "*Energy Communities*" sarebbero molteplici: miglioramento del servizio dovuto ad una gestione comunitaria con una conseguente diminuzione delle interruzioni indesiderate, una gestione della rete più performante, una massimizzazione dell'autoconsumo grazie ad un dispacciamento in tempo reale delle risorse locali e, inoltre, un'evidente diminuzione del costo unitario dell'energia.

Tuttavia gli utenti appartenenti alla comunità non sono i soli a trarre benefici: infatti, anche il sistema in generale subisce dei miglioramenti grazie a questo approccio comunitario. Innanzitutto, si fa riferimento ai vantaggi per il sistema elettrico nazionale, in quanto si riuscirebbero a ridurre le grandi perdite connesse al trasporto di energia tra le varie regioni, diminuendo in questo modo i carichi sempre più frequenti negli ultimi anni. Un altro importante aspetto da sottolineare è che il conseguente miglioramento dell'utilizzo e della gestione delle infrastrutture di trasmissione e di distribuzione per il sistema Paese, contribuirebbe alla riduzione della dipendenza energetica da altri paesi esteri [3].

Ad oggi, le comunità locali vengono prevalentemente rifornite da sistemi energetici centralizzati, tendenzialmente di grossa taglia come grandi centrali termoelettriche e nucleari. Una struttura di questo tipo dall'alto verso il basso, detto top-down, è dovuta alla presenza di economie di scala ben sviluppate e strettamente connesse allo sfruttamento di combustibili fossili tradizionali come il carbone e il gas naturale. Tuttavia, le nuove tecnologie ed il loro progresso stanno spostando il consumo e la produzione di energia verso il concetto di smart grid, la quale assume un'importanza in costante crescita tenendo conto inoltre dell'importante mitigazione dei cambiamenti climatici a cui essa può portare.

I sistemi energetici si stanno quindi evolvendo in sistemi ibridi, non più unidirezionali dalla centrale all'utente (top-down), ma anche in senso opposto (bottom-up), permettendo lo sviluppo delle C.E.. Questo nuovo assetto multidirezionale dell'energia, soprattutto con l'avvento delle tecnologie rinnovabili, come i pannelli fotovoltaici che permettono la micro generazione, apre nuove problematiche nella gestione della rete di trasmissione; questi problemi possono essere risolti attraverso massicci investimenti nel potenziamento della stessa, con ulteriori aumenti nel costo dell'energia, oppure, attraverso lo sviluppo di comunità energetiche locali che limitano al minimo l'utilizzo della rete nazionale. In questo contesto socio-politico lo studio e la creazione di queste comunità ricoprono un ruolo chiave [4]. La seguente figura 1, riporta un'elaborazione grafica di quanto descritto sopra.

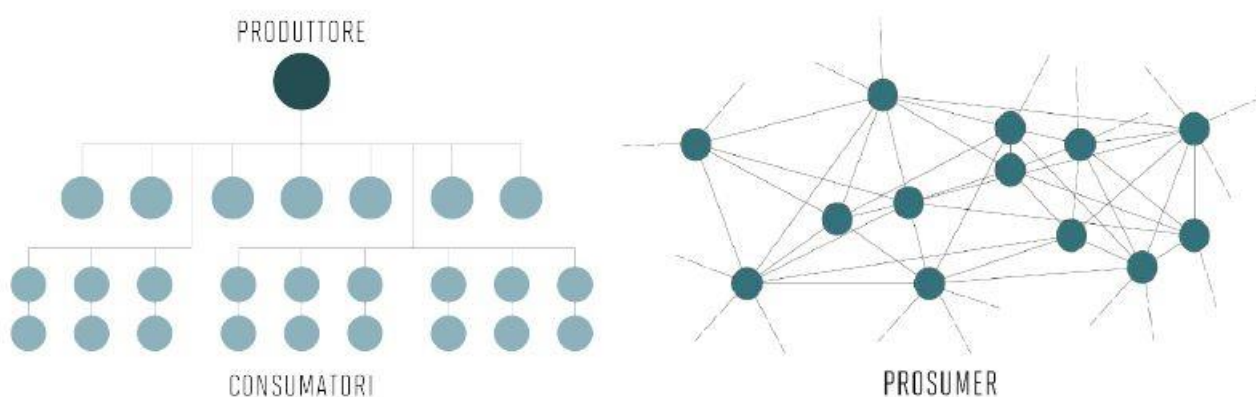


Figura 1 – Modello Top-Down vs Bottom up [4]

2.1. Benefici Comunità Energetica

I benefici della Comunità Energetica sono ben descritti nella seguente figura 2 e coinvolgono diversi ambiti collegati tra loro per mezzo della componente energetica. Questi vantaggi, infatti, possono essere di tipo ambientale, economico, politico, sociale ed energetico.

I legami tra questi ambiti sono in crescita continua ed è esattamente ciò che si aspetta da una comunità. I benefici ambientali, per esempio, consistono in una riduzione delle emissioni dei gas serra ed in un miglioramento dell'ecosistema locale. Questi concetti si legano

perfettamente con uno sviluppo energeticamente sostenibile del territorio, il quale porta di conseguenza dei miglioramenti dal punto di vista dell'efficienza energetica, dello sviluppo di un'industria di tipo rinnovabile e di una maggiore autosufficienza. Lato economico, efficienza energetica è sinonimo di risparmio energetico e di energia a prezzi più accessibili, pertanto sarebbe possibile aumentare i guadagni della comunità, attirare investitori, incrementare il lavoro locale ed il turismo. Ovviamente anche la società avrebbe dei grandi vantaggi grazie al miglioramento delle condizioni di vita e si potrebbe puntare ad avere un cittadino con una "educazione energetica" migliore e più rispettosa e responsabile verso l'ambiente.

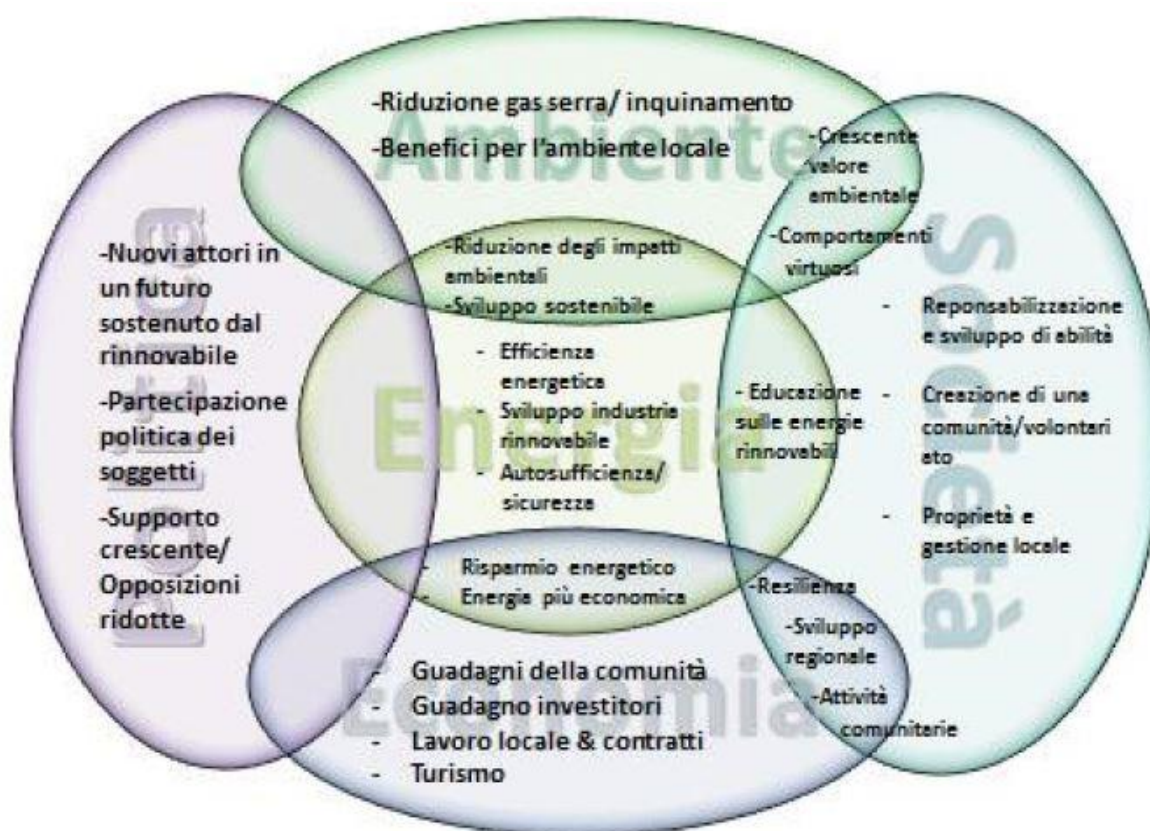


Figura 2 – Benefici Comunità Energetica [4]

2.2. Energy Trilemma

La Comunità Energetica, in quanto sistema energetico, dovrà garantire un grado di equilibrio e sicurezza per garantire dei reali vantaggi ai propri membri. Per misurare ciò, si può far riferimento all' Energy Trilemma Index Tool, così come definito dal World Energy Council (WEC). Come si può osservare nella seguente figura 3, si tratta di un sistema di indicatori utilizzati per definire la sostenibilità energetica di un sistema. I tre fattori fondamentali su cui è basato sono: sicurezza energetica, equità energetica e sostenibilità ambientale.

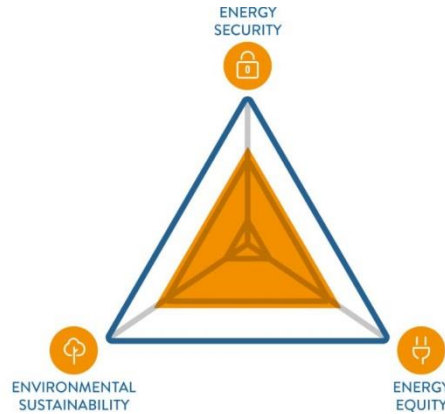


Figura 3 – Energy Trilemma[5]

La Sicurezza energetica (Energy Security), citando la definizione data dal WEC [5], viene definita come “management of primary energy supply from domestic and external sources, reliability of energy infrastructure, ability to meet current and future demand”. Questo indicatore, pertanto, misura la capacità di approvvigionamento di energia primaria, la gestione e l’affidabilità delle infrastrutture e la capacità dei fornitori di soddisfare nel tempo il fabbisogno energetico attuale e futuro.

L’ Equità energetica (Energy Equity), citando la medesima fonte [5], viene definita come “accessibility and affordability of energy supply across the population”. Questo indicatore misura, pertanto, il grado di accessibilità delle risorse energetiche per la popolazione e la capacità della stessa di approvvigionarsi.

La sostenibilità ambientale (Environmental Sustainability), infine, è stata definita dal WEC [5] come “reduction in energy and CO₂ intensity, transition to renewable and low-carbon energy sources“. Tramite questo indicatore, viene espresso il grado di sviluppo del sistema energetico basato su fonti rinnovabili e altre fonti a bassa emissione di CO₂. Consumatori e produttori di energia, potrebbero in questo modo ottenere vantaggi energetici ed economici.

2.3. Riferimenti Legislativi

Il seguente capitolo 2.3 riprende i riferimenti legislativi in materia di sostenibilità ambientale ed economica a supporto di una maggiore diffusione nell’utilizzo delle risorse RES dalla tesi di laurea magistrale di Santantonio Silvia [4], collega universitaria con la quale ho sviluppato parte del lavoro sulla Comunità Energetica in team. Nel suo elaborato, è racchiuso l’elenco di leggi e normative che ripropongo qui di seguito: in questo modo sarà chiaro il contesto legislativo all’interno del quale si è sviluppata la mia ricerca ed il mio lavoro di tesi.

Citando quanto scritto da Santantonio Silvia [4]: “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 4 sono riportati i principali riferimenti legislativi in materia di energia e ambienti 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 4 – Riferimenti Legislativi [4]

Il seguente elenco, riporta quanto raffigurato nella precedente figura 4, ma accostato ad alcuni un riferimento bibliografico.

Riferimenti Legislativi Europei:

- I. Direttiva Europea 2003/87/CE. [6]
- II. Direttiva Europea 2009/29/CE. [7]
- III. Strategia Europa 2020 (COM 2010) [8] e UE Energy Roadmap 2050 (COM2012). [9]
- IV. Direttiva Europea 2010/31/UE [10] e Direttiva Europea 2012/27/UE. [11]
- V. Pacchetto Unione dell’energia (COM 2015). [12]

- VI. Clean Energy for All European Package (COM 2015). [13]
- VII. Direttiva 2018/2001/UE (Art.21), sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II).
- VIII. Direttiva 2018/2002/UE, Sull'efficienza energetica.
- IX. Regolamento n. 2018/1999/UE, sulla governance dell'Unione dell'energia.
- X. Direttiva 2018/844/UE, Sull'efficienza energetica.
- XI. Regolamento n. 2019/943/UE, Sul mercato interno dell'energia elettrica.
- XII. Direttiva 2019/944/UE, Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- XIII. Regolamento n. 2019/941/UE, Sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica.
- XIV. Regolamento n. 2019/942/UE, Istituzione dell'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

Riferimenti legislativi nazionali:

- I. Decreto Bersani (D.Lgs 79/1999). [14]
- II. Legge Nazionale n. 221/2015, Art.71. [15]
- III. Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017). [16]
- IV. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC 2018). [17]
- V. Decreto Mille Proroghe (D.L. 162/2019). [18]
- VI. Decreto isole minori.
- VII. Innovazione in materia di Autoconsumo da fonti rinnovabili (Art.42-bis).

Riferimenti legislativi regionali:

Riguardo ai riferimenti legislativi regionali, sono quelli che contengono i vincoli ed i limiticon la quale è stato svolto questo studio di fattibilità. Ai fini di contestualizzare al meglio il lavoro, questo paragrafo sarà citato dal medesimo elaborato della mia collega

Santantonio [4]: “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 [19] e il Piano Regionale di qualità dell’aria [20]”.

I. L.R. n.12/2018 – Regione Piemonte.

“La Legge Regionale n.12/2018 [21] 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) [22] 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 demanda alla successiva deliberazione della Giunta Regionale la definizione delle disposizioni attuative della Legge Regionale”.

II. 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 [2] 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 C.E.;
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 (CO₂eq) 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’ ammodernamento 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”.

III. 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 [23]. 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”.

IV. L.R. n.45/2019 – Regione Puglia. [24]

3. Nascita Progetto Comunità Energetica Del Pinerolese

Il progetto della Comunità Energetica del pinerolese nasce proprio da un'esigenza collettiva nel territorio locale. I primi studi in merito a questo progetto sono stati condotti nel 2014 grazie ad una tesi di laurea del Dipartimento di Energia del Politecnico di Torino (Denerg) seguita dal Prof. Angelo Tartaglia. Grazie agli incoraggianti risultati ottenuti e al supporto dei riferimenti legislativi europei, nazionali e regionali descritti precedentemente, si è deciso di rafforzare gli studi e le ricerche a supporto di questo importante progetto.

Il principale sostenitore di questo progetto è sicuramente il Consorzio Pinerolese Energia (CPE), il quale rappresenta circa 130 realtà territoriali fra cui PMI, grandi aziende,

multinazionali, associazioni e fondazioni. Sono inoltre coinvolti diversi enti, tra cui il Politecnico di Torino.

Ruolo fondamentale del CPE è sicuramente quello di raggiungere obiettivi di sviluppo economico per le imprese di questo territorio. Ciò è reso possibile grazie ad un reciproco supporto tecnico e logistico, oltre ad una redistribuzione dei benefici economici su tutto il pinerolese. Molto importante è questa mentalità proprio dei membri del CPE: è consapevolezza comune, infatti, l'importanza di avere obiettivi comuni da raggiungere grazie ad una condivisione di risorse tra soggetti specializzati in diversi settori, ma aventi in comune la stessa realtà economica e territoriale da preservare e far crescere. Il contesto culturale risulta pertanto adeguato alla nascita di una Comunità Energetica.

ACEA Pinerolese Industriale S.p.A. (API) è la “principale” azienda del CPE coinvolta in questo progetto in quanto portavoce: si tratta di una multi-utility da 5 milioni di euro di utili nel 2017 di proprietà di 47 comuni del pinerolese. Questi ultimi, insieme ai cittadini ed alle imprese locali, fruiscono dei servizi messi a disposizione. [25] Acea Pinerolese Energia S.r.l (APE) investe il ruolo di gestione dei servizi di vendita dell'energia di tipo elettrico e termico alle varie utenze pubbliche e private. [26]

Altro ruolo fondamentale del CPE è quello di farsi carico di interloquire con la Regione Piemonte, con ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) e con il GSE (Gestore dei Servizi Energetici). Oltre a questo, il Consorzio Pinerolese Energia si impegna attivamente al fine di coinvolgere ed informare i soggetti interessati siano essi aziende, comuni o privati cittadini. Lo scopo di tutto ciò è quello di far sorgere una collaborazione con la finalità della creazione della Comunità Energetica. Ultimo, ma non meno importante, compito del CPE è quello di coordinare il gruppo di lavoro, nato a maggio 2018, composto da alcuni incaricati interni alle aziende di questo consorzio e alcuni studenti, dottorandi e ricercatori del Denerg del Politecnico di Torino sotto la responsabilità della Professoressa Mutani.

Sicuramente è importante sottolineare la partecipazione al progetto, a partire dal 2014 ed in aggiunta al gruppo di lavoro costituito dal CPE e dal Politecnico di Torino, della Regione Piemonte, dei Comuni, delle aziende del territorio e degli studenti del Liceo Porporato di Pinerolo, i quali, per mezzo del Progetto di Alternanza Scuola-Lavoro, sono stati preziosi in fase di reperimento dati.

3.1. Inquadramento Territoriale

Dopo aver chiarito il concetto di Comunità Energetica e averne spiegato le fasi iniziali, è necessario introdurre le caratteristiche di questo territorio oggetto di studio. Come si vede in Figura 5 e 6, l'area geografica di appartenenza è collocata nella zona centro occidentale della Regione Piemonte e corrisponde con la zona 5 della Città Metropolitana di Torino (qui “Ambito V” per mantenere la stessa nomenclatura della tesi di Santantonio). A questi 45

comuni si aggiungono inoltre i comuni di None e Volvera componendo così l'area del Pinerolese.



Figura 5 – Inquadramento Territoriale [4]

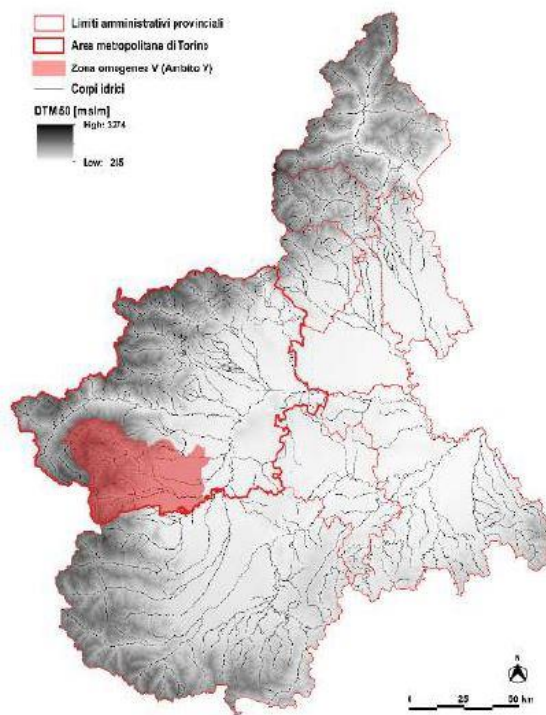


Figura 6 – Zoom Piemonte [4]

La superficie totale di questi 47 comuni è pari a 1.348 km² ed include una popolazione complessiva di circa 150.000 abitanti (dati Istat aggiornati al 2011) [27].

L'area del territorio è sicuramente molto vasta e di morfologia non omogenea: l'ambiente è infatti composto da aree montane, pedemontane e pianeggianti. A seconda delle caratteristiche ambientali cambiano anche strutture economiche di riferimento: mentre in pianura l'economia locale è fortemente di tipo industriale, nella zona montana l'economia è invece di tipo più turistico con la presenza di più strutture alberghiere. La città principale di questo territorio è Pinerolo, la quale è situata in zona centrale rispetto alla zona d'interesse. Tali caratteristiche morfologiche sono visibili nella seguente figura 7 dove sono racchiusi tutti i comuni che si servono dei servizi API S.p.A essendo proprietari dell'azienda.

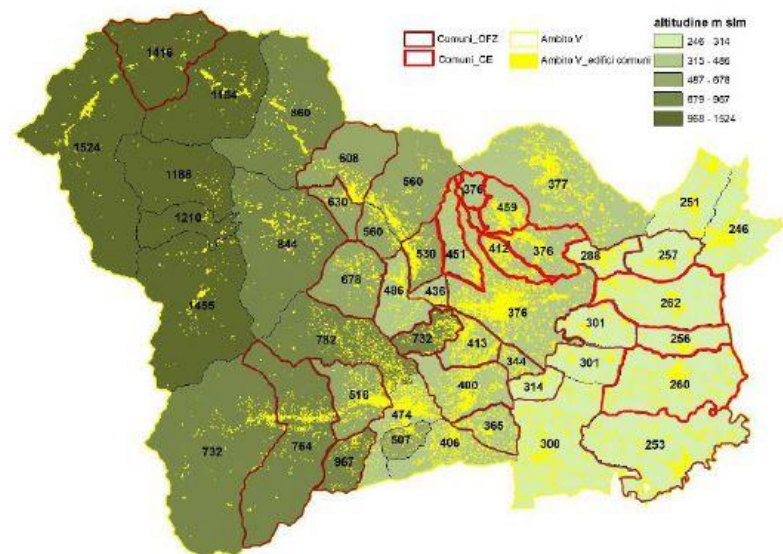


Figura 8 – Altitudine Pinerolese [4]

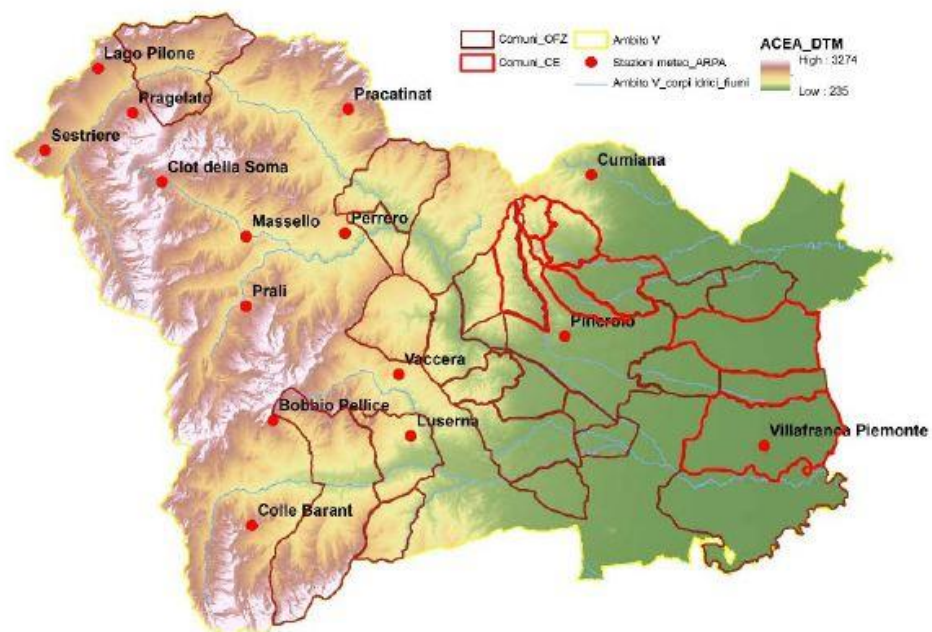


Figura 9 –Stazioni Meteo Pinerolese [4]

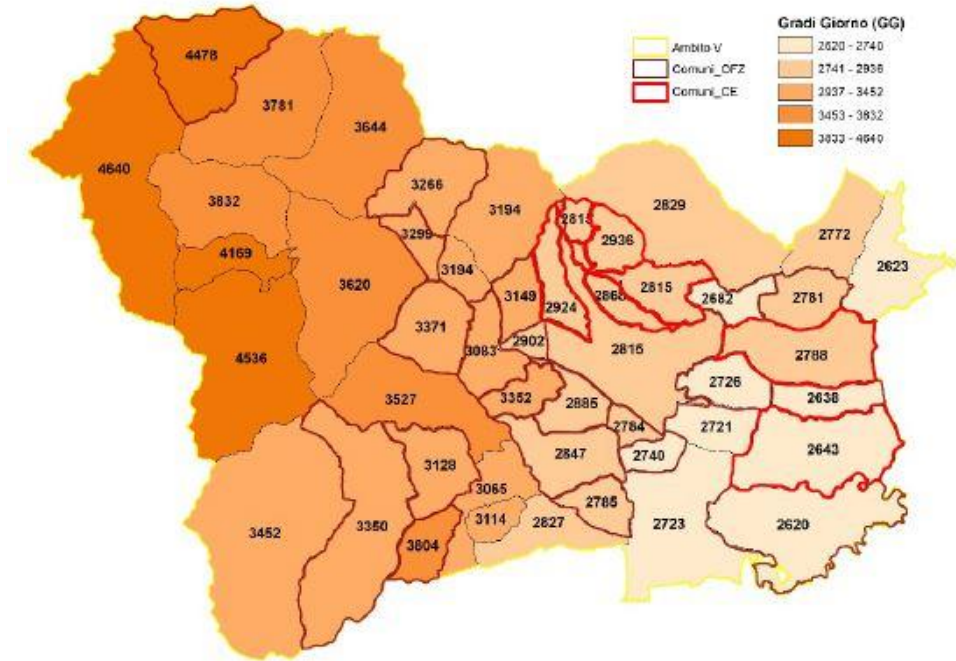


Figura 10 – Gradi Giorno Pinerolese [4]

3.2. Soggetti coinvolti nel progetto

Gli studi di fattibilità energetici ed economici svolti in questo elaborato fanno riferimento ad aziende, comuni e cittadini del territorio descritto precedentemente.

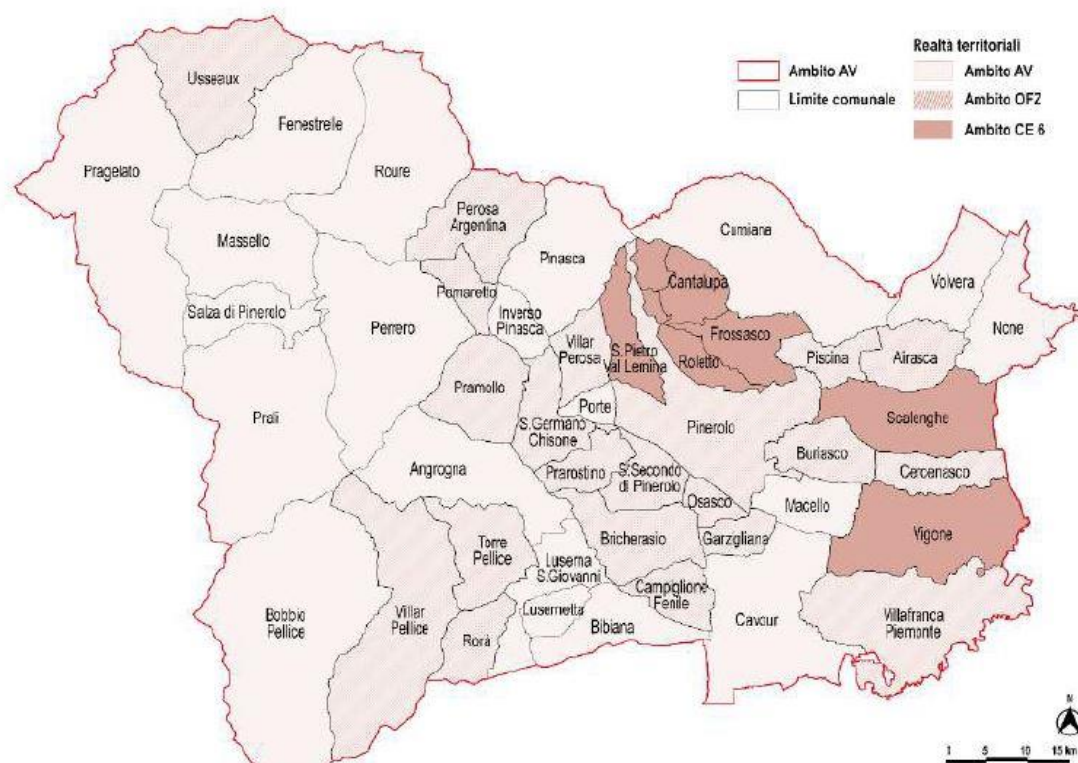


Figura 11 – Realtà Coinvolte nello Studio [4]

La precedente figura 11, tratta dalla tesi di laurea [4], include le diverse realtà coinvolte in questo studio. Come si può osservare è stata applicata una suddivisione territoriale in tre diversi ambiti.

Il primo, denominato Ambito AV, include i 47 comuni proprietari di Acea Pinerolese. Facendo seguito al loro interesse di entrare a far parte della Comunità Energetica, è stato redatto un Protocollo d’Intesa per la costituzione della prima Oil Free Zone del pinerolese. CPE ha successivamente invitato i comuni a sottoscrivere questo protocollo poiché “ai sensi dell’Art. 71 della Legge Nazionale n.221/2015 [15] 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”.

Questo passaggio, dal momento in cui è stato creato un contesto entro il quale inserire un progetto di questo tipo, è stato fondamentale per poter procedere con la realizzazione di una Comunità Energetica. La seguente tabella 1 contiene un elenco di comuni suddivisi per data di delibera di approvazione del Protocollo d’Intesa.

Primi firmatari il 16/04/19	Delibera al 18/11/19	No Delibera al 18/11/19	
Airasca	Angrogna	Bibiana	Pragelato
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	

Tabella 1 - elenco di comuni suddivisi per data di delibera di approvazione del Protocollo d'Intesa [4]

Il secondo ambito relativo alla figura, denominato OFZ (Oil Free Zone), far riferimento ad i comuni firmatari di questo Protocollo d'Intesa. Le prime firme sono state applicate il 16 aprile 2019 a Torino da 14 comuni in presenza di stampa ed istituzioni locali. Qualche mese dopo, precisamente il 18 novembre 2019, altri 13 comuni hanno preso parte a questo Protocollo d'Intesa. L'Oil Free Zone Pinerolese, chiamata "Territorio sostenibile", in data 18 Novembre 2019, poteva dunque contare una partecipazione di 27 comuni firmatari.

Una caratteristica di questa Oil Free Zone, è che non possiede ordini rappresentativi, tuttavia, è stata dotata di un tavolo tecnico allo scopo di favorire il coordinamento tra le varie amministrazioni comunali. Sono stati inoltre nominati dei referenti il cui incarico è la gestione delle utenze di propria competenza all'interno della C.E.

Coloro che hanno sottoscritto questo Protocollo, si impegnano a monitorare il proprio fabbisogno energetico e ad organizzare e promuovere incontri di formazione rivolti alla cittadinanza. Un ulteriore scopo, è quello di condividere risorse e strumenti con la finalità di programmare dei piani strategici in comune ed unire le forze nella richiesta di finanziamenti o nell'intervento per trovare soluzioni a problematiche comuni.

Il terzo ed ultimo ambito della figura 11, denominato CE6, è quello che include il nucleo di fondatori della Comunità Energetica pinerolese. Questo nucleo è composto da sei comuni selezionati tra i firmatari della Oil Free Zone, in particolare da Cantalupa, Frossasco, Roletto, San Pietro Val Lemina, Scalenghe e Vigone, ovvero i comuni che saranno inclusi nello scenario 1 di questo studio. Questa selezione è avvenuta dopo aver preso visione del bando di avviso pubblico regionale [1] per accedere ad un fondo di sostegno finanziario destinato all'avviamento della Comunità Energetica.

A proposito delle modalità di partecipazione al bando, della descrizione del primo nucleo formativo e delle modalità giuridiche in cui si formerà questa comunità Energetica, cito

testualmente quando descritto da Silvia Santantonio nel suo elaborato [4]. “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 [21] e dalla D.G.R. 188520/2019 [28]”.

3.3. Reperimento Dei Dati

La fase di reperimento dati è stata di fondamentale importanza all’interno di questo studio. Le modalità scelte per recuperare le informazioni necessarie all’analisi sono state sostanzialmente due: la prima è stata la creazione e la diffusione di un questionario, la seconda è stato l’utilizzo di banche dati con libero accesso.

3.3.1. Questionario

La prima metodologia scelta è stata quella del questionario. Principalmente questa forma di raccolta dati è stata utilizzata per facilitare il lavoro ai responsabili della compilazione. Non tutte le aziende possiedono infatti un energy manager, pertanto, grazie ad una serie di domande guidate, è stato possibile risultare più efficaci, diretti ed esauritivi nelle risposte ricevute.

In secondo luogo, per mezzo del questionario, è stato possibile organizzare i dati secondo uno schema prestabilito con lo scopo di creare un database ben strutturato. Inoltre, i dati così raccolti, sono stati più uniformi e confrontabili tra loro.

Google Moduli [29] è la piattaforma digitale scelta per la creazione e la diffusione di questo questionario, il quale è stato distribuito tramite un link inviato per email alle varie utenze comunali ed industriali interessate. Oltre a questo, sono stati inviati alcuni allegati utili al fine di semplificare il lavoro. Tra questi vi erano: il documento di presentazione dell’indagine, le istruzioni per la compilazione e quelle in supporto agli utenti per l’accesso ai database informatici personali. Questi ultimi consentono a chi ne fa richiesta di ottenere dai distributori i dati di consumo termico ed elettrico ad ogni tipo di utenza.

Il questionario è stato prodotto sia per le aziende che per le utenze comunali ed è composto dalle seguenti sezioni:

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

La seguente figura12 contiene l'indice del questionario dedicato alle aziende e quello dedicato ai comuni. Ovviamente per la parte riguardante i consumi e la produzione è stata data la possibilità di allegare dei files al fine di rendere più agevole e snello il trasferimento dei dati.

Questionario Aziende	Questionario Comuni
Indice	Indice
1) modulo - DATI GENERALI	1) modulo - DATI GENERALI
1. Dati generali ente/azienda:	1. Dati generali del Comune:
- settore merceologico e produzione	
2. Dati generali sede nell'area oggetto di studio:	2. Dati generali sede nell'area oggetto di studio:
- edificio	- per ciascuna sede comunale (max 8 sedi)
- dipendenti	- edificio
- orario lavorativo	- dipendenti
	- orario lavorativo
2) modulo - FABBISOGNO ENERGETICO	2) modulo - FABBISOGNO ENERGETICO
PARTE A) CONSUMI GLOBALI	PARTE A) CONSUMI GLOBALI
A1) CONSUMI EN. ELETTRICA	A1) CONSUMI EN. ELETTRICA
A2) CONSUMI EN. TERMICA (GAS)	A2) CONSUMI EN. TERMICA (GAS)
1. Dati cliente e tipologia fornitura	1. Dati cliente e tipologia fornitura
2. Dati consumi:	2. Dati consumi:
- annuali/mensili	- annuali/mensili
- orari/curve di carico	- 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	PARTE C) FABBISOGNO ENERGETICO EDIFICIO
C.1) IMPIANTO CLIMATIZZAZIONE INVERNALE	C.1) IMPIANTO CLIMATIZZAZIONE INVERNALE
C.2) IMPIANTO PRODUZIONE ACS	C.2) IMPIANTO PRODUZIONE ACS
C.3) IMPIANTO CLIMATIZZAZIONE ESTIVA	C.3) IMPIANTO CLIMATIZZAZIONE ESTIVA
C.4) IMPIANTO DI VENTILAZIONE	C.4) IMPIANTO DI VENTILAZIONE
C.5) IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE	C.5) IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE
C.6) IMPIANTO DI TRASPORTO INTERNO	C.6) IMPIANTO DI TRASPORTO INTERNO
1. Dati tecnologici dell'impianto	1. Dati tecnologici dell'impianto
2. Orario di funzionamento	2. Orario di funzionamento
3. Consumi energetici	3. Consumi energetici
3) modulo - PRODUZIONE DI ENERGIA	3) modulo - PRODUZIONE DI ENERGIA
PARTE A) PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	PARTE A) PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA
PARTE B) PRODUZIONE ENERGIA TERMICA	PARTE B) PRODUZIONE ENERGIA TERMICA
1. Dati tecnologici dell'impianto	1. Dati tecnologici dell'impianto
2. Utilizzo dell'energia prodotta	2. Utilizzo dell'energia prodotta
3. Dati di energia prodotta	3. Dati di energia prodotta
4. Valore economico	4. Valore economico
4) modulo - TRASPORTI	4) modulo - TRASPORTI
1. Tipologia e numero mezzi posseduti	1. Tipologia e numero mezzi posseduti
2. Carburante utilizzato e consumi	2. Carburante utilizzato e consumi

Figura 12 – Indice Questionario Aziende e Comuni [4]

3.3.2. Banche Dati

Per la parte di dati reperita tramite banche dati, qui di seguito sono descritte le 4 principali utilizzate in questo studio di fattibilità, una delle quali è europea, due nazionali ed una regionale. Oltre a queste, è stato utilizzato un ulteriore database contenente i consumi energetici comunali. Questi dati sono comuni per tutti i membri del team che si è occupato del progetto Comunità Energetica del Pinerolese. Anche in questo caso, il riferimento è quello della tesi di laurea più recente [4].

