



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Agronomia, Animali, Alimenti, Risorse Naturali e
Ambiente

Dipartimento Territorio e Sistemi Agro-Forestali

Laurea magistrale in Scienze e tecnologie per l'ambiente e il territorio - LM 75

**PROGETTI PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA: CASO DI STUDIO RELATIVO AD UNA
CENTRALE DI TELERISCALDAMENTO ASSOCIATA AD IMPIANTO FOTOVOLTAICO
INSERITO IN COMUNITÀ ENERGETICA RINNOVABILE**

Relatore

Dott. Paganizza Valeria

Correlatore

Zanini Germano

Laureando

Nicolò Braga

Matricola n. 2022400

A.A. 2021/2022

INDICE

Abstract

<i>Introduzione</i>	p. 1
1) Inquadramento generale	p. 3
1.1) Transizione energetica	p. 3
1.2) Il contesto legislativo in materia di Energia e Ambiente	p. 5
2) Impianto di teleriscaldamento di Padova	p. 9
2.1) Definizioni e aspetti generali del teleriscaldamento	p. 10
2.2) Diffusione e vantaggi del teleriscaldamento	p. 13
2.3) L'impianto di teleriscaldamento di TELEZIP	p. 16
2.4) Funzionamento cogeneratore	p. 18
3) Impianto fotovoltaico in CER associato a teleriscaldamento	p. 21
3.1) Energia solare e fotovoltaico	p. 21
3.2) Funzionamento Comunità Energetica Rinnovabile	p. 24
3.3) Studi preliminari del consumo elettrico richiesto del <i>chiller</i>	p. 28
3.4) Progetto CER associato a teleriscaldamento di Padova	p. 31
3.5) Simulazione impianto fotovoltaico da 100 kWp in CER	p. 34
3.6) Simulazione impianto fotovoltaico da 200 kWp in CER	p. 41
3.7) Simulazione impianto fotovoltaico da 300 kWp in CE	p. 49
3.8) Simulazione impianto fotovoltaico da 400 kWp in CER	p. 60
3.9) Benefici economici e risparmio emissioni CO2	p. 68
4) Conclusioni	p. 81
<i>Bibliografia e sitografia</i>	p. 83

Abstract

Le concentrazioni di anidride carbonica nell'atmosfera, e di conseguenza le temperature medie globali, stanno salendo sempre di più raggiungendo picchi mai registrati nella storia e provocando così dei cambiamenti climatici pericolosissimi per la salute dell'essere umano e del pianeta Terra.

Tutto ciò si va ad aggiungere anche a questo particolare periodo storico, dove la guerra in Ucraina ha portato con sé una grave crisi energetica, con la disponibilità del gas in Europa che si riduce sempre maggiormente e i prezzi che invece continuano a salire.

Il caso di studio in oggetto fa riferimento quindi ad un progetto riguardante la transizione energetica, ovvero la promozione del passaggio dall'uso dei combustibili fossili verso le fonti rinnovabili, processo assolutamente necessario per combattere l'incremento spropositato dell'effetto serra e dei cambiamenti climatici.

Vengono inizialmente analizzate le direttive europee ed i decreti nazionali che promuovono l'utilizzo delle fonti rinnovabili, la riduzione delle emissioni di CO₂ e quindi la transizione energetica. In particolare, una direttiva europea ha istituito le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), ovvero un soggetto giuridico che consente di generare benefici economici, sociali ed ambientali sul territorio. Si è deciso quindi di studiare un caso in cui questa CER, costituita contestualmente all'installazione di un impianto fotovoltaico (che ne rappresenta presupposto indefettibile), venga associata ad una centrale di teleriscaldamento di Padova. Il teleriscaldamento è una soluzione innovativa, rispettosa dell'ambiente, sicura ed economica per il riscaldamento e raffreddamento delle abitazioni, di edifici industriali e commerciali, utilizzando il calore prodotto da un impianto di cogenerazione o da un *chiller* ad assorbimento.

Come detto quindi, a questa centrale si vuole associare un impianto fotovoltaico, situato sul tetto di uno dei capannoni limitrofi, ed inserirlo in CER, la quale promuove la condivisione di energia rinnovabile e permettere di ottenere ulteriori benefici economici per il sostentamento della centrale stessa.

Vengono quindi studiate quattro simulazioni di impianti fotovoltaici con potenze diverse, dai 100 kWp ai 400 kWp, al fine di individuare il giusto equilibrio tra energia prodotta, consumata e condivisa, così da utilizzare la migliore modalità che apporti i maggiori benefici economici, sociali ed ambientali alla comunità di riferimento.

La migliore risulta essere quella con la potenza di 400 kWp, in quanto permette di avere un'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico molto alta, e quindi di ottenere anche un valore elevato di energia condivisa e dei benefici economici per la centrale importanti, così da poter continuare a mantenere il servizio di teleriscaldamento per la zona commerciale. Allo stesso tempo anche le utenze private che entrano in Comunità con la centrale avranno la possibilità di ricevere degli incentivi derivati dall'energia condivisa, creando così un circolo virtuoso di benefici economici, sociali ed ambientali per il territorio, grazie allo sfruttamento delle energie rinnovabili.

Abstract

The concentrations of carbon dioxide in the atmosphere, and consequently the global average temperatures, are rising more and more reaching peaks never recorded in history and thus causing climate changes that are extremely dangerous for the health of humans and the planet Earth.

In addition, we should consider the historical period: where the war in Ukraine brought with it a serious energy crisis, with the availability of gas in Europe which is increasingly reduced and prices which instead continue to rise.

The case study in question therefore refers to a project concerning the energy transition, that is the promotion of the transition from the use of fossil fuels to renewable sources: this is an absolutely necessary process to combat the disproportionate increase in the greenhouse effect and climate change.

The European directives and the national decrees promoting the use of renewable sources, the reduction of CO₂ emissions and therefore the energy transition are initially analyzed. In particular, a European directive has established the Renewable Energy Communities (CER), which is a legal entity that also allows to generate economic, social and environmental benefits in the area. It was therefore decided to study a case in which this CER, established with the installation of a photovoltaic system (which is a necessary prerequisite), is associated with a district heating plant in Padua.

District heating is an innovative, environmentally friendly, safe and economical solution for heating and cooling homes, industrial and commercial buildings, using the heat produced by a cogeneration plant or an absorption *chiller*.

As mentioned, therefore, we want to associate a photovoltaic system to this plant, located on the roof of one of the neighboring warehouses, and insert it in CER, which promotes the sharing of renewable energy and allows to obtain further economic benefits for the sustenance of the plant itself.

Four simulations of photovoltaic systems with different powers are then studied, from 100 kWp to 400 kWp, in order to identify the right balance between energy produced, consumed and shared, so as to use the best mode that brings the greatest economic, social and environmental benefits to the community of reference.

The best is the one with the power of 400 kWp, as it allows to have a very high energy produced by the photovoltaic system, and therefore also to obtain a high shared energy value and important economic benefits for the plant, to be able to continue to maintain the district heating service for the commercial area. At the same time, private users who enter the Community with the plant will also have the opportunity to receive incentives derived from shared energy, thus creating a virtuous circle of economic, social and environmental benefits for the area, thanks to the exploitation of renewable energy.