Banca dati Europea:

- **PVGis** (Photovoltaic Geographical Information System): piattaforma di libero accesso create dal Joint Research Centre della Commissione Europea [30]. Indicando le coordinate geografiche desiderate è possibile ricavare la produzione mensile di un impianto fotovoltaico di taglia desiderata per diverse inclinazioni del pannello.

Banche Dati Nazionali:

- **ISTAT** (Istituto Nazionale di Sttistica) [31]: ente di ricerca pubblico, i cui dati sono stati prevalentemente utilizzati per lo studio energetico e sociale del territorio.
- **ATLAIMPIANTI** è il sistema informativo geografico del GSE italiano [32]: al suo interno sono stati mappati tutti gli impianti di produzione energetica elettrica e termica da fonte rinnovabile. Ogni impianto viene riportato con informazioni riguardanti la potenza installata e le dimensioni, inoltre, la piattaforma è in costante aggiornamento.

Le tabelle da 2 a 6 qui di seguito, estratte dal medesimo elaborato [4], ma leggermente rielaborate, riassumono i dati estratti da Atla Impianti riguardanti le tipologie di impianti di produzione da fonte rinnovabile. I dati contenuti riportano:

- Numero di impianti;
- Comune di posizionamento;
- kW di potenza installata sul suolo comunale;
- Ore equivalenti di utilizzo annue;
- Energia prodotta all'anno calcolata moltiplicando la potenza installata con le ore equivalenti di utilizzo.

BIOGAS				
N. impianti	COMUNE	kWp	ore eq	MWh/y
1	Buriasco	998	6000	5.988
1	Cavour	498	6000	2.988
1	Macello	200	6000	1.200
1	None	800	6000	4.800
1	Pinerolo	3494,4	6000	20.966
1	Scalenghe	200	6000	1.200
1	Vigone	526	6000	3.156
2	Villafranca	849	6000	5.094
9		7.565		45.392

Tabella 2 – Impianti a Biogas [4]–parziale rielaborazione personale

BIOMASSA				
N. impianti	COMUNE	kWp	ore eq	MWh/y
1	Airasca	14000	8000	112.000
1	Luserna S.G.	1998	8000	15.984
1	None	250	8000	2.000
3		16.248		129.984

Tabella 3 – Impianti a Biomassa [4] –parziale rielaborazione personale

HYDRO N.D.				
N. impianti	COMUNE	kWp	ore eq	MWh/y
2	Angrogna	3795	6000	22.770
2	Luserna San Giovanni	2607		15.642
1	Lusernetta	340		2.040
1	Massello	20		120
1	Perrero	93,5		561
1	Pinerolo	160		960
2	Pomaretto	1980		11.880
2	Porte	960		5.760
3	Prali	2267		13.602
1	Pramollo	20		120
10	Roure	5470		32.820
1	Salza di Pinerolo	950		5.700
2	San Germano Chisone	2680		16.080
2	Torre Pellice	815		4.890
1	Usseaux	100		600
2	Villar Pellice	147		882
1	Villar Perosa	1600		9.600
35		24.005		144.027

Tabella 4 – Impianti Idroelettrici [4] –parziale rielaborazione personale

HYDRO A.F.				
N. impianti	COMUNE	kWp	ore eq	MWh/y
1	Bibiana	60	6000	360
3	Bobbio Pellice	7085		42.510
1	Bricherasio	110		660
1	Fenestrelle	15708		94.248
1	Inverso Pinasca	4797		28.782
1	Luserna San Giovanni	290		1.740
2	Perrero	2064		12.384
1	Pinerolo	170		1.020
1	Pomaretto	2200		13.200
1	Roure	100		600
1	San Secondo di Pinerolo	760		4.560
3	Villar Pellice	3090		18.540
17		36.434		218.604

Tabella 5 – Impianti Idroelettrici ad Acqua Fluente [4]–parziale
rielaborazione personale

Banca Dati Regionale:

- ARPA Piemonte (Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale) [33]: da questo database provengono i dati di temperatura utilizzati nei calcoli dei delta T per i bilanci termici svolti in seguito.

Consumi Energetici comunali:

Per questa sezione, cito testualmente il medesimo elaborato dal quale provengono questi dati: “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”.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici, la seguente **tabella** riporta i dati soltanto di quelli presenti nei 27 comuni firmatari della Oil Free Zone.

COMUNE	ore eq	NO DOM (> 3 kWp)			DOM (> 3 kWp)		
		N. impianti	kWp	MWh/y	N. impianti	kWp	MWh/y
Airasca	1150	30	4399	5059	27	4399	5059
Bricherasio	1150	95	1755	2018	45	1755	2018
Buriasco	1150	33	674	775	9	674	775
Campiglione Fenile	1150	37	1350	1553	5	1350	1553
Cantalupa	1150	46	294	338	48	294	338
Cercenasco	1150	24	1491	1715	17	1491	1715
Frossasco	1150	50	3825	4399	41	3825	4399
Garzigliana	1150	8	667	767	8	667	767
Osasco	1150	24	547	629	17	547	629
Perosa Argentina	1150	20	167	192	18	167	192
Pinerolo	1150	174	2981	3429	130	2981	3429
Piscina	1150	43	1025	1178	21	1025	1178
Pomaretto	1150	12	224	258	9	224	258
Pramollo	1150	1	4	4	1	4	4
Prarostino	1150	15	149	171	15	149	171
Roletto	1150	41	1483	1705	28	1483	1705
Rorà	1150	4	24	28	1	24	28
San Germano Chisone	1150	11	77	88	8	77	88
San Pietro Val Lemina	1150	31	209	240	24	209	240
San Secondo di Pinerolo	1150	57	670	771	37	670	771
Scalenghe	1150	48	2735	3145	22	2735	3145
Torre Pellice	1150	24	155	178	36	155	178
Usseaux	1150	1	15	17	1	15	17
Vigone	1150	76	2304	2649	27	2304	2649
Villafranca Piemonte	1150	90	9752	11214	27	9752	11214
Villar Pellice	1150	18	161	185	13	161	185
Villar Perosa	1150	32	488	561	27	488	561
TOT OFZ		1045	37.624	43.267	662	37.624	43.267

Tabella 6 – Impianti Fotovoltaici Oil Free Zone [4] –parziale rielaborazione personale

4. Scenari Comunità Energetica

Partendo dal caso studio descritto, è stato possibile ipotizzare due diversi scenari e per entrambi è stata redatta un'analisi energetica ed economica al fine di provare la fattibilità e la convenienza della Comunità Energetica del Pinerolese.

4.1. Scenario 1

Il primo scenario fa riferimento al Bando Regionale D.D. n.547 in quanto i soggetti coinvolti sono all'incirca gli stessi, ma i ruoli dei comuni variano. Come si vede in tabella 7, i partecipanti selezionati sono composti da:

- 5 utenze industriali, indicate con una lettera per proteggerne la privacy;
- 6 comuni;
- 2% della popolazione residente in questi comuni.

Nome	Tipologia	Categoria
A	Azienda	Prosumer
I	Azienda	Prosumer
L	Azienda	Prosumer
M	Azienda	Prosumer
N3	Azienda	Consumer
Cantalupa	Comune	Prosumer
Frossasco	Comune	Prosumer
Roletto	Comune	Prosumer
San Pietro Val Lemina	Comune	Prosumer
Scalenghe	Comune	Prosumer
Vigone	Comune	Prosumer
1 % Residenti	Privati Cittadini	Consumer
1 % Residenti	Privati Cittadini	Prosumer

Tabella 7 – Partecipanti scenario 1 – elaborazione personale

4.1.1. Aziende

La categoria delle aziende è la prima protagonista di questo scenario. In questo caso, 4 utenze sono state definite come prosumer, ovvero come consumatori e produttori di energia, mentre una sola azienda (N3) è considerata consumatrice pura.

Per poter completare il bilancio energetico globale di questo scenario è stato necessario richiedere i dati di consumo e produzione direttamente agli energy managers delle aziende. Questi dati sono pervenuti grazie al questionario precedentemente descritto (capitolo 3.3.1.) e fanno riferimento all'anno 2017. Alcuni dati sono stati forniti in forma annuale, altri in forma mensile ed altri ancora in forma oraria. Questi ultimi sono stati trattati così come sono giunti in quanto rispecchiavano i flussi energetici reali delle aziende. Riguardo, invece, i dati annuali e mensili, è stato necessario stimare i consumi orari al fine di avere dei risultati più dettagliati per ogni stagione di consumo. Questa stima è stata fatta tenendo in considerazione le ore di

lavoro feriali e festive, le differenze di temperatura con l'esterno nelle varie stagioni e i profili di utilizzo delle aziende simili che avevano fornito i dati in forma completa.

Per quanto riguarda il bilancio di energia termica consumata, anche in questo caso i dati sono arrivati direttamente dalle aziende. Si è però deciso di fermarsi al dettaglio giornaliero poiché i dati orari non sono stati resi disponibili da nessuna azienda. Ciò che sono state invece individuate e distinte, sono le quote di consumo rispettivamente relative al riscaldamento e ai processi produttivi delle aziende.

Questi due bilanci, elettrico e termico, sono stati tenuti separati al fine di distinguere i due diversi fabbisogni energetici. Tuttavia, per migliorare il confronto o eventualmente poter aggregare i dati, gli smc di gas naturale consumati dalle aziende sono stati convertiti in kWh. Per fare questa operazione, come dato di partenza, è stato utilizzato il valor medio del potere calorifico dichiarato all'interno delle fatture gas che corrisponde a 39,151 MJ/smc. Questo valore è equivalente a 10,58 kWh/smc, ma, tenendo conto del calore di vaporizzazione dell'acqua, è stato ricavato il potere calorifico inferiore pari a 9,779 kWh/smc. Moltiplicando infine questo dato per gli smc consumati dalle aziende, è stato dunque possibile convertire i consumi termici delle aziende in kWh.

Riguardo i dati di produzione, i dati derivano dalle 4 aziende prosumer dello scenario. Occorre tuttavia distinguere a seconda del tipo di tecnologia utilizzata.

In questo primo scenario, le tipologie di impianti produttivi considerati sono:

- Fotovoltaico;
- Idroelettrico;
- Biogas;
- Cogenerazione.

A proposito del fotovoltaico, per le aziende A, I ed M, si disponeva soltanto dei dati di produzione mensile di tutto l'anno 2017. Per poter ricavare un dato orario per tutte e 4 le stagioni dell'anno, si è considerata la produzione mensile dei mesi di gennaio, aprile, luglio e novembre ed è stata avanzata l'ipotesi semplificativa che la produzione sia stata uniforme in tutti i giorni del mese (senza quindi tenere conto delle condizioni meteorologiche di ogni singolo giorno di questi 4 mesi). A questo punto, avendo ricavato il dato medio giornaliero di produzione, si è seguito il modello di produzione da impianto fotovoltaico presente nel report [34]. Come si può vedere nella figura 13, tratta dal medesimo report, ma ampliata per le stagioni primaverile ed autunnale, la stagione invernale è quella in cui si ha un minor numero di ore produttive e pertanto la produzione risulta essere percentualmente più concentrata nelle ore centrali della giornata. L'andamento del grafico si abbassa e si dilata fino ad arrivare alla condizione estiva, dove si nota che le ore giornaliere in cui l'impianto produce sono di più e di conseguenza la produttività è più distribuita nell'arco della giornata.

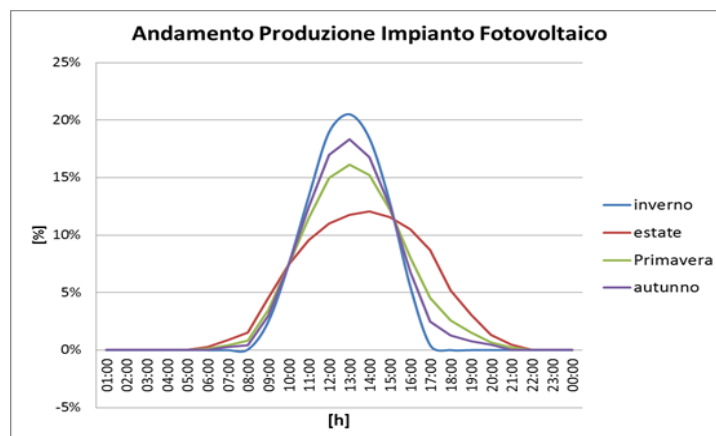


Figura 13 – modello di produzione di un impianto fotovoltaico

Per quanto riguarda la produzione da impianto idroelettrico, si disponeva dei dati reali annuali, mensili, giornalieri ed orari per tutto il 2017 dell'azienda A. Essendo questo l'unico produttore di energia da impianto idroelettrico nello scenario 1, viste le dimensioni dell'impianto e disponendo dei dati reali, si è deciso di sfruttare questo database per creare un modello di produzione da utilizzare per stimare i dati orari di produzione degli impianti comunali nello scenario 2. Lo stesso modello, per i mesi estivo ed invernale, lo si può trovare all'interno del report [34].

A proposito della produzione elettrica da Biogas e cogenerazione, in questo scenario si è tenuto conto degli impianti dell'aziende A ed L. Per tutti questi impianti si disponeva dei dati annuali e mensili. Per rendere questi dati in forma oraria si è tenuto conto delle potenze nominali degli impianti e delle ore di funzionamento che sono state ipotizzate essere 6000. Si è poi deciso di mantenere costante la quota di produzione relativa al biogas ed alla cogenerazione sia a livello giornaliero che orario.

Alla luce di queste premesse a proposito della metodologia e dell'interpretazione dei dati, le seguenti tabelle rappresentano la situazione globale di consumi elettrici e termici per lo scenario 1.

La tabella 8 raffigura il consumo elettrico annuale e mensile delle aziende selezionate per l'analisi di questo scenario.

	Anno 2017 kWh	gennaio kWh	febbraio kWh	marzo kWh	aprile kWh	maggio kWh	giugno kWh	luglio kWh	agosto kWh	settembre kWh	ottobre kWh	novembre kWh	dicembre kWh
A	13.709.380	1.109.428	1.028.965	1.021.861	1.089.992	1.144.340	1.048.562	1.151.048	1.186.357	1.244.371	1.218.888	1.194.165	1.271.403
I	89.537	6.854	5.943	6.389	5.671	6.903	10.112	10.987	8.742	7.754	6.287	7.138	6.756
L	125.219	9.104	8.667	9.585	9.603	9.217	12.038	16.377	10.356	11.918	9.188	9.118	10.048
M	76.378	9.147	7.868	6.694	5.245	4.906	3.934	4.150	4.821	5.086	7.051	8.179	9.298
N3	18.929	873	907	597	831	832	681	1.163	1.055	1.710	2.955	3.760	3.565
TOT	14.019.442	1.135.406	1.052.350	1.045.125	1.111.342	1.166.197	1.075.328	1.183.725	1.211.332	1.270.839	1.244.369	1.222.360	1.301.070

Tabella 8 – consumo elettrico annuale scenario 1- elaborazione personale

La successiva tabella 9 contiene il numero giorni lavorati dalle aziende nel 2017 secondo le stime effettuate controllando le festività nel calendario.

gg lavorativi (gg/m)												
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
A	28	28	31	28	30	29	31	23	30	31	29	26
I	30	27	30	26	30	29	31	30	30	25	29	28
L	31	28	31	30	28	28	31	20	30	28	30	31
M	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
N3	26	24	22	15	26	25	26	12	18	23	22	23

Tabella 9- giorni lavorati nel 2017 - elaborazione personale

Dividendo il consumo mensile per i giorni lavorati è stato possibile calcolare il consumo medio giornaliero per ogni azienda. Il risultato di questa operazione è possibile vederlo in tabella 10.

consumo giorno lavorativo medio mensile (kWh/d)												
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
A	39.622	36.749	32.963	38.928	38.145	36.157	37.131	51.581	41.479	39.319	41.178	48.900
I	228	220	213	218	230	349	354	291	258	251	246	241
L	294	310	309	320	329	430	528	518	397	328	304	324
M	295	281	216	175	158	131	134	156	170	227	273	300
N3	34	38	27	55	32	27	45	88	95	128	171	155
TOT	40473	37597	33728	39697	38894	37094	38192	52633	42399	40255	42172	49920

Tabella 10 – consumo giorno lavorativo medio - elaborazione personale

Come emerge dalla precedente tabella 10 l'azienda A ha un peso nettamente maggiore delle altre ed i suoi consumi sono circa il 98% del totale.

Per quanto riguarda i consumi termici, la successiva tabella 11 riassume i consumi annuali e mensili dichiarati dalle aziende.

	consumo termico mensile (kWh/d)											
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
A	3106955	2606526	3283406	2993400	1944204	2251031	2317638	2422111	2402543	2593721	3774898	3224465
I	34.627	24.086	16.967	6.845	1.897	0	0	0	0	6.307	19.431	26.941
L	57.920	59.997	63.579	39.535	26.429	19.693	18.527	8.361	19.098	27.078	50.391	65.265
M	106.366	73.499	54.195	26.550	32.515	10.405	10.121	10.004	18.473	49.902	61.422	98.064
TOT	3305868	2764107	3418147	3066330	2005045	2281129	2346286	2440476	2440114	2677009	3906142	3414735

Tabella 11 – consumo termico mensile - elaborazione personale

Ripetendo la stessa operazione effettuata per i consumi elettrici, è stato possibile ricavare il consumo termico giornaliero per ogni azienda. I risultati si possono osservare in tabella 12.

	consumo giorno lavorativo medio mensile (kWh/d)											
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
A	110963	93090	105916	106907	64807	77622	74763	105309	80085	83668	130169	124018
I	1154	892	566	263	63	0	0	0	0	252	670	962
L	1868	2143	2051	1318	944	703	598	418	637	967	1680	2105
M	3431	2625	1748	885	1049	347	326	323	616	1610	2047	3163
TOT	117416	98750	110281	109373	66863	78672	75687	106050	81337	86498	134566	130249

Tabella 12 – consumo giorno medio lavorativo mensile - elaborazione personale

Anche in questo caso emerge la grande incidenza dell'azienda A che è circa pari al 94%. La presenza di questa azienda è sicuramente sproporzionata rispetto alle altre, ma è fondamentale per l'esistenza della Comunità Energetica stessa. La seguente Figura 14, rappresenta proprio questo netto distacco tra i consumi di A e quelli delle altre aziende.

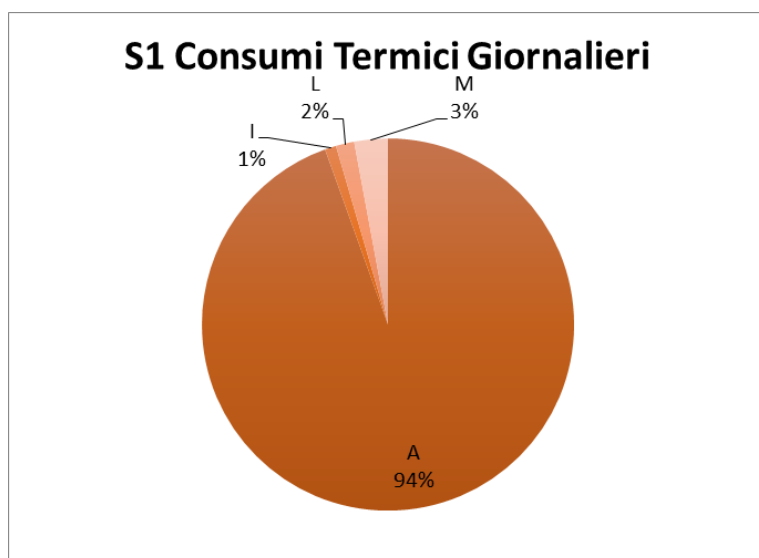


Figura 14 – Ripartizione consumi termici giornalieri - elaborazione personale

I dati di produzione verranno analizzati in modo più dettagliato nei paragrafi successivi. Questo per poter avere un confronto ravvicinato tra l'energia prodotta e quella consumata comune per comune, ora per ora.

4.1.2. Comuni

I comuni interessati in questo scenario sono in tutto 6 e sono stati introdotti come prosumers. Ciò significa che la loro partecipazione alla comunità energetica è da intendere sia come consumatori che come produttori.

Per i dati di consumo, si è ipotizzato di includere soltanto i pod legati all'illuminazione pubblica. Il dato annuale è stato ricavato da Istat [31] e dalla tesi di Laurea di Anna Forte [35]. Per ricavare i dati orari, si è tenuto conto degli orari convenzionali di accensione dichiarati da Arera [36] arrotondandoli all'ora esatta più vicina. Come si può vedere nella successiva tabella 13, gli orari di accensione e spegnimento della pubblica illuminazione nei mesi selezionati sono i seguenti.

Mese	Orario Accensione	Orario Spegnimento	Ore Accensione [h]
Gennaio	17	8	15
Aprile	20	6	10
Luglio	21	5	8
Novembre	17	7	14

Tabella 13 – Orari accensione e spegnimento illuminazione pubblica – elaborazione personale

La tabella 14 riporta invece il consumo annuale ed orario da imputare all'illuminazione pubblica in ogni comune di questo scenario. Il valore orario è stato ricavato dividendo il valore annuale per le ore di utilizzo stimate grazie agli orari di accensione e spegnimento.

Illuminazione pubblica	Consumo 2017 [kWh]	ore utilizzo 2017 [h]	consumo orario [kWh]
Cantalupa	163709	4250	38,52
Frossasco	329922	4250	77,63
Roletto	187182	4250	44,04
San Pietro Val Lemina	248782	4250	58,54
Scalenghe	338852	4250	79,73
Vigone	298381	4250	70,21

Tabella 14 – consumo annuo ed orario illuminazione pubblica – elaborazione personale

Riguardo la produzione, sono stati considerati gli impianti presenti sui territori comunali i cui dati del 2017 erano disponibili su Atla Impianti [32]. I dati erano in forma mensile ed annuale, per questo motivo, al fine di ricavare i dati orari per ogni diversa tecnologia impiantistica (fotovoltaico, idroelettrico e biogas), ci si è serviti della stessa metodologia descritta nel capitolo precedente. Riguardo i dati orari di impianti fotovoltaici, a volte risulta che la produzione primaverile sia maggiore di quella estiva. In realtà non è così: la produzione estiva a livello mensile è sempre maggiore di quella primaverile, tuttavia, avendo fatto

l'ipotesi che la produzione sia omogenea ogni giorno, non si è tenuto conto delle condizioni climatiche. Inoltre, i mesi scelti come riferimento per la primavera e l'estate sono rispettivamente aprile e luglio, per cui, nel caso primaverile, il consumo mensile è stato distribuito su 30 giorni invece che su 31. Per questi motivi, il valore della produzione media giornaliera a volte risulta maggiore in primavera piuttosto che in estate.

4.1.3. Privati Cittadini

Per quanto riguarda i privati cittadini inclusi nello scenario 1, sono stati suddivisi in 2 gruppi:

- 1% composto da consumers;
- 1% composto da prosumers.

Il dato esatto di cittadini e di famiglie coinvolti in questo scenario è stato ricavato da Istat [31] e riportati nella successiva tabella 15.

Comune	Abitanti considerati	numero famiglie	consumo annuo [kWh]
Cantalupa	51	17	45900
Frossasco	57	19	51300
Roletto	40	13	35100
San Pietro Val Lemina	29	10	27000
Scalenghe	67	22	59400
Vigone	104	35	94500

Tabella 15 – abitanti considerati e consumo annuo - elaborazione personale

Il consumo annuo è stato stimato ipotizzando un ragionevole consumo annuo di 2700 kWh a famiglia. Per ottenere un dato orario di questi consumi, è stata seguita la curva di carico tipo delle utenze domestiche dell'area del pinerolese e la si è confrontata con il seguente profilo (figura 15) dove è rappresentata la potenza media assorbita ora per ora da un'utenza domestica secondo uno studio dell'università di Pisa [37]. In questo caso non è stata fatta distinzione tra giorni festivi e feriali essendo molto piccola la variazione.

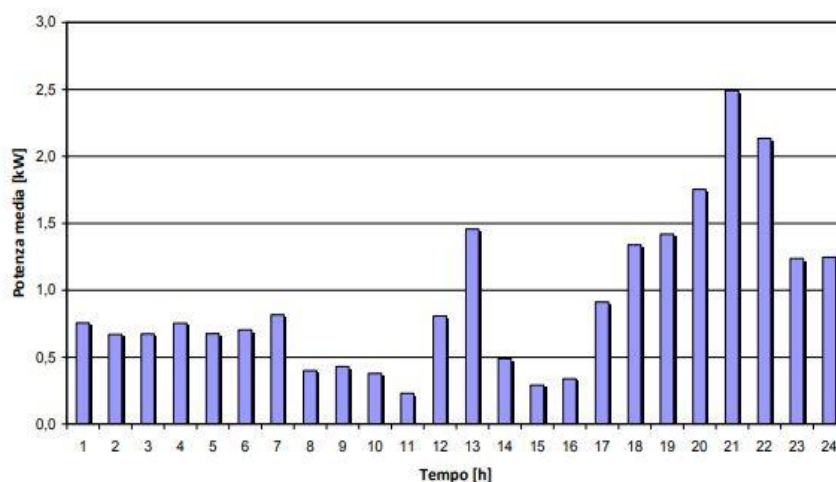


Figura 15 – curva di carico utenza domestica - elaborazione personale

Per quanto riguarda la produzione, invece, è stato conteggiato soltanto l'1% della popolazione: in particolare, si è ipotizzato che questa quota di cittadini possedesse un impianto fotovoltaico da 3 kW di potenza e che le ore di funzionamento annuo fossero 1100.

Nella seguente tabella 16, è possibile osservare il numero di abitanti, il numero di famiglie, la potenza installata, le ore annue di funzionamento e la quota di produzione annua calcolata secondo le ipotesi precedentemente descritte.

Comune	Abitanti considerati	numero famiglie	potenza installata [kW]	ore di funzionamento	produzione annua [kWh]
Cantalupa	27	9	27	1100	29700
Frossasco	30	10	30	1100	33000
Roletto	18	6	18	1100	19800
San Pietro Val Lemina	15	5	15	1100	16500
Scalenghe	33	11	33	1100	36300
Vigone	54	18	54	1100	59400

Tabella 16 – abitanti considerati, potenza installata e produzione annua - elaborazione personale

La tabella 17, raffigura invece per ogni stagione e per ogni comune la quota di energia prodotta giornalmente da impianti fotovoltaici, la quale, è stata successivamente distribuita in forma oraria seguendo i modelli precedentemente descritti al capitolo 4.1.1. Il dato giornaliero di produzione è stato ricavato per mezzo di PVGIS [30] impostando un montaggio integrato nell'edificio ed un'inclinazione di 25°.

produzione giornaliera [kWh]	inverno	primavera	estate	autunno
Cantalupa	60,1	105,8	130,6	58,3
Frossasco	66,8	119,0	147,0	66,4
Roletto	41,1	70,6	87,0	40,0
San Pietro Val Lemina	32,2	58,9	72,9	32,1
Scalenghe	72,9	134,2	165,4	71,8
Vigone	119,8	218,9	269,2	117,1

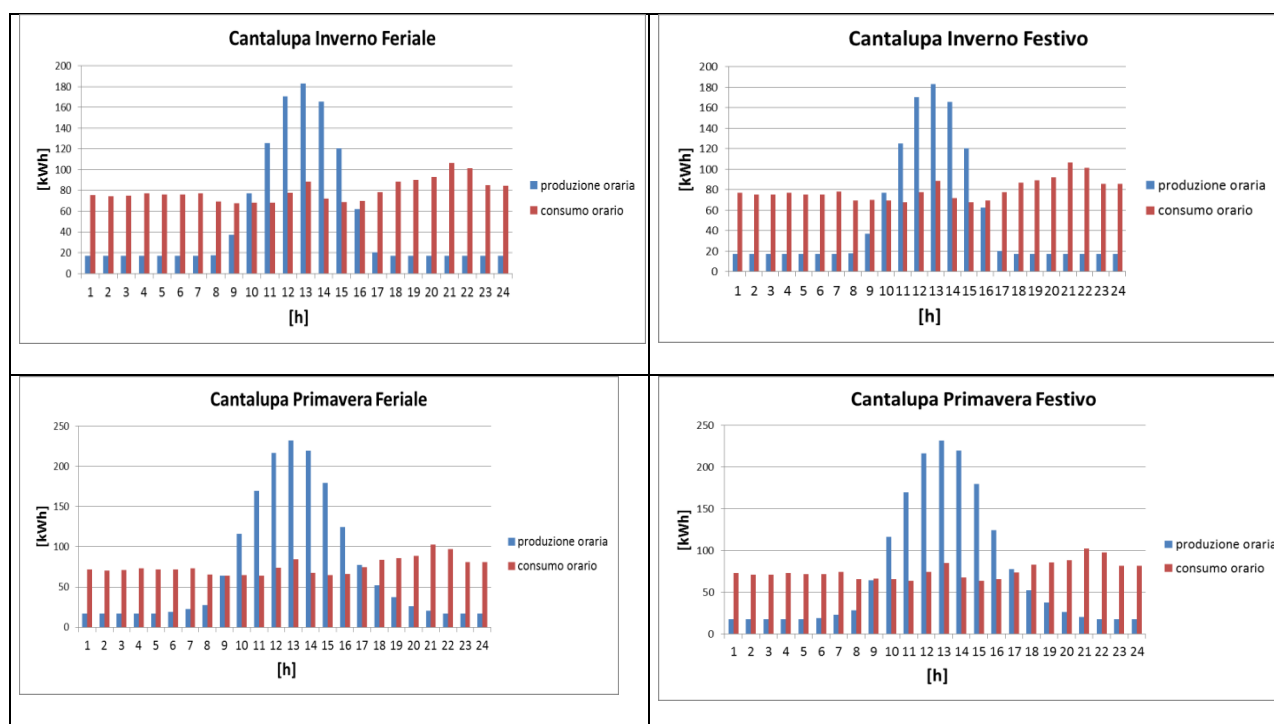
Tabella 17 – produzione giorno tipo di ogni stagione - elaborazione personale

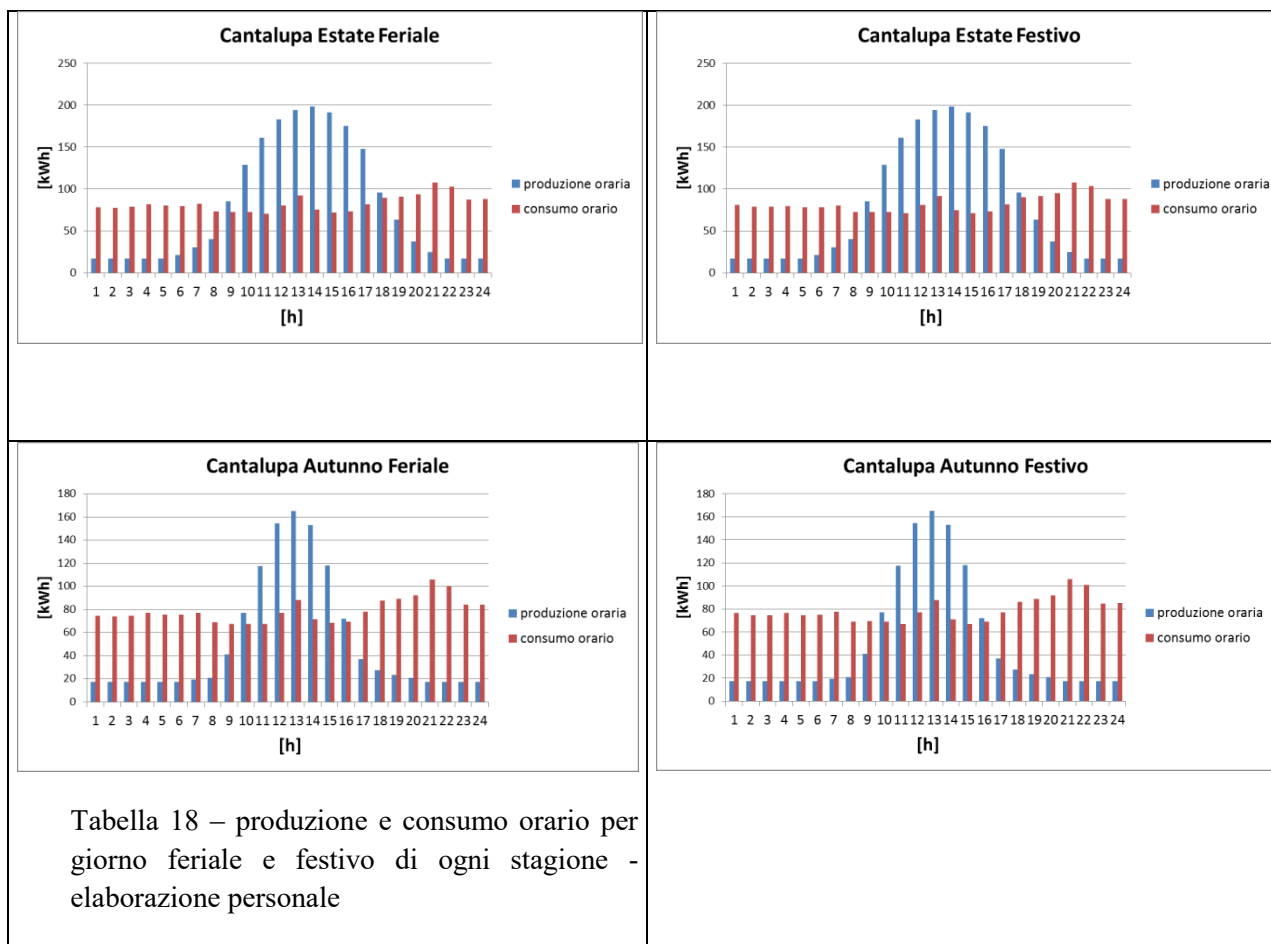
4.1.4. Cantalupa

Cantalupa è il primo dei comuni analizzato. In questo comune risiedono 2 delle aziende considerate in questo scenario (L, M). L'unica tipologia di impianti produttivi presenti sul territorio comunale sono di tipo fotovoltaico, tuttavia, l'azienda L possiede un impianto di cogenerazione. Gli impianti sul territorio sono in tutto 46 per una potenza installata di 294 kW.

4.1.4.1. Bilancio Elettrico

L'analisi condotta, secondo la metodologia precedentemente descritta, ha portato ai risultati che è possibile vedere nella successiva tabella 18, dove si possono osservare i profili di consumo orari in giorni festivi e feriali di tutte e 4 le stagioni.





Come si denota dalla precedente tabella 18, in caso di giornata soleggiata, il consumo è coperto dalla produzione soltanto nelle ore centrali della giornata di tutte le stagioni sia in un giorno feriale che in un giorno. In orario notturno e serale sarà necessario acquistare energia dalla rete o da altri membri della Comunità Energetica. Il consumo festivo è praticamente pari a quello feriale poiché le aziende L ed M operano in un settore in cui non sono previste chiusure nei giorni di festa e la domenica. Si può inoltre osservare un picco alle ore 13 ed uno alle ore 21: questo è dovuto al contributo delle utenze domestiche, le quali raggiungono il massimo dei loro consumi proprio in questi orari. I consumi maggiori avvengono nella stagione estiva a causa dell'accensione dei climatizzatori.

Il surplus di energia nelle ore centrali della giornata potrebbe essere usato per diversi scopi: potrebbe essere ceduto ad aziende di comuni limitrofi in tempo reale oppure potrebbe essere immagazzinato tramite sistemi di accumulo per riutilizzarlo nelle ore serali in cui si registra invece un deficit di energia..

Riguardo le ore notturne, i consumi derivano prevalentemente dall'illuminazione pubblica comunale.

4.1.4.2. Bilancio Termico

Il bilancio termico per questa azienda e per quelle trattate nei capitoli successivi, è stato svolto seguendo la procedura descritta al capitolo 4.1.1. I grafici sottostanti riportano l'andamento dei consumi del giorno tipo di ogni mese riguardanti le aziende L ed M. Sull'asse secondario è stata invece riportata la differenza di temperatura tra l'interno e l'esterno per ogni mese.

Le temperature esterne sono state ricavate da Arpa Piemonte [33] per ogni giorno dell'anno e sono state corrette sulla base della differenza di altitudine tra l'azienda e la stazione meteo. Le stazioni meteorologiche prese come riferimento sono state rispettivamente quella di Pinerolo e quella di Cumiana. La scelta è stata dettata dalla vicinanza geografica alle aziende.

La formula utilizzata per questa correzione è la seguente:

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

In questa formula, “Tcorr [°C]” indica la temperatura corretta che si vuole ottenere come risultato, “Tstazione rif.” è la temperatura di riferimento rilevata alla stazione meteorologica, “Z” indica la quota rispettivamente dell'azienda e della stazione meteorologica ed infine “d” è un fattore di correzione applicato per le località site nella provincia di Torino pari a 1/178 [°C/m] come indicato dal prospetto 5 della norma UNI 10349-1:2016 [38].

Dopo aver corretto le Temperature, è stata calcolata la media giornaliera per ogni mese ed è stato ricavato il DeltaT mensile che appare nei grafici seguenti in figura 16 e 17. Le formule utilizzate per questa operazione sono le seguenti:

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

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

Le temperature interne invernali ed estive sono state fissate rispettivamente pari a 20 [°C] e 26 [°C].

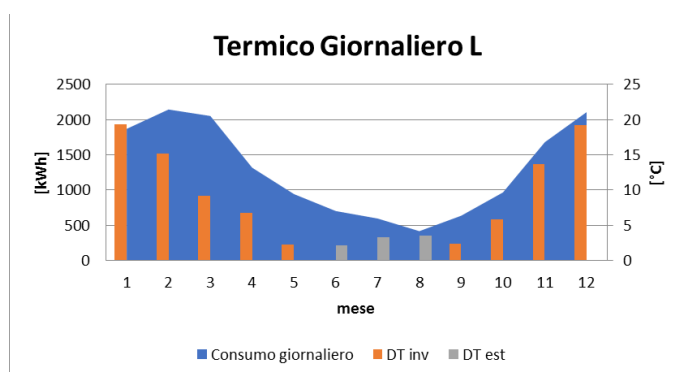


Figura 16 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T- elaborazione personale

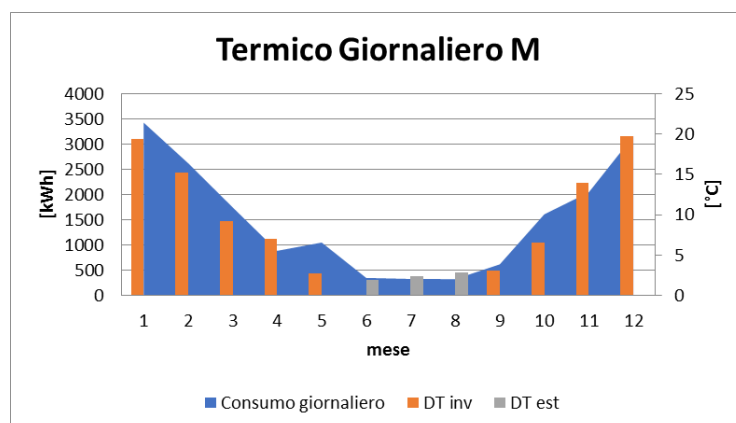


Figura 17 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T- elaborazione personale

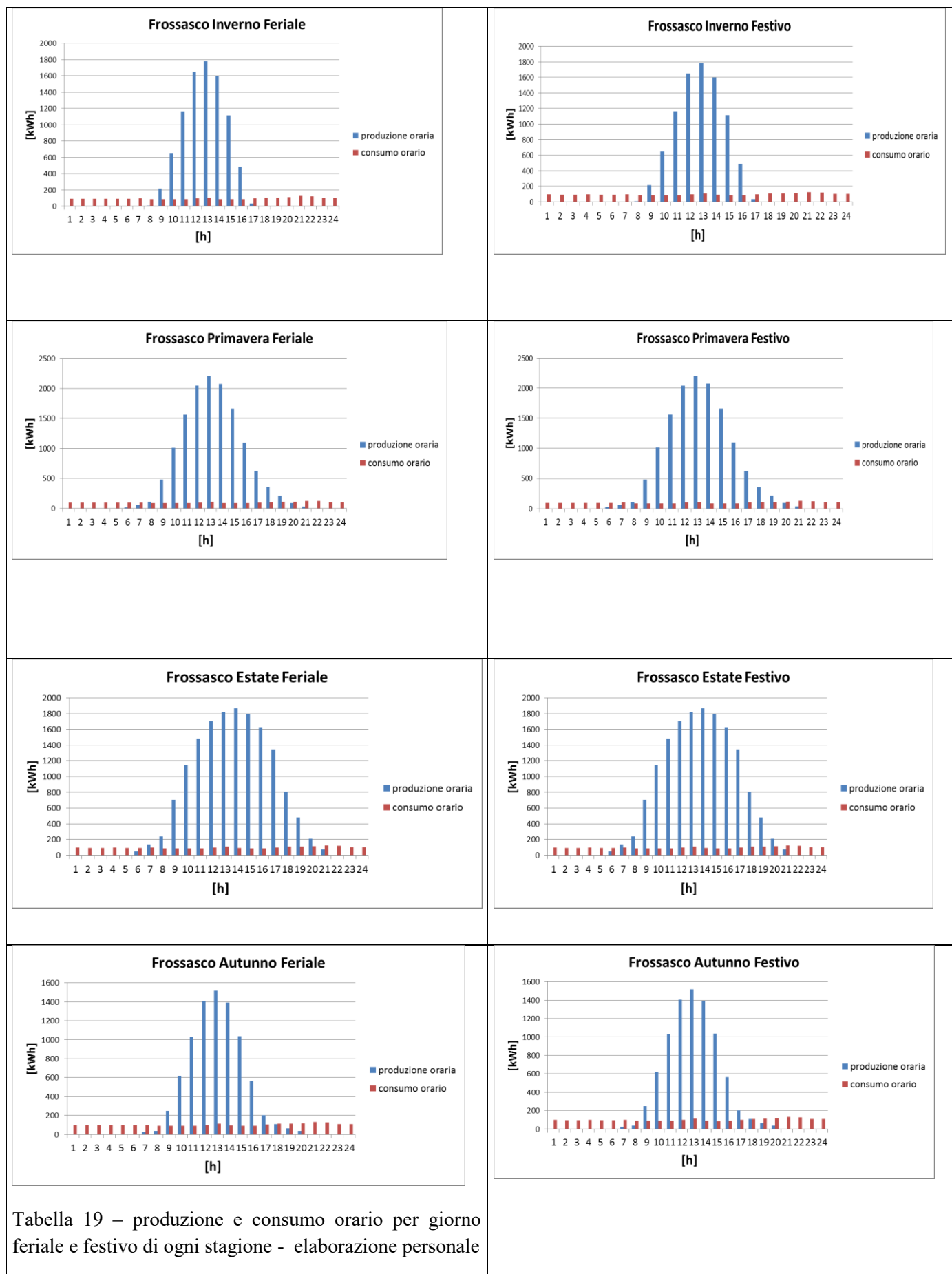
Come si può ben vedere nei precedenti grafici, il consumo termico è di tipo prevalentemente stagionale in quanto è legato al riscaldamento interno delle aziende. Per quanto riguarda i mesi estivi il consumo termico è dovuto alle cucine e alla produzione di acqua calda sanitaria. Questa quota, in realtà, è presente anche nei mesi invernali poiché è indipendente dalla climatizzazione e può essere stimata costante per tutto l'anno. Nel caso dell'azienda L si tratta di circa 681 kWh, mentre per l'azienda M circa 327kWh.

4.1.5. Frossasco

Frossasco è il secondo dei comuni analizzato. In questo comune risiede una delle aziende considerate in questo scenario (N3) e l'unica tipologia di impianti produttivi presenti sul territorio comunale sono di tipo fotovoltaico. Il numero di impianti installati è 50 per una potenza complessiva di 3825 kW. Frossasco risulta dunque essere il comune con una potenza installata maggiore in questo scenario.

4.1.5.1. Bilancio Elettrico

L'analisi è stata condotta secondo le medesime modalità. I risultati che sono emersi sono consultabili nella tabella 19 qui di seguito.



Emerge dalle precedenti immagini che la produzione elettrica da impianti fotovoltaici a Frossasco è circa 10 volte superiore alla produzione di Cantalupa. Questo è dovuto alla maggior potenza installata. Sommando il fatto che l'azienda N3 non abbia consumi particolarmente elevati, è evidente che la domanda di energia di N3 sia completamente coperta nelle ore centrali della giornata. Durante la notte, invece, l'energia dovrà essere completamente acquistata dalla rete o da altri membri della Comunità Energetica.

Su questo comune resta dunque a disposizione un buon quantitativo energetico che potrebbe essere venduto ad altri utenti e in parte accumulato per coprire la domanda notturna dell'azienda N3 e dell'illuminazione pubblica.

L'azienda N3 non presenta consumi di gas ed essendo l'unica azienda sotto analisi in questo comune non è stato necessario svolgere un bilancio termico.

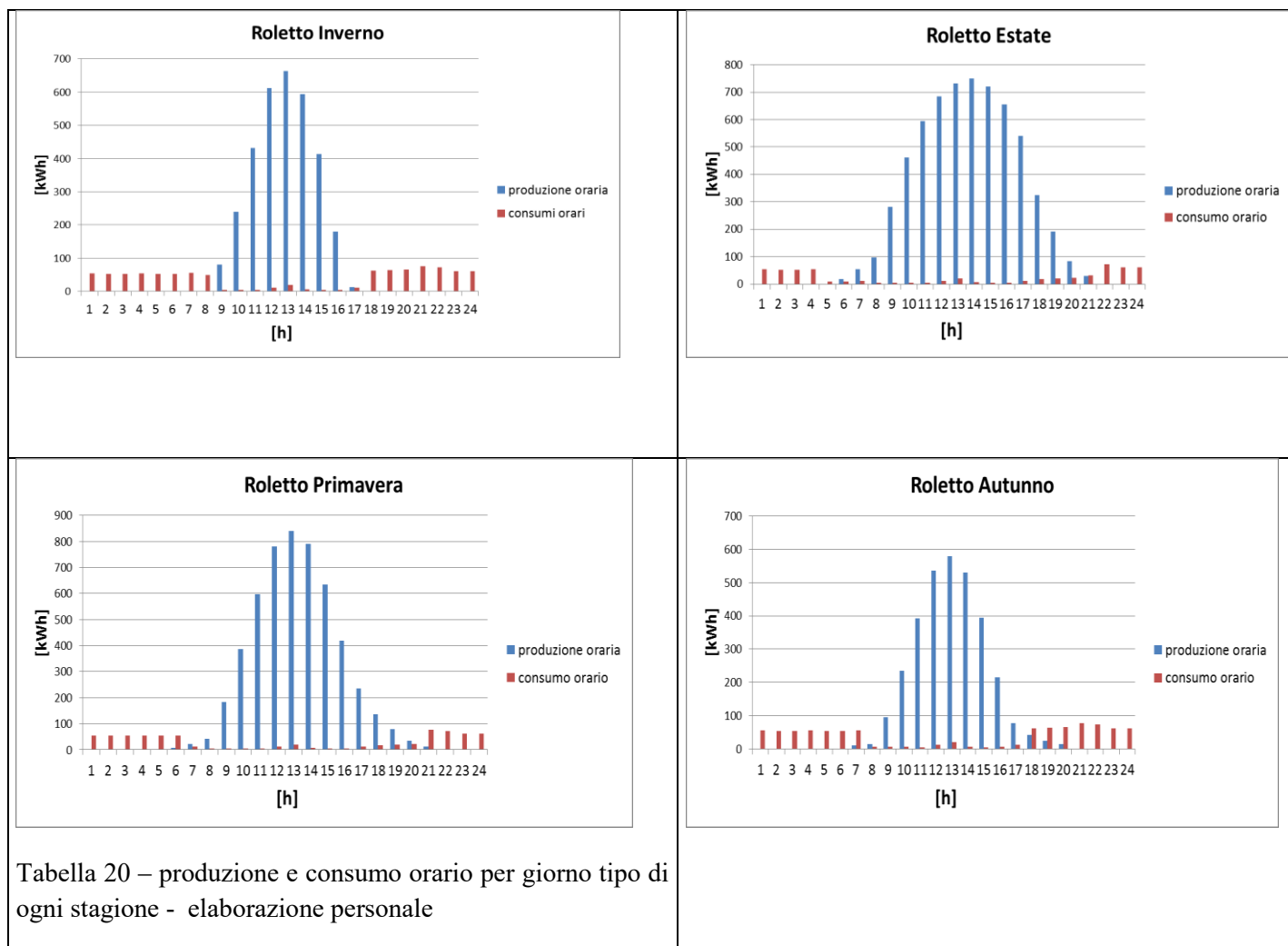
4.1.6. Roletto

Roletto è il terzo dei comuni analizzato nello scenario 1. All'interno di questo comune non risiedono aziende considerate nella nostra analisi, pertanto l'aspetto fondamentale su cui focalizzare l'attenzione è stato quello produttivo. Per quanto riguarda i consumi, derivano totalmente dall'illuminazione pubblica e dal 2% dei cittadini residenti..

La tipologia di impianti produttivi su questo territorio è completamente di tipo fotovoltaico: gli impianti installati sono 41 e la potenza installata 1483kW.

4.1.6.1. Bilancio Elettrico

Come si può vedere nella successiva tabella 20 la produzione è circa la metà di quella di Frossasco in tutte le stagioni. Non essendo presenti utenze industriali in questo scenario su questo comune, gran parte dell'energia potrà essere messa a disposizione all'interno della comunità per essere autoconsumata. La restante parte potrà essere utilizzata per coprire la domanda energetica dei cittadini ed accumulata per soddisfare il fabbisogno dovuto all'illuminazione pubblica.



Il bilancio termico non è stato necessario sempre per la mancata presenza di aziende su questo comune all'interno di questo scenario.

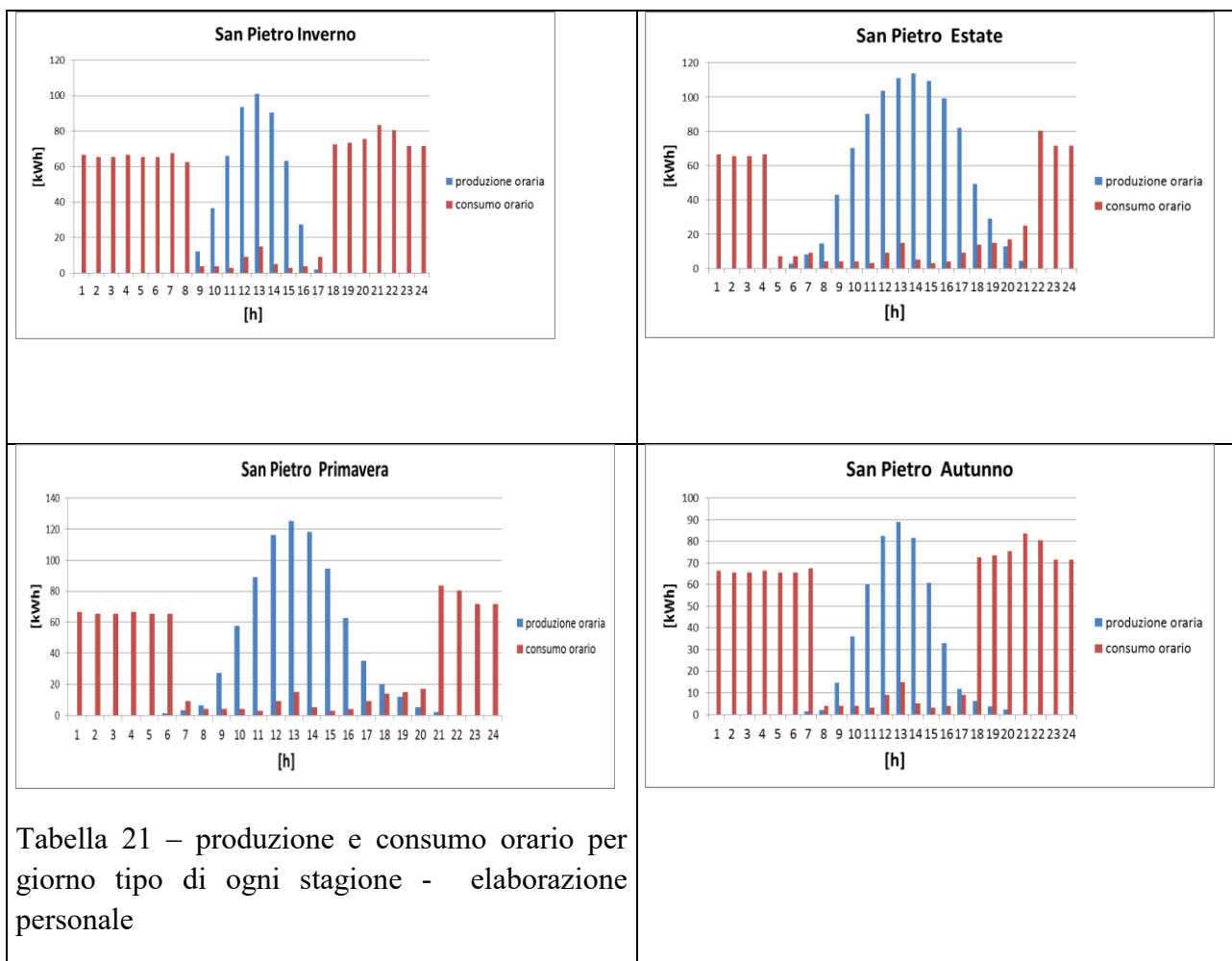
4.1.7. San Pietro Val Lemina

San Pietro Val Lemina è il quarto comune analizzato e, come per il caso di Roletto, non sono presenti utenze aziendali sul suo territorio che siano coinvolte in questa analisi. La tipologia di impianti produttivi anche in questo caso è solo di tipo fotovoltaico, ma il quantitativo energetico prodotto è piuttosto basso. Per quantificare meglio, è circa la metà di quello di Cantalupa. Gli impianti installati non domestici con potenza superiore a 3 kW sono in tutto 31 per una potenza installata complessiva di 209 kW.

4.1.7.1. Bilancio Elettrico

Essendo bassa la potenza produttiva installata, ovviamente anche la produzione non sarà elevata. La seguente tabella 21 dimostra come infatti i consumi da imputare all'illuminazione

pubblica e alle utenze domestiche siano sufficienti per oltrepassare la quota di energia prodotta per la maggior parte delle ore della giornata, in particolare nella stagione invernale ed autunnale.



Durante la stagione estiva, invece, si potrebbe accumulare abbastanza energia da poter soddisfare il fabbisogno energetico dell'illuminazione pubblica.

In questo comune, emerge dunque una richiesta energetica tendenzialmente non coperta dalla produzione del territorio. Occorre quindi necessariamente acquistare energia dalla rete o da altri membri della comunità soprattutto in orari serali e notturni.

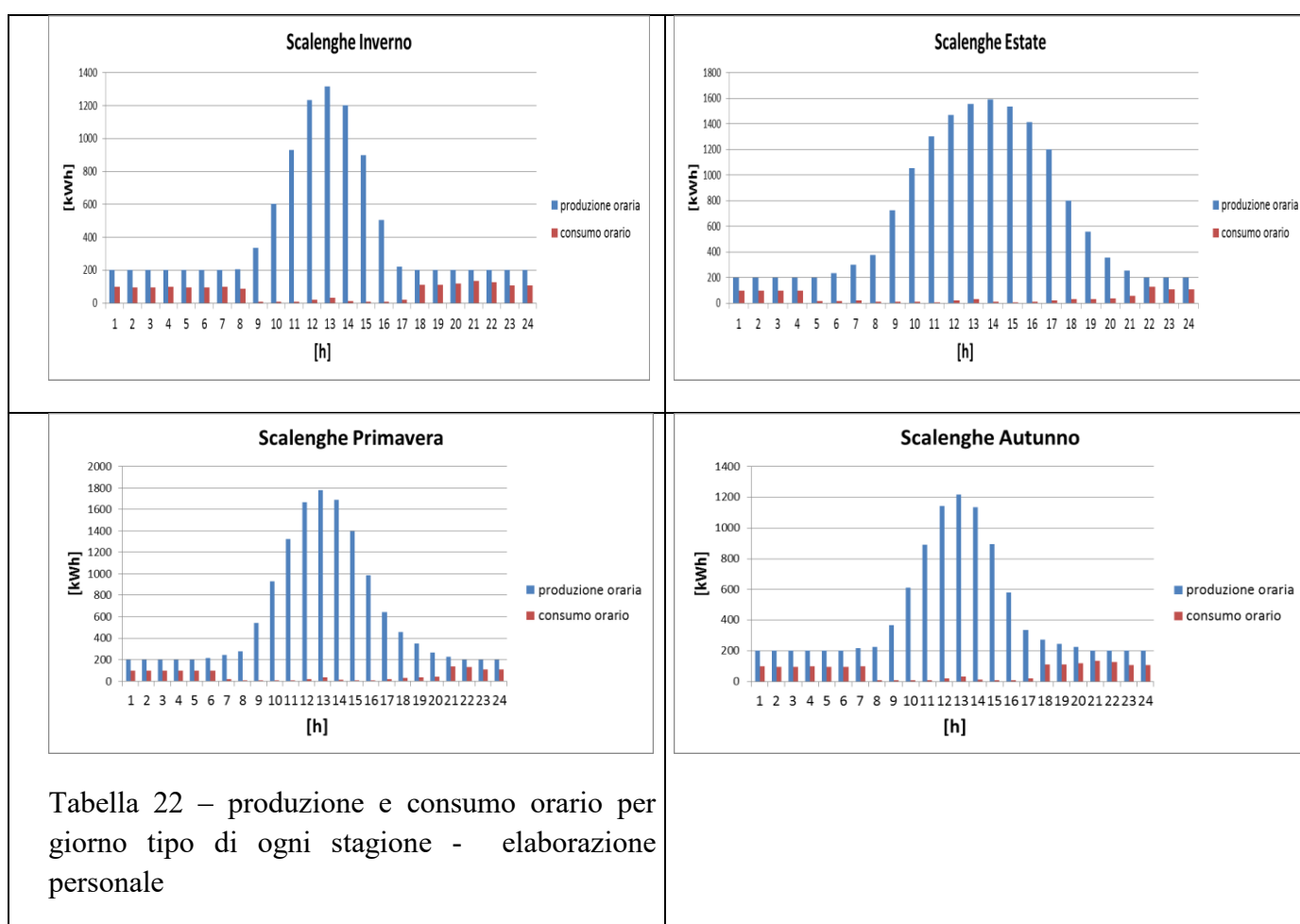
4.1.8. Scalenghe

Scalenghe è il quinto comune analizzato in questo scenario. Anche in questo caso, i consumi sono soltanto relativi all'illuminazione pubblica e alle utenze domestiche. Per quanto riguarda la produzione, tuttavia, oltre agli impianti fotovoltaici, è presente anche un impianto alimentato a biogas con 200 kW di potenza e 6000 ore di utilizzo annue (stimate). A proposito

degli impianti fotovoltaici installati, sono in tutto 48 per una potenza complessiva di 2735 kW.

4.1.8.1. Bilancio Elettrico

Nella seguente tabella 22, è possibile osservare la quota di produzione oraria in questo comune in un giorno tipo di ogni stagione. Risulta evidente che la sola quota prodotta dall'impianto a biogas è sufficiente per soddisfare l'intero fabbisogno energetico considerato in questo scenario. In questo modo, il surplus energetico potrebbe essere condiviso con gli altri membri della Comunità energetica. In alternativa sarebbe opportuno calibrare la produzione in modo da ottimizzarla compatibilmente con la richiesta di energia.



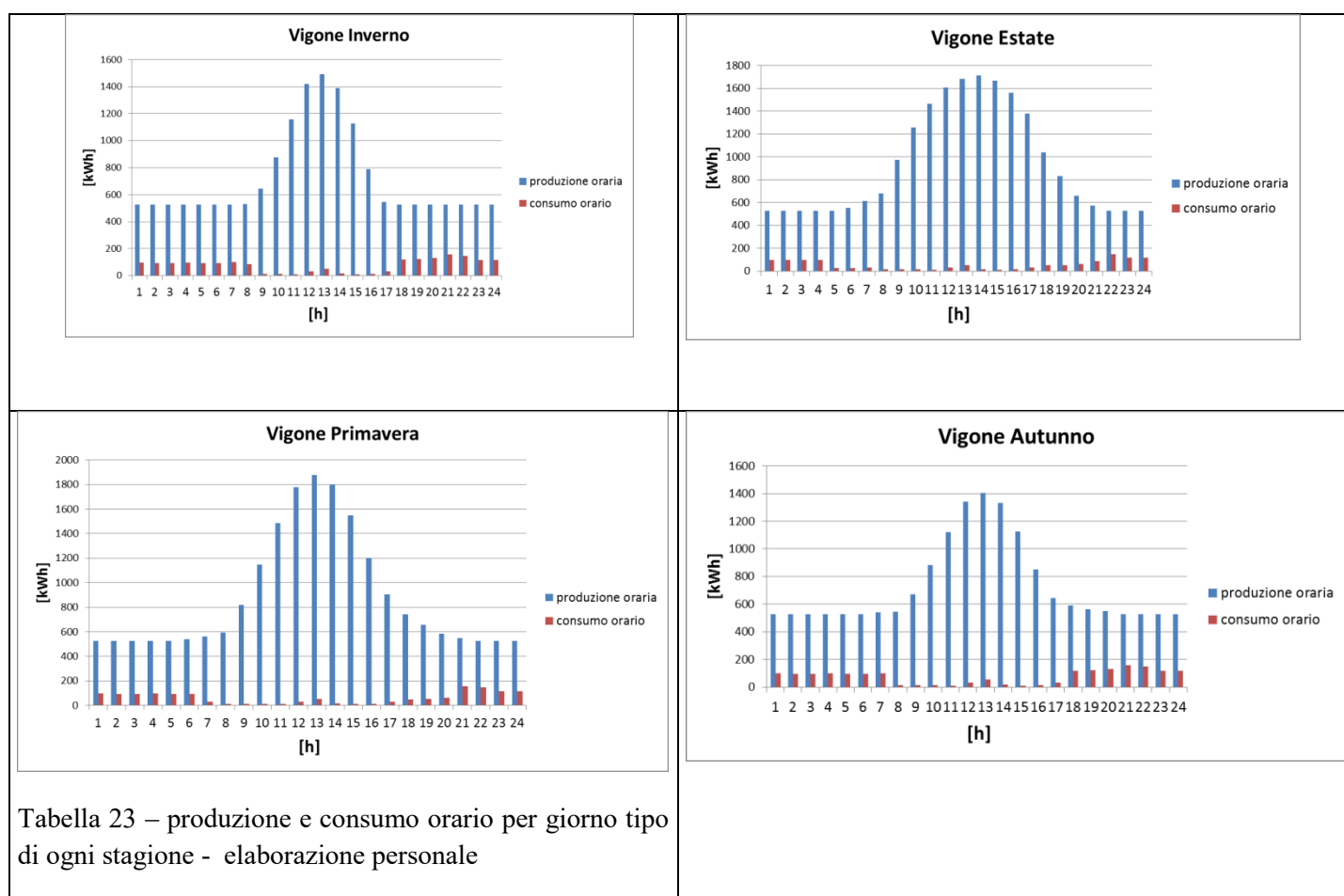
4.1.9. Vigone

Vigone è l'ultimo dei comuni considerati in questa analisi. Esattamente come gli altri comuni, è stato inserito in questo scenario in veste di prosumer, inoltre presenta delle

particolari somiglianze con Scalenghe. Per quanto riguarda il parco produttivo di questo comune, sono presenti sul territorio 76 impianti fotovoltaici non domestici con potenza superiore ai 3 kW. In totale la potenza disponibile per questo tipo di tecnologia è di 2304 kW. Molto importante è la presenza di un impianto alimentato a biogas, la cui potenza nominale è di 526 kW.

4.1.9.1. Bilancio Elettrico

Come è stato fatto per gli altri comuni, qui di seguito è possibile osservare all'interno della tabella 22 l'andamento orario dei flussi energetici per il giorno tipo di ogni stagione.



La quota di produzione dovuta alla centrale a Biogas è circa 2.5 volte più grande della produzione, tramite medesima tecnologia, del comune di Scalenghe. Per quanto riguarda la produzione da fotovoltaico, però, risulta essere più bassa rispetto al comune di Scalenghe.

Anche in questo caso, l'impianto a biogas sarebbe sufficiente da solo a coprire il fabbisogno. Sarebbe quindi opportuno usare il surplus energetico per fornire energia anche

alle utenze dei comuni limitrofi o in alternativa regolare la produzione in modo che segua la curva di carico dei consumi reali.

Non sono presenti utenze con consumi termici, pertanto non è stato fatto nessun bilancio di questo tipo. Lo stesso vale anche per i comuni di Frossasco, Roletto, San Pietro Val Lemina, Scalenghe e Vigone.

4.1.10. Aziende I ed A

Le aziende A ed I sono un caso a parte in questo scenario poiché hanno sede a Pinerolo, tuttavia, l'azienda A possiede diversi POD nei comuni analizzati. In ottica di consumi, l'azienda A pesa per il 98% dell'intero scenario elettrico e per il 94% dello scenario termico.

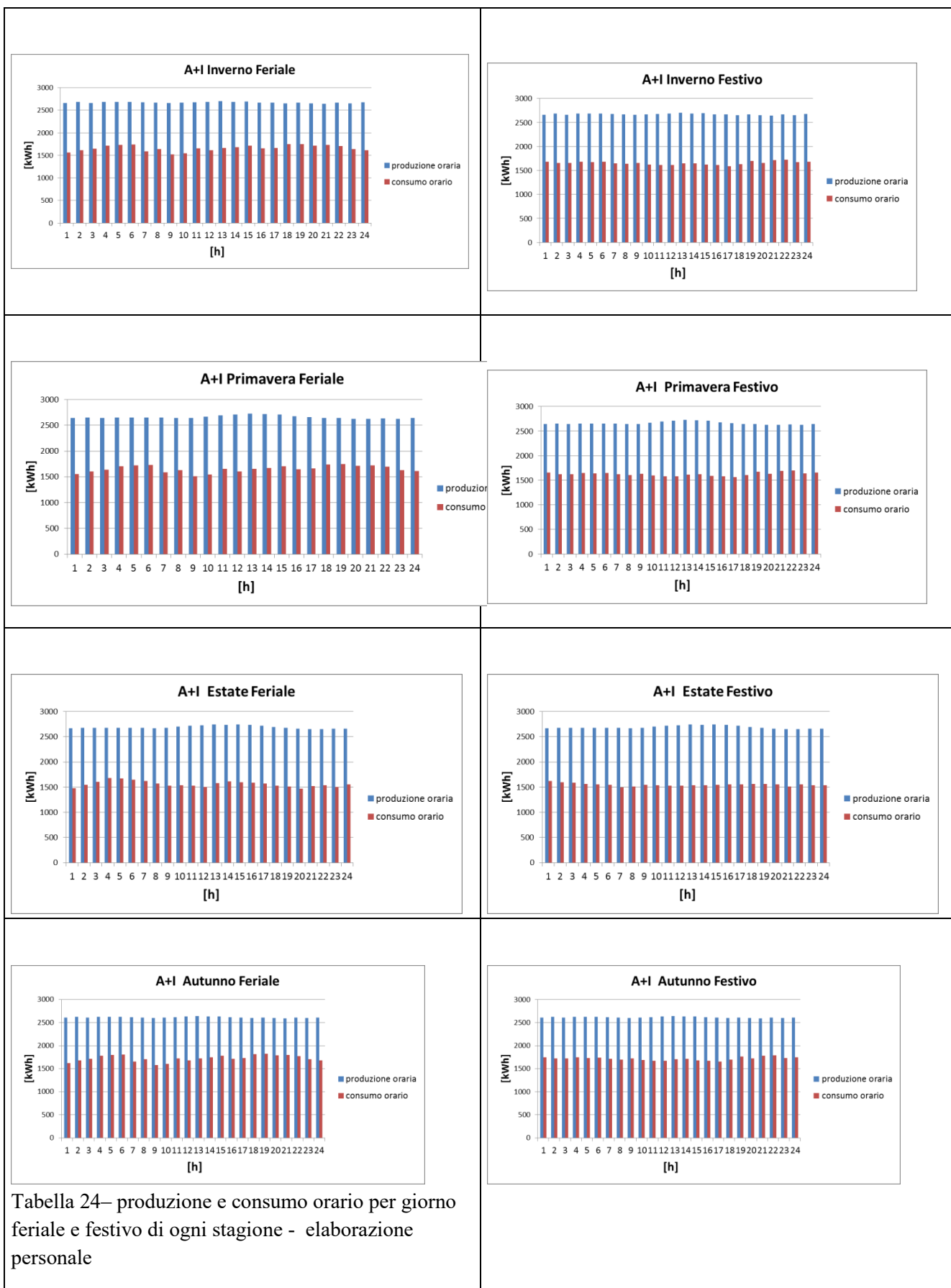
A non è soltanto una grande consumatrice di energia, ma è anche una grande produttrice: infatti, se i suoi consumi annuali ammontano a circa 13,7 GWh, la sua produzione annuale ammonta a 17,1 GWh. Tutta questa produzione è suddivisa come si può osservare nella seguente figura 16.



Figura 16 – Ripartizione produzione azienda A – elaborazione personale

4.1.10.1. Bilancio Elettrico

Come è stato fatto per le altre aziende e comuni, anche per l'azienda A ed I sono stati calcolati i consumi orari e la produzione oraria a partire dai dati mensili forniti dalle aziende stesse. La metodologia usata è quella già descritta al capitolo 4.1.2. Nella seguente tabella 24 è possibile osservare l'andamento orario di consumo e produzione per un giorno tipo festivo e feriale di qualsiasi stagione.



Appare evidente che sia i consumi che la produzione non subiscano particolari cambiamenti tra le varie stagioni e neanche tra un giorno feriale ed uno festivo. Questo è

dovuto al fatto che l'azienda I influisca molto poco, ma non solo. A è infatti un'azienda che lavora tutti i giorni della settimana su 3 turni ed è per questo che il consumo non subisce variazioni. Riguardo la produzione elettrica, invece, resta praticamente invariata durante l'anno poiché deriva per il 77% da impianti alimentati a biogas.

La nota positiva è che i consumi sono ampiamente coperti dalla produzione in tutte le ore della giornata. Il surplus di energia potrebbe essere messo a disposizione per coprire una gran parte dei fabbisogni energetici degli altri utenti della comunità.

4.1.10.2 Bilancio Termico

Per quanto riguarda l'azienda I, il consumo di gas è nullo, per tanto non è stato necessario sviluppare un bilancio termico.

L'azienda A, invece consuma importanti quantitativi di energia termica. Come si vede nel seguente figura 17, i consumi medi giornalieri variano di mese in mese: questo è dovuto al fatto che i consumi siano molto più legati all'attività dell'azienda di quanto non lo siano alla climatizzazione degli ambienti. Il valore medio del consumo giornaliero di gas di questa azienda è pari a 96.433 kWh.

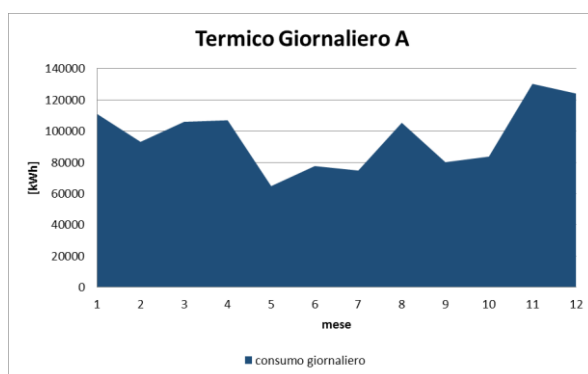


Figura 17- andamento consumo termico medio giornaliero

4.2. Scenario 2

Il secondo scenario presenta le stesse aziende, comuni e cittadini del primo scenario, ma con delle aggiunte. Come si vede in tabella 25, i partecipanti aggiuntivi che sono stati selezionati sono composti da:

- 10 utenze industriali (di cui una con 3 stabilimenti ed un'altra con 2), indicate con una lettera per proteggerne la privacy;
- 7 comuni;
- 2% della popolazione residente in questi comuni.

Nome	Tipologia	Categoria
B	Azienda	Consumer
C	Azienda	Consumer
F1	Azienda	Consumer
F2	Azienda	Consumer
F3	Azienda	Consumer
H	Azienda	Consumer
N2	Azienda	Consumer
O	Azienda	Consumer
P1	Azienda	Consumer
P2	Azienda	Consumer
Q	Azienda	Consumer
R	Azienda	Consumer
S	Azienda	Consumer
Bibiana	Comune	Prosumer
Bricherasio	Comune	Prosumer
Buriasco	Comune	Prosumer
Cumiana	Comune	Prosumer
Luserna San Giovanni	Comune	Prosumer
Pinerolo	Comune	Prosumer
San Secondo di Pinerolo	Comune	Prosumer
1 % Residenti	Privati Cittadini	Consumer
1 % Residenti	Privati Cittadini	Prosumer

Tabella 25- partecipanti aggiuntivi scenario 2- elaborazione personale

Sommando dunque queste utenze a quelle dello scenario 1, si può determinare che il secondo scenario sia composto da:

- 15 utenze industriali, indicate con delle lettere per proteggerne la privacy;
- 13 comuni;
- 2% della popolazione residente in questi comuni.