Introduzione

All'interno della mia tesi magistrale ho scelto di affrontare questo argomento innanzitutto perché ho molto a cuore la problematica dei cambiamenti climatici, dovuta all'incremento dell'effetto serra, come conseguenza dell'aumento della concentrazione dei gas climalteranti nell'atmosfera. In particolare, l'anidride carbonica ha raggiunto livelli mai registrati nella storia del pianeta Terra, e di pari passo stiamo assistendo ad un innalzamento preoccupante delle temperature medie in tutti i continenti. Questi fattori stanno causando per esempio lo scioglimento dei ghiacciai, il ritiro di mari e fiumi, l'acidificazione degli oceani, la perdita della biodiversità sia per la flora che per la fauna, e sempre più eventi climatici catastrofici in tutto il mondo portando con sé morte e devastazione per le popolazioni ed il territorio.

La causa principale è sicuramente dovuta dall'attività antropica, in particolar modo dall'uso smodato dei combustibili fossili nelle attività industriali, commerciali, nei veicoli a motore e nel riscaldamento delle abitazioni. Ormai da anni si continua ribadire che il tempo utile per cambiare radicalmente la situazione, prima che diventi irreversibile, è in esaurimento, ma ancora siamo molto lontani dagli obiettivi minimi di riduzione delle emissioni di CO₂ e di sfruttamento delle energie a fonti rinnovabili.

È necessario quindi che i governi dei Paesi si impegnino seriamente per promuovere delle politiche verso l'uso di un'energia sempre più pulita e di una mobilità sostenibile, se veramente si vuole invertire la rotta di un processo che porterà inevitabilmente alla devastazione del nostro Pianeta.

Per di più in questo particolare momento storico, ci ritroviamo anche ad assistere alla tragedia di una guerra in Ucraina, la quale ha portato tra le molte conseguenze negative, anche una crisi energetica, dovuta dalla riduzione dell'approvvigionamento del gas che ci veniva consegnato dalla Russia e ad un aumento vertiginoso dei prezzi energetici, causato dalle sanzioni dell'Unione Europea alla Russia stessa.

Per questo motivo, ho voluto portare un caso di studio che analizzasse una possibilità di sfruttare nuove norme europee e nazionali attuate per incentivare l'utilizzo delle fonti rinnovabili, così da diminuire l'uso dei combustibili fossili e promuovere un forte accelerazione verso un'efficace transizione energetica.

Tutto ciò è stato possibile grazie all'attività di tirocinio, effettuata nel corso del 2022, presso l'azienda ForGreen Spa Sb di Verona, la quale mi ha permesso di portare un caso di studio collegato ad una realtà del nostro territorio, ovvero una centrale di teleriscaldamento di Padova da loro gestita, alla quale vuole essere associato un impianto fotovoltaico, sfruttando i nuovi decreti nazionali e le direttive europee. Una di queste, ovvero la Direttiva (UE) 2018/2001, infatti, ha permesso di istituire le Comunità Energetiche Rinnovabili, ovvero dei soggetti giuridici che consentono di generare benefici economici, sociali ed ambientali, così da promuovere la transizione energetica e l'uso delle fonti rinnovabili nel territorio europeo.

Sono state analizzate così quattro simulazioni di impianti fotovoltaici con potenze diverse, dai 100 kWp ai 400 kWp, al fine di individuare il giusto equilibrio tra energia prodotta, consumata e condivisa, così da utilizzare la migliore modalità che apporti i maggiori benefici alla comunità di riferimento.

CAPITOLO I

Inquadramento generale

1.1 Transizione energetica

Negli ultimi duecento anni la concentrazione di anidride carbonica in atmosfera è aumentata notevolmente a causa dell'uso spropositato di combustibili fossili come il petrolio e più in generale delle attività antropiche. Così facendo i livelli di CO₂ sono passati dai circa 277 ppm del 1750, ai 416.7 ppm rilevati nel 2020 dall'osservatorio sito sul vulcano di Mauna Loa alle Hawaii, ovvero il valore più alto da quando l'uomo è presente sul nostro pianeta (Fausta Pellizzari, 2020, pag.14).

Come conseguenze di questo aumento di concentrazione di gas climalteranti, si può riscontrare l'incremento dell'effetto serra, delle temperature medie in tutta la Terra e quindi dello scioglimento dei ghiacciai, con gravi impatti sull'ambiente, sui paesaggi, sulla biodiversità e anche sull'economia e la sicurezza. Oltre alle problematiche di natura climatica ed ambientale che si stanno riversando su tutto il pianeta Terra, con eventi catastrofici sempre più frequenti, l'utilizzo di combustibili fossili sta portando alla luce un ulteriore fattore di assoluta crisi, ovvero quello della povertà energetica. Sempre più spesso, infatti, una famiglia non riesce a sostenere i costi dei servizi primari come raffreddamento, riscaldamento ed illuminazione, i quali sono necessari per permettere una vita dignitosa e salutare (European Commission, Citizen Energy Forum 2016). Questa situazione è causata da basso reddito, efficienza energetica ridotta nelle abitazioni e costo dell'energia molto elevato, e per questo l'Unione Europea si è mossa per inserire delle contro misure all'interno del Pacchetto Energia 2030 (Francesca Cappellaro, Carmen Palumbo, 2021). Inoltre, il contrasto alla povertà energetica è all'interno degli obiettivi dell'Agenda 2030 dell'ONU, che si impegna con l'obiettivo 13 ad *"assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni"*.

Secondo i dati del 2021 dell'Osservatorio della Commissione Europea, in Italia solo 54 milioni di abitanti sono riusciti ad acquistare i beni energetici minimi utili al benessere personale, posizionando l'Italia tra i Paesi europei più in difficoltà nel permettere alle famiglie di pagare le bollette di luce e gas, infatti il 14,6% delle famiglie nel 2018 non è stato in grado di saldarle (Francesca Cappellaro, Carmen Palumbo, 2021, pag. 13). Inoltre, i costi ai giorni nostri sono arrivati a toccare picchi altissimi, anche a causa della guerra in Ucraina e quindi delle ripercussioni dovute alle sanzioni imposte dall'Unione Europea alla Russia, tutto ciò aumenta ancora di più la necessità di promuovere una veloce ed efficiente transizione energetica verso le fonti rinnovabili.

L'Enciclopedia Treccani definisce la transizione energetica *"un processo di trasformazione del quadro di soddisfacimento dei fabbisogni energetici verso soluzioni caratterizzate da un ridotto impatto ambientale con particolare riferimento alle emissioni di gas climalteranti e, più in generale, da una maggiore sostenibilità"*. Caratteristiche molto importanti di questo processo sono il passaggio alle fonti rinnovabili, la divulgazione di soluzioni efficienti per l'utilizzo di energia e la riduzione delle emissioni di gas serra.

Con il termine transizione energetica si intende quindi un processo di trasformazione dell'insieme di fonti primarie di energia, ma allo stesso tempo è un passaggio che prevede un profondo cambiamento, che deve portare ad una variazione degli stili di vita ed alla modifica dei processi economici, il tutto per attuare una riduzione della domanda di energia. Non considerando esclusivamente il problema dell'esaurimento dei combustibili fossili, su cui si è focalizzato il dibattito sull'energia dal secolo scorso, la transizione energetica è

principalmente indirizzata alla riduzione delle emissioni di gas serra ed alla mitigazione di tutte quelle che possono essere le cause del cambiamento climatico (Domenico de Vincenzo, 2021).