4.2.1. Aziende

Anche in questo caso, la categoria delle aziende è la prima protagonista di questo scenario. Si può osservare che tutte e 10 le utenze aggiuntive sono state inserite come “consumer”, ovvero come consumatrici pure.

Al fine di ultimare il bilancio energetico globale anche di questo scenario è stato necessario richiedere i dati di consumo e produzione direttamente agli energy managers delle aziende. Questi dati sono pervenuti grazie al questionario precedentemente descritto e fanno riferimento all’anno 2017. In questo caso, i dati sono stati forniti sia in forma annuale, sia in

forma mensile ed anche in forma oraria (per un giorno tipo festivo e feriale della stagione estiva ed invernale). Riguardo ai consumi orari primaverili ed autunnali, sono stati ricavati sottraendo l'eventuale consumo per la climatizzazione estiva e facendo successivamente una media tra i valori estivi e quelli invernali.

Anche per quanto riguarda il bilancio di energia termica consumata, proprio come per lo scenario 1, i dati sono arrivati direttamente dalle aziende. Si è ripetuta la scelta di fermarsi al dettaglio giornaliero poiché i dati orari non sono stati resi disponibili da nessuna azienda. Ciò che sono state invece individuate e distinte, sono le quote di consumo rispettivamente relative al riscaldamento e ai processi produttivi delle aziende.

Questi due bilanci, elettrico e termico, sono stati tenuti separati al fine di distinguere i due diversi fabbisogni energetici. Tuttavia, per migliorare il confronto o eventualmente poter aggregare i dati, gli smc di gas naturale consumati dalle aziende sono stati convertiti in kWh secondo la metodologia descritta nei capitoli precedenti.

Riguardo i dati di produzione, non sono state aggiunte aziende con impianti di produzione propri. Pertanto gli impianti di proprietà aziendale sono gli stessi del primo scenario.

Dopo queste precisazioni a proposito della metodologia, della provenienza e dell'interpretazione dei dati, le seguenti tabelle rappresentano la situazione globale di consumi elettrici e termici per lo scenario 2.

La tabella 26 raffigura il consumo elettrico annuale e mensile delle aziende selezionate in aggiunta per l'analisi di questo scenario.

	Anno 2017 kWh	gennaio kWh	febbraio kWh	marzo kWh	aprile kWh	maggio kWh	giugno kWh	luglio kWh	agosto kWh	settembre kWh	ottobre kWh	novembre kWh	dicembre kWh
B	4127883	360670	316021	423231	293001	372299	373088	378311	130482	392475	414505	393505	280295
C	4733504	340812	303328	370263	229633	447582	472386	511221	403653	456027	431376	412860	354363
F1	7772310	522463	503157	571964	520477	644397	711836	771079	617062	766741	763781	728386	650967
F2	12406283	1069793	1017263	1128350	985494	1110053	1062491	1111738	810100	1045175	1059681	1052604	953541
F3	1881259	151541	155229	173117	142821	180063	173257	162994	91726	151559	178365	177375	143212
H	14886114	1331136	1155809	1365247	1229032	1399989	1289651	1561059	808482	1453122	1381680	1146129	764778
N2	650654	79535	72737	69425	40928	71213	70400	77734	29998	52271	34327	25121	26965
O	78970	6668	7330	8221	6355	6733	6312	6459	4686	6337	7060	7181	5628
P1	1129700	70216	86957	101657	74877	102789	103510	100849	67703	112395	113509	104989	90249
P2	231945	16443	18219	19316	15282	19965	22553	19882	17426	19004	22587	22477	18791
Q	1417660	115486	129465	144097	99736	128938	123743	120203	50856	124623	138895	137634	103984
R	28062728	2337308	2310762	2548412	2239948	2522088	2424347	2428081	1635662	2389830	2510693	2507337	2208261
S	321257	26735	25508	26374	24851	28213	29260	28714	21113	26696	30216	29366	24211
TOT	77700267	6428806	6101785	6949674	5902435	7034322	6862834	7278324	4688949	6996255	7086675	6744964	5625245

Tabella 26- consumo annuo e mensile aziende aggiuntive scenario 2 – elaborazione personale

La successiva tabella contiene il numero giorni lavorati da queste stesse aziende nel 2017 secondo le stime effettuate controllando le festività nel calendario.

	gg lavorativi (gg/m)											
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
B	20	20	23	16	19	20	21	7	21	22	21	15
C	22	20	23	14	22	21	21	17	21	22	21	18
F1	26	24	27	24	26	25	26	19	25	26	25	25
F2	26	24	26	23	26	25	26	19	25	25	25	25
F3	26	24	27	22	26	25	25	14	22	26	25	25
H	31	28	31	28	31	27	31	16	30	31	28	20
N2	26	24	24	15	26	25	26	12	26	23	22	23
O	19	20	23	19	22	21	21	15	21	22	22	17
P1	20	24	27	19	26	26	25	16	26	26	25	22
P2	19	20	22	17	22	24	21	18	19	22	21	18
Q	18	20	23	17	22	21	21	9	21	22	21	15
R	28	28	31	28	30	29	31	23	30	31	29	26
S	22	20	23	21	22	22	21	15	19	22	21	18

Tabella 27- giorni lavorati – elaborazione personale

Dividendo il consumo mensile per i giorni lavorati è stato possibile calcolare il consumo medio giornaliero per ogni azienda. Il risultato di questa operazione è possibile vederlo in tabella 28.

	consumo giorno lavorativo medio mensile (kWh/d)											
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
B	18034	15801	18401	18313	19595	18654	18015	18640	18689	18841	18738	18686
C	15491	15166	16098	16402	20345	22495	24344	23744	21716	19608	19660	19687
F1	20095	20965	21184	21687	24785	28473	29657	32477	30670	29376	29135	26039
F2	41146	42386	43398	42848	42694	42500	42759	42637	41807	42387	42104	38142
F3	5829	6468	6412	6492	6926	6930	6520	6552	6889	6860	7095	5728
H	42940	41279	44040	43894	45161	47765	50357	50530	48437	44570	40933	38239
N2	3059	3031	2893	2729	2739	2816	2990	2500	2010	1492	1142	1172
O	351	367	357	334	306	301	308	312	302	321	326	331
P1	3511	3623	3765	3941	3953	3981	4034	4231	4323	4366	4200	4102
P2	865	911	878	899	908	940	947	968	1000	1027	1070	1044
Q	6416	6473	6265	5867	5861	5893	5724	5651	5934	6313	6554	6932
R	83475	82527	82207	79998	84070	83598	78325	71116	79661	80990	86460	84933
S	1215	1275	1147	1183	1282	1330	1367	1408	1405	1373	1398	1345
TOT	242427	240272	247045	244586	258623	265675	265346	260766	262844	257526	258817	246381

Tabella 28 –consumo giorno lavorativo medio mensile – elaborazione personale

Come emerge dalla precedente tabella l'azienda R ha un peso nettamente maggiore delle altre ed i suoi consumi elettrici sono circa il 34,4% delle nuove aziende aggiunte ed il 29,5% rispetto all'intero scenario.

Per quanto riguarda i consumi termici, la successiva tabella 29 riassume i consumi annuali e mensili dichiarati dalle aziende.

	consumo termico mensile (kWh/d)											
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
B	689.644	775.504	1.075.240	747.018	948.993	926.599	957.354	312.948	948.309	1.075.426	1.062.576	728.985
C	733.317	609.980	565.000	289.181	426.906	340.275	354.977	242.415	389.039	440.569	513.649	640.676
F1	292.871	192.324	117.788	53.022	38.969	0	0	0	0	16.419	307.667	407.598
F2	839.429	640.358	537.532	395.267	298.709	250.919	222.277	190.260	29.073	295.336	610.728	825.856
F3	252.171	121.279	112.938	30.305	16.898	1.926	1.301	0	587	75.406	188.089	192.666
H	404.010	282.095	185.957	205	59	0	0	0	0	1.291	251.868	394.289
N2	18.091	12.595	10.640	5.310	3.305	401	372	264	560	2.802	12.187	12.327
Q	313.847	214.590	130.344	92.685	96.665	71.866	76.511	10.610	73.215	119.108	180.002	204.117
R	1.967.769	1.011.295	131.244	8.429	0	0	0	0	0	0	635.439	1.782.986
S	52.455	27.772	10.845	1.183	597	499	117	117	127	685	20.135	46.499
TOT	5.563.606	3.887.793	2.877.528	1.622.606	1.831.102	1.592.486	1.612.909	756.614	1.440.910	2.027.041	3.782.341	5.236.000

Tabella 29- consumo termico mensile – elaborazione personale

Ripetendo la stessa operazione effettuata per i consumi elettrici, è stato possibile ricavare il consumo termico giornaliero per ogni azienda. I risultati si possono osservare in tabella 30.

	consumo giorno lavorativo medio mensile (kWh/d)											
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
B	34482	38775	46750	46689	49947	46330	45588	44707	45158	48883	50599	48599
C	33333	30499	24565	20656	19405	16204	16904	14260	18526	20026	24459	35593
F1	11264	8013	4363	2209	1499	0	0	0	0	631	12307	16304
F2	32286	26682	20674	17186	11489	10037	8549	10014	1163	11813	24429	33034
F3	9699	5053	4183	1378	650	77	52	0	27	2900	7524	7707
H	1154	892	566	263	63	0	0	0	0	252	670	962
N2	18091	12595	10640	5310	3305	401	372	264	560	2802	12187	12327
Q	17436	214590	130344	92685	96665	71866	76511	10610	73215	119108	180002	204117
R	1967769	1011295	131244	8429	0	0	0	0	0	0	635439	1782986
S	52455	27772	10845	1183	597	499	117	117	127	685	20135	46499
TOT	2177969	1376168	384173	195988	183620	145413	148093	79972	138776	207101	967751	2188128

Tabella 30 – consumo termico giorno medio lavorativo mensile

Anche in questo caso emerge la grande incidenza dell'azienda R che è circa pari al 86%. L'azienda A che prima costituiva il 94% dei consumi termici del primo scenario, ora è scesa al 5%. La presenza di questa azienda è sicuramente sproporzionata rispetto alle altre, tuttavia risulta interessante includere nello scenario anche un'azienda di tale dimensioni. Il seguente grafico in figura 18 rappresenta proprio questo netto distacco tra i consumi di R e quelli delle altre aziende. Le stazioni meteo considerate per la successiva analisi dettagliata fatta comune per comune sono state quelle di Pinerolo, Cumiana e Luserna San Giovanni.

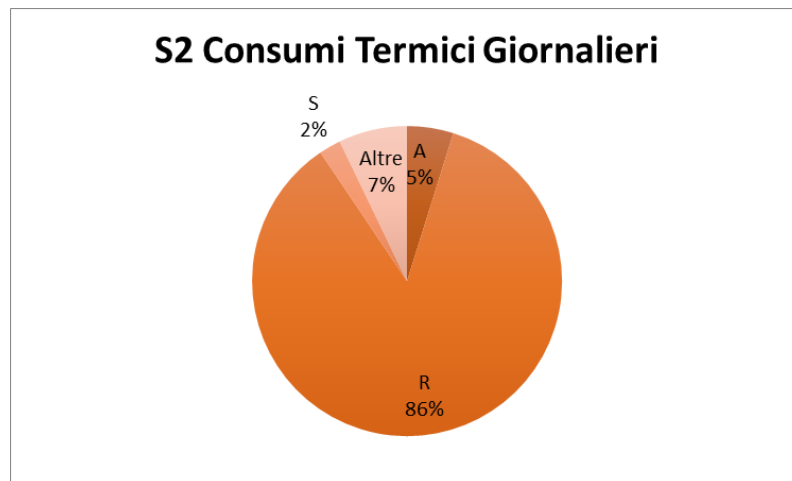


Figura 18 – ripartizione consumi termici giornalieri – elaborazione personale

4.2.2. Comuni

I comuni interessati in questo scenario sono in tutto 13. Ciò significa che ai 6 dello scenario 1 sono stati aggiunti 7 comuni anch'essi prosumers. La loro partecipazione alla comunità energetica è da intendere pertanto sia come consumatori che come produttori.

Per i dati di consumo, anche in questo secondo scenario, si è ipotizzato di includere soltanto i pod legati all'illuminazione pubblica. Il dato annuale è stato nuovamente ricavato da Istat [31] e dalla tesi di Laurea di Anna Forte [35]. Per ricavare i dati orari, si è adottata la stessa procedura e metodologia descritta precedentemente.

La **tabella** riporta il consumo annuale ed orario da imputare all'illuminazione pubblica in ognuno dei 7 nuovi comuni introdotti in questo scenario. Il valore orario è stato ricavato dividendo il valore annuale per le ore di utilizzo stimate grazie agli orari di accensione e spegnimento.

Illuminazione pubblica	Consumo 2017 [kWh]	ore utilizzo 2017	consumo orario [kWh]
Bibiana	385787	4250	90,77
Bricherasio	405348	4250	95,52
Buriasco	116991	4250	27,53
Cumiana	730067	4250	171,78
Luserna San Giovanni	869338	4250	204,55
Pinerolo	3577274	4250	841,71
San Secondo di Pinerolo	453863	4250	106,79

Tabella 31 – consumo annuale ed orario illuminazione pubblica – elaborazione personale

Riguardo la produzione, come per lo scenario 1, sono stati considerati gli impianti presenti sui territori comunali i cui dati del 2017 erano disponibili su Atla Impianti [32]. I dati sono stati trattati seguendo la stessa metodologia descritta precedentemente. Riguardo i dati orari di impianti fotovoltaici, anche in questo caso, a volte risulta che la produzione

primaverile sia maggiore di quella estiva. In realtà non è così esattamente per i motivi descritti nel capitolo: la produzione estiva a livello mensile è sempre maggiore di quella primaverile, tuttavia, avendo fatto l'ipotesi che la produzione sia omogenea ogni giorno, non si è tenuto conto delle condizioni climatiche. Inoltre, i mesi scelti come riferimento per la primavera e l'estate sono rispettivamente aprile e luglio, per cui, nel caso primaverile, il consumo mensile è stato distribuito su 30 giorni invece che su 31. Per questi motivi, il valore della produzione media giornaliera a volte risulta maggiore in primavera piuttosto che in estate.

4.2.3. Privati Cittadini

Per quanto riguarda i privati cittadini inclusi nello scenario 2, sono stati anch'essi suddivisi in 2 gruppi:

- 1% composto da consumers;
- 1% composto da prosumers.

Il dato esatto di cittadini è stato ricavato da Istat [31]. Di questo dato ne è stato selezionato il 2% ed è stato suddiviso nel numero di famiglie riportato in tabella 32. Considerando un consumo annuo ragionevole di 2700 kWh è poi stato calcolato il fabbisogno annuo elettrico di questi cittadini.

Comune	Abitanti considerati	numero famiglie	consumo annuo [kWh]
Bibiana	69	23	62100
Bricherasio	92	31	83700
Buriasco	28	9	24300
Cumiana	157	52	140400
Luserna San Giovanni	148	49	132300
Pinerolo	716	239	645300
San Secondo di Pinerolo	72	24	64800

Tabella 32- numero abitanti e consumo annuo – elaborazione personale

Per ottenere un dato orario di questi consumi, è stata seguita la medesima metodologia descritta al capitolo 4.1.3.. Anche in questo secondo scenario, non è stata fatta distinzione tra giorni festivi e feriali.

A proposito della produzione, invece, è stato nuovamente conteggiato soltanto l'1% della popolazione con le medesime ipotesi applicate allo scenario 1

Nella seguente tabella 33, è possibile osservare il numero di abitanti, il numero di famiglie, la potenza installata, le ore annue di funzionamento e la quota di produzione annua per i comuni che sono stati aggiunti al secondo scenario.

Comune	Abitanti considerati	numero famiglie	potenza installata [kW]	ore di funzionamento	produzione annua [kWh]
Bibiana	36	12	36	1100	39600
Bricherasio	45	15	45	1100	49500
Buriasco	15	5	15	1100	16500
Cumiana	78	26	78	1100	85800
Luserna San Giovanni	75	25	75	1100	82500
Pinerolo	360	120	360	1100	396000
San Secondo di Pinerolo	36	12	36	1100	39600

Tabella 33 – potenza installata e produzione annua – elaborazione personale

La tabella 34, raffigura invece per ogni stagione e per ogni comune la quota di energia prodotta giornalmente da impianti fotovoltaici, la quale, è stata successivamente distribuita in forma oraria seguendo i modelli precedentemente descritti. Il dato giornaliero di produzione è stato ricavato per mezzo di PVGIS [30] impostando un montaggio integrato nell'edificio ed un'inclinazione di 25°.

produzione giornaliera [kWh]	inverno	primavera	estate	autunno
Bibiana	80,5	128,6	156,1	76,6
Bricherasio	99,0	172,7	210,2	96,6
Buriasco	32,5	60,0	74,0	32,3
Cumiana	163,8	311,2	383,8	164,6
Luserna San Giovanni	158,2	255,8	304,3	154,2
Pinerolo	817,9	1407,6	1715,4	740,3
San Secondo di Pinerolo	78,9	136,8	166,5	77,4

Tabella 34 – Produzione giornaliera giorno tipo di ogni stagione in funzione della potenza installata- elaborazione personale

4.2.4. Bibiana

Bibiana è il primo dei comuni aggiuntivi del secondo scenario e l'unica azienda analizzata in termini di consumi è la P2. Per quanto riguarda invece il parco produttivo di questo comune, sono presenti sul territorio 60 impianti fotovoltaici non domestici con potenza superiore ai 3 kW. In totale la potenza disponibile per questo tipo di tecnologia è di 712 kW.

Da segnalare, inoltre, la presenza di un impianto idroelettrico ad acqua fluente di 60 kW di potenza.

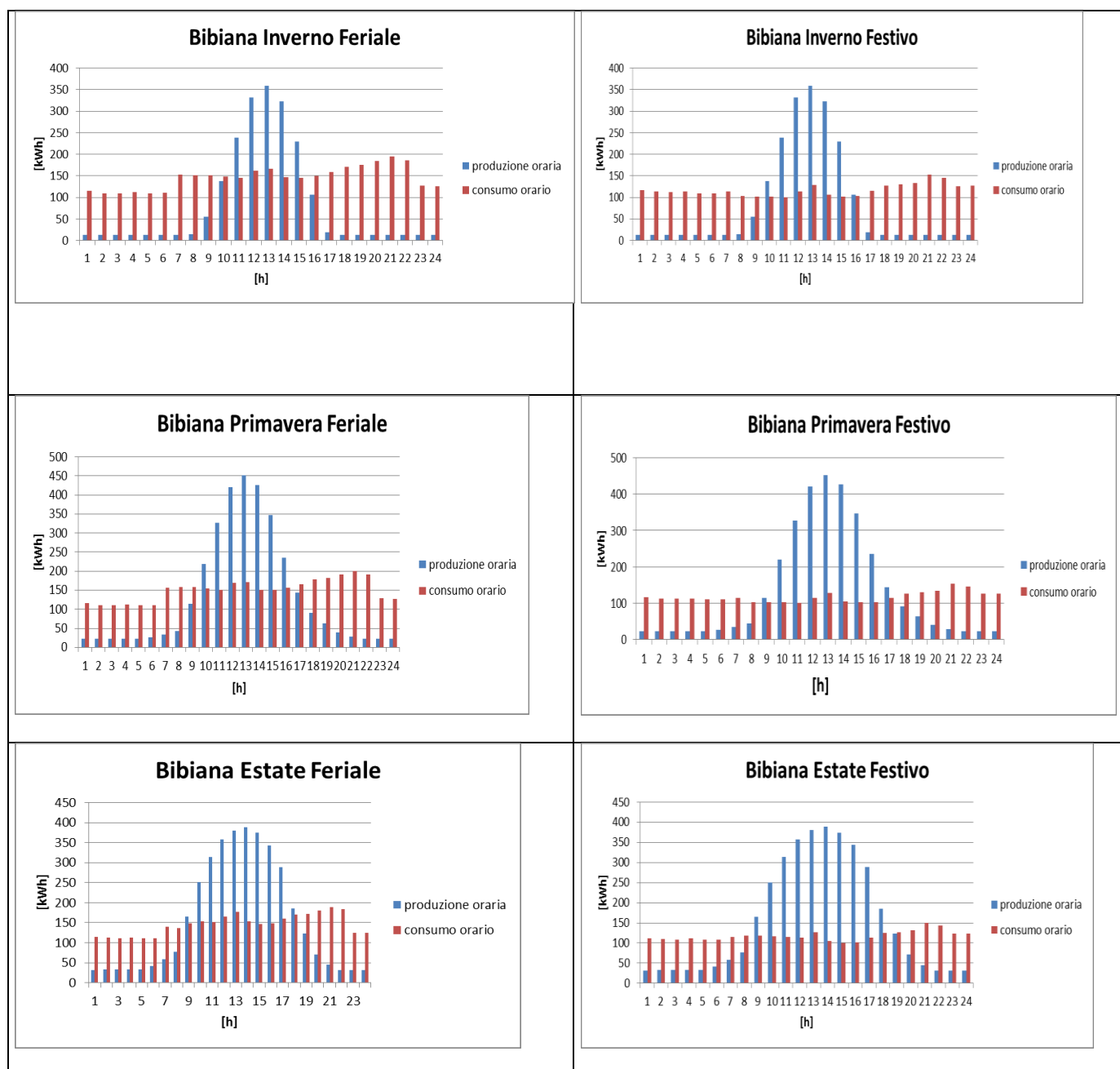
4.2.4.1. Bilancio Elettrico

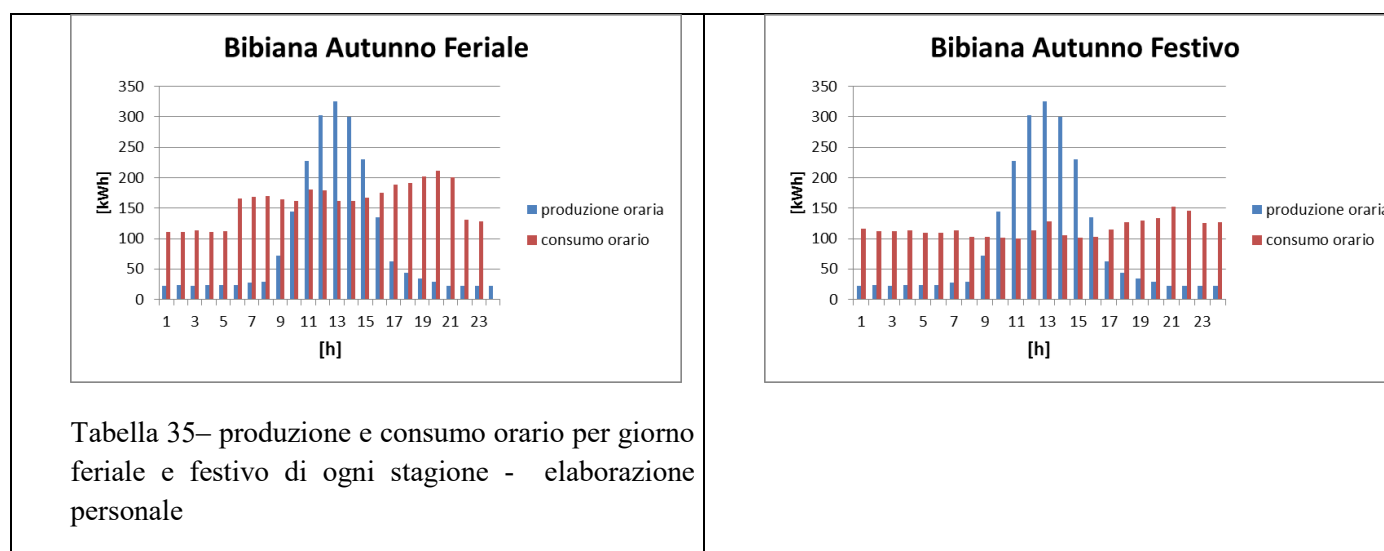
La seguente tabella riporta l'andamento orario dei consumi e della produzione energetica su questo comune. Si possono fare diverse osservazioni: i consumi dei giorni feriali sono sempre maggiori di quelli nei giorni festivi, la domanda di energia può essere soddisfatta soltanto nelle ore centrali in caso di giornata soleggiata ed, inoltre, l'estate è ovviamente la stagione in cui si ha una maggiore copertura del fabbisogno energetico. L'illuminazione

comunale pesa molto sulla quota di consumi ed anche il settore domestico spicca soprattutto nelle ore serali verso le 21.

Per questi motivi, in orari soprattutto notturni, sarà necessario acquistare una quota di energia dagli altri membri della comunità o dalla rete.

Non essendoci consumi termici in questo caso studio, non è stato redatto nessun bilancio termico per Bibiana.



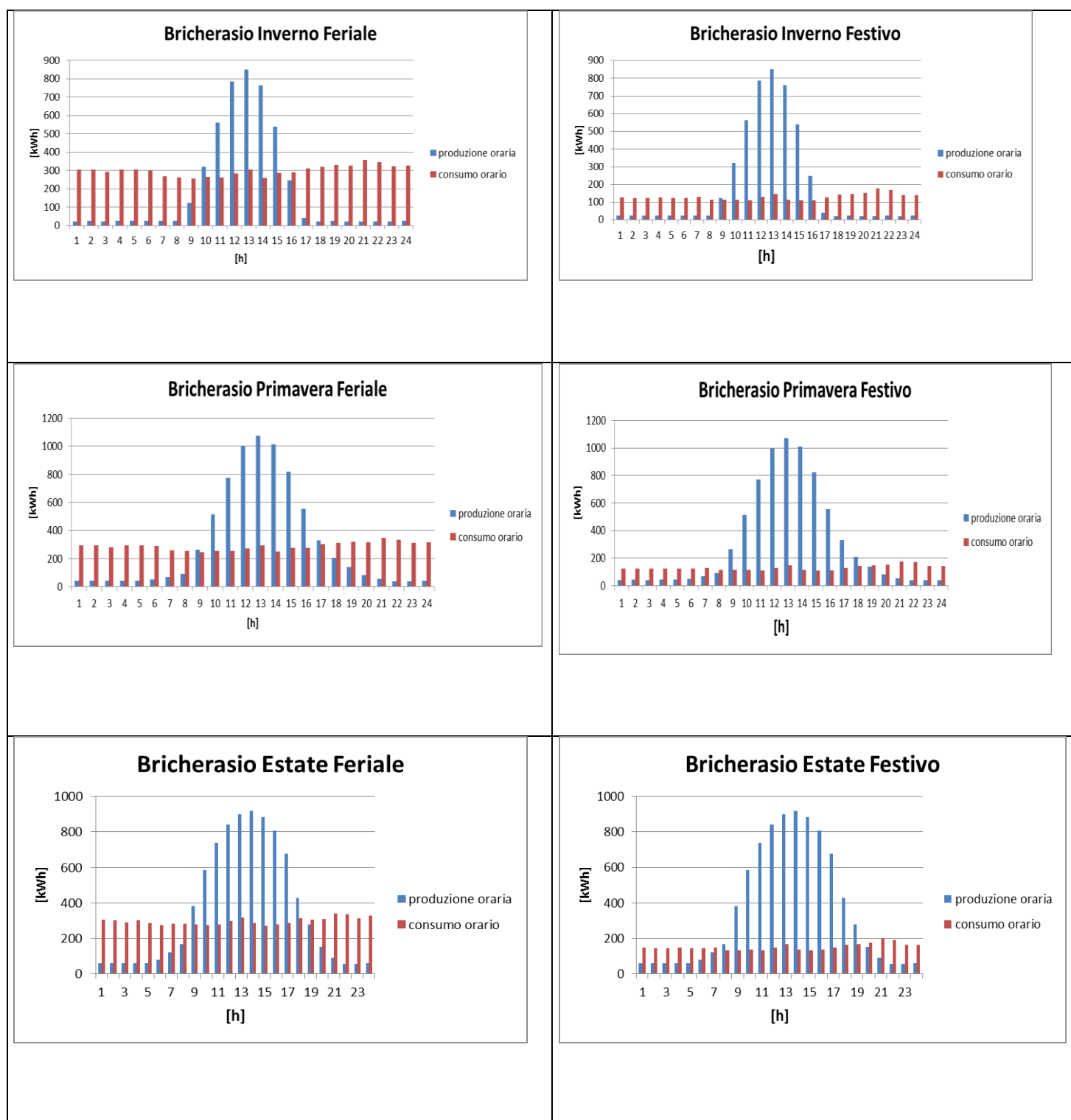


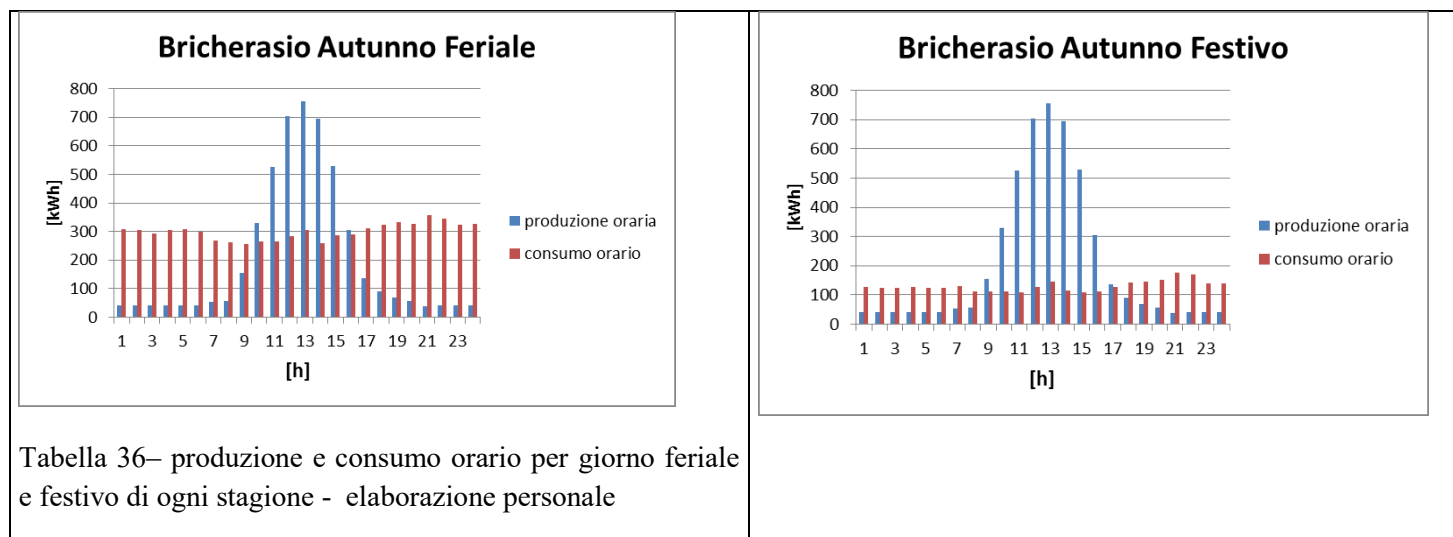
4.2.5. Bricherasio

Bricherasio è il secondo dei comuni analizzati. In questo comune risiede una sola delle aziende considerate in questo scenario (P1). Le uniche tipologie di impianti produttivi presenti sul territorio comunale sono di tipo fotovoltaico ed idroelettrico ad acqua fluente. Gli impianti fotovoltaici sul territorio sono in tutto 95 per una potenza installata di 1755 kW. L'impianto idroelettrico, invece, ha una potenza installata di 110 kW.

4.2.5.1. Bilancio Elettrico

La seguente tabella 36 riporta l'andamento orario dei flussi energetici nel comune di Bricherasio in un giorno feriale ed uno festivo di ogni stagione. Osservando bene, si nota la grande differenza tra il consumo feriale e quello festivo: infatti, quello feriale è circa il triplo di quello festivo. Ciò è dovuto sicuramente all'utilizzo energetico dell'azienda P1, la quale non lavora nei giorni festivi. Per questo motivo, nei giorni feriali, anche accumulando il surplus energetico delle ore centrali della giornata, in autunno ed in inverno non si riuscirebbe a raggiungere una piena autonomia energetica. In primavera ed estate, invece, installando un accumulo di capacità adeguata, sarebbe possibile raggiungere tale autonomia. Nei giorni festivi, i consumi risultano essere nettamente inferiori alla produzione, pertanto si potrebbe vendere questo surplus energetico ad altri membri della comunità.





Non è stato necessario sviluppare un bilancio termico a causa dell'assenza di utenze considerate in questo scenario su questo comune.

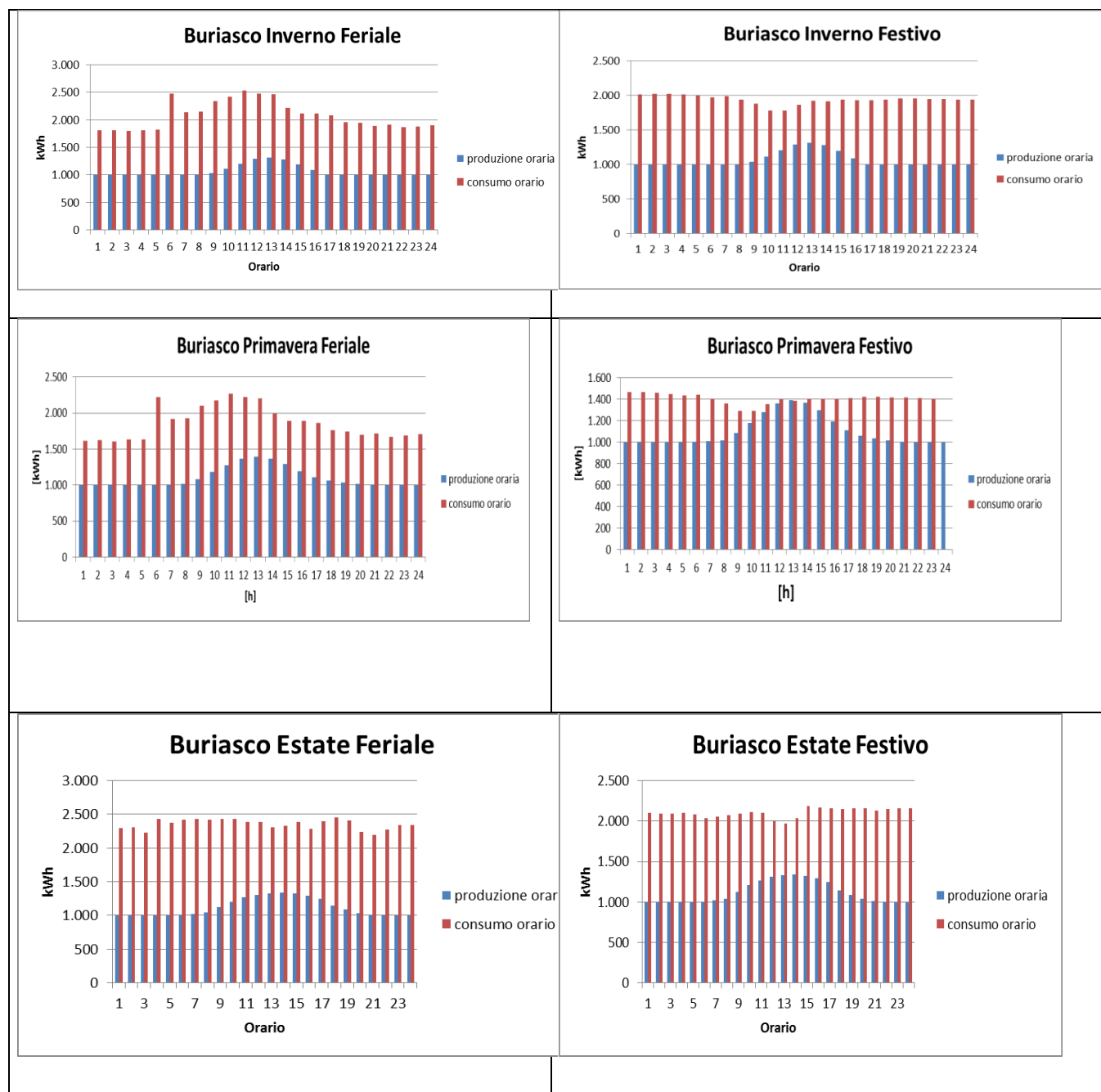
4.2.6. Buriasco

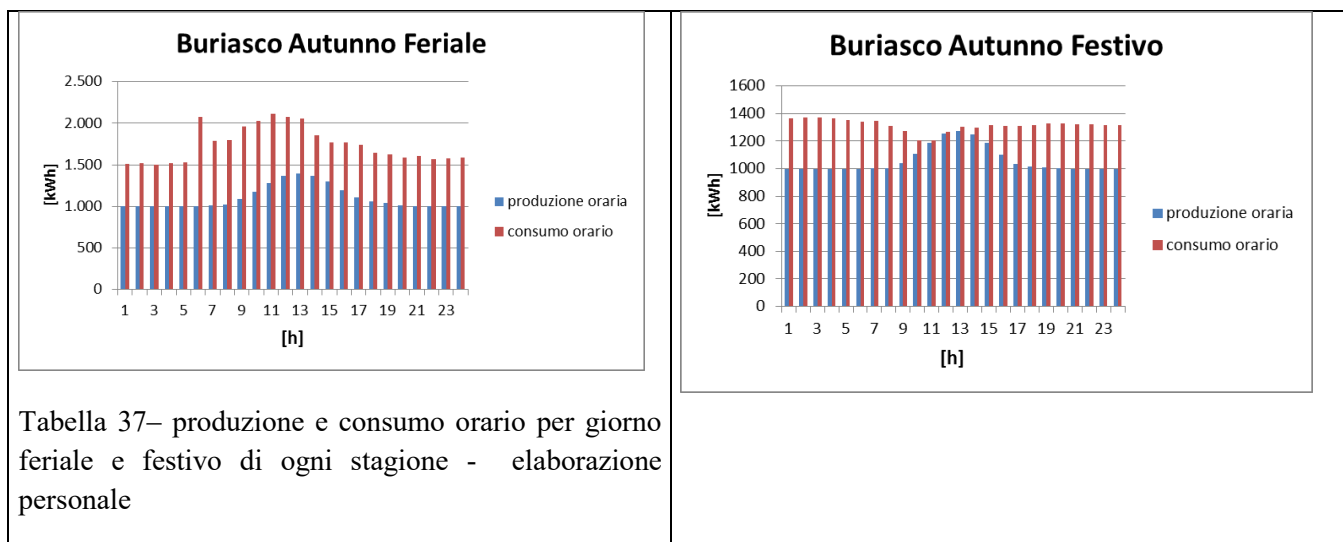
Buriasco è il terzo comune analizzato nello scenario 2. Come per i due comuni precedenti, anche Buriasco conta una sola azienda da analizzare in termini di consumi. In questo caso, però, oltre agli impianti fotovoltaici, sul territorio è presente anche un impianto alimentato a biogas con 998 kW di potenza e 6000 ore di utilizzo annue (stimate). Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici installati, sono in tutto 33 per una potenza complessiva di 674 kW.