L'essere umano ha dovuto già coesistere con le transizioni energetiche da molto tempo, come per esempio quelle da biomassa a carbone, poi a petrolio e a gas naturale, tutte stimolate dal progresso tecnico e dalla curiosità. Come per ognuna di queste sopra citate, anche per l'attuale transizione energetica saranno necessari decenni per organizzare nuovamente le infrastrutture e mercati e quindi per promuovere una nuova economia basata sulle fonti rinnovabili e non più sulle fossili.

In tutto ciò il ruolo della tecnologia è assolutamente importante, ma le interpretazioni possono essere varie, come anche le soluzioni tecnologiche più consone al raggiungimento degli obiettivi. Risulta però una linea comune di tutte le strategie quella di trovare un equilibrio tra lo sviluppo economico e il fabbisogno di energia primaria.

Sono già molti i Paesi nel mondo, e soprattutto nel continente Europeo, che hanno dato inizio alle politiche per la transizione ecologica ed energetica, come per esempio la Svizzera, la Germania, la Danimarca, la Svezia e la Finlandia. L'obiettivo principale, in linea con le strategie dell'Unione Europea e in particolare del Green Deal (COM/2019/640), è quello di raggiungere a livello dell'UE il 40% di energia da fonti rinnovabili nel mix energetico complessivo entro il 2030, oltre a ridurre almeno del 55% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Anche fuori dall'Europa, come negli Stati Uniti, Cina e Giappone stanno iniziando a seguire queste politiche, ovviamente con obiettivi temporali e svolgimenti differenti, ma tutti rivolti alla stessa meta finale. Date le dimensioni della problematica, la quale include la maggior parte dei settori di attività umana (agricoltura, industria, terziario, trasporti...) l'orizzonte temporale è di lungo periodo; infatti, gli obiettivi sono posti solitamente tra il 2030 e il 2050. La transizione energetica richiede l'impiego di svariate tecnologie rinnovabili che riescano ad ottenere la sostenibilità energetica nel modo più efficace ed efficiente (Chiara Peretti, 2019).

Inoltre, nei vari Paesi in transizione, il World Energy Council classifica le prestazioni energetiche attraverso un sistema che si basa su tre fattori: equità energetica, sostenibilità ambientale e sicurezza energetica, tutti calcolati su dati nazionali e globali (Chiara Peretti, 2019, p. 13). In particolari vengono così definiti:

-Equità energetica: capacità di fornire un accesso universale ad energia affidabile, conveniente e abbondante per uso domestico e commerciale.

-Sostenibilità ambientale: capacità di mitigare ed evitare il degrado ambientale e gli impatti dei cambiamenti climatici.

-Sicurezza energetica: capacità di soddisfare la domanda di energia attuale e futura. Resistere e rispondere agli shock del sistema.

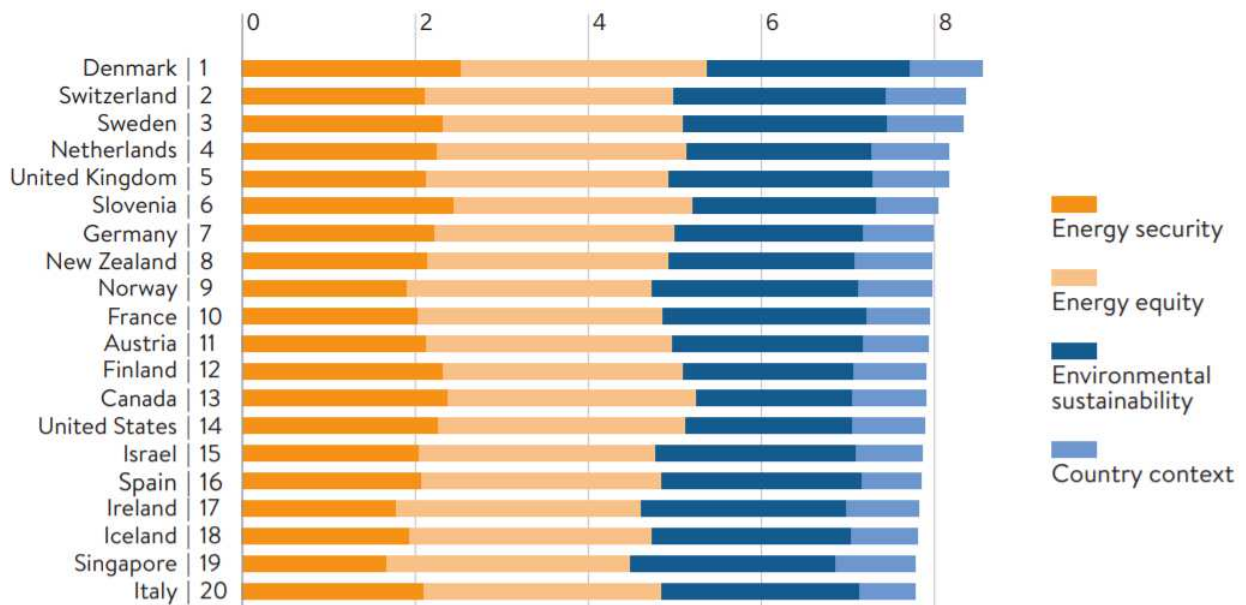


Figura 1, Classifica Globale e dimensioni considerate. (Fonte: "World Energy Trilemma Index", World Energy Council, 2018)

Secondo quanto riportato dalla tabella, l'Italia, all'anno 2018, si trova alla ventesima posizione su centoventicinque nel ranking mondiale.

1.2 Il contesto legislativo in materia di Energia e Ambiente

Basandosi principalmente sui Trattati europei, sono presenti strategie, fondi, programmi e progetti costituiti appositamente per agevolare questo processo di transizione energetica. L'Unione Europea è infatti la principale organizzazione promotrice di questo processo ed essa si fonda sul Trattato sull'Unione Europea (TUE) e sul Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea (TFUE). In particolare, l'articolo 191 del TFUE (ex articolo 174 del TCE) è dedicato alle politiche dell'UE in materia ambientale. L'Unione Europea si impegna a perseguire alcuni obiettivi principali, tra i quali:

- salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente,
- utilizzo accorto e razionale delle risorse naturali,
- promozione sul piano internazionale di misure finalizzate alla lotta contro i cambiamenti climatici.

Queste politiche devono inoltre essere fondate sui principi di precauzione, prevenzione, correzione alla fonte del danno, in via prioritaria, e sul principio "chi inquina paga".

All'articolo 194 TFUE, invece, vengono trattate le politiche nel settore dell'energia, sempre tenendo conto della necessità di preservare e migliorare l'ambiente. Tali politiche, tra le altre, sono atte principalmente a promuovere il risparmio energetico, l'efficienza energetica e lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili.

Conformemente ai principi espressi nei Trattati, l'Unione europea ha recentemente elaborato la Nuova Strategia Europea 2030. Essa si articola in una prospettiva multidirezionale, nella quale emerge, in particolare, il cd. Green Deal e le altre strategie ad esso connesse.

Il Green Deal, pubblicato nel dicembre del 2019, rappresenta un insieme di iniziative che ha come obiettivo l'incentivazione della transizione verde e più nel dettaglio il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050, diventando così un elemento di traino per i Paesi che fanno parte dell'Unione Europea. Con scadenza 2030 invece, gli Stati Membri devono impegnarsi a ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 55% rispetto al 1990. L'intero pacchetto promuove strategie in relazione al clima, ambiente, energia, trasporti, settore industriale e commerciale, agricoltura e finanza¹.