4.2.6.1. Bilancio Elettrico

La seguente tabella 37 contiene i grafici dove è riportato l'andamento dei flussi energetici relativi al comune di Buriasco. I dati di consumo includono i dati reali direttamente forniti dall'azienda H ai quali si sono sommati i consumi relativi alla popolazione considerata e all'illuminazione pubblica. Tuttavia, il peso dell'azienda H all'interno di questo comune è nettamente superiore agli altri. Si può osservare come in tutte le stagioni (tranne l'estate) i consumi non siano costanti durante la giornata, ma ci sia un maggior assorbimento energetico tra le ore 6 e le ore 17. Questo è dovuto all'avviamento e all'attività dell'azienda H. Il picco lo si ha intorno alle ore 6. In estate, invece, i consumi sono omogenei e maggiori durante la giornata a causa della climatizzazione estiva. Nel caso di Buriasco, ci sarà sempre necessità di acquistare energia da altri utenti della comunità energetica in quanto la produzione non risulta sufficiente a soddisfare il fabbisogno energetico. Soltanto in primavera, tra le 12 e le 14 di un

giorno festivo soleggiato, si potrebbe avere una situazione di equilibrio tra consumo e produzione di energia.





4.2.6.2. Bilancio termico

Buriasco presenta una sola azienda con consumi termici, in particolare si tratta dell'azienda H. Seguendo la stessa metodologia esposta al capitolo 4.1.4.2, la seguente tabella 38 racchiude il grafico dei consumi medi giornalieri nei vari giorni dell'anno relazionati al relativo delta T tra temperatura interna ed esterna. Emerge chiaramente che i consumi termici di questa azienda sono unicamente legati alla climatizzazione invernale. In particolare gennaio e dicembre, essendo i mesi più freddi e dunque con il delta T più grande, presentano dei consumi di gas maggiori.

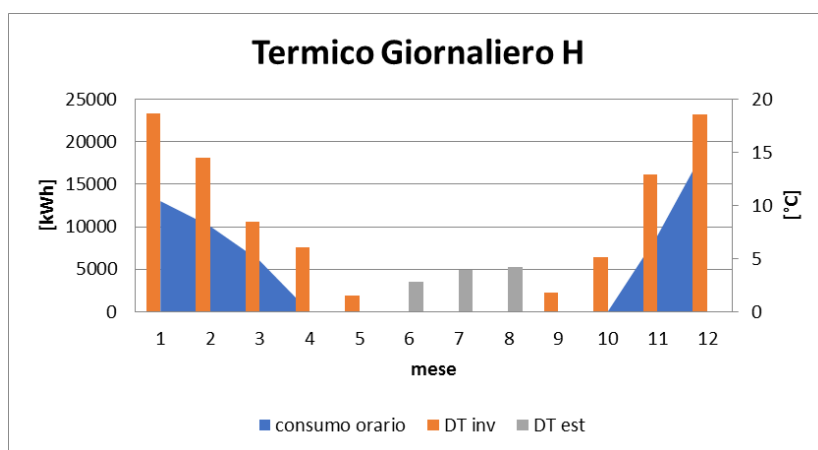


Figura 19 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T-
elaborazione personale

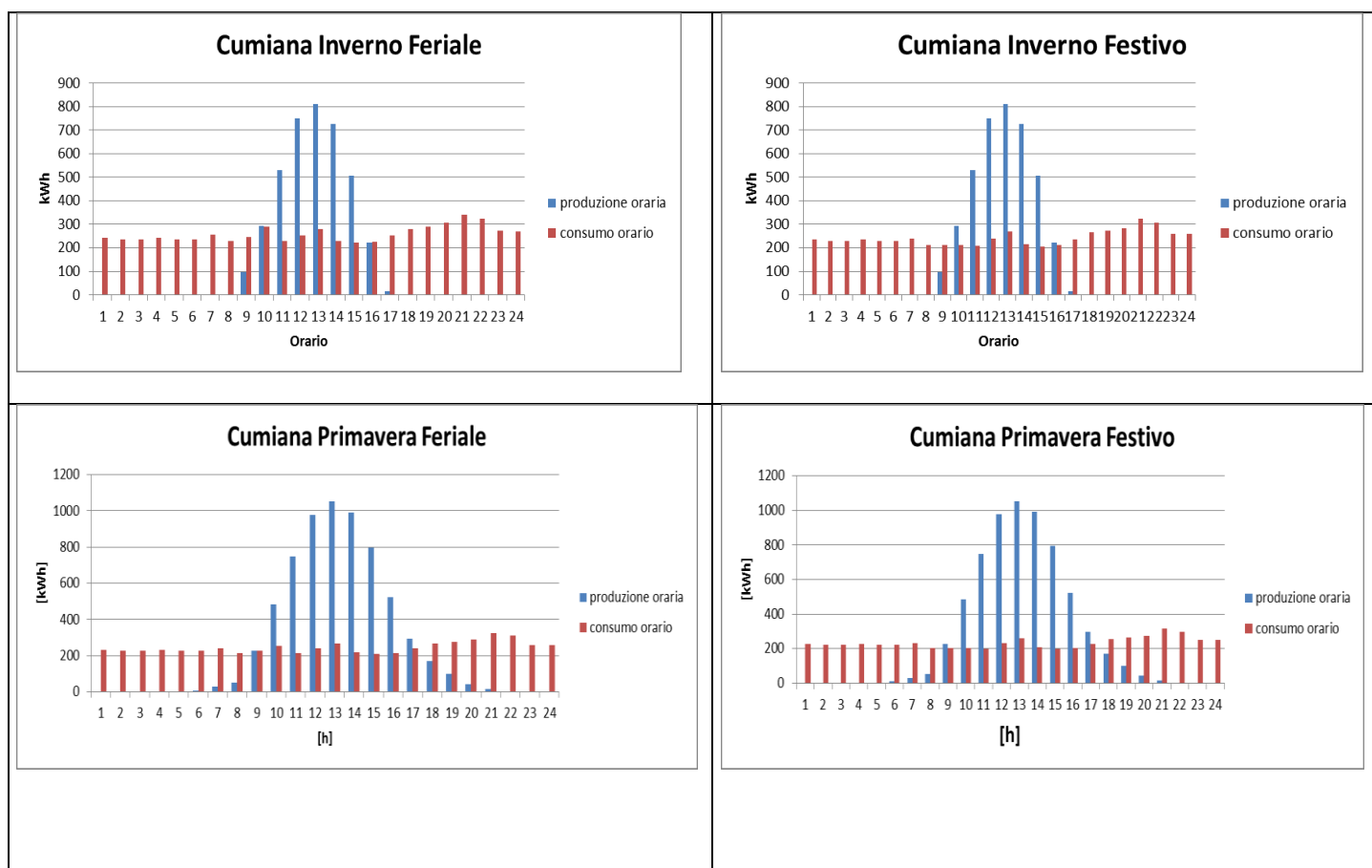
4.2.7. Cumiana

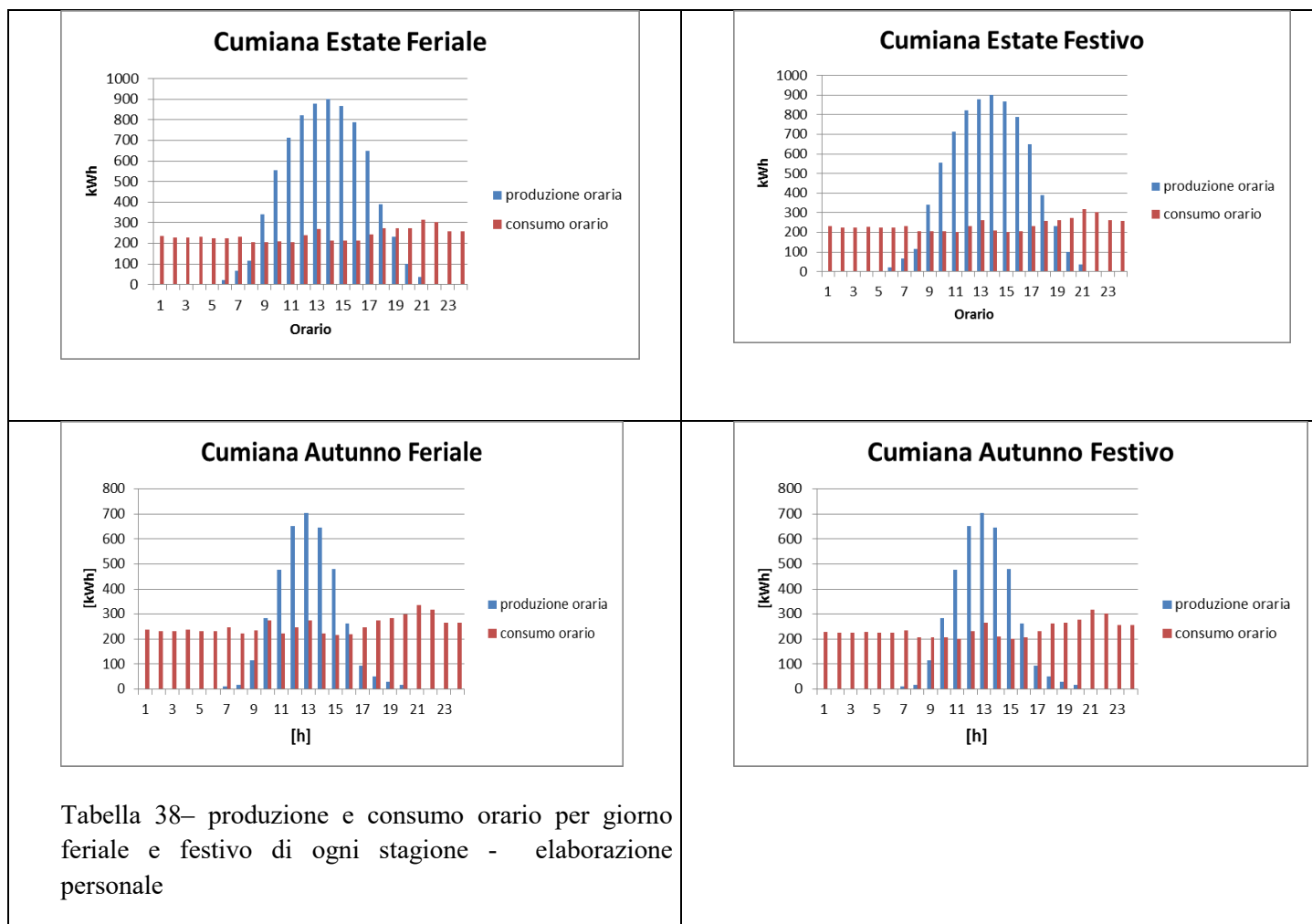
Cumiana è il quarto dei comuni analizzati. In questo comune risiede una delle aziende considerate in questo scenario (N2) e l'unica tipologia di impianti produttivi presenti sul territorio comunale sono di tipo fotovoltaico. Il numero di impianti installati è 118 per una potenza complessiva di 1736 kW.

4.2.7.1. Bilancio Elettrico

Il bilancio elettrico orario del comune di Cumiana può essere osservato nella seguente tabella contenente l'andamento dei consumi e della produzione di un giorno tipo festivo e feriale di ogni stagione dell'anno. Dipendendo completamente dalla produzione di origine solare fotovoltaica, in caso di mal tempo, difficilmente si riuscirebbe a ricoprire la domanda energetica di questo comune. In caso di giornata soleggiata, le ore centrali della giornata sarebbero totalmente coperte, anzi, buona parte di energia potrebbe essere accumulata al fine di sopperire al fabbisogno serale e notturno del comune. Nelle stagioni invernale ed autunnale, in ogni caso, anche stockando dell'energia, bisognerebbe acquistare energia dalla rete o da altri membri della comunità.

In questo caso, non vengono rilevate differenze tra i consumi dei giorni feriali e dei giorni festivi. Anche stagionalmente il risultato non cambia. Ciò è dovuto al fatto che l'illuminazione pubblica sia stata considerata con consumi costanti durante l'accensione ed inoltre probabilmente l'azienda N2 non sfrutta un impianto di climatizzazione estiva.





4.2.7.2. Bilancio Termico

Anche Cumiana, come Buriasco, presenta una sola azienda con dei consumi termici e si tratta dell'azienda N2. La metodologia seguita per questo bilancio è la stessa esposta al capitolo 4.1.4.2. La seguente figura 20 riporta il grafico dei consumi medi giornalieri nei vari giorni dell'anno relazionati al relativo delta T tra temperatura interna ed esterna. Anche in questo caso, i consumi termici di questa azienda sono strettamente legati alla climatizzazione invernale. In particolare gennaio e dicembre, essendo i mesi più freddi e dunque con il delta T più grande, presentano dei consumi di gas maggiori.

Solo una piccola quota (circa 14 kWh) viene consumata nei mesi estivi; questa è da attribuire alla produzione di acqua calda sanitaria.

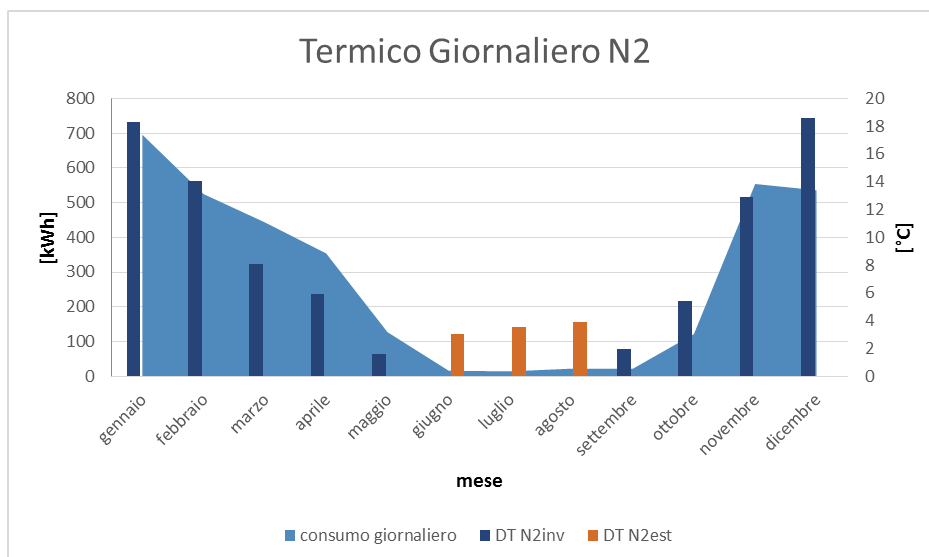


Figura 20 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T- elaborazione personale

4.2.8. Luserna San Giovanni

Luserna san Giovanni è il quinto dei comuni analizzato nello scenario 2. All'interno di questo comune risiedono 3 delle aziende considerate nella nostra analisi, di cui una possiede due stabilimenti. In particolare le aziende sono la C, la F2, la F3 e la O. Tra queste, lo stabilimento F2 è quello più energivoro e che quindi impatta di più sull'analisi: i suoi consumi sono infatti circa il doppio della seconda azienda in termini di consumi, che è la C.

Le tipologie di impianti produttivi su questo territorio sono di 4 tipi:

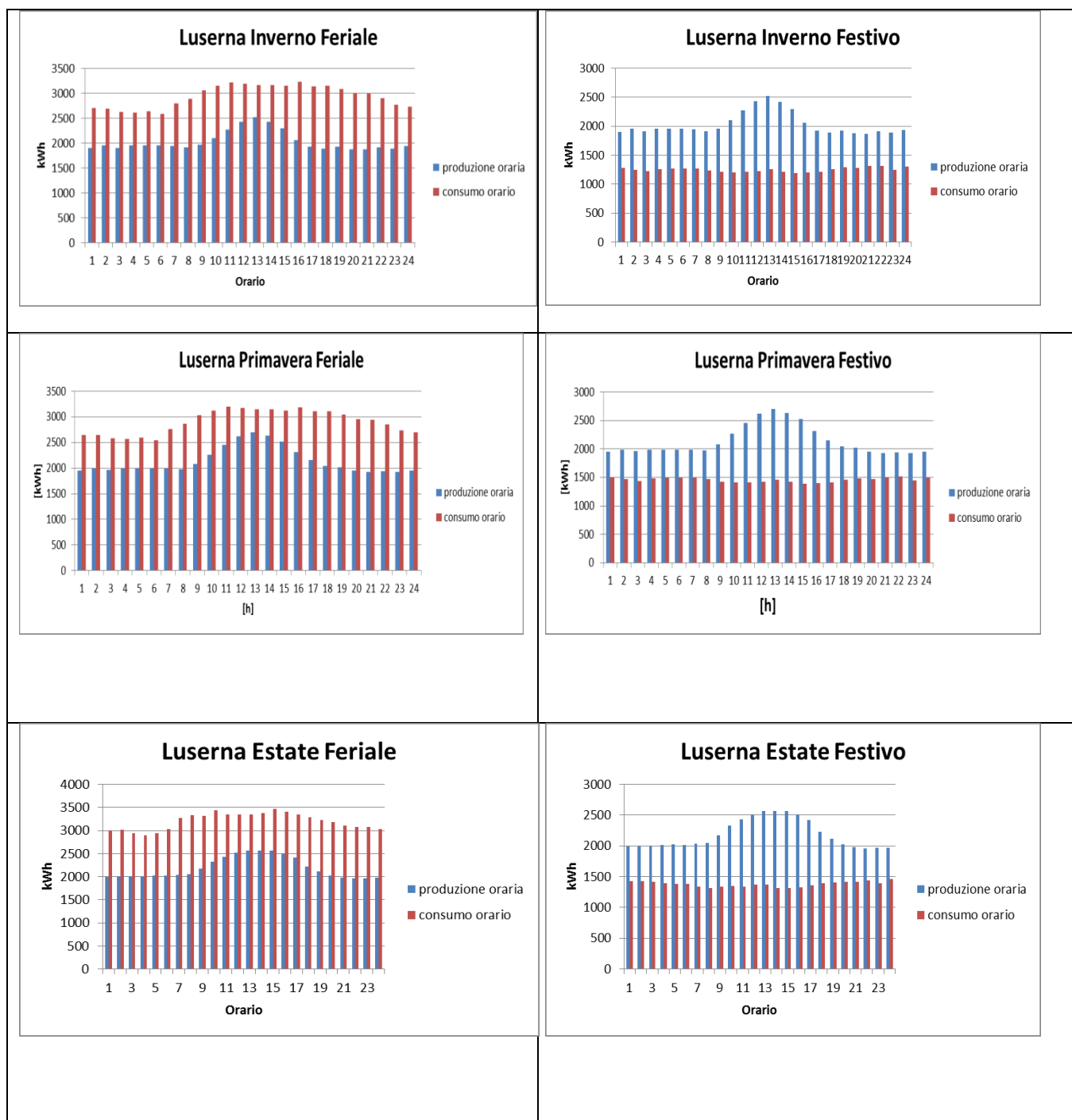
- Fotovoltaico, con 66 impianti installati e 1252 kW di potenza;
- Biomassa, con 1998 kW di potenza installata (potenza elettrica circa 1 MW);
- Idroelettrico ad acqua fluente, con 1 impianto da 290 kW;
- Idroelettrico non ad acqua fluente con 2 impianti e 2607 kW totali di potenza installata.

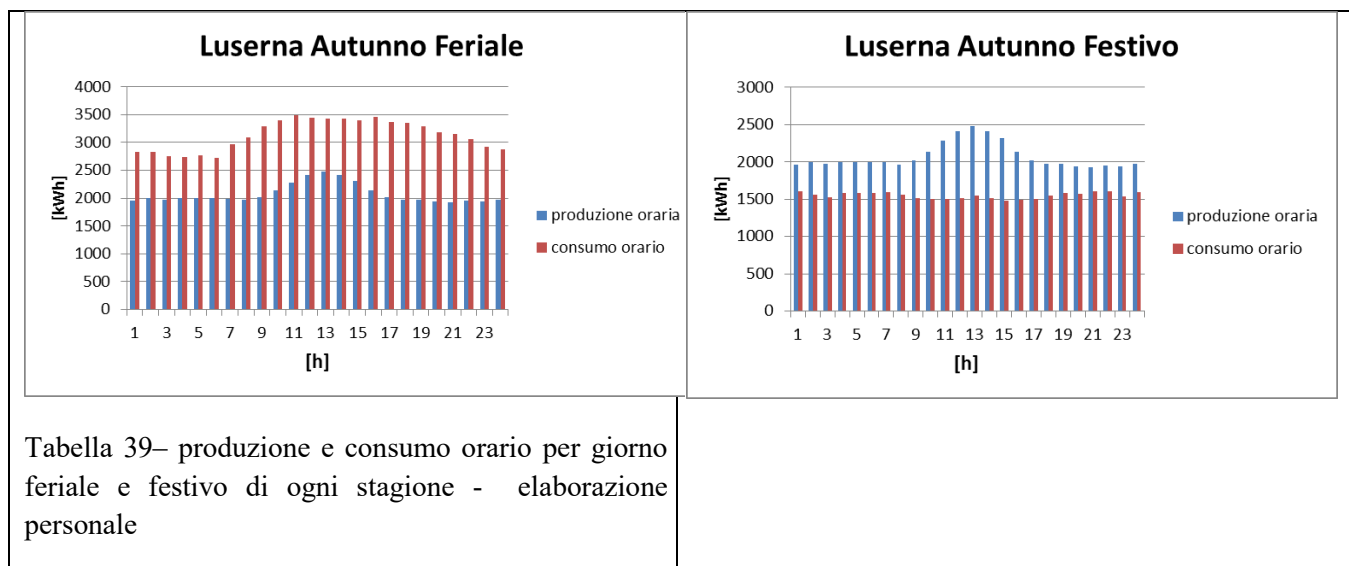
Luserna è l'unico comune analizzato dove sono stati trattati dei dati reali forniti direttamente dalla centrale.

4.2.8.1. Bilancio Elettrico

Come è stato fatto anche per i precedenti comuni, anche per Luserna San Giovanni la seguente tabella 39 raffigura il bilancio energetico del giorno tipo estivo e feriale di ogni stagione dell'anno. Si nota subito la differenza tra giorno feriale e giorno festivo: nei giorni feriali tutte le aziende sono regolarmente aperte, nei giorni festivi alcune di esse restano

chiuse, altre continuano a lavorare ma con orari ridotti. Nel caso dell'azienda C inoltre sono presenti delle celle frigorifere i cui consumi sono presenti anche in caso di azienda chiusa. Proprio a causa di queste celle frigorifere il consumo estivo raggiunge picchi maggiori nella stagione estiva. Si può dunque affermare che nei giorni feriali di tutte le stagioni i consumi siano sempre maggiori della produzione e pertanto una quota di energia dovrà essere acquistata da altri membri della comunità o dalla rete. Riguardo i giorni festivi, invece, si nota come sia sufficiente la sola quota di energia prodotta dagli impianti idroelettrici e dall'impianto a biomassa per soddisfare il fabbisogno energetico. Il surplus potrebbe essere accumulato o reso disponibile per altre aziende dei comuni limitrofi.





4.2.8.2. Bilancio Termico

Le aziende con consumi termici analizzate in questo secondo scenario e presenti nel comune di Luserna San Giovanni sono in tutto due, ma una di esse possiede due stabilimenti.

La prima azienda presa in analisi seguendo la metodologia precedentemente descritta è la C. Come si può vedere in figura 21, l'andamento dei consumi termici di questa azienda segue il ΔT stagionale, tuttavia, una buona parte di energia termica viene utilizzata per il normale svolgimento delle attività dell'azienda. Lo si può vedere in quanto il consumo di gas nei mesi estivi sia circa la metà del gas consumato nei mesi più freddi, dove buona parte del consumo è da imputare alla climatizzazione invernale. Si può dunque stimare che la quota media giornaliera utilizzata per le attività aziendali sia circa pari a 16204 kWh in ogni mese.

L'azienda F possiede invece 2 stabilimenti nel comune di Luserna San Giovanni e questi ultimi sono stati nominati F2 ed F3. Lo stabilimento F2 è sicuramente quello dove si registrano i consumi maggiori e questo è anche dovuto ai volumi da riscaldare più ampi. Emerge, inoltre, che in questo stabilimento si consuma del gas anche per svolgere l'attività produttiva, tranne nel mese di settembre dove non si sono registrati consumi, probabilmente a causa di una chiusura. Si può dunque stimare che il consumo medio giornaliero durante ogni mese da imputare all'attività aziendale sia pari a circa 8550 kWh.

Lo stabilimento F3, a differenza di F2, registra soltanto consumi derivanti dal riscaldamento della struttura durante la stagione termica. Soltanto una piccola quota pari a circa 52 kWh al giorno viene utilizzata presumibilmente per la produzione di acqua calda sanitaria.

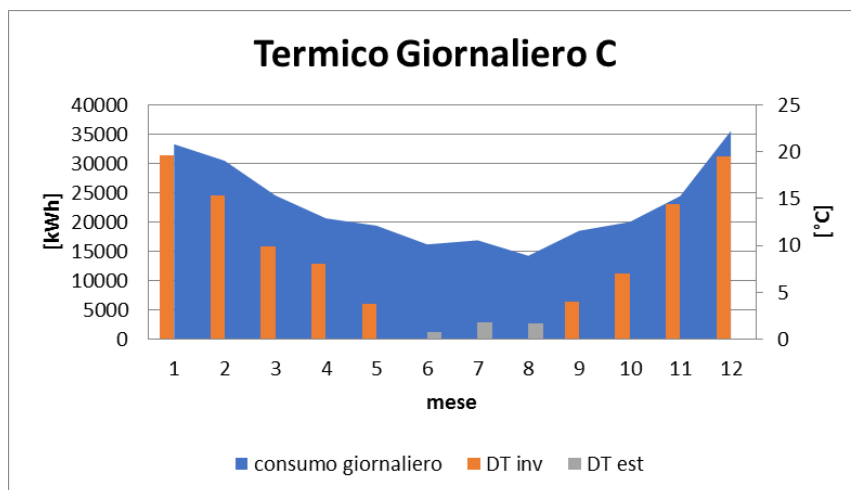


Figura 21 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T-
elaborazione personale

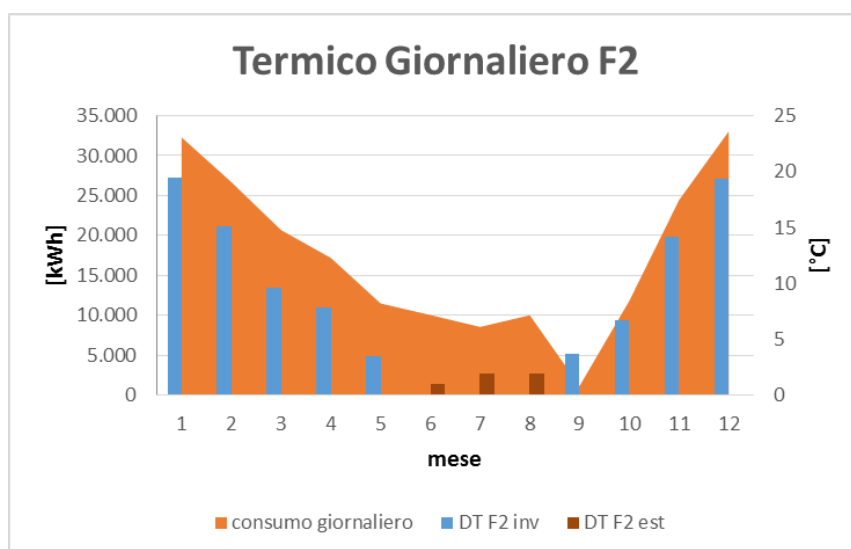


Figura 22 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T-
elaborazione personale

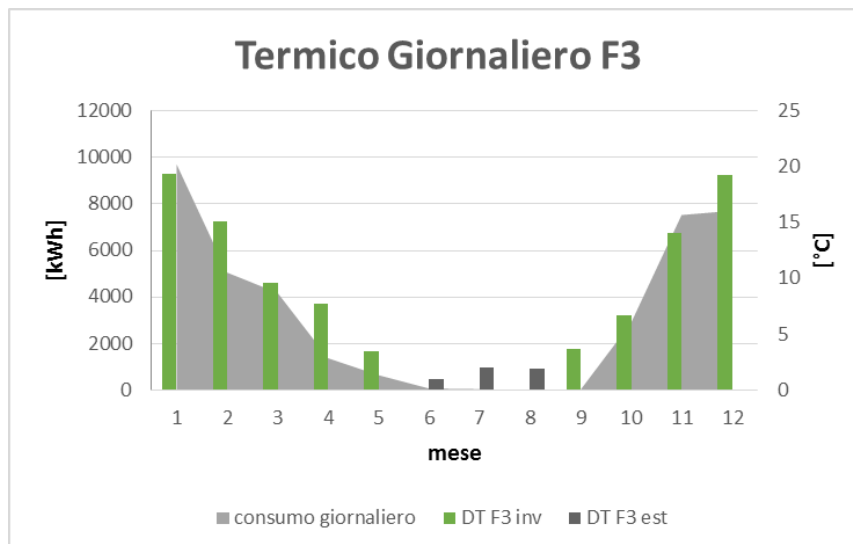


Figura 22 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T-
elaborazione personale

4.2.9. Pinerolo

Pinerolo è il sesto dei comuni analizzato in questo scenario ed è anche quello da cui prende il nome la comunità energetica. In termini di dimensioni, sicuramente è il più esteso ed anche quello più popolato. Proprio per questo avrebbe sicuramente un ruolo centrale all'interno della comunità energetica. In questo comune hanno sede 4 delle aziende considerate nella nostra analisi. In particolare ci si riferisce a B, F1, Q ed R. Tra queste, l'azienda R è sicuramente quella più energivora. Il suo impatto è sicuramente molto rilevante: per rendere l'idea, la seconda azienda in termini di kWh prelevati dalla rete (F1) consuma circa un terzo di R.

Le tipologie di impianti produttivi su questo territorio sono di 4 tipi:

- Fotovoltaico, con 174 impianti installati e 2981 kW di potenza;
- Biogas, con 3494.4 kW di potenza installata;
- Idroelettrico ad acqua fluente, con 1 impianto da 170 kW;
- Idroelettrico non ad acqua fluente con 1 impianti da 160 kW.

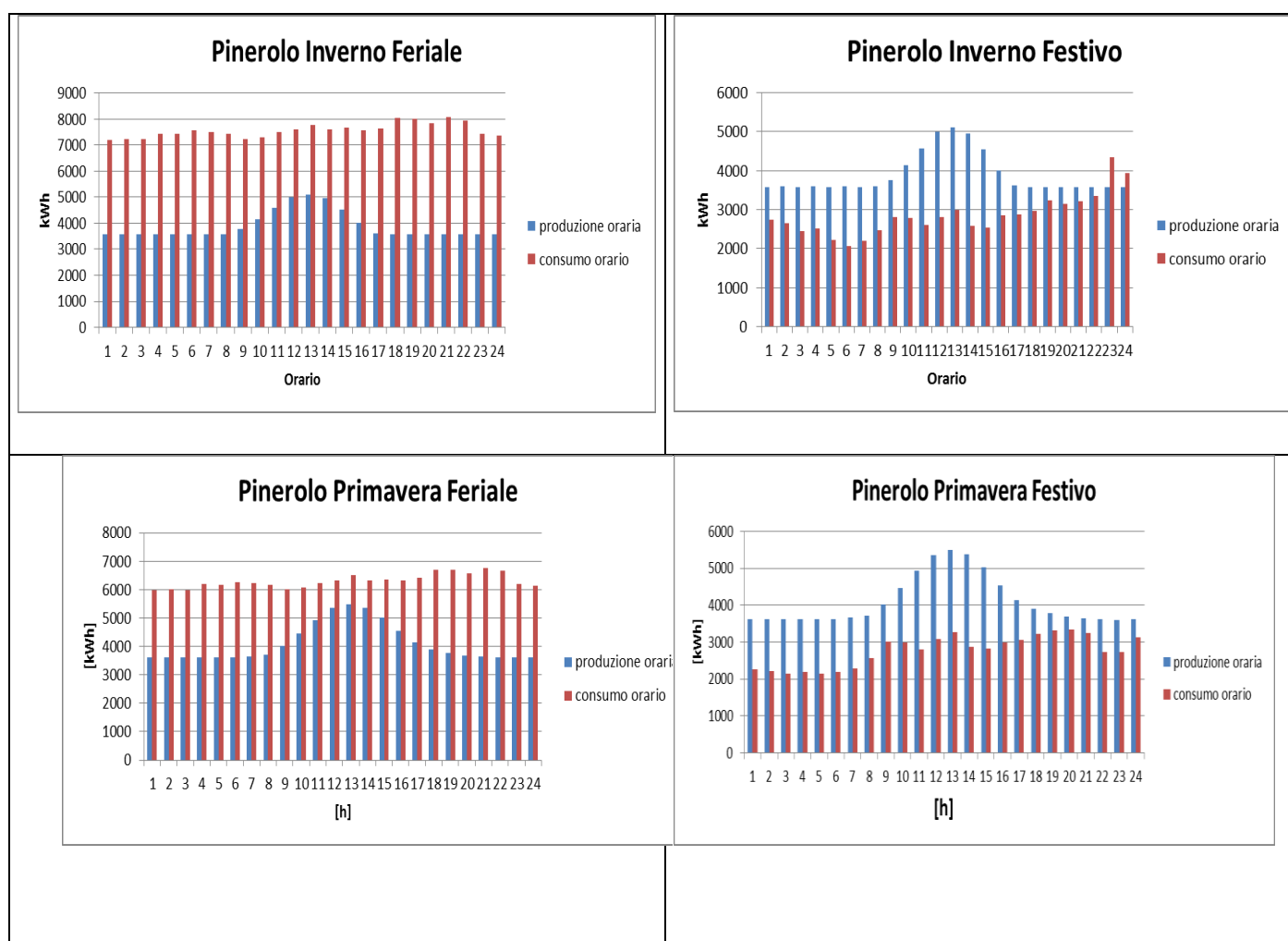
Pinerolo è il comune con l'impianto a biomassa di dimensionamento maggiore ed inoltre possiede il parco produttivo fotovoltaico più ampio di tutti gli scenari.