Considerando che circa il 75% delle emissioni di gas climalteranti dell'Unione Europea è causato dalla produzione e dall'utilizzo di energia, la decarbonizzazione del settore energetico è sicuramente un passaggio assolutamente necessario verso il raggiungimento dell'impatto climatico zero per l'UE (Consiglio dell'Unione Europea, 2021).

Per quanto riguarda le somme di denaro messe a disposizione, bisogna fare riferimento al Quadro Finanziario Pluriennale (QFL). In particolare, per il periodo 2014-2020 il QFP ha messo a disposizione dell'Unione Europea una somma di circa 959 miliardi di euro. Il 73% di questa somma deriva da un'aliquota standard che viene imposta al Reddito Nazionale Lordo (RNL) di ciascuno Stato membro. Per il periodo 2021-2027 si è passati a 1824 miliardi di euro (di cui 750 miliardi derivanti da Next Generation EU), il 33% di questi fondi deve essere destinato a risorse naturali ed ambiente.

Un esempio di programma europeo in linea con queste tematiche è LIFE, il quale infatti concorre pienamente agli obiettivi del Green Deal Europeo. L'obiettivo generale del programma consiste nel contribuire al passaggio ad un'economia sostenibile, circolare, efficiente in termini di energia, basata sull'energie rinnovabili e climaticamente neutra; tutto ciò con il fine di tutelare, ripristinare e migliorare la qualità dell'ambiente. LIFE ha un budget di 5,432 miliardi di euro per il periodo 2021-2027, questo è poi diviso in 4 sottoprogrammi, uno di questi è proprio "Transizione energetica pulita" al quale sono dedicati precisamente 997 milioni di euro, e all'interno del quale troviamo 5 priorità principali da raggiungere:

1. Costruire un quadro politico nazionale, regionale e locale che sostenga la transizione verso l'energia pulita.
2. Accelerare l'implementazione della tecnologia, la digitalizzazione, nuovi servizi e modelli di business, nonché migliorare le competenze.
3. Attrarre finanziamenti privati per progetti di energia sostenibile.
4. Sostenere progetti di investimento locali e regionali.
5. Coinvolgere e responsabilizzare i cittadini nella transizione verso l'energia pulita

(Elena Pisani, 2021).

Legato alle strategie europee si inserisce poi il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), approvato il 13 luglio 2021 con Decisione di Esecuzione del Consiglio. Grazie a questo strumento è possibile individuare gli obiettivi e gli investimenti che l'Italia decide di mettere in atto utilizzando i fondi Next Generation. Le risorse stanziare nel Piano sono pari a 191.5 miliardi di euro, di cui 59.47 miliardi destinati alla missione "Rivoluzione verde e transizione ecologica". I progetti previsti in questa missione hanno l'obiettivo di favorire la transizione verde del Paese puntando su energia prodotta da fonti rinnovabili, aumentando la resilienza ai

¹ Per un ulteriore approfondimento su queste misure, si può consultare l'articolo di De Paoli Luigi (2018), "Transizione energetica: la strategia nazionale al 2030".

cambiamenti climatici, sostenendo gli investimenti in ricerca e innovazione, e incentivando il trasporto pubblico sostenibile (PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA, 2022)².

Il PNRR potrebbe inoltre dare una grande spinta alle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), costituite grazie al Decreto Milleproroghe 162/2019³, e con i relativi provvedimenti attuativi, quali la delibera 318/2020/R/eel dell'Autorità di Regolazione per Energia (ARERA) e il DM 16 settembre 2020 del MiSE. Il PNRR prevede infatti finanziamenti specifici per favorire la diffusione delle modalità di autoproduzione e autoconsumo collettivo stabilite dalla normativa italiana, stanziando per le comunità energetiche rinnovabili e i sistemi di autoconsumo collettivo oltre due miliardi di euro. In particolare, l'Italia grazie a questo decreto Milleproroghe e con i relativi provvedimenti attuativi appena citati, ha recepito la Direttiva (UE) 2018/2001⁴, attraverso la quale viene riconosciuta la valenza giuridica delle Comunità Energetiche Rinnovabili ed introdotta la figura del *prosumer*, ovvero un individuo che diventa produttore e consumatore insieme⁵.

Sempre in correlazione al PNRR, si associano altre normative destinate a promuovere lo sfruttamento degli impianti fotovoltaici e quindi indirettamente delle CER. Un esempio è il Decreto ministeriale del 25 marzo 2022⁶, il quale è destinato alla Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", che include la componente 2.1 "Agricoltura sostenibile ed economia circolare", nel cui ambito è inserito l'investimento 2.2 "Parco Agrisolare". In questo caso il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali si prefigge, con gli interventi finanziati dai Fondi del PNRR, di *"ridurre l'impatto ambientale della filiera agroalimentare, incentivando l'installazione dei pannelli fotovoltaici su una superficie complessiva, costituita da tetti di edifici a uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale – senza consumo di suolo – pari a 4,3 milioni di mq. Il tutto con una potenza installata di circa 0,43 GW, realizzando contestualmente una riqualificazione delle strutture oggetto di intervento mediante la rimozione dell'eternit (amianto sui tetti, ove presente, e/o il miglioramento della coibentazione e dell'areazione delle coperture oggetto di intervento). L'obiettivo è quindi quello di produrre energia elettrica da fonti rinnovabili, riducendo l'attuale dipendenza del Paese dai combustibili fossili e il conseguente inquinamento atmosferico e diminuendo emissioni inquinanti dell'amianto"* (Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, 2022).

² Per un ulteriore approfondimento su questa tematica, può essere utile leggere l'articolo di Lazzari Silvia, "La transizione verde nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza <<Italia Domani>>".

³ DECRETO-LEGGE 30 dicembre 2019, n. 162, Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica in G.U. n.305 del 31/12/2019, convertito con modificazioni dalla L.28/02/2020 n.8 (in S.O. n.10, relativo alla G.U. 29/02/2020, n. 51)

⁴ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, con procedura n. 2016/0382/COD

⁵ Per un ulteriore approfondimento su questo argomento, si può consultare anche l'articolo di Meli Marisa, "Autoconsumo di energia rinnovabile e nuove forme di energy sharing".

⁶ DECRETO 25 marzo 2022, Interventi per la realizzazione di impianti fotovoltaici da installare su edifici a uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale, da finanziare nell'ambito del PNRR, Missione 2, componente 1, investimento 2.2 «Parco Agrisolare». In G.U. GU n.149 del 28-6-2022

In questi mesi, inoltre, è stato pubblicato il Decreto Legge 01 marzo 2022 n.17⁷ che sostituisce la previgente versione del comma 5 art.7-*bis* D.lgs. 28/2011⁸. Questa pubblicazione è stata ideata per semplificare l'installazione dei pannelli solari fotovoltaici e termici qualora collocati su costruzioni e manufatti esistenti. Restano esclusi quelli da collocarsi a terra, con l'intento di non incentivare il consumo del suolo. Quindi l'intervento di installazione di impianti a fonti rinnovabili rientra tra le opere di manutenzione ordinaria e non ha bisogno di permessi, autorizzazioni o atti amministrativi a eccezione di impianti che ricadono in aree o immobili individuati dal Codice dei beni culturali e del paesaggio (D. lgs. n. 42/2004). Inoltre, nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili su aree idonee, inclusi i procedimenti per l'adozione del provvedimento di VIA, l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante.

È stata infine approvata la Legge Regionale 19 luglio 2022, n.17⁹ "Norme per la disciplina per la realizzazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra". *"La Regione del Veneto con questo decreto si impegna a perseguire la transizione energetica del sistema socio-economico regionale, ponendosi l'obiettivo della decarbonizzazione al 2050 e della riduzione della dipendenza energetica. Tutto ciò cercando di preservare il suolo agricolo quale risorsa limitata e non rinnovabile, individuando aree con indicatori di presuntiva non idoneità, nonché le aree con indicatori di idoneità alla realizzazione di impianti fotovoltaici"* (art. 1 della LR 17/2022).

Tutte queste riforme sono indirizzate a promuovere lo sfruttamento sempre maggiore delle energie rinnovabili, in questo caso particolare del fotovoltaico, e quindi perseguire l'obiettivo di un'efficace e rapida transizione energetica.

⁷ DECRETO-LEGGE 1 marzo 2022, n. 17, Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali, in G.U. n. 50 del 01/03/2022, convertito con modificazioni dalla L. 27 aprile 2022, n. 34 (in G.U. 28/04/2022, n. 98).

⁸ DECRETO LEGISLATIVO 3 marzo 2011, n. 28, Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, in G.U. n. 71 del 28/03/2011, entrata in vigore del provvedimento: 29/03/2011

⁹ LEGGE REGIONALE 19 luglio 2022, n. 17 Norme per la disciplina per la realizzazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati a terra, BUR n. 86 del 22/07/2022

CAPITOLO II

Impianto di teleriscaldamento di Padova

Il progetto in questione si lega all'impianto di teleriscaldamento di Padova, situato in corso Stati Uniti 3, in una zona di periferia della città, destinata all'ambito industriale e commerciale.



Figura 2, Localizzazione impianto (Fonte: Binario il teleriscaldamento di Padova)

Le funzionalità principali dell'impianto di teleriscaldamento industriale sono quelle di telecondizionamento estivo ed invernale, ovvero produzione e distribuzione via rete interrata di fluido termovettore per la climatizzazione di edifici industriali. In modalità invernale, il sistema produce acqua calda tramite l'utilizzo di caldaie a condensazione e cogeneratori; in modalità estiva c'è la produzione di acqua refrigerata tramite *chiller* elettrici e macchine ad assorbimento in recupero su termico prodotto dai cogeneratori. È presente quindi generazione di energia elettrica ad alta efficienza via cogeneratori, con elevazione BT/MT in centrale, con riversamento in cabina di media tensione (MT).

Il complesso commerciale ospita varie utenze, che ricoprono una superficie pari a 49.000 mq, di cui 38.000 mq riscaldati, mentre la superficie servita da raffrescamento estivo è pari a 24.000 mq. In particolare, la superficie totale dell'area è così ripartita:

- _ Superficie area: 120.000 mq;
- _ Superficie utile: 90.000 mq;
- _ Superficie servita: 80.000 mq;
- _ Superficie servita con riscaldamento: 80.000 mq;
- _ Superficie servita con raffreddamento: 66.000 mq.

2.1 Definizioni e aspetti generali del teleriscaldamento

Il teleriscaldamento è una soluzione innovativa, rispettosa dell'ambiente, sicura ed economica per il riscaldamento e raffreddamento delle abitazioni, edifici industriali e commerciali.

Con tale termine si intende il riscaldamento a distanza di un quartiere o di una città che utilizza il calore prodotto da una centrale termica, da un impianto di cogenerazione o da una sorgente geotermica. In un sistema di tale tipo il calore viene distribuito agli edifici tramite una rete di tubazioni in cui fluisce l'acqua calda o il vapore. Esso può essere definito anche come "Sistema Energetico Integrato" che deve assicurare un servizio al cittadino cliente, deve generare un risparmio energetico complessivo e deve garantire un piano industriale che assicuri una gestione economica sana e produttiva. (Binario il teleriscaldamento di Padova).

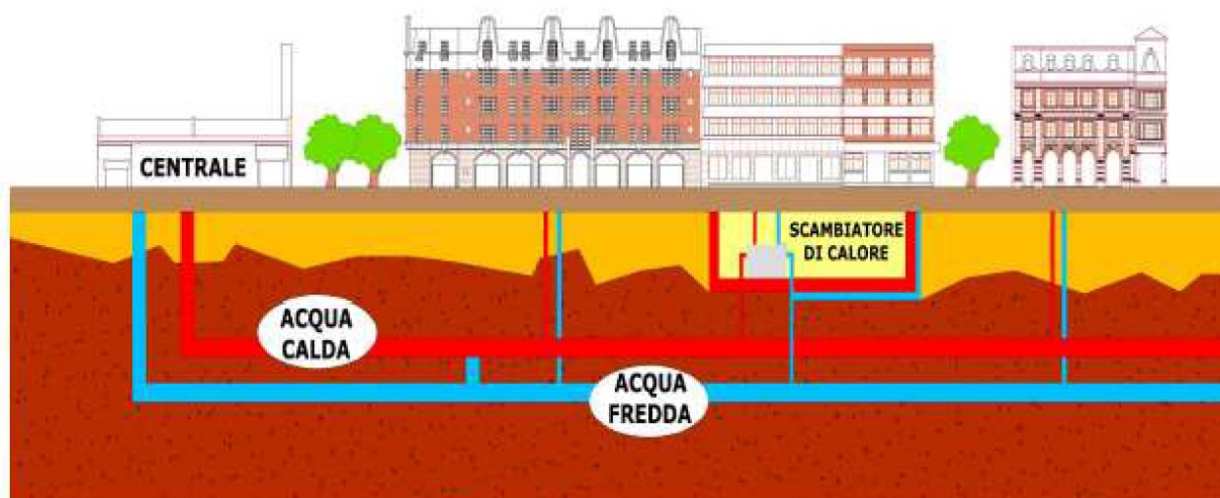


Figura 3, schema teleriscaldamento (Fonte: Binario il teleriscaldamento di Padova)

In figura 3 è delineata la struttura di un esempio di sistema di teleriscaldamento, dove sono rappresentate le tre componenti principali, ovvero la rete di trasporto dell'acqua di riscaldamento o raffreddamento, la centrale termica che genera calore ed infine lo scambiatore di calore con le sottostazioni o sottocentrali. Quest'ultime si trovano negli edifici che ricevono il servizio oppure in prossimità di essi, accompagnate come detto dagli scambiatori di calore, i quali permettono di effettuare lo scambio termico tra il circuito primario (l'acqua di raffreddamento o riscaldamento che passa nella rete), e il circuito secondario (l'acqua del cliente che viene servito), evitando inoltre l'unione tra i due fluidi.

Detto ciò, si evince come la centrale termica permette la regolazione della temperatura dell'acqua nel circuito primario, la rete di trasporto permette invece di consegnare l'acqua alle sotto centrali, le quali infine scambiano il calore con l'acqua del cliente (circuito secondario). Dopo questi passaggi l'acqua tornerà all'interno della centrale per ricominciare il ciclo.