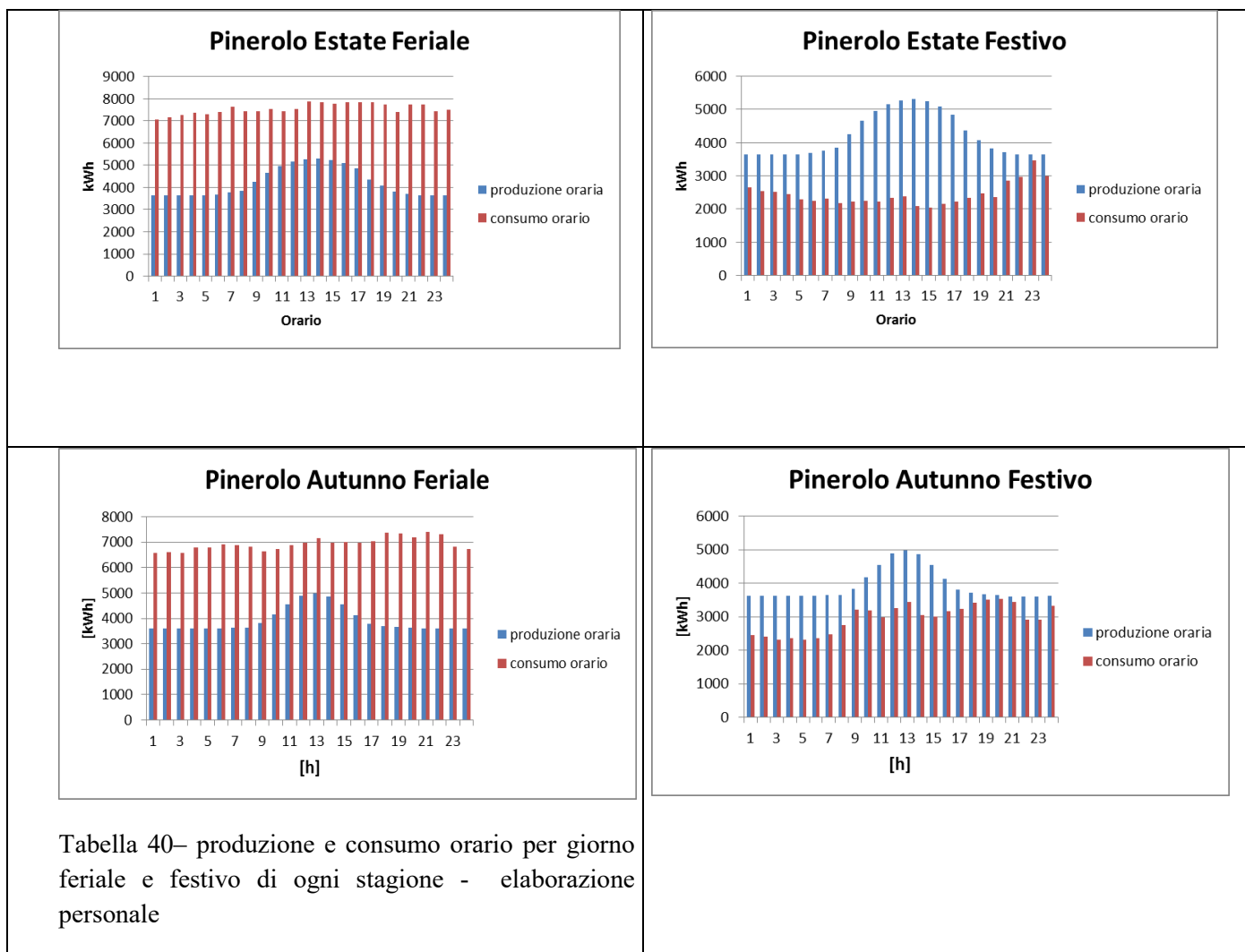
4.2.9.1. Bilancio Elettrico

La seguente tabella racchiude i grafici con gli andamenti dei flussi energetici prodotti e consumati dei giorni tipo festivi e feriali di ogni stagione dell'anno. Si osserva come la quota dei consumi dei giorni feriali sia circa il doppio della quota consumata nei giorni festivi. La

maggior causa di questo trend è l'attività dell'azienda R, la quale non lavora nei giorni festivi. Sempre da imputare all'attività di questa azienda è il picco nel giorno festivo invernale delle ore 23. Pur risultando un comportamento anomalo, essendo reali i dati, non è stata apportata alcuna modifica.

Nei giorni festivi, la domanda energetica è sempre coperta dalla produzione, tranne nel caso del picco invernale descritto poco fa. Nei giorni feriali, invece, la domanda è sempre maggiore della produzione. Anche negli orari centrali della giornata, l'intervento produttivo degli impianti solari fotovoltaici non risulta essere sufficiente. Per questi motivi, sarà necessario acquistare energia da altri utenti della comunità per sopperire al fabbisogno energetico soprattutto in orario serale e notturno.





4.2.9.2. Bilancio Termico

Le aziende con consumi termici analizzate in questo secondo scenario e presenti nel comune di Pinerolo sono in tutto quattro. La metodologia utilizzata per questo bilancio è la stessa già descritta al capitolo 4.1.4.2.

La prima azienda presa in analisi seguendo la metodologia precedentemente descritta è la B. Come si può vedere in figura 23, l'andamento dei consumi termici di questa azienda non segue particolarmente il deltaT stagionale. Ciò significa che la maggior parte di energia termica viene utilizzata per i processi industriali necessari all'attività dell'azienda. Il mese di novembre può essere considerato come il mese il cui giorno tipo si sono registrati i maggiori consumi.

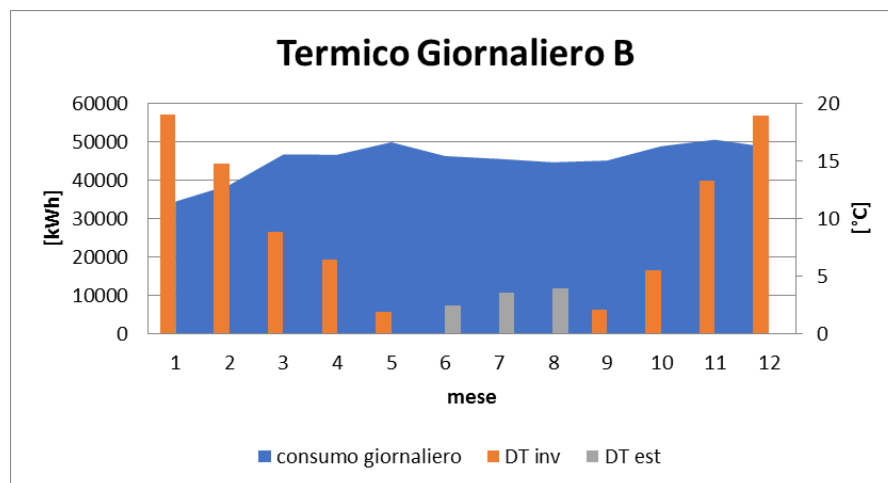


Figura 23 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T- elaborazione personale

L'azienda F, la quale possiede anche 2 stabilimenti a Luserna San Giovanni, è proprietaria di uno stabilimento anche nel comune di Pinerolo. La successiva figura 24 riporta appunto i consumi del giorno tipo di ogni mese dell'anno di F1. Sicuramente i mesi dove si registrano i consumi giornalieri maggiori sono dicembre e gennaio, quando il delta T tra interno ed esterno è maggiore.

I mesi estivi non presentano consumi di energia termica. Ciò significa che il trend dei consumi termici segue l'andamento della stagione di riscaldamento e non è necessario l'uso di gas per i processi industriali aziendali.

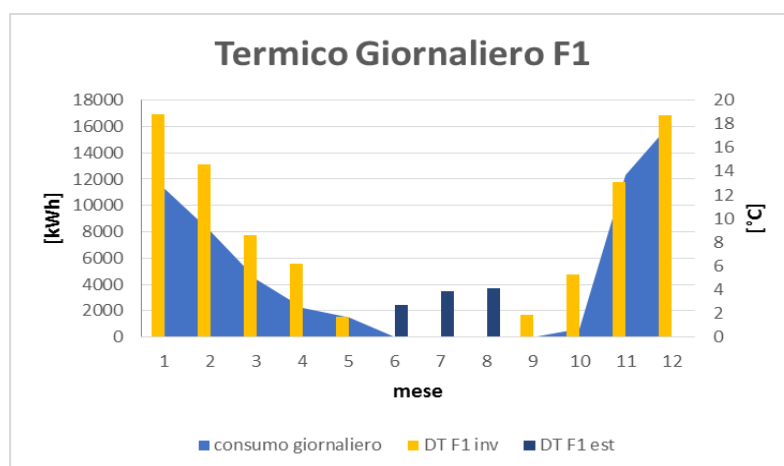


Figura 24 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T- elaborazione personale

Per quanto riguarda l'azienda Q, invece, il fabbisogno di energia termica è certamente legato al riscaldamento invernale, tuttavia, una quota di energia viene utilizzata anche per qualche processo industriale e per la produzione di acqua calda sanitaria. Anche il mese di agosto, quando l'azienda è rimasta chiusa per alcuni giorni, si sono registrati lo stesso dei

consumi di gas, a dimostrazione dell'utilizzo di questa risorsa proprio per lo svolgimento della normale attività dell'azienda. Questa quota, nel giorno tipo di ogni mese può essere stimata circa pari a 3422 kWh. Quanto appena descritto, lo si può trovare rappresentato nel grafico interno alla seguente figura 25.

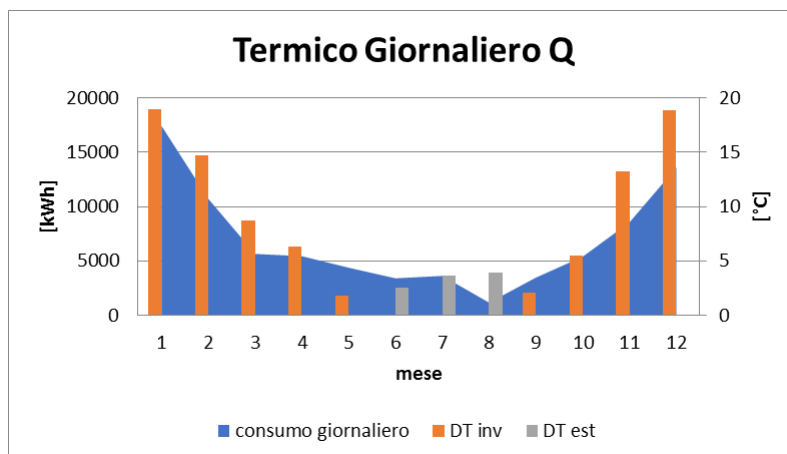


Figura 25 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T- elaborazione personale

L'azienda R, infine, è l'ultima analizzata all'interno di questo comune. Come si può osservare nella seguente figura 26, la quantità di energia termica utilizzata da R è sicuramente la più ampia di questo comune: confrontando per esempio il mese di gennaio, la seconda azienda per quantità di kWh termici consumati nel giorno medio lavorativo è la B con circa la metà dei consumi di R.

Osservando l'andamento, emerge che R utilizzi il gas solamente per il riscaldamento durante la stagione termica: infatti, tra maggio e settembre i consumi sono pari a zero. Il delta T, proprio come ci si aspetta è maggiore nei mesi invernali.

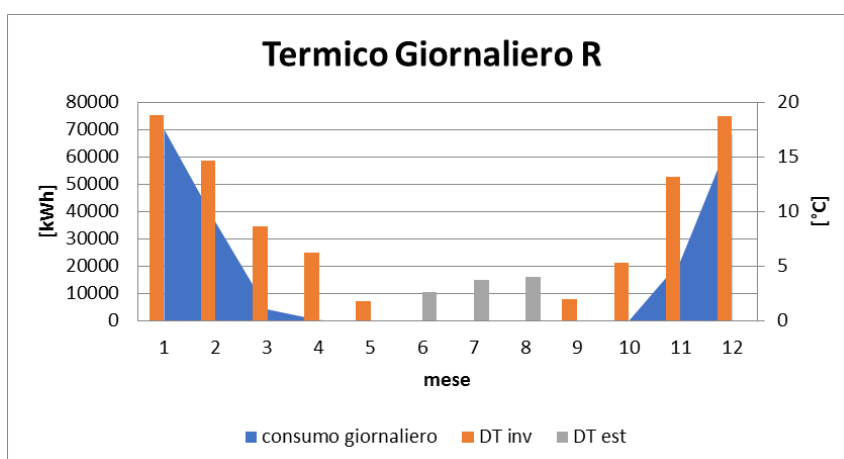


Figura 26 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T- elaborazione personale

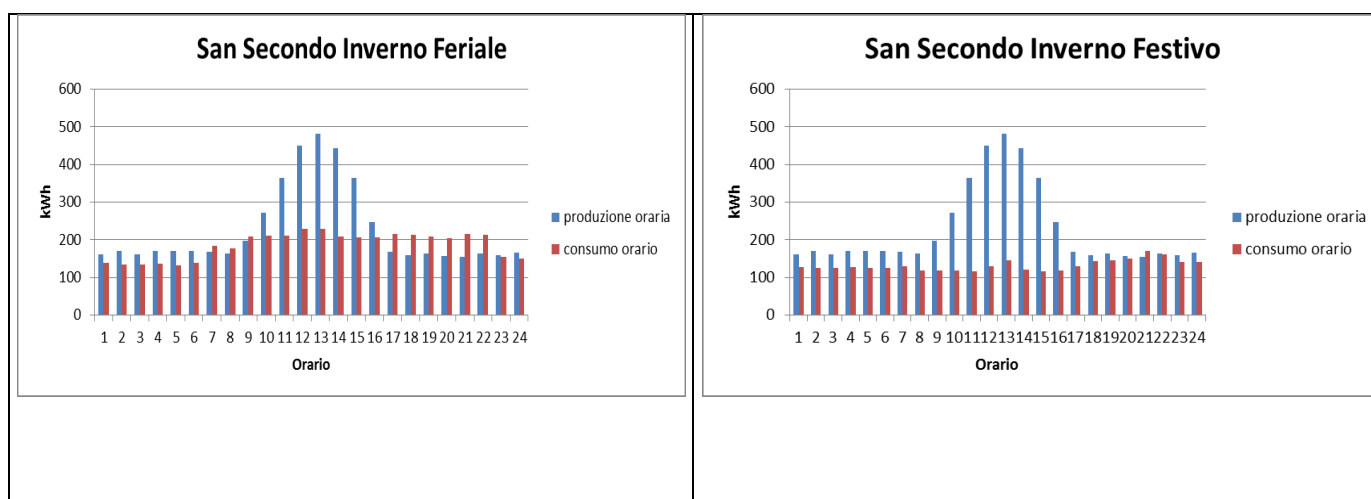
4.2.10. San Secondo di Pinerolo

San Secondo di Pinerolo è l'ultimo comune analizzato dello scenario 2. L'unica utenza industriale situata in questo comune è la S.

La tipologia di impianti produttivi in questo caso è sia di tipo fotovoltaico, sia di tipo idroelettrico ad acqua fluente. Lato fotovoltaico, gli impianti installati non domestici con potenza superiore a 3 kW sono in tutto 57 per una potenza installata complessiva di 670 kW. Per quantificare meglio, è circa la metà della potenza installata a Luserna San Giovanni. Lato idroelettrico, l'impianto è uno solo ed ha una potenza di 760 kW.

4.2.10.1. Bilancio Elettrico

La seguente tabella riporta, come per tutti i comuni precedenti, l'andamento dei flussi energetici a livello orario per un giorno tipo feriale e festivo di ogni stagione. Osservando i giorni festivi, si può notare come sia sempre coperta la domanda di energia (tranne alle 21 del giorno festivo invernale) anche in caso di giornata non soleggiata in quanto la produzione da fotovoltaico risulta essere totalmente un surplus. Riguardo i giorni feriali, anche in questo caso l'unico problema lo si ha in inverno tra le 17 e le 22. In questa stagione il problema si ripresenta anche in caso di giornata non soleggiata durante le ore centrali della giornata. In tutti gli altri casi il fabbisogno è interamente coperto dalla produzione derivata dall'impianto idroelettrico. Alla luce di queste considerazioni, si può affermare che la quota prodotta da solare fotovoltaico e parte di quella da fonte idroelettrica potrebbe essere venduta ad altri membri della comunità o accumulata.



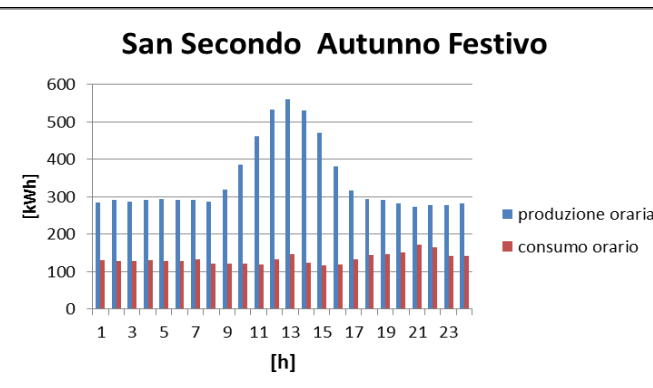
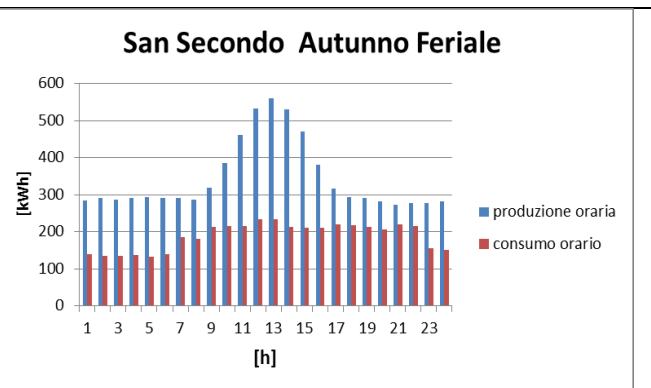
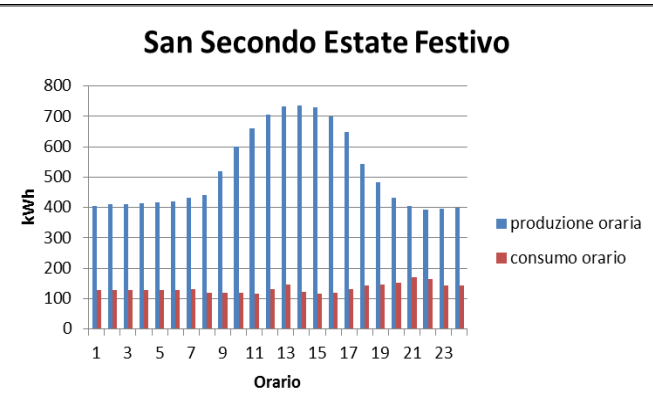
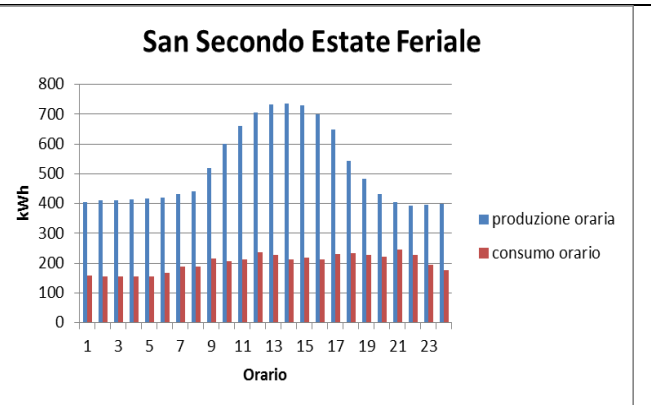
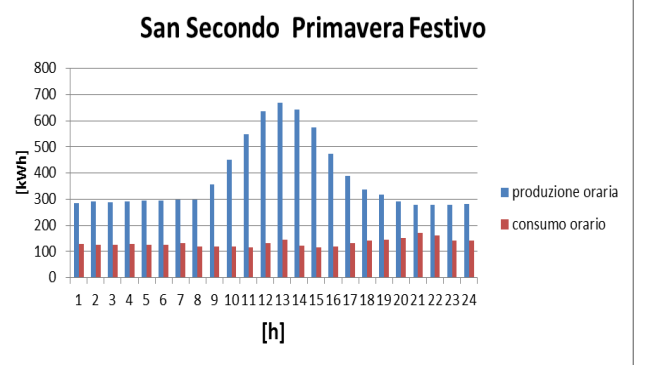
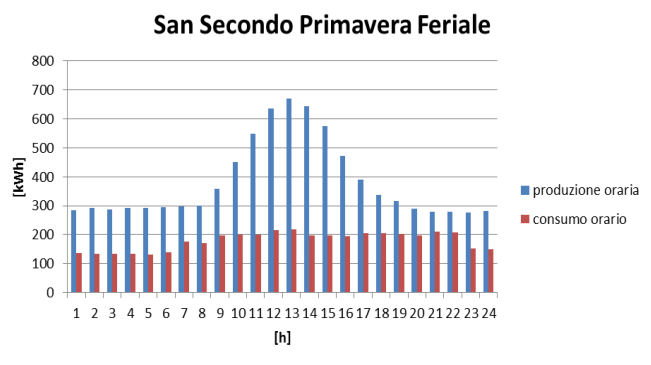


Tabella 41– produzione e consumo orario per giorno feriale e festivo di ogni stagione - elaborazione personale

4.2.10.2. Bilancio Termico

A San Secondo di Pinerolo è stata selezionata una sola azienda con consumi termici da analizzare e si tratta dell'azienda S. La metodologia utilizzata è la medesima che è stata messa in pratica per i precedenti comuni. Si può osservare come il consumo termico medio del giorno tipo di ogni mese sia unicamente legato alla climatizzazione invernale: infatti, maggiore è il delta T tra l'interno e l'esterno, maggiore è il consumo di gas impiegato per scaldare l'azienda. Il valore massimo lo si registra a gennaio. Nei mesi estivi, invece, non si sono registrati consumi.

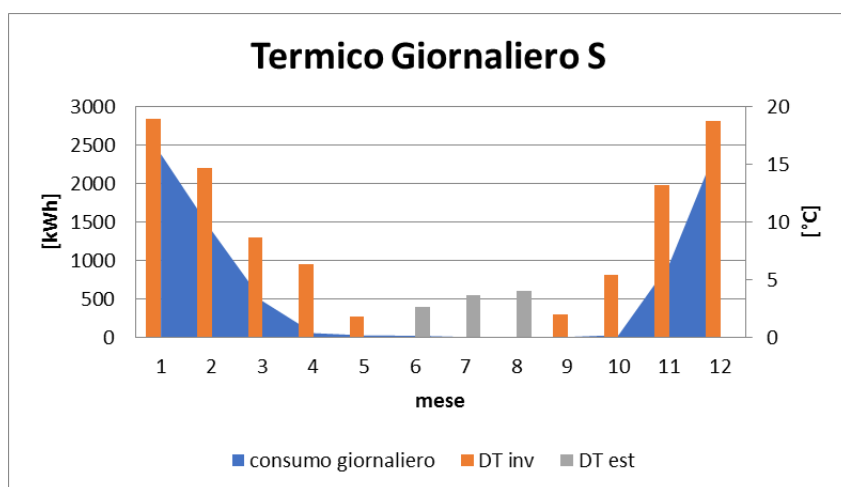


Figura 27 – Consumo termico giorno tipo mensile e relativo Delta T- elaborazione personale

5. Risultati Fattibilità Energetica Scenario 1

Alla luce del bilancio energetico svolto per questo primo scenario, risulta ora possibile trarre delle conclusioni riguardo la fattibilità o meno di questa comunità energetica ipotizzata.

Partendo dalla definizione di Comunità Energetica e facendo seguito ai requisiti minimi imposti dal D.G.R. n. 18-8520/2019 [2] della Regione Piemonte, verranno ora valutati e commentati tutti i punti da dover essere rispettati per costituire realmente una Comunità Energetica.

Il primo requisito necessario è il consumo annuo elettrico pari o superiore a 0,5 GWh annui. Si può dire che questa condizione sia ampiamente soddisfatta: il consumo annuo da imputare alle aziende raggiunge da solo (e supera di poco) i 14 GWh. Aggiungendo il consumo dell'illuminazione pubblica (circa 1,5 GWh) ed il consumo dei privati cittadini (circa 310 MWh), si raggiunge un consumo vicino ai 16 GWh, cifra 32 volte superiore al limite minimo richiesto. Considerando anche i consumi di energia termica di questo scenario,

pari circa a 34 GWh, la soglia minima sarebbe superata con un margine ancora più ampio. Si può dunque affermare che questa richiesta sia soddisfatta.

Il secondo requisito prevede che la quota dell'energia prodotta annualmente e destinata all'autoconsumo, attraverso l'utilizzo di reti pubbliche, non sia inferiore al 70 % del totale della produzione. In questo caso l'energia prodotta dagli impianti comunali, aziendali e domestici è nettamente superiore alla quota consumata all'interno di questo scenario. Si tratta di una produzione totale di 34.340.100 kWh a fronte di un consumo totale annuo di 15.899.470 kWh. Ciò significa che anche fornendo una quantità di energia pari a consumo totale della comunità, si potrebbe raggiungere al massimo una percentuale di autoconsumo pari al 46,3%. La formula utilizzata per ricavare questo valore di autoconsumo è la seguente:

$$\text{Autoconsumo (\%)} = \frac{\text{Energia elettrica consumata nella C.E.}}{\text{Energia Elettrica Prodotta nella C.E.}} * 100$$

Essendo il limite minimo imposto per legge pari al 70%, questo requisito non è rispettato per mancanza di utenze. Per rientrare in questa soglia, due possibili soluzioni potrebbero essere quelle di includere altri membri consumers nella comunità oppure escludere qualche producer da questo scenario. Ovviamente quello che emerge sono le potenzialità di questo primo scenario visto la gran quantità di energia prodotta derivante per lo più dall'azienda A.

Occorre però aprire una parentesi su questo aspetto poiché parlare di una soglia di autoconsumo annuale risulta poco sensato. Questo valore, infatti, è fortemente influenzato dalla stagionalità a causa dei differenti quantitativi di energia prodotta tra una stagione e l'altra. Non solo, sarebbe ancora più opportuno parlare di autoconsumo orario poiché nelle ore centrali della giornata, gli impianti fotovoltaici producono una quantità di energia tale da abbassare ulteriormente il valore dell'autoconsumo e allontanandolo dalla quota prevista del 70%.

La seguente tabella 42 dimostra quanto detto nel caso del calcolo dell'autoconsumo a livello mensile.

	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
Autoconsumo	43%	42%	32%	37%	37%	35%	38%	39%	43%	49%	51%	55%

Tabella 42- Autoconsumo mensile – elaborazione personale

Si può infatti osservare come questo valore si abbassi in tutti i mesi rispetto al 46,3% calcolato a livello annuale, in particolare, minore è il valore percentuale, maggiore è la quantità di energia prodotta all'interno della Comunità rispetto ai relativi consumi.

La seguente tabella 43 mostra invece il valore dell'autoconsumo a livello orario. Si è scelto di considerare gli orari tra le 9 e le 17 poiché in queste ore la produzione da impianto fotovoltaico è maggiore.

	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	Media
invernale feriale	43%	34%	28%	24%	24%	24%	29%	39%	55%	33%
invernale festivo	46%	35%	27%	24%	24%	24%	28%	38%	52%	33%
estivo feriale	31%	25%	22%	21%	21%	20%	20%	22%	25%	23%
estivo festivo	32%	25%	22%	21%	21%	19%	20%	21%	24%	23%
primavera feriale	35%	27%	23%	20%	20%	20%	23%	28%	36%	26%
primavera festivo	38%	28%	22%	20%	20%	19%	21%	27%	35%	26%
autunno feriale	44%	35%	31%	26%	27%	27%	31%	39%	51%	35%
autunno festivo	47%	37%	30%	26%	27%	26%	30%	38%	48%	34%

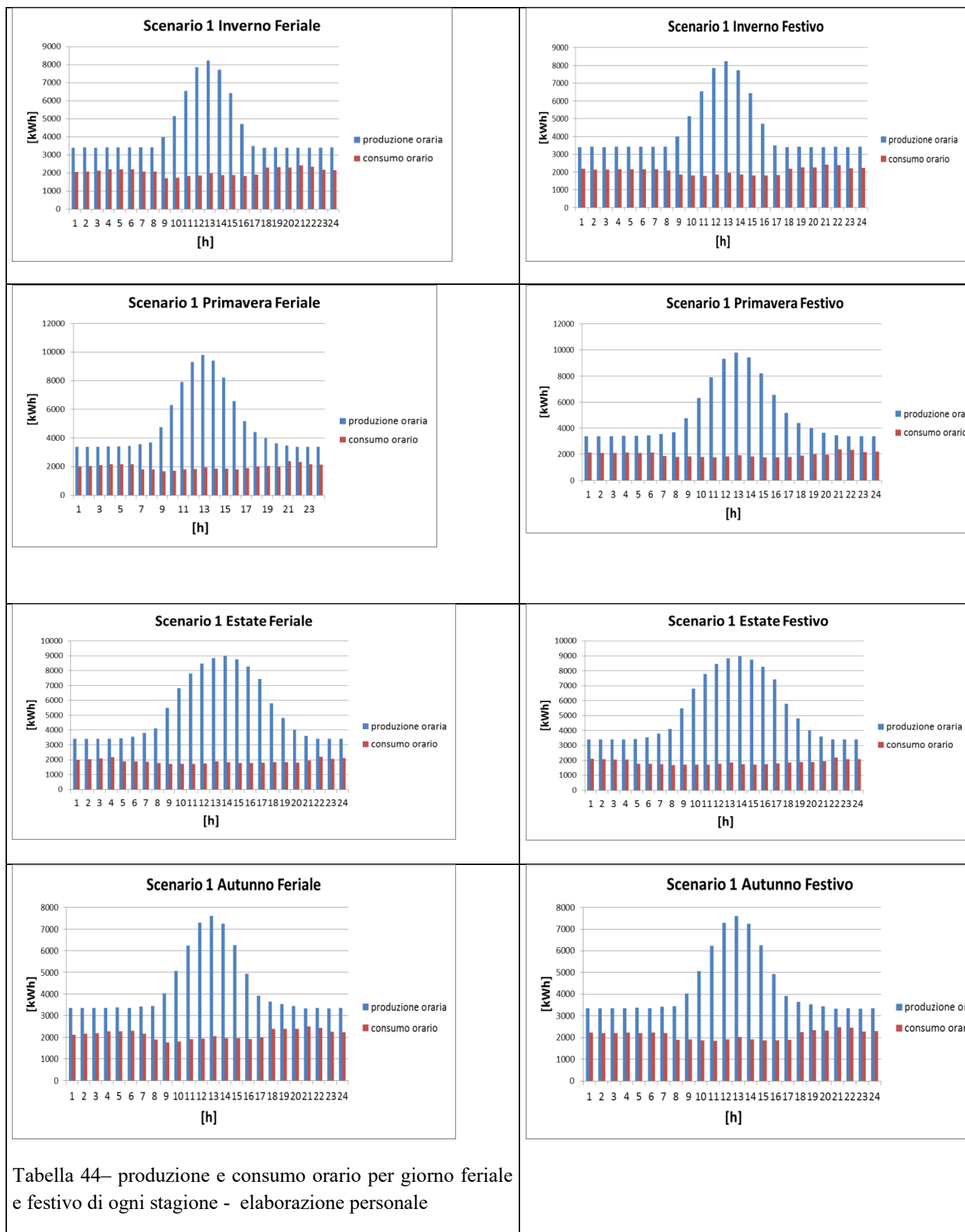
Tabella 43 – Autoconsumo percentuale orario – elaborazione personale

Come si può ben vedere, le percentuali di autoconsumo sono ancora diminuite come previsto e, nella stagione estiva e primaverile, quando la quota produttiva è maggiore, vengono raggiunti i valori minimi di questo indicatore. Il motivo per cui non si notano differenze tra giorno feriale e festivo è la presenza dell'azienda A, la quale lavora in entrambi i tipi di giorni.

Alla luce di queste considerazioni, risulta opportuno rivedere la normativa per stabilire una soglia di autoconsumo orario.

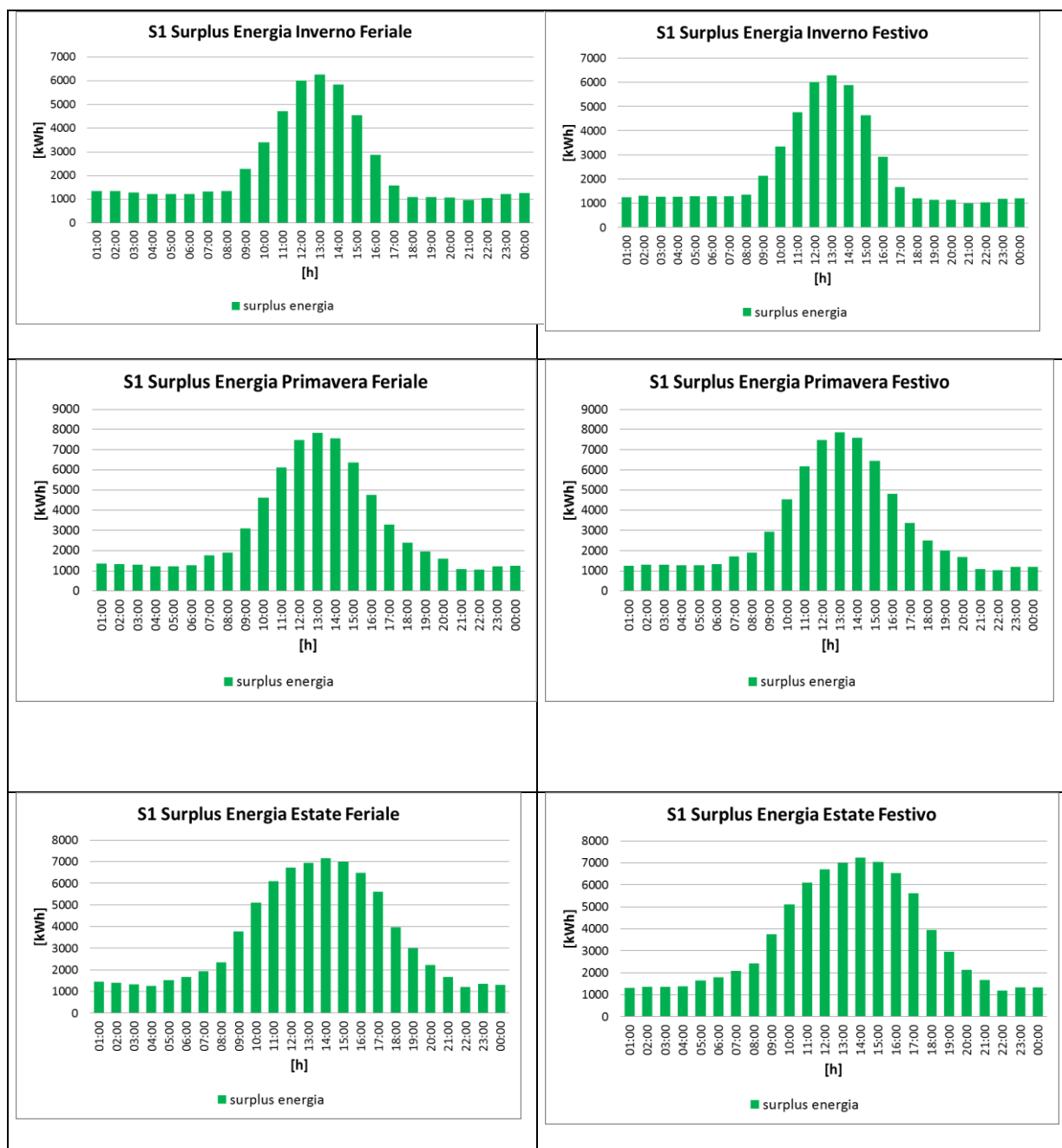
Approfondendo ancor di più questo punto, per lo scenario 1, è stato possibile paragonare a livello orario l'andamento dei flussi energetici nei giorni tipo festivi e feriali di ogni stagione.