Questa tipologia di riscaldamento e raffreddamento, molte volte chiamata sinteticamente come TLR, riesce quindi ad annullare l'utilizzo da parte del cliente del gasolio e del gas metano, utilizzando quindi le sottostazioni di scambio termico al posto delle caldaie e bruciatori classici che si trovano dentro gli edifici, il tutto senza la necessità di modificare gli impianti di distribuzione che si trovano negli stabili. Il concetto non è più quello di acquistare il combustibile fossile necessario, ma direttamente l'acquisto del prodotto finale ovvero il calore richiesto, associato a tutti i servizi di assistenza, manutenzione e gestione. Inoltre, se allo scambiatore di calore sono connesse più utenze, ad ognuna di esse sarà installato un dispositivo specifico che permette di gestire il calore dei singoli locali e di mantenere la registrazione dei consumi.

Le dimensioni di un TLR possono variare notevolmente, passando dal servire un piccolo quartiere, fino ad un'intera zona commerciale o addirittura una città intera, diventando così un vero e proprio servizio pubblico, e mantenendo un'altissima affidabilità.

Tuttavia, le varie utenze devono essere abbastanza vicine tra loro cioè concentrate in un'area ben definita ad esempio un quartiere o una zona commerciale o industriale o utenze pubbliche vicine tra loro, come scuole e impianti sportivi.

Affinché il teleriscaldamento sviluppi pienamente i suoi vantaggi energetici, è necessario che, per la generazione del calore, si utilizzi un sistema combinato, che sia in grado di produrre sia elettricità e sia calore. Alla produzione combinata di elettricità e calore si dà il nome di cogenerazione.

I sistemi di TLR che usano la cogenerazione, riescono a raggiungere un'efficienza energetica totale più alta. È infatti possibile recuperare l'energia termica sprigionata durante la produzione di energia elettrica, che normalmente invece verrebbe dispersa come "scarto" nell'atmosfera. La cogenerazione permette quindi un minor utilizzo di combustibile e allo stesso tempo massimizza le risorse che vengono immesse nel processo. Come indicato in figura 4, per ottenere la stessa energia utile, ovvero 35 unità di energia elettrica e 50 di energia termica, con la produzione convenzionale separata è necessaria una quantità di combustibile pari a 150 unità con un rendimento elettrico molto basso pari al 38%. Invece, con la cogenerazione, la quantità di combustibile necessaria per ottenere la stessa quantità di elettricità e calore è pari a 100 unità, con un rendimento totale dell'85% (Binario il teleriscaldamento di Padova).

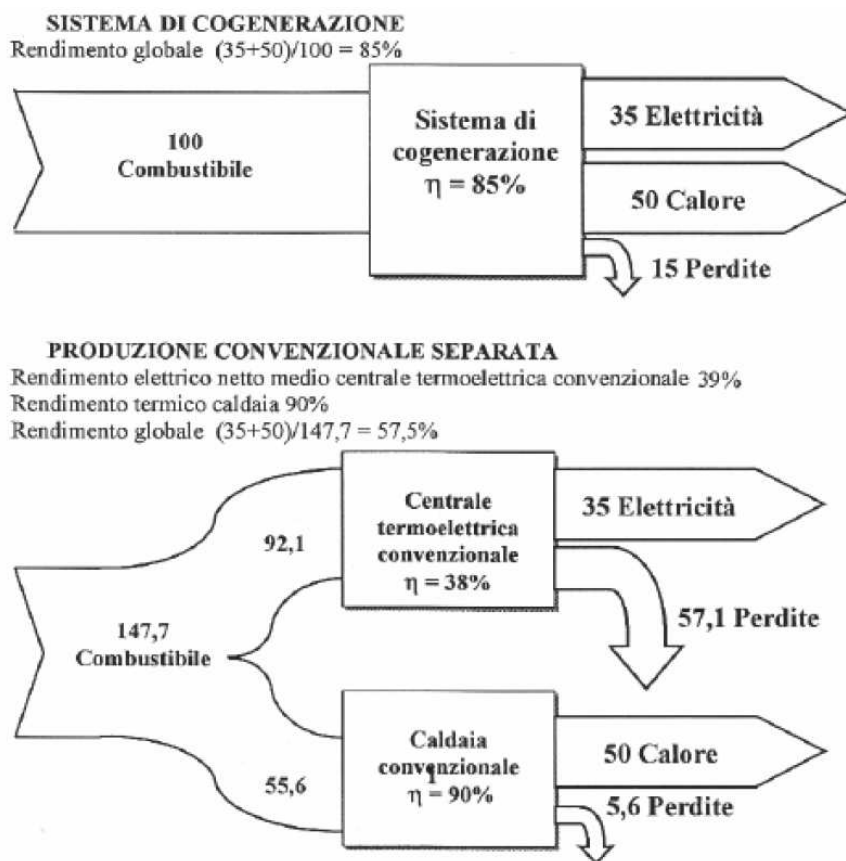


Figura 4, schema cogenerazione (Fonte: Binario il teleriscaldamento di Padova)

Un ulteriore sviluppo di questa tecnologia è dato dall'inserimento del servizio di raffreddamento estivo, ovvero la trigenerazione.

I sistemi che comprendono la cogenerazione, infatti, se applicati esclusivamente per abitazioni e settore terziario, sono limitati dal fatto che la richiesta di energia è concentrata in pochi periodi dell'anno. Questo significa che nei mesi estivi la cogenerazione non è utilizzata oppure viene utilizzata facendo dissipare il calore

prodotto, ed entrambe queste modalità vanno a ridurre l'efficienza energetica complessiva e anche la sostenibilità economica.

Durante l'estate, il settore residenziale solitamente necessita dell'energia frigorifera per il raffreddamento degli edifici, ed i fluidi freddi vengono generalmente creati attraverso cicli frigoriferi a compressione di vapore, utilizzando un motore elettrico con elevati assorbimenti dell'energia elettrica.

Per questo, infatti, con sempre più frequenza, i livelli maggiori dei consumi elettrici si registrano nelle giornate estive con le temperature più alte, facendo arrivare il sistema elettrico nazionale al limite della produzione, con possibili black-out.

Per questa motivazione si possono trovare in commercio dei sistemi frigoriferi che funzionano col principio dell'assorbimento (*chiller* ad assorbimento), i quali producono fluidi freddi, ovvero energia frigorifera, utilizzando il calore al posto dell'elettricità come sorgente principale.

Questi sistemi di *chiller* ad assorbimento, si uniscono quindi molto bene con un impianto di teleriscaldamento che usufruisce della cogenerazione, perché permettono di usufruire dell'impianto stesso anche in estate, sfruttando il flusso termico dell'unità cogenerativa (Binario il teleriscaldamento di Padova).

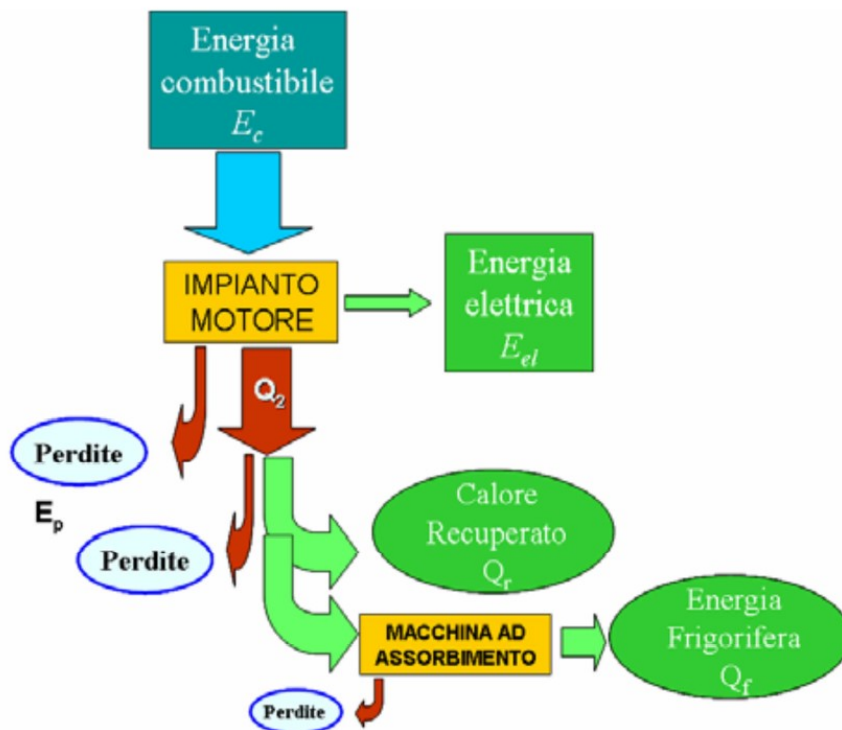


Figura 5, schema trigenerazione (Fonte: Binario il teleriscaldamento di Padova)

Quindi i sistemi di trigenerazione utilizzano la medesima tecnologia della cogenerazione, avendo però la limitazione di dover mantenere la temperatura del fluido vettore sopra i 90 °C, necessaria per l'alimentazione dell'assorbitore.

2.2 Diffusione e vantaggi del teleriscaldamento

La diffusione di questa tecnologia negli anni è avvenuta principalmente negli Stati Uniti, in Giappone, in Europa centrale, in Russia ed in Cina. Il primo impianto urbano è stato costruito a New York nel 1876 (oggi è diffuso in quasi tutta Manhattan), mentre il primo in Europa si installò nel 1893 ad Amburgo. In Italia invece la prima città ad utilizzare il sistema di teleriscaldamento fu Brescia nel 1971.

Nel 2007 i centri italiani grandi e piccoli che vantano questo servizio sono più di cinquantatré, ma le città considerate come punto di riferimento in questo settore sono appunto Brescia e successivamente Reggio Emilia.

Dagli ultimi dati statistici elaborati e messi a disposizione dall'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (AIRU), si può notare inoltre che la concentrazione maggiore della distribuzione geografica degli impianti si trova in quattro regioni: Emilia-Romagna, Piemonte, Veneto e Lombardia. Sono riportati inoltre in figura 6 alcuni dati per quanto riguarda la potenza impegnata, la volumetria riscaldata e le sottocentrali d'utenza in Italia.

Dalla figura si nota inoltre come l'affermazione del teleriscaldamento sia aumentata con il passare degli anni.

Anno	Potenza impegnata MW	Volumetria riscaldata Milioni di m ³	Sottocentrali d'utenza N°
1997	2.656	88,3	13.020
1998	3.037	100,7	14.957
1999	3.351	109,38	17.062
2000	3.623	117,3	18.594
2001	3.916	125,9	22.529
2002	4.123	132,4	24.288
2003	4.487	140,2	26.332

Figura 6, Dati diffusione teleriscaldamento in Italia (Fonte: Binario il teleriscaldamento di Padova)

Purtroppo, non sono stati rinvenuti dati statistici inerenti a ricerche svolte negli anni successivi bensì solo qualche informazione di massima che si va ora a riportare. Da fonte AGESP Energia S.r.l. emerge che alla fine del 2007 risultavano teleriscaldati, in Italia, edifici per una volumetria complessiva di circa 200 milioni di metri cubi, corrispondenti a 2 milioni di abitanti. La Lombardia, per esempio, con 88 milioni di metri cubi teleriscaldati, è al primo posto nella diffusione di tale servizio: Brescia offre il TLR dal 1973, alcuni quartieri di Milano dal 1991, Como dal 1989, Varese dal 1991, Mantova dal 1978 e Cremona dal 1985. Attualmente, i centri urbani italiani, di grandi e piccole dimensioni, che installano reti di teleriscaldamento sono oltre un centinaio: il nuovo servizio energetico è molto apprezzato dalle utenze che scelgono di abbandonare la vecchia caldaia condominiale. Ne è la prova inconfutabile il *trend* di crescita del servizio, con tassi compresi fra il 5% ed il 12% annuo (figura 7).

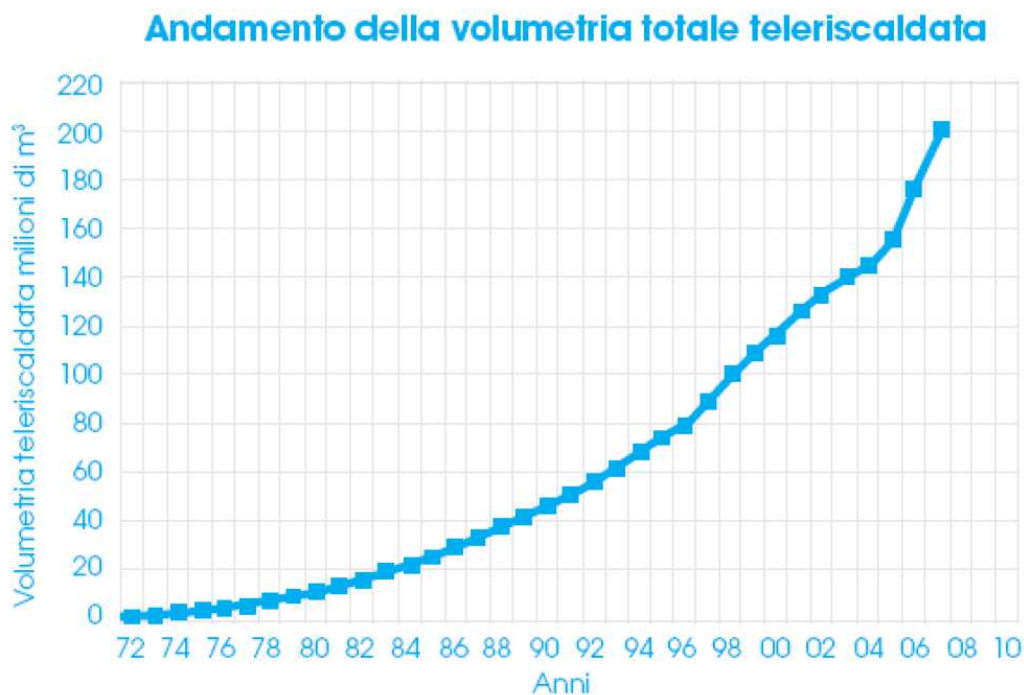


Figura 7, volumetria totale teleriscaldata (Fonte: Binario il teleriscaldamento di Padova)

Il teleriscaldamento è, quindi, almeno nelle città del Nord Italia, una modalità che ha avuto un incremento esponenziale dagli anni Novanta fino al 2010.

Il teleriscaldamento risulta inoltre particolarmente adatto a riscaldare aree urbane ad elevata densità edilizia e permette di offrire al cittadino-utente una serie di vantaggi che spiegano l'elevata adesione al nuovo servizio ove questo viene proposto. Rispetto al riscaldamento tradizionale, il TLR offre notevoli vantaggi, sia al cittadino-utente che alla collettività.