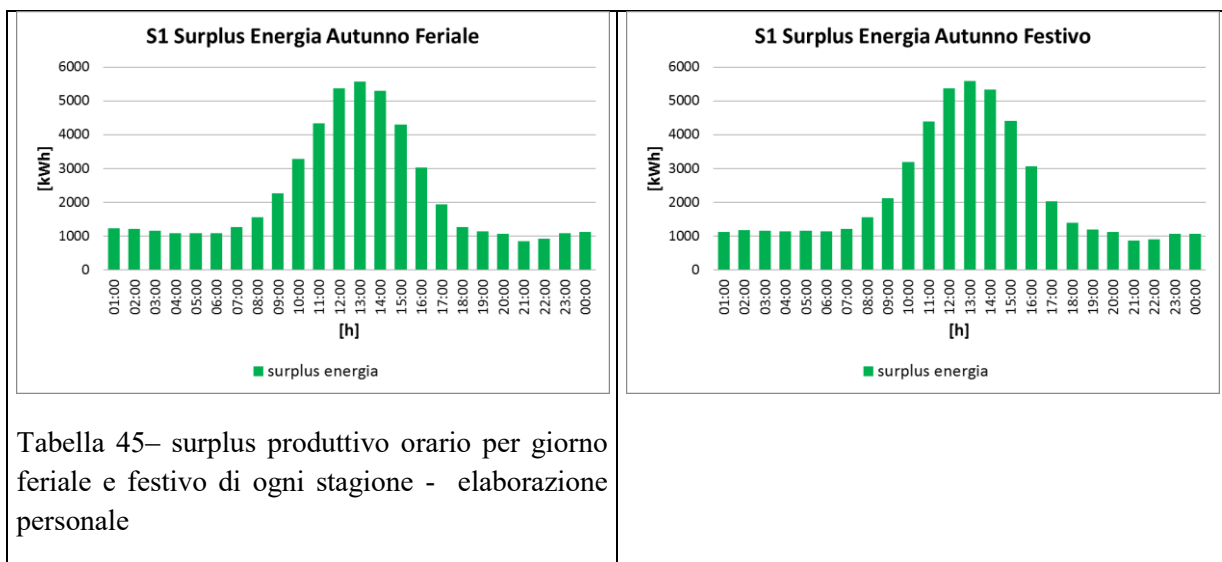
Quello che emerge dalla seguente tabella 44 è che, anche in questo caso, non ci sono sostanziali differenze tra giorni feriali e festivi di nessuna stagione. Questo dipende sostanzialmente dalla presenza dell'azienda A, la quale possiede la netta maggioranza di consumi e di produzione e, di conseguenza, detta l'andamento di questi grafici. Si può, inoltre, osservare che la quota di produzione da impianto fotovoltaico non è necessaria al fine di coprire la domanda di energia interna allo scenario, anzi, escludendo questo contributo, probabilmente ci si avvicinerebbe molto di più al requisito minimo del 70% di energia prodotta ed autoconsumata all'interno della Comunità Energetica. Mantenendo questo contributo, invece, la massima percentuale di autoconsumo raggiungibile è il 46,3%.



Il surplus di energia orario e quindi la quota di energia ancora a disposizione per eventuali altri membri della Comunità energetica ora per ora in un giorno tipo feriale e festivo di qualsiasi stagione, lo si può ben osservare nella successiva tabella 45.

Il grafico risulta tutto in verde, in quanto non ci sono ore del giorno in cui ci sia un deficit di energia in cui si debba acquistare energia dalla rete. Ovviamente le ore centrali della giornata sono quelle con più disponibilità energetica a causa dell'attività degli impianti fotovoltaici e lo si dal caratteristico andamento "a gobba".





6. Risultati Fattibilità Energetica Scenario 2

Come è stato fatto per il primo scenario, in base alle considerazioni fatte ed ai dati analizzati, risulta ora possibile stabilire o meno la fattibilità energetica di questo secondo scenario ipotizzato.

Partendo nuovamente dalla definizione di Comunità Energetica e facendo seguito ai requisiti minimi imposti dal D.G.R. n. 18-8520/2019 [2] della Regione Piemonte, verranno ora valutati tutti i punti da dover essere rispettati per costituire realmente una Comunità Energetica.

Il primo requisito necessario è il consumo annuo elettrico pari o superiore a 0,5 GWh annui. Se questa condizione era già stata soddisfatta nel primo scenario, ora che si sono aggiunti membri alla comunità lo è ancora di più: il consumo annuo da imputare alle sole aziende raggiunge (e supera di poco) i 91,7 GWh. Aggiungendo il consumo dell'illuminazione pubblica (circa 8,1 GWh) ed il consumo dei privati cittadini (circa 1,5 GWh), si raggiunge un consumo vicino ai 101 GWh, cifra 202 volte superiore al limite minimo richiesto. Il decreto inoltre non distingue energia termica e elettrica, pertanto se sommassimo anche gli oltre 66 GWh di consumi termici, la soglia sarebbe superata ancora più abbondantemente. Si può dunque affermare che questa richiesta sia soddisfatta.

Il secondo requisito prevede che la quota dell'energia prodotta annualmente e destinata all'autoconsumo, attraverso l'utilizzo di reti pubbliche, non sia inferiore al 70 % del totale della produzione. In questo caso l'energia prodotta dagli impianti comunali, aziendali e domestici è di poco superiore alla quota consumata all'interno di questo scenario: a fronte di una produzione totale annua di 106.105.348 kWh (17.313.235 kWh dalle aziende, 87.887.913 kWh dai comuni e 904.200 kWh dai cittadini), il consumo elettrico totale annuo ammonta a 101.291.905 kWh. Ciò significa che il bilancio annuale, interpretato così avrebbe un saldo positivo. Risulta dunque opportuno confrontare a livello orario l'andamento della domanda e della produzione energetica.

Quello che emerge dalla seguente tabella 48 è la netta differenza tra giorni feriali e festivi in ogni stagione. Non tutte le aziende, infatti, sono attive durante le festività o la domenica, pertanto questo risultato è giustificato. Ciò che si vede è che nei giorni festivi la domanda di energia è sempre coperta anche senza il contributo degli impianti fotovoltaici (tranne alle ore 23 del giorno festivo invernale). Durante i giorni feriali, invece, è proprio grazie a questo contributo che si riesce a far fronte almeno alla domanda delle ore centrali della giornata, riuscendo per di più ad accumulare un buon quantitativo energetico da poter riutilizzare nelle ore serali e notturne.

Calcolando il valore di autoconsumo con la stessa formula del capitolo precedente, ipotizzando che tutta l'energia venga utilizzata nella Comunità Energetica, il secondo requisito minimo sarebbe rispettato in quanto si raggiungerebbe una percentuale di autoconsumo pari al 95,4%, valore abbondantemente più ampio del 70% previsto dal decreto

legge. Tuttavia, come per il caso precedente, parlare di autoconsumo annuale, risulta poco sensato per i motivi già elencati al capitolo 5.

La seguente tabella 46 contiene la percentuale di autoconsumo a livello mensile.

	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
Autoconsumo	97%	94%	92%	81%	90%	88%	92%	66%	99%	100%	100%	90%

Tabella 46- Autoconsumo mensile – elaborazione personale

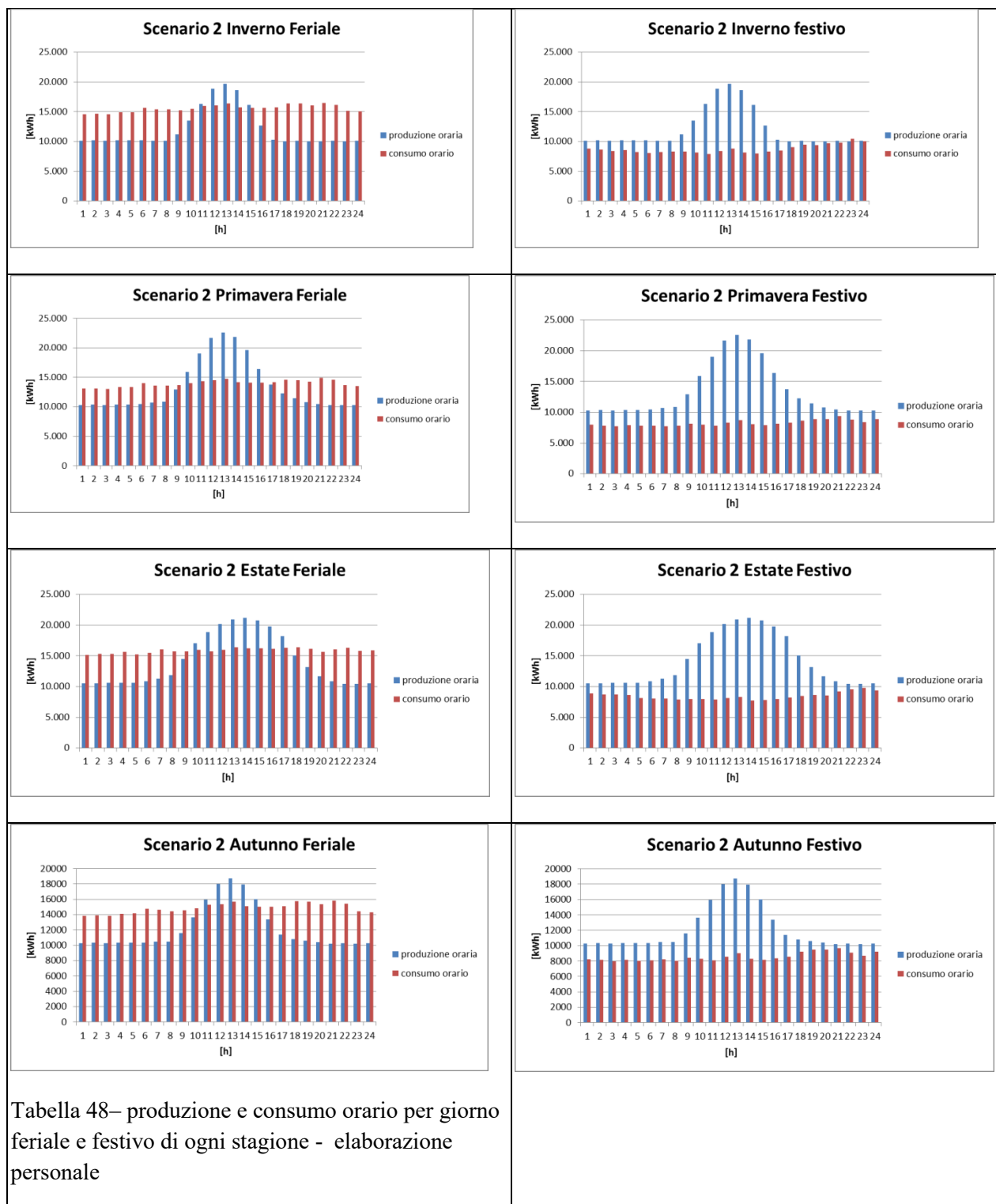
Anche in questo caso, i valori risultano per lo più minori del 95,4% annuale: in particolare, nel mese di agosto, quando la produzione è molta, ma le aziende consumano poco a causa delle chiusure, questa percentuale raggiunge il valore minimo. Tuttavia, il secondo scenario riuscirebbe a rispettare il limite del 70% anche se fosse imposto come soglia mensile (tranne il mese di agosto).

Anche a livello orario, vengono riproposti in tabella 47 i valori di autoconsumo ottenuti. In questo caso la fascia oraria considerata è stata quella dove in ogni scenario risultava un surplus di energia. Nelle ore precedenti e successive l'autoconsumo è pari al 100%.

	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	Media
invernale feriale	98%	85%	83%	85%	98%	90%
invernale festivo	49%	44%	45%	44%	50%	46%
estivo feriale	83%	79%	79%	77%	78%	79%
estivo festivo	42%	40%	40%	37%	38%	39%
primavera feriale	76%	67%	65%	65%	72%	69%
primavera festivo	41%	38%	39%	37%	40%	39%
autunno feriale	96%	86%	85%	85%	94%	89%
autunno festivo	51%	48%	49%	47%	51%	49%

Tabella 47 – Autoconsumo percentuale orario – elaborazione personale

A differenza del caso precedente, qui si nota una grande differenza tra giorno festivo e feriale: infatti, nei giorni festivi l'autoconsumo è molto basso a causa del basso fabbisogno. Ciò che invece è ammirevole, è che anche a livello orario la soglia del 70% imposta dai limiti di legge verrebbe rispettata nei giorni feriali.



Qui di seguito in tabella 49, si può invece osservare con più chiarezza la differenza, positiva o negativa, tra la domanda e l'offerta in un giorno tipo feriale o festivo di ogni stagione. In rosso è riportato il deficit, ovvero la quota di energia che dovrà essere acquistata dalla rete o assorbita dagli accumuli, mentre in verde è evidenziato il surplus, ovvero il quantitativo energetico che potrebbe essere ceduto o accumulato. Ovviamente l'inverno e l'autunno sono le stagioni il cui surplus energetico è minore e ciò è dovuto alla minor

produzione a carico degli impianti fotovoltaici. Il surplus dei giorni feriali, è interamente generato dagli impianti fotovoltaici, pertanto, in caso di giornata non soleggiata, questo surplus si trasformerebbe in deficit.



Proseguendo con la lista dei requisiti minimi, il terzo prevede che la produzione energetica da fonti rinnovabili disponibili localmente sia 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.

Questa condizione risulta completamente soddisfatta: infatti l'unica quota di energia prodotta non rinnovabile, come per lo scenario 1, è quella dell'impianto di cogenerazione dell'azienda L. Rapportando questa quota con il totale prodotto all'interno di questo scenario, si scopre che l'energia prodotta da fonte rinnovabile ammonta al 99,9%.

Il quarto requisito richiede la presenza di una pluralità di soggetti (pubblici e privati) produttori e consumatori di energia elettrica. Anche in questo caso la richiesta è soddisfatta: lo scenario racchiude infatti 15 aziende, 13 comuni ed il 2% della popolazione residente sul territorio.

L'ultimo requisito richiesto è quello di contiguità elettrica: i membri della comunità energetica devono appartenere al medesimo "ambito" elettrico (rete MT/BT sottesa a trasformatore AT/MT) ovvero ad "ambiti" territorialmente contigui; il decreto "Milleproroghe" stabilisce che i punti di prelievo/immissione devono essere ubicati su reti BT sottese ad un punto di trasformazione MT/BT. Anche in questo caso la richiesta è soddisfatta vista la vicinanza tra i comuni protagonisti di questo secondo scenario.

La conclusione che si può trarre da questa analisi sul secondo scenario è che ogni vincolo minimo sarebbe rispettato ampiamente: sicuramente lo studio sullo scenario 1 ha permesso di aumentare la platea di consumatori da includere in questa seconda ipotesi. Risulta particolarmente interessante come anche un'azienda molto energivora come R possa integrarsi, almeno sulla carta, all'interno di una Comunità Energetica. Tuttavia, sarebbe forse più opportuno sostituire questa azienda, ed altre molto energivore, con degli altri utenti di taglia molto più piccola: in questo modo le risorse non sarebbero riversate verso una manciata di aziende, ma verso molti più utenti di dimensioni minori, i quali potrebbero costituire una vera e propria comunità molto più numerosa. In questa maniera i benefici sarebbero sicuramente più distribuiti all'interno della comunità stessa ed i fruitori sarebbero in numero maggiore. Questa è la conferma delle grandi potenzialità di questo territorio. La Comunità Energetica, con i requisiti attualmente previsti sarebbe energeticamente fattibile e sostenibile.

7. Analisi Economica

Dopo aver dimostrato la fattibilità a livello energetico di questi due scenari coinvolti, risulta ovviamente interessante e necessario approfondire la questione economica. In questa parte dell'elaborato si cercherà di capire se effettivamente potrebbero esserci dei vantaggi

economici per i membri della Comunità Energetica e si approfondirà la questione di come potrebbe cambiare la fattura elettrica per gli utenti finali. Un'altra domanda a cui si cercherà risposta è se conviene o meno ai produttori vendere la loro energia all'interno della comunità, visto che, partecipando, sarebbero obbligati a venderne il 70% internamente al territorio.

Prima di iniziare questa analisi, è opportuno chiarire quali sono le **voci** che compongono una fattura elettrica e quali componenti potrebbero essere modificate per permettere a tutti i membri di avere dei vantaggi.

7.1. Componenti Fattura Elettrica

Scomponendo una fattura di energia elettrica, sostanzialmente si possono osservare 3 sezioni, le quali sommate insieme formano la cifra imponibile che l'utente finale dovrà pagare al fornitore, più l'iva al 10% o al 22% a seconda del codice ateco. Occorre precisare che queste tre ripartizioni dei costi si trovano sia nella fatture aziendali, sia in quelle comunali, sia in quelle domestiche. In particolare si tratta di:

- Servizi di vendita;
- Servizi di Rete;
- Imposte.

Ognuna di queste sezioni si suddivide a sua volta in altre sottosezioni le quali verranno discusse ad una ad una qui di seguito. La seguente **figura** mostra il peso percentuale di ciascuna di queste voci sull'imponibile fatturato.

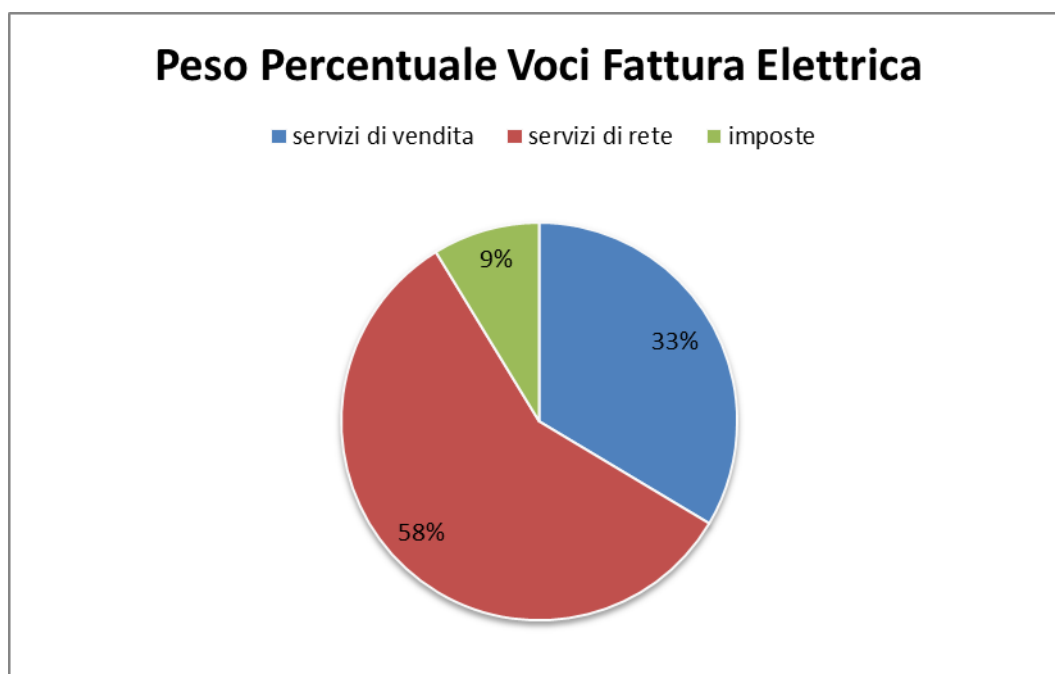


Figura 28 – peso percentuale voci fattura elettrica – elaborazione personale

7.1.1. Servizi di Vendita

Questa è la sezione di competenza del fornitore di energia ed è l'unica parte della fattura che subisce variazioni tra un fornitore e l'altro poiché ognuno ha i suoi margini di guadagno.

I servizi di vendita si suddividono in 2 sottosezioni:

- Quota Fissa;
- Quota Energia.

A loro volta queste sottosezioni si suddividono ancora. La quota fissa, infatti, è composta da oneri di dispacciamento, componente PCV1 e DISPT1, mentre, la quota energia, include i kWh consumati con i relativi costi a seconda della fascia di consumo (F1, F2, F3), gli oneri di dispacciamento (AEEG_OD) e le perdite di rete, le quali valgono il 10,4% dei consumi per aziende in bassa tensione ed il 3,8% per le aziende in media tensione.

Nell'analisi economica di questo elaborato, si andrà ipoteticamente ad aumentare il margine di guadagno dei produttori locali in 4 diverse soglie fissate a 8 €/MWh, 10 €/MWh, 12 €/MWh, 15 €/MWh. Questo margine, lo si trova sul contratto di fornitura. In una normale fattura, invece, è incluso alla voce quota energia dei servizi di vendita.

7.1.2. Servizi di Rete

Questa sezione, è composta da una serie di oneri passanti che i fornitori fatturano all'utente finale, ma che poi girano versano alle autorità competenti. Può capitare che questa sezione non sia identica per ogni fornitore poiché le autorità impongono il valore minimo da applicare in fattura (che è esattamente quello che poi il fornitore verserà loro), tuttavia non è strano che vengano applicate delle maggiorazioni al fine di ridurre i costi all'interno dei servizi di vendita per apparire più competitivi agli occhi meno esperti.

Anche per quanto riguarda i servizi di rete esiste una seconda suddivisione tra quota fissa, quota energia e quota potenza.

In questo caso, la quota fissa si suddivide in:

- BTA6;
- ASOS Sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione CIP 6/92;
- ARIM Rimanenti oneri generali.

La quota energia, invece, si può scomporre in:

- AEEG_TRASE;
- AEEG_ARIM_E;
- AEEG_ASOS_E[];
- AEEG_DISTRIB_E;
- AEEG_UC3E.

La terza di queste suddivisioni, la quale vale 0.043037 €/kWh su 0.056034 €/kWh, è quella su cui si sono fatte le ipotesi di risparmio per gli utenti finali della Comunità. La scelta è stata dettata dal fatto che questa quota sia versata a copertura dei costi per il sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione. I membri della comunità potrebbero permettersi ipoteticamente di pagare una cifra minore di questa quota in quanto membri appartenenti alla Comunità Energetica, la quale sarebbe di fatto un'istituzione a sostegno delle energie rinnovabili per definizione. La suddivisione precisa del peso percentuale di ciascuna di queste quote lo si può vedere nella seguente figura 29.

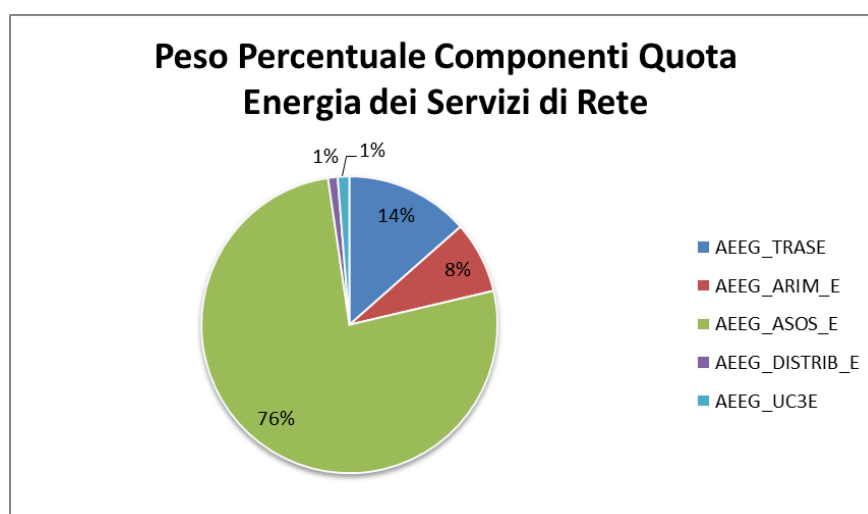


Figura 29 – peso percentuale componenti quota energia dei servizi di rete – elaborazione personale

La quota potenza, infine, non ha sottocategorie e corrisponde a circa 5 € per ogni kW di potenza disponibile al contatore. Nel caso il contatore non abbia il limitatore, la potenza da considerare non sarebbe quella disponibile, ma quella assorbita in modo continuativo nei 15 minuti di massimo carico nel mese.

I servizi di rete, talvolta, possono comparire in fattura in modo distinto, ovvero separandoli e chiamandoli “spesa per trasporto e gestione del contatore” e “spesa per oneri di sistema”.

7.1.3. Imposte

Questa è l'ultima delle sezioni che compongono la fattura di energia elettrica ed include l'imposta erariale entro i 200.000 kWh/mese. Questa componente incide sull'imponibile della fattura per 0,012500 €/kWh.

7.2. Scenario di Mercato

Dopo aver chiarito il contenuto della fattura elettrica, è opportuno contestualizzare l'analisi economica nello scenario di mercato attuale fortemente condizionato dalla situazione del Covid-19.

Il mercato elettrico è stato fortemente sconvolto dall'avvento della pandemia: a causa del lockdown, molte aziende sono state costrette a chiudere, non disponendo del Codice Ateco necessario o non facendo parte della filiera lavorativa considerata indispensabile. Questa situazione ha avuto ripercussioni in tutto il mondo facendo precipitare le quotazioni in borsa del prodotto energia [39]. Ciò si spiega per l'improvvisa diminuzione della domanda di energia.

Osservando la statistica riportata dal sito del GME, si può chiaramente osservare il brusco calo dei prezzi dell'energia elettrica. La figura 30 seguente, mostra appunto il valore del PUN medio giornaliero (prezzo unico nazionale, ovvero la media dei prezzi che l'energia assume ad ogni ora della giornata) da maggio 2019 a maggio 2020.

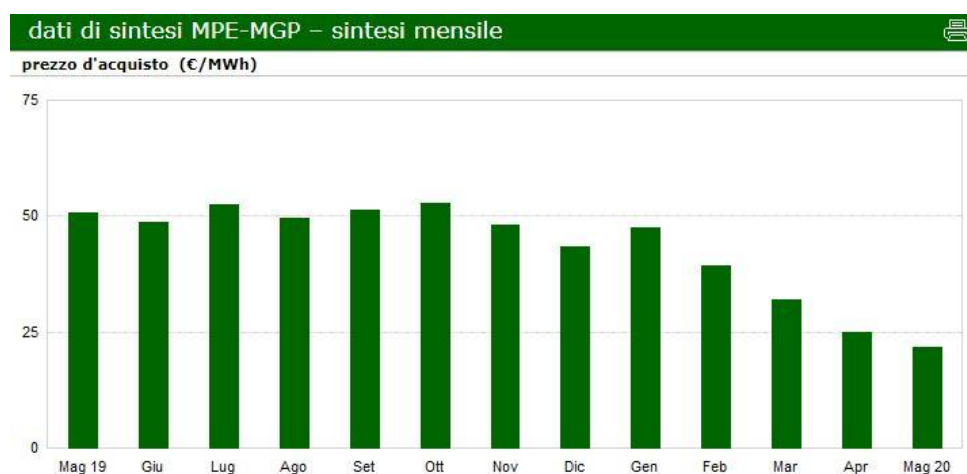


Figura 30 – andamento PUN [39]

Risulta evidente l'enorme differenza tra i due PUN estremi: si è passati da circa 50 €/MWh a meno della metà ovvero 24 €/MWh. Per rendere l'idea, basta pensare che ad aprile 2020 ci sono state diverse ore in cui l'energia veniva regalata [40].

Alla luce di questo scenario così variabile ed insolito, si è presa la decisione di basare l'analisi economica non su un prezzo fisso per i membri della comunità, ma su un prezzo variabile che segua l'andamento del PUN. Ciò che verrebbe fissato, sarebbe il margine di guadagno dei produttori, il quale potrebbe essere maggiore all'interno della comunità pur

essendo minore il costo finale a carico dell'utente. Tutto ciò risulta valido per qualsiasi valore del PUN.

A questo proposito, come accennato precedentemente, si andranno a variare sostanzialmente 2 contenuti della fattura elettrica:

- La quota energia dei servizi di vendita, per cercare di aumentare il margine di guadagno dei produttori membri della Comunità Energetica;
- La quota AEEG_ASOS_E presente alla voce quota energia dei servizi di rete, per cercare di ridurre il costo della fattura all'utente finale.

Gli scenari sviluppati con queste ipotesi sono in tutto 4 e fanno riferimento ai due scenari su cui è stato redatto il bilancio energetico. In particolare, sono stati fatti 2 scenari economici per ogni scenario energetico: uno non prevede l'utilizzo di sistemi di accumulo, l'altro sì.

7.3. Scenario 1A

Il primo scenario economico è stato nominato 1A e fa riferimento al primo scenario energetico nel caso in cui non sia presente un sistema di accumulo. Come spiegato precedentemente, in questa analisi si tratterà soltanto la quota energia dei servizi di vendita e la quota ASOS dei servizi di rete.

Non essendoci un sistema di accumulo, è stata fatturata soltanto la quantità di energia pari ai consumi del primo scenario energetico, ovvero 15.899.470 kWh. Si è inoltre stimato che i consumi fossero distribuiti per il 50% in fascia F1, 25% in fascia F2 e 25% in fascia F3.

La seguente tabella 50 contiene le cifre che ricadrebbero sugli utenti finali variando il margine di guadagno dei produttori e la quota ASOS. Ovviamente questi non sono i valori dell'imponibile che andrebbe distribuito proporzionalmente tra gli utenti, ma sono semplicemente i costi relativi alle due quote citate. Per quanto riguarda il valore di partenza del PUN, si è scelto di utilizzare i valori di maggio 2020, ovvero 0.02299 €/kWh per la fascia F1, 0.0262 €/kWh per la fascia F2 e 0.01871 €/kWh per F3 [39].

	PUN+8 €/MWh	PUN+10 €/MWh	PUN+12 €/MWh	PUN+15 €/MWh
100% quota Asos	€ 1.379.653	€ 1.411.452	€ 1.443.251	€ 1.490.949
75% quota Asos	€ 1.208.586	€ 1.240.385	€ 1.272.184	€ 1.319.883
50% quota Asos	€ 1.037.520	€ 1.069.319	€ 1.101.118	€ 1.148.816

Tabella 50 – Costo Quota Asos più energis con diversi margini di ricavo – elaborazione personale

Considerando che la condizione dove la quota ASOS sia pari al 100% ed il PUN sia maggiorato di 8 €/MWh sia una condizione normale di vendita dell'energia per qualsiasi utente, si può dunque osservare come abbassando la quota ASOS al 75%, anche se i produttori portassero il loro margine di guadagno a 15 €/MWh, all'utente finale converrebbe

lo stesso. La cifra pagata sarebbe infatti 1.319.883 € contro 1.379.653 €. Nel caso si riuscisse ad abbassare la quota ASOS al 50% ed i produttori marginassero 15 €/MWh, si avrebbe la migliore delle condizioni ipotizzate in questo scenario: ciò è dovuto al fatto che l'utente finale pagherebbe 1.148.816 € invece che 1.379.653 €.

Una visione più efficace di questi concetti la si può avere nella seguente tabella 51, la quale mostra chiaramente quanto sia più impattante la quota Asos di quanto non sia la componente energetica. Più precisamente, considerando un PUN medio per il mese di maggio 2020 pari a 0.022663 €/kWh, questo contributo influisce solo per il 28,8% della spesa per questi due contributi. Considerando anche i diversi margini di guadagno, invece, il peso percentuale varia dal 35 % al 40%. Guardando i quattro diversi raggruppamenti, infatti, si osserva come l'aumento di margine di guadagno da parte dei produttori in realtà non sia un grande peso da sostenere per gli utenti, a patto che ci sia una corrispondente riduzione della quota Asos. In questo caso la convenienza per tutti sarebbe evidente.

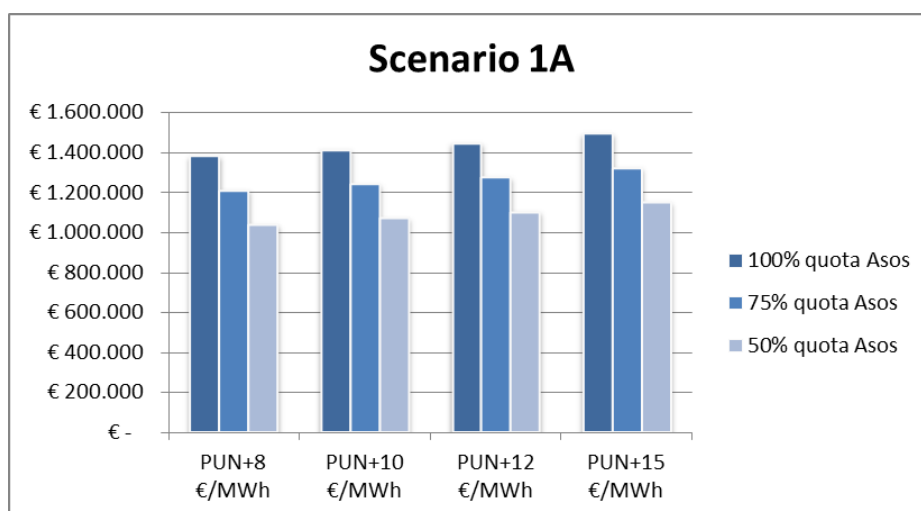


Tabella 51 – Costo Quota Asos più energis con diversi margini di ricavo – elaborazione personale

Come si può vedere in tabella 52, il margine di guadagno per i produttori sarebbe massimo, ovvero 238.492 €, nel caso della configurazione a PUN più 15 €/MWh. I ricavi sarebbero quasi il doppio della configurazione standard a PUN più 8 €/MWh, ma, nonostante questo, la spesa per gli utenti finali sarebbe ben minore anche solo abbassando la quota Asos al 75%. Questi margini di guadagno sono stati calcolati facendo la differenza tra il PUN maggiorato ed il PUN più 0 €/MWh, la qual condizione corrisponderebbe a fornire l'energia a prezzo di costo senza l'aggiunta di alcun margine di guadagno.

	PUN+8 €/MWh	PUN+10 €/MWh	PUN+12 €/MWh	PUN+15 €/MWh
margine di guadagno	€ 127.196	€ 158.995	€ 190.794	€ 238.492

Tabella 52-Margine di guadagno per produttori- elaborazione personale

Per le utenze comunali e per i privati cittadini, si potrebbe valutare l'opzione di concedere le stesse opportunità di mercato a prezzo variabile, proprio come è stato fatto includendole nei calcoli precedenti. In questo modo si potrebbe avere una definizione univoca di membro della Comunità Energetica con parità di trattamento. In alternativa si potrebbe pensare di stabilire un prezzo fisso monorario o diviso per tre fasce in modo da poter permettere ai produttori di avere un margine congruo. Questo ovviamente non peserebbe agli utenti finali perché avrebbero lo stesso trattamento in termini di quota ASOS. In uno scenario di mercato come l'attuale, il prezzo potrebbe essere per esempio fissato a 0,045 €/kWh, tuttavia occorrerebbe rivedere le condizioni contrattuali con cadenza annuale, in base alle condizioni di mercato.

Nel caso di un'utenza tipo industriale o comunale (200.000 kWh di consumo annuo) nel caso ottimale di una riduzione della quota Asos del 50%, il risparmio annuo ammonterebbe a circa 5.000 € su una spesa annua di circa 30.000 €.

Nel caso di un'utenza domestica (2.700 kWh di consumo annuo), invece, il risparmio sarebbe di circa 65 € a fronte di una spesa vicina ai 500 €. Ovviamente, nel caso dei piccoli consumatori, i costi fissi sono molto più impattanti rispetto alla quota energetica. Per questo tipo di utenza, in fase di contrattazione con le autorità competenti, sarebbe pertanto più opportuno cercare di ottenere delle agevolazioni rivolte verso i costi fissi.

7.4. Scenario 1B

Il secondo scenario economico è stato nominato 1B e fa riferimento al primo scenario energetico nel caso in cui siano invece presenti dei sistemi di accumulo. Anche in questa analisi, per permettere un confronto più equo, si tratterà soltanto la quota energia dei servizi di vendita e la quota ASOS dei servizi di rete.

Essendoci un sistema di accumulo, o meglio, molti sistemi di accumulo distribuiti tra le varie utenze, è stata fatturata l'intera quantità di energia prodotta all'interno del primo scenario energetico, ovvero 34.340.100 kWh. La distribuzione dei consumi è stata impostata come per la precedente analisi economica, ovvero il 50% in fascia F1, 25% in fascia F2 e 25% in fascia F3.

La seguente tabella 53, come per il caso 1A, contiene le cifre che ricadrebbero sugli utenti finali variando il margine di guadagno dei produttori e la quota ASOS. Per quanto riguarda il valore di partenza del PUN, si è scelto di utilizzare i valori di maggio 2020, ovvero 0.02299 €/kWh per la fascia F1, 0.0262 €/kWh per la fascia F2 e 0.01871 €/kWh per F3 [39].

	PUN+8 €/MWh	PUN+10 €/MWh	PUN+12 €/MWh	PUN+15 €/MWh
100% quota Asos	€ 2.979.811	€ 3.048.491	€ 3.117.171	€ 3.220.191
75% quota Asos	€ 2.610.337	€ 2.679.017	€ 2.747.697	€ 2.850.718
50% quota Asos	€ 2.240.863	€ 2.309.543	€ 2.378.224	€ 2.481.244

Tabella 53 – Costo Quota Asos più energis con diversi margini di ricavo – elaborazione personale

La premessa è sempre la stessa: la condizione dove la quota ASOS sia pari al 100% ed il PUN sia maggiorato di 8 €/MWh è una condizione normale di vendita dell'energia per qualsiasi utente. Per dare dei vantaggi reali si potrebbe abbassare la quota ASOS al 75%, in questo modo, anche se i produttori portassero il loro margine di guadagno a 15 €/MWh, all'utente finale converrebbe lo stesso. La cifra pagata sarebbe infatti 2.850.718 € contro 2.979.811 €. Nel caso si riuscisse ad abbassare la quota ASOS al 50% ed i produttori marginassero 15 €/MWh, si avrebbe la migliore delle condizioni ipotizzate in questo scenario: ciò è dovuto al fatto che gli utenti finali pagherebbero 2.481.244 € invece che 2.979.811 €.

Una visione più efficace di questi concetti la si può avere nella seguente tabella 54, la quale mostra chiaramente quanto sia più impattante la quota Asos di quanto non sia la componente energetica. Più precisamente, considerando un PUN medio per il mese di maggio 2020 pari a 0.022663 €/kWh, questo contributo influisce solo per il 28,8% della spesa per questi due contributi. Considerando anche i diversi margini di guadagno, invece, il peso percentuale varia dal 35 % al 40%. Guardando i quattro diversi raggruppamenti, infatti, si osserva come l'aumento di margine di guadagno da parte dei produttori in realtà non sia un grande peso da sostenere per gli utenti, a patto che ci sia una corrispondente riduzione della quota Asos. In questo caso la convenienza per tutti sarebbe evidente. Rispetto allo scenario 1A, essendo la quota Asos legata ai consumi, si vede come una riduzione di quest'ultima sia ancora più impattante all'aumentare dei kWh fatturati, infatti, lo scarto tra una colonna e l'altra di ogni raggruppamento è pari a circa 500.000 € contro i circa 200.000 € del caso precedente.

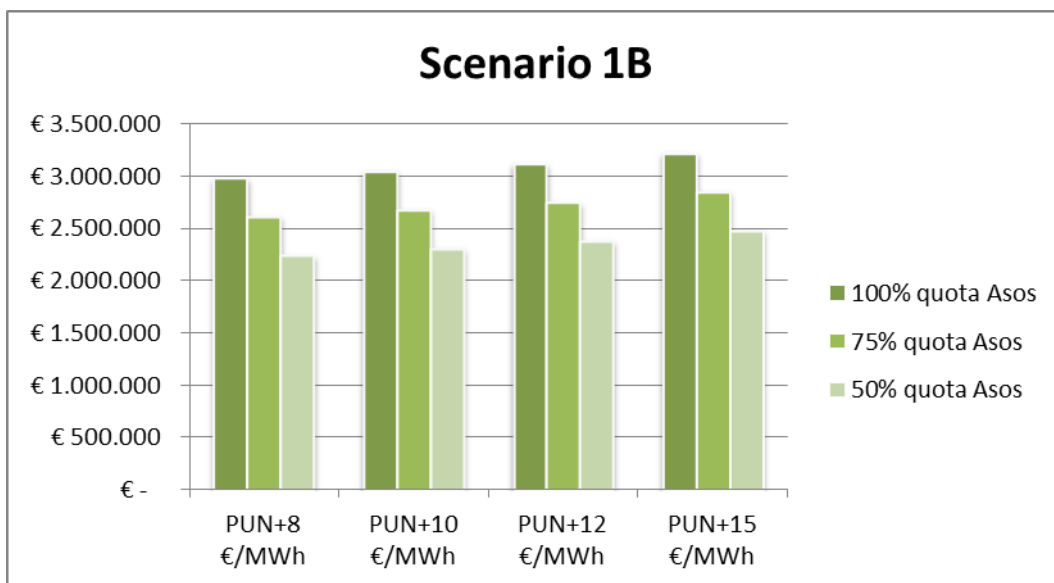


Tabella 54 – Costo Quota Asos più energis con diversi margini di ricavo – elaborazione personale

In questa configurazione, come si può vedere in tabella 55, il margine di guadagno per i produttori sarebbe massimo, ovvero 515.101 €, quasi il doppio della configurazione a PUN più 8 €/MWh. Nonostante questo, la spesa per gli utenti finali sarebbe ben minore della condizione definita standard di PUN più 8 €/MWh. Questi margini di guadagno, come nel caso 1A, sono stati calcolati facendo la differenza tra il PUN maggiorato ed il PUN più 0 €/MWh.

	PUN+8 €/MWh	PUN+10 €/MWh	PUN+12 €/MWh	PUN+15 €/MWh
margine di guadagno	€ 274.721	€ 343.401	€ 412.081	€ 515.101

Tabella 55-Margine di guadagno per produttori- elaborazione personale

Per le utenze comunali e per i privati cittadini, anche in questo caso si potrebbe valutare l'opzione di concedere le stesse opportunità di mercato a prezzo variabile. In questo modo si potrebbe avere una definizione univoca di membro della Comunità Energetica con parità di trattamento. In alternativa si potrebbe pensare di stabilire un prezzo fisso monorario o diviso per tre fasce in modo da poter permettere ai produttori di avere un margine congruo. Questo ovviamente non peserebbe agli utenti finali perché avrebbero lo stesso trattamento in termini di quota ASOS. In uno scenario di mercato come l'attuale, il prezzo potrebbe essere per esempio fissato a 0,045 €/kWh, tuttavia occorrerebbe rivedere le condizioni contrattuali con cadenza annuale, in base alle condizioni di mercato.

Come nel caso precedente, in presenza di un'utenza tipo industriale o comunale (200.000 kWh di consumo annuo) nel caso ottimale di una riduzione della quota Asos del 50%, il risparmio annuo ammonterebbe a circa 5.000 € su una spesa annua di circa 30.000 €.

Nel caso di un'utenza domestica (2.700 kWh di consumo annuo), invece, il risparmio sarebbe di circa 65 € a fronte di una spesa vicina ai 500 €. Ovviamente, per dei piccoli consumatori, i costi fissi sono molto più impattanti rispetto alla quota energetica. Per questo tipo di utenza, in fase di contrattazione con le autorità competenti, sarebbe pertanto più opportuno cercare di ottenere delle agevolazioni rivolte verso i costi fissi.

7.5. Scenario 2A

Il terzo scenario economico è stato nominato 2A e fa riferimento al secondo scenario energetico nel caso in cui non sia presente un sistema di accumulo. In questa analisi si tratterà nuovamente soltanto la quota energia dei servizi di vendita e la quota ASOS dei servizi di rete.

Non essendo prevista la presenza di sistemi di accumulo, è stata fatturata la totalità dei consumi del secondo scenario energetico, ovvero 101.291.905 kWh. La distribuzione dei consumi è stata impostata come per la precedente analisi economica, ovvero il 50% in fascia F1, 25% in fascia F2 e 25% in fascia F3.

La seguente tabella 56, come per i casi precedenti, contiene le cifre che ricadrebbero sugli utenti finali variando il margine di guadagno dei produttori e la quota ASOS. Per quanto riguarda il valore di partenza del PUN, si è scelto di utilizzare i valori di maggio 2020, ovvero 0.02299 €/kWh per la fascia F1, 0.0262 €/kWh per la fascia F2 e 0.01871 €/kWh per F3 [39].

	PUN+8 €/MWh	PUN+10 €/MWh	PUN+12 €/MWh	PUN+15 €/MWh
100% quota Asos	€ 8.789.453	€ 8.992.037	€ 9.194.621	€ 9.498.496
75% quota Asos	€ 7.699.628	€ 7.902.212	€ 8.104.796	€ 8.408.672
50% quota Asos	€ 6.609.803	€ 6.812.387	€ 7.014.971	€ 7.318.847

Tabella 56 – Costo Quota Asos più energis con diversi margini di ricavo – elaborazione personale

Mantenendo la premessa in cui la condizione dove la quota ASOS sia pari al 100% ed il PUN sia maggiorato di 8 €/MWh sia una condizione normale di vendita dell'energia per qualsiasi utente, per offrire dei vantaggi si potrebbe abbassare la quota ASOS al 75%. In questo modo, anche se i produttori portassero il loro margine di guadagno a 15 €/MWh, all'utente finale converrebbe lo stesso. La cifra pagata sarebbe infatti 8.408.672 € contro 8.789.453 €. Nel caso si riuscisse ad abbassare la quota ASOS al 50% ed i produttori marginassero 15 €/MWh, si avrebbe la migliore delle condizioni ipotizzate in questo scenario: ciò è dovuto al fatto che gli utenti finali pagherebbero 7.318.847 € invece che 8.789.453 €.

Una visione più efficace di questi concetti la si può avere nella seguente tabella 57, la quale mostra chiaramente quanto sia più impattante la quota Asos di quanto non sia la componente

energetica. Più precisamente, considerando un PUN medio per il mese di maggio 2020 pari a 0.022663 €/kWh, questo contributo influisce solo per il 28,8% della spesa per questi due contributi. Considerando anche i diversi margini di guadagno, invece, il peso percentuale varia dal 35 % al 40%. Guardando i quattro diversi raggruppamenti, infatti, si osserva come l'aumento di margine di guadagno da parte dei produttori in realtà non sia un grande peso da sostenere per gli utenti, a patto che ci sia una corrispondente riduzione della quota Asos. In questo caso la convenienza per tutti sarebbe evidente. Rispetto agli scenari precedenti, essendo la quota Asos legata ai consumi, si vede come una riduzione di quest'ultima sia ancora più impattante all'aumentare dei kWh fatturati, infatti, lo scarto tra una colonna e l'altra di ogni raggruppamento è superiore al milione di euro.

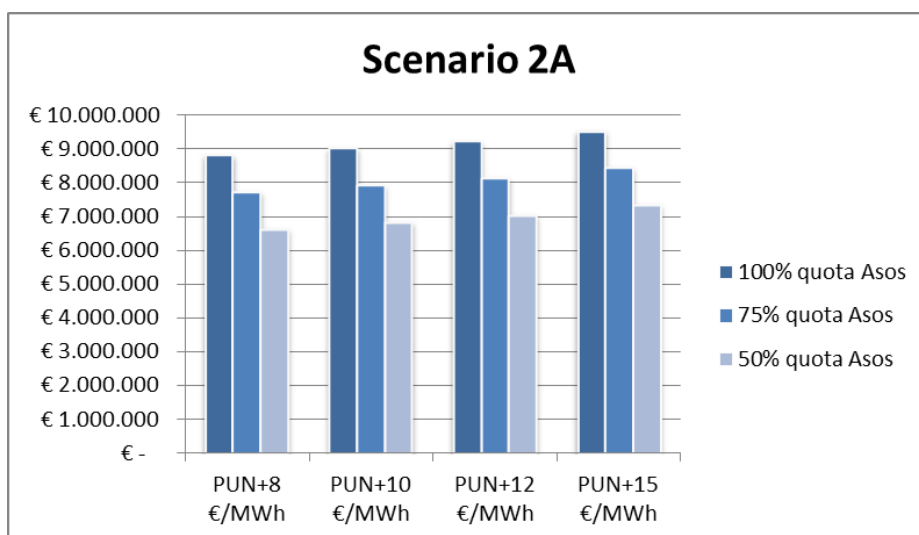


Tabella 57 – Costo Quota Asos più energis con diversi margini di ricavo – elaborazione personale

In questa configurazione, come si può vedere in tabella 58, il margine di guadagno per i produttori sarebbe massimo, ovvero 1.519.379 €, quasi il doppio della configurazione a PUN più 8 €/MWh. Nonostante questo, la spesa per gli utenti finali sarebbe ben minore della condizione definita standard di PUN più 8 €/MWh. Questi margini di guadagno, come negli scenari precedenti, sono stati calcolati facendo la differenza tra il PUN maggiorato ed il PUN più 0 €/MWh.

	PUN+8 €/MWh	PUN+10 €/MWh	PUN+12 €/MWh	PUN+15 €/MWh
margine di guadagno	€ 810.335	€ 1.012.919	€ 1.215.503	€ 1.519.379

Tabella 58-Margine di guadagno per produttori- elaborazione personale

Per le utenze comunali e per i privati cittadini, si potrebbe valutare l'opzione di concedere le stesse opportunità di mercato a prezzo variabile, proprio come è stato fatto includendole nei calcoli precedenti. In questo modo si potrebbe avere una definizione univoca di membro della Comunità Energetica con parità di trattamento. In alternativa si potrebbe pensare di stabilire un prezzo fisso monorario o diviso per tre fasce in modo da poter permettere ai produttori di avere un margine congruo. Questo ovviamente non peserebbe agli utenti finali perché avrebbero lo stesso trattamento in termini di quota ASOS. In uno scenario di mercato come l'attuale, il prezzo potrebbe essere per esempio fissato a 0,045 €/kWh, tuttavia occorrerebbe rivedere le condizioni contrattuali con cadenza annuale, in base alle condizioni di mercato.

Come nei casi precedenti, in presenza di un'utenza tipo industriale o comunale (200.000 kWh di consumo annuo) nel caso ottimale di una riduzione della quota Asos del 50%, il risparmio annuo ammonterebbe a circa 5.000 € su una spesa annua di circa 30.000 €.

Nel caso di un'utenza domestica (2.700 kWh di consumo annuo), invece, il risparmio sarebbe di circa 65 € a fronte di una spesa vicina ai 500 €. Ovviamente, per dei piccoli consumatori, i costi fissi sono molto più impattanti rispetto alla quota energetica. Per questo tipo di utenza, in fase di contrattazione con le autorità competenti, sarebbe pertanto più opportuno cercare di ottenere delle agevolazioni rivolte verso i costi fissi.

7.6. Scenario 2B

Il quarto scenario economico è stato nominato 2B e fa riferimento al secondo scenario energetico nel caso in cui siano invece presenti dei sistemi di accumulo. Anche in questa analisi, per permettere un confronto più equo, si tratterà soltanto la quota energia dei servizi di vendita e la quota ASOS dei servizi di rete.

Essendoci un sistema di accumulo, o meglio, molti sistemi di accumulo distribuiti tra le varie utenze, è stata fatturata l'intera quantità di energia prodotta all'interno del primo scenario energetico, ovvero 106.105.348 kWh. La distribuzione dei consumi è stata impostata come per le precedenti analisi economiche, ovvero il 50% in fascia F1, 25% in fascia F2 e 25% in fascia F3.

La seguente tabella 59, come per il caso 2A, contiene le cifre che ricadrebbero sugli utenti finali variando il margine di guadagno dei produttori e la quota ASOS. Per quanto riguarda il valore di partenza del PUN, si è scelto di utilizzare i valori di maggio 2020, ovvero 0.02299 €/kWh per la fascia F1, 0.0262 €/kWh per la fascia F2 e 0.01871 €/kWh per F3 [39].

	PUN+8 €/MWh	PUN+10 €/MWh	PUN+12 €/MWh	PUN+15 €/MWh
100% quota Asos	€ 9.207.132	€ 9.419.343	€ 9.631.554	€ 9.949.870
75% quota Asos	€ 8.065.518	€ 8.277.729	€ 8.489.940	€ 8.808.256
50% quota Asos	€ 6.923.904	€ 7.136.115	€ 7.348.326	€ 7.666.642

Tabella 59 – Costo Quota Asos più energis con diversi margini di ricavo – elaborazione personale

Considerando che la condizione dove la quota ASOS sia pari al 100% ed il PUN sia maggiorato di 8 €/MWh sia una condizione normale di vendita dell'energia per qualsiasi utente, si può dunque osservare come abbassando la quota ASOS al 75%, anche se i produttori portassero il loro margine di guadagno a 15 €/MWh, all'utente finale converrebbe lo stesso. La cifra pagata sarebbe infatti 8.808.256 € contro 9.207.132 €. Nel caso si riuscisse ad abbassare la quota ASOS al 50% ed i produttori marginassero 15 €/MWh, si avrebbe la migliore delle condizioni ipotizzate in questo scenario: ciò è dovuto al fatto che l'utente finale pagherebbe 7.666.642 € invece che 9.207.132 €.

Una visione più efficace di questi concetti la si può avere nella seguente tabella 60, la quale mostra chiaramente quanto sia più impattante la quota Asos di quanto non sia la componente energetica. Più precisamente, considerando un PUN medio per il mese di maggio 2020 pari a 0.022663 €/kWh, questo contributo influisce solo per il 28,8% della spesa per questi due contributi. Considerando anche i diversi margini di guadagno, invece, il peso percentuale varia dal 35 % al 40%. Guardando i quattro diversi raggruppamenti, infatti, si osserva come l'aumento di margine di guadagno da parte dei produttori in realtà non sia un grande peso da sostenere per gli utenti, a patto che ci sia una corrispondente riduzione della quota Asos. In questo caso la convenienza per tutti sarebbe evidente. Rispetto agli scenari precedenti, essendo la quota Asos legata ai consumi, si vede come una riduzione di quest'ultima sia ancora più impattante all'aumentare dei kWh fatturati, infatti, lo scarto tra una colonna e l'altra di ogni raggruppamento sia poco inferiore ad 1.5 milioni di euro.

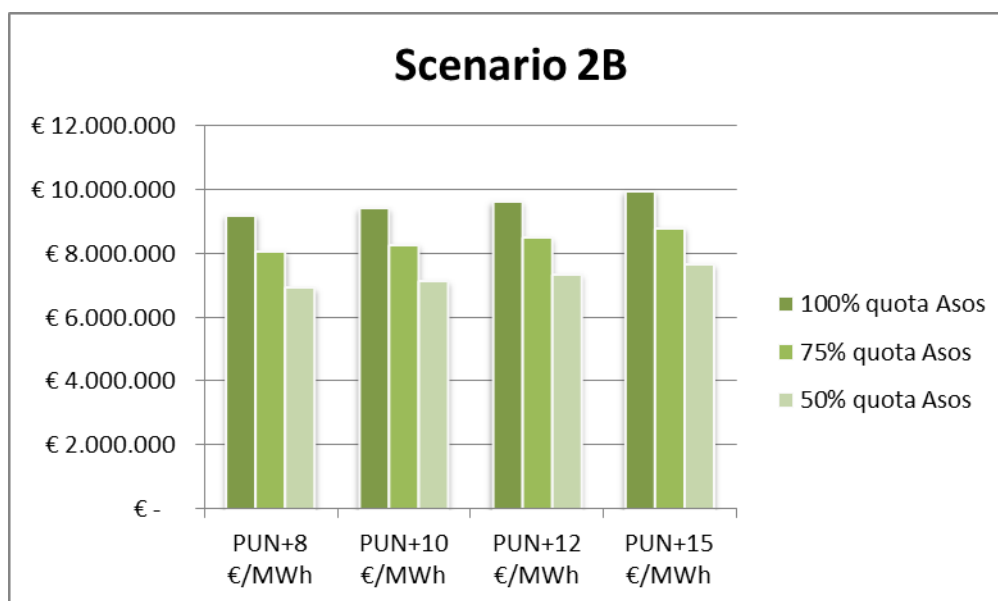


Tabella 60 – Costo Quota Asos più energis con diversi margini di ricavo – elaborazione personale

In questa configurazione, come si può vedere in tabella 61, il margine di guadagno per i produttori sarebbe massimo, ovvero 515.101 €, quasi il doppio della configurazione a PUN più 8 €/MWh. Nonostante questo, la spesa per gli utenti finali sarebbe ben minore della condizione definita standard di PUN più 8 €/MWh. Questi margini di guadagno, come in tutti i precedenti scenari, sono stati calcolati facendo la differenza tra il PUN maggiorato ed il PUN più 0 €/MWh.

	PUN+8€/MWh	PUN+10€/MWh	PUN+12€/MWh	PUN+15€/MWh
margine di guadagno	€ 848.843	€ 1.061.053	€ 1.273.264	€ 1.591.580

Tabella 61-Margine di guadagno per produttori- elaborazione personale

Per le utenze comunali e per i privati cittadini, si potrebbe valutare l'opzione di concedere le stesse opportunità di mercato a prezzo variabile, proprio come è stato fatto includendole nei calcoli precedenti. In questo modo si potrebbe avere una definizione univoca di membro della Comunità Energetica con parità di trattamento. In alternativa si potrebbe pensare di stabilire un prezzo fisso monorario o diviso per tre fasce in modo da poter permettere ai produttori di avere un margine congruo. Questo ovviamente non peserebbe agli utenti finali perché avrebbero lo stesso trattamento in termini di quota ASOS. In uno scenario di mercato come l'attuale, il prezzo potrebbe essere per esempio fissato a 0,045 €/kWh, tuttavia occorrerebbe rivedere le condizioni contrattuali con cadenza annuale, in base alle condizioni di mercato.

Come nei casi precedenti, in presenza di un'utenza tipo industriale o comunale (200.000 kWh di consumo annuo) nel caso ottimale di una riduzione della quota Asos del 50%, il risparmio annuo ammonterebbe a circa 5.000 € su una spesa annua di circa 30.000 €.

Nel caso di un'utenza domestica (2.700 kWh di consumo annuo), invece, il risparmio sarebbe di circa 65 € a fronte di una spesa vicina ai 500 €. Ovviamente, per dei piccoli consumatori, i costi fissi sono molto più impattanti rispetto alla quota energetica. Per questo tipo di utenza, in fase di contrattazione con le autorità competenti, sarebbe pertanto più opportuno cercare di ottenere delle agevolazioni rivolte verso i costi fissi.

8. Conclusioni

Gli scenari studiati e sviluppati hanno prodotto interessanti risultati sia dal punto di vista energetico che economico. Il territorio esprime sicuramente enormi potenzialità e ciò è risultato particolarmente evidente nello studio del primo scenario. Come si è visto, infatti, i quantitativi di energia prodotta sarebbero sufficienti a coprire l'intero fabbisogno annuale. La cosa interessante è che la domanda di energia sarebbe coperta qualsiasi giorno dell'anno in qualsiasi fascia oraria. Oltre a questo avanzerebbe un grande quantitativo di energia da mettere a disposizione di altri utenti che sarebbero indispensabili per la realizzazione di questa C.E. In assenza di questi ultimi, questo primo scenario non sarebbe realizzabile in quanto non si rispetterebbe il limite di legge che impone che il 70% dell'energia prodotta all'interno della comunità debba rimanere all'interno della stessa. Nel caso simulato, questa quota invece raggiungeva soltanto il 46,3%. Necessita quindi l'inserimento di altre utenze "consumer" o "prosumer" di tipo comunale, aziendale o domestico.

Il secondo scenario studiato, sopperisce proprio a questa necessità. La simulazione ha portato a dei risultati soddisfacenti che attestano la fattibilità della Comunità Energetica ipotizzata. In questo caso, infatti, tutti i limiti di legge sono stati rispettati ampiamente. In particolare, a livello annuale i consumi risultano coperti, a livello orario invece si presentano delle "criticità" nelle ore centrali della giornata quando il fabbisogno energetico della C.E. è maggiore. Ciò è dovuto anche al fatto che buona parte della domanda in questi orari sia coperta dalla produzione energetica degli impianti fotovoltaici: infatti, in giornate non soleggiate, un quantitativo maggiore di energia dovrà essere assorbito dalla rete per la mancanza di questo contributo. Molto interessante il fatto che in questa analisi siano state incluse anche alcune utenze parecchio energivore e, nonostante questo, la comunità energetica reggerebbe. Sarebbe sicuramente opportuno valutare di sostituire alcune di queste aziende con altre utenze di dimensioni minori in modo da poter ripartire i vantaggi tra una platea più ampia.

Uno degli aspetti fondamentali che emerge dall'analisi energetica, è sicuramente che il secondo criterio del D.G.R. n. 18-8520/2019 [2] dovrà essere rivisto al fine di sostituire la soglia minima di autoconsumo annuale con una oraria. Ciò è dettato dalla forte dipendenza stagionale di consumi e produzione. Non solo, l'imprevedibilità della produzione da fonti rinnovabili fa sì che sia indispensabile proprio un'analisi a livello orario. I vantaggi di questa analisi sarebbero sicuramente anche economici.

Anche dal punto di vista economico, infatti, le prospettive sono positive: in tutti e quattro gli scenari ipotizzati sono risultati dei vantaggi sia per i produttori che per i consumatori. Ovviamente i due scenari che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo risultano più vantaggiosi in quanto, oltre ad usare energia rinnovabile prodotta localmente, si eviterebbe di acquistare buona parte di energia dalla rete a prezzi maggiori di quella acquistata dalla Comunità. Allo stato attuale i vantaggi economici sono solo ipotetici poiché deve ancora avvenire la trattativa tra la Comunità Energetica e autorità competenti come Arera e Gse per stabilire quali potrebbero essere i vantaggi reali da applicare in fattura agli utenti.

Alla luce di questo studio, sembra concreto affermare che i benefici descritti all'inizio di questo elaborato siano realizzabili. Le normative premono affinché ci sia un distanziamento dalle fonti fossili e la Comunità Energetica del Pinerolese sarebbe una possibile soluzione a questa problematica. L'interesse da parte di tutti i soggetti coinvolti è stato ampiamente dimostrato e le attività atte alla costituzione di questa C.E. sono in continua evoluzione.

Il concetto di Comunità e di aggregazione diventano dunque indispensabili per il raggiungimento di questi benefici. Da soli, nessuna azienda o comune o privato cittadino potrebbe soddisfare i requisiti per far parte di una Comunità Energetica, ma insieme ciò è realmente possibile. L'importante è attuare un'ottima strategia coordinata al fine di avere una pianificazione energetica che preveda bilanci orari con opportuni margini di sicurezza da permettere un'indipendenza energetica. In questo modo sia produttori che utenti, avrebbero i benefici sperati.

In data 11/03/2020 abbiamo appreso dal comune di Scalenghe che la regione ha approvato il progetto di Comunità Energetica del Pinerolese, assegnando il contributo massimo previsto dal bando [2]. Sicuramente questa è stata un'ottima notizia soprattutto in ottica di continuazione e rilancio del progetto anche in uno scenario post Covid-19. In questi ultimi mesi, tra le varie difficoltà, molti italiani hanno potuto apprendere il vero significato di comunità e di collettività cogliendo tutti i lati positivi di questo aspetto. Sarebbe bello che almeno una parte d'Italia, il pinerolese, potesse ripartire da questo spirito e da questo progetto per dare inizio a ciò di cui il Piemonte ha bisogno: la Comunità Energetica del Pinerolese.

9. Sviluppi Futuri

Questa tesi di laurea lascia sicuramente aperte molte porte perché ancora molte sono le risposte da essere cercate prima di riuscire ad avere una vera ed efficiente Comunità Energetica.

Una possibilità potrebbe essere quella di ripetere questo studio, ma per nuovi scenari sia energetici che economici. Il fine ultimo sarebbe quello di trovare la combinazione ottimale di partecipanti a questa C.E. A questo scopo sarebbe utile uno studio incentrato sulle aziende energivore e sul loro impatto all'interno della comunità.

Un'altra strada da seguire sarà sicuramente rivolta verso i sistemi di accumulo più adatti a questa Comunità. Come emerge dai dati orari spesso, nella fascia centrale della giornata, capita di avere della produzione in eccesso, mentre di sera e di notte si è costretti ad acquistare energia dalla rete. Una valutazione attenta incentrata su questi aspetti sarà sicuramente fondamentale per ottimizzare al meglio la futura C.E.

Sicuramente anche la definizione di autoconsumo sarà da migliorare: come si è dimostrato, ha poco senso parlare di un requisito minimo a livello annuale. Sarà necessario aggiornare la definizione di autoconsumo fino ad arrivare alla definizione di un parametro accettabile a livello orario. Inoltre, sarà necessario distinguere l'autoconsumo termico ed elettrico, distinzione che ad oggi non è ancora presente. Dopo aver modificato gli attuali limiti di legge, sarà necessario testare nuovi scenari.

Interessante sarebbe anche concentrare gli studi sullo sviluppo di una Smart Grid in quest'area ed in generale sugli strumenti tecnici indispensabili per la gestione dei flussi energetici per distinguere quelli provenienti dalla C.E. e quelli provenienti dalla rete.

Anche le analisi economiche, infine, potrebbero essere migliorate. Oggi i calcoli sono stati fatti sulla base di ipotesi plausibili, un domani, quando ci saranno tutte le normative del caso, sarà importante definire precisamente il risparmio ed i vantaggi per i membri della Comunità Energetica, qualsiasi sia il tipo di utenza.

10. Ringraziamenti

Il viaggio che si è appena concluso è stato lungo e non privo di difficoltà, ma, fortunatamente, in questo percorso, sono riuscito a costruire la mia personale “Comunità Energetica” che mi ha trasmesso l’energia, la forza e la tenacia di non fermarmi di fronte agli ostacoli che ho incontrato. Per me è ora un piacere ringraziare tutte le persone che a modo loro mi sono state vicine e, a costo di dilungarmi, vorrei farlo prendendomi il dovuto e meritato spazio.

Prima di tutto voglio dire grazie ai miei genitori. Senza i loro consigli ed il loro sostegno, probabilmente oggi io non avrei ottenuto questo risultato. Grazie per avermi trasmesso ed insegnato più di quanto non abbia mai fatto l’università.

Voglio dire grazie a mio nonno Toni, il quale penso desiderasse questo mio successo più di quanto non lo desiderassi io. Sicuramente questa Laurea è dedicata anche a lui per tutto il bene che mi vuole e che io sicuramente ricambio al massimo delle possibilità.

Dico grazie agli altri miei nonni: Lisa, Pina e Vincenzo. Chi da vicino e chi da lontano sono sempre stati comprensivi ed amorevoli come solo i nonni sanno fare. Sono fortunato ad avervi. Grazie anche a mia zia Lilli, zio Angi, Simona, Ale, Nadia, Martina e Stefano. Mi siete stati sempre vicini.

Grazie di cuore alla mia fidanzata, Silvia. Lei sì che ha compreso le difficoltà che ho provato e che ho dovuto superare. Senza i suoi incoraggiamenti ed il suo supporto, penso che starei ancora cercando di passare l’ultimo esame. Oggi alla sua collezione di ingegneri (madre, padre e fratello) si aggiunge il suo fidanzato. So che sei fiera di me ed io lo sono di te.

Un grande ringraziamento va anche ad Andre, non per l’università, ma semplicemente per tutto. Se non lo avessi conosciuto, non sarei quello che sono. Grazie anche ad Arlette e Franco, che mi hanno visto crescere ed ora mi vedranno ingegnere.

Grazie a Gegge, Paolo ed Enrico. Ma sul serio devo spiegare i motivi? Ora il dream team dei quattro ingegneri di Cafasse è al completo.

Grazie anche al mio amico Ale, perché se penso alla scuola in generale, penso al mio compagno di banco. Oggi su certi miei modi di fare mi rivedo un po’ in te. Un giorno sono sicuro che ci rivedremo e avremo tanto da raccontarci.

Grazie agli amici dell’università, in particolare Caterina, Marco, Simone, Loris e Valerio. Ringrazio anche un altro Simone, quello con cui ho passato giornate intere a studiare in biblioteca ed ora siamo anche colleghi di lavoro. Inseparabili.

Grazie al mio amico ed insegnante di chitarra Federico. Senza di lui il rock che è in me non sarebbe mai sbocciato. Ringrazio anche gli Ain’t-Fear Potion, la mia band, forse non lo sapete, ma siete il mio sogno diventato realtà.

Ringrazio in generale tutti i miei amici che non ho potuto citare uno ad uno, ma questo successo è sicuramente anche merito vostro.

È doveroso ringraziare la Prof.ssa Mutani, il Prof. Tartaglia e tutto il gruppo di ricerca insieme al quale ho volto questo lavoro di tesi. In Particolare ringrazio, Luca, Silvia, Gianmarco, Gaetano e Valeria. Senza l'impegno profondo di tutti voi, questo progetto probabilmente sarebbe ancora lontano dal meritato traguardo, che oggi sembra un po' più vicino.

Ringrazio John, perché l'ho detto e quindi lo faccio, ma soprattutto perché nutrire la mente è importante, ma il corpo ancora di più.

Infine, ma non meno importante, devo dire grazie a me stesso. Senza una buona dose di forza di volontà questo risultato non sarebbe stato raggiungibile, ma oggi, se mi guardo alle spalle, posso affermare di essere fiero di me e della “mia” Comunità Energetica.

11. Bibliografia e Sitografia

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] https://www.academia.edu/38002582/Community_energy_enterprises_in_the_distributed_energy_geography_A_review_of_issues_and_potential_approaches
- [4] Santantonio S., 2020, Le comunità energetiche. L'esperienza del pinerolese. Tesi di laurea, Politecnico di Torino.
- [5] <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-index-2019>
- [6] 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);
- [7] 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);
- [8] 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>);
- [9] Comunicazione della Commissione Europea (COM 2012-885), Energy Roadmap 2050, Lussemburgo, 2012;
- [10] 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;
- [11] 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
- [12] 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;
- [13] Clean Energy for All Europeans Package, (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-europeans>);
- [14] 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;

- [15] 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);
- [16] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Strategia energetica nazionale (SEN), 2017;
- [17] 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>)
- [18] 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);
- [19] 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
- [20] D.C.R. n 364-6854, 25 Marzo 2019, approvazione del Consiglio Regionale al Piano Regionale di Qualità dell'Aria (PRQA) – Regione Piemonte;
- [21] 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;
- [22] 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;
- [23] 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;
- [24] 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;
- [25] Acea Pinerolese Industriale S.p.A. (<https://www.aceapinerolese.it>)
- [26] Acea Pinerolese Energia S.r.l. (<https://www.aceapinerolese-energia.it>);
- [27] Istituto nazionale di statistica (ISTAT), Censimento Popolazione ed Abitazioni 2011 (<http://dati.censimento.popolazione.istat.it/Index.aspx?lang=it>);
- [28] 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

- [29] Google Moduli (<https://www.google.it/intl/it/forms/about/>);
- [30] Join Research Centre (JRC) of European Commision (<https://ec.europa.eu/jrc/en>);
- [31] Istituto nazionale di statistica (ISTAT), Censimento Popolazione ed Abitazioni 2011 (<http://daticensimentopopolazione.istat.it/Index.aspx?lang=it>)
- [32] Gestore Servizi Energetici (GSE), Portale ATLAIMPIANTI (<https://www.gse.it/dati-e-scenari/atlaimpianti>)
- [33] Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale (ARPA), Portale Arpa Piemonte (http://www.arpa.piemonte.it/rischinaturali/accesso-aidati/annali_meteoroidrologici/annali-meteo-idro/banca-dati-meteorologica.html)
- [34] “Energy communities. A new energy policy at territorial scale”, Guglielmina Mutani, Valeria Todeschi, Silvia Santantonio, Massimiliano Bazzino, Energy for Sustainability International Conference 2019. Designing a Sustainable Future, Turin, July 24-26th 2019, ISBN 9789895449903, Ed. Itecons.
- [35] Forte A., 2019, Strumenti e Metodi per la Pianificazione Energetica a scala territoriale. Il caso studio della Regione Piemonte. Tesi di laurea, Politecnico di Torino.
- [36] <https://www.arera.it/it/index.htm>
- [37] https://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/tecnologie-elettriche/rds-307-122-dimostratore-casa-attiva-univ-pisa.pdf
- [38] http://store.uni.com/catalogo/uni-10349-1-2016?josso_back_to=http://store.uni.com/josso-security-check.php&josso_cmd=login_optional&josso_partnerapp_host=store.uni.com
- [39] <https://www.mercatoelettrico.org/it/>
- [40] <https://www.evisto.it/news/pun-ai-minimi-storici-ad-aprile-2020-lenergia-e-arrivata-a-costare-zero-euro>
- [41] <https://www.arera.it/it/elettricità/auc.htm>
- [42] “Energy Communities in Piedmont Region (IT). The case study in Pinerolo territory”, G. Mutani, V. Todeschi, A. Tartaglia, G. Nuvoli, INTELEC® 2018 - International Telecommunications Energy Conference Proceedings, ISBN 978-1-5386-5370-8, ISSN: 0275-0473, Torino (IT), October 7-11th 2018, DOI 10.1109/INTLEC.2018.8612427 (<https://ieeexplore.ieee.org/document/8612427>).
- [43] “Improving energy sustainability for public buildings in Italian mountain communities”, G. Mutani, M. Cornaglia, M. Berto, Journal: Heliyon, Volume 4, Iussue 5, Elsevier, May 2018, pp. 1-26, DOI 10.1016/j.heliyon.2018.e00628 (<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2018.e00628>).

- [44] “Energy communities. A new energy policy at territorial scale”, G. Mutani, V. Todeschi, S. Santantonio, M. Bazzino, Energy for Sustainability International Conference 2019. Designing a Sustainable Future, Turin, July 24-26th 2019, ISBN 9789895449903, Ed. Itecons (<https://www.efs2019.uc.pt/projectos/efs2019/>).
- [45] “A Clean Energy Atlas for Energy Communities in Piedmont Region (Italy)”, G. Mutani, S. Beltramino, A. Forte, International Journal of Design & Nature and Ecodynamics, Vol. 15, No. 3, pp. 343-353, DOI 10.18280/ijdne.150308 (<http://www.iieta.org/journals/ijdne/paper/10.18280/ijdne.150308>).
- [46] "Statistical data analysis for energy communities", Guglielmina Mutani, Silvia Santantonio, Angelo Tartaglia, TECNICA ITALIANA-Italian Journal of Engineering Science, in press.
- [47] Scardino G., 2018, Studio di fattibilità della comunità energetica di Pinerolo. Tesi di laurea, Politecnico di Torino.
- [48] Larotonda L., 2018, Piano di Azione per l’Energia Sostenibile e per lo Sviluppo del Turismo in Alta Quota Comunità energetiche: studio di fattibilità in Piemonte e in Valle d’Aosta. Tesi di laurea, Politecnico di Torino
- [49] Cubisino G., 2018, Le Comunità Energetiche. Esempi e analisi su un caso di studio Tesi di laurea, Politecnico di Torino