I vantaggi per l'utente sono molteplici:

-Assoluta sicurezza: poiché l'utilizzo del gas viene sostituito dalla fornitura di acqua calda che alimenta lo scambiatore di calore, si annulla il rischio di incendi per l'assenza di fiamme libere nei locali annessi agli edifici da riscaldare, si evitano i pericoli di avvelenamento da fumi ed i pericoli di scoppi per fughe di gas in quanto non è più presente la caldaia all'interno delle singole abitazioni.

-Continuità ed affidabilità del servizio: dato che il livello di affidabilità di una sottocentrale di scambio termico è notevolmente superiore a quello di una caldaia tradizionale, un utente allacciato al teleriscaldamento è meno soggetto a rischi di guasti ed interruzione del servizio di riscaldamento. Le sottocentrali di scambio termico, inoltre, sono di solito dotate di un sistema di telecontrollo e telegestione, che consente alle compagnie che gestiscono il servizio di individuare in tempo reale eventuali malfunzionamenti e di intervenire tempestivamente in modo che l'utente non avverta alcun disagio.

-Semplicità ed economicità: una sottocentrale di scambio termico è una apparecchiatura molto più semplice di una caldaia a combustibile, quindi con il teleriscaldamento l'impianto termico dell'edificio si semplifica notevolmente. Non è più necessaria la caldaia, il serbatoio del gasolio (ove è ancora presente questo

combustibile), la canna fumaria, le aperture di aerazione, e, pertanto, vengono meno i relativi costi per la manutenzione ordinaria e straordinaria.

-Costo più basso del calore: costo più basso del calore rispetto ai combustibili tradizionali. Il costo del servizio di teleriscaldamento è, ovunque in Italia, ancorato al costo del gas naturale, quest'ultimo stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Di conseguenza la tariffa calore praticata dalle compagnie di fornitura del servizio rende il sistema di teleriscaldamento di gran lunga meno costoso rispetto al gasolio. Ma non solo: grazie alla possibilità di concordare una tariffa calore calibrata sui propri consumi (la cosiddetta Tariffa Binomia, di cui si dirà nel seguito), con il teleriscaldamento l'utente può conseguire consistenti risparmi anche rispetto al costo del riscaldamento tradizionale a gas.

-Promozioni sui costi di allacciamento: le compagnie di fornitura del servizio propongono offerte vantaggiose a chi decide di allacciarsi alla rete di TLR durante la posa delle tubazioni.

-Massima fruibilità del servizio: l'utilizzo del teleriscaldamento è sempre possibile per tutti gli edifici. Non sono richiesti particolari requisiti per i locali che ospitano le sottocentrali.

-Risparmi derivanti da semplificazioni amministrative: con il teleriscaldamento non è più necessaria la figura del "terzo responsabile" e l'ottenimento del "Certificato di Prevenzione Incendi", con conseguenti ulteriori risparmi economici per l'utente. "Terzo responsabile" è il soggetto al quale è possibile delegare la responsabilità relativa all'esercizio e alla manutenzione dell'impianto termico¹⁰. Tale soggetto deve essere un tecnico o una ditta abilitata alla manutenzione degli impianti termici, in grado di decidere e di effettuare gli interventi necessari al contenimento dei consumi energetici avendo idonea capacità tecnica, economica e organizzativa.

-Risparmio di energia primaria di origine fossile (gas e petrolio): grazie agli elevati rendimenti di trasformazione del combustibile primario ottenibili in centrale termica.

-Riduzione delle sostanze inquinanti immesse in atmosfera: il teleriscaldamento urbano consente di utilizzare tutte le fonti energetiche disponibili, integrandole efficacemente; infatti, nella centrale è possibile bruciare combustibili diversi a seconda della maggiore convenienza economica del momento e della disponibilità sul mercato. È anche possibile utilizzare il calore di recupero da vari processi industriali, da forni inceneritori di rifiuti, o da altre fonti energetiche rinnovabili, come le biomasse (sottoprodotti agricoli, scarti dell'industria, ecc.) o le falde geotermiche. In un impianto ben progettato, il camino della centrale di teleriscaldamento ha un impatto inferiore a quello prodotto dai camini delle singole case nella città. In particolare, viene ridotta l'emissione di:

- CO₂ (anidride carbonica), responsabile dell'effetto serra e dei conseguenti cambiamenti climatici globali (il ricorso al TLR viene indicato come uno dei modi più efficaci per contribuire al rispetto degli obiettivi del Protocollo di Kyoto);
- Ossidi di zolfo (SO_x) e ossidi di azoto (NO_x), responsabili di danni alla salute umana e all'ambiente in quanto produttori di "piogge acide";
- Ossido di carbonio (CO), responsabile di gravi danni alla salute umana;
- Particolato, sostanza in grado di danneggiare la salute dell'uomo e dell'ambiente urbano.

¹⁰ LEGGE 9 gennaio 1991, n. 10, Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, in GU n.13 del 16 gennaio 1991- S.O. n. 6, art. 31.

- Possibilità di attuare una razionale politica nell'uso delle fonti energetiche: con ampia possibilità di adattamento alle mutevoli situazioni del mercato energetico nazionale ed internazionale (Binario il teleriscaldamento di Padova).

Il teleriscaldamento o più in generale il telecondizionamento, necessita di alcuni requisiti per essere applicato.

Requisiti tecnico-funzionali:

- Assenza di dislivelli rilevanti, tutte le utenze collegate alla rete devono avere un dislivello rispetto alla centrale inferiore ai 50 metri per evitare che la pressione creata dal battente idrostatico danneggi le caldaie in centrale termica o le singole sottostazioni.
- Concentrazione delle utenze da servire.
- Prevalenza di utenze di grosse dimensioni come grosse strutture turistiche o industriali.
- Zona industriale adiacente alle zone residenziali ove dislocare la centrale che si integra con il paesaggio locale ed è poco visibile.
- Utenze facilmente raggiungibili dalla rete di teleriscaldamento (strade accessibili e capillari).
- Possibilità di revisione del sistema servizi sotterranei (es. cunicoli, fibre ottiche...)

Inoltre, per tale impianto:

- La cogenerazione costituisce una maniera "intelligente" di produzione di energia in quanto, data l'elevata efficienza derivante dal recupero del calore con produzione di energia elettrica, permette un risparmio energetico consistente.
- La generazione concentrata in un unico impianto dell'energia permette, oltre ad una maggiore efficienza, un maggior controllo dei processi ed una migliore manutenzione degli impianti, e di conseguenza un contenimento complessivo degli inquinanti atmosferici e una riduzione delle emissioni su ampia scala (Binario il teleriscaldamento di Padova).

2.3 L'impianto di teleriscaldamento di TELEZIP

Il sistema in oggetto consiste in un impianto di teleriscaldamento industriale. Le funzionalità principali dell'impianto sono le seguenti:

- Telecondizionamento estivo ed invernale: produzione, distribuzione via rete interrata, di fluido termovettore per la climatizzazione di edifici industriali. In modalità invernale, il sistema produce acqua calda tramite l'utilizzo di caldaie a condensazione e cogeneratori; in modalità estiva c'è la produzione di acqua refrigerata tramite *chiller* elettrici e macchine ad assorbimento in recupero su termico prodotto dai cogeneratori.
- Generazione di energia elettrica ad alta efficienza via cogeneratori, con elevazione BT/MT in centrale, con riversamento in cabina MT.

Lo schema a blocchi dell'impianto di teleriscaldamento è riportato nella figura sottostante.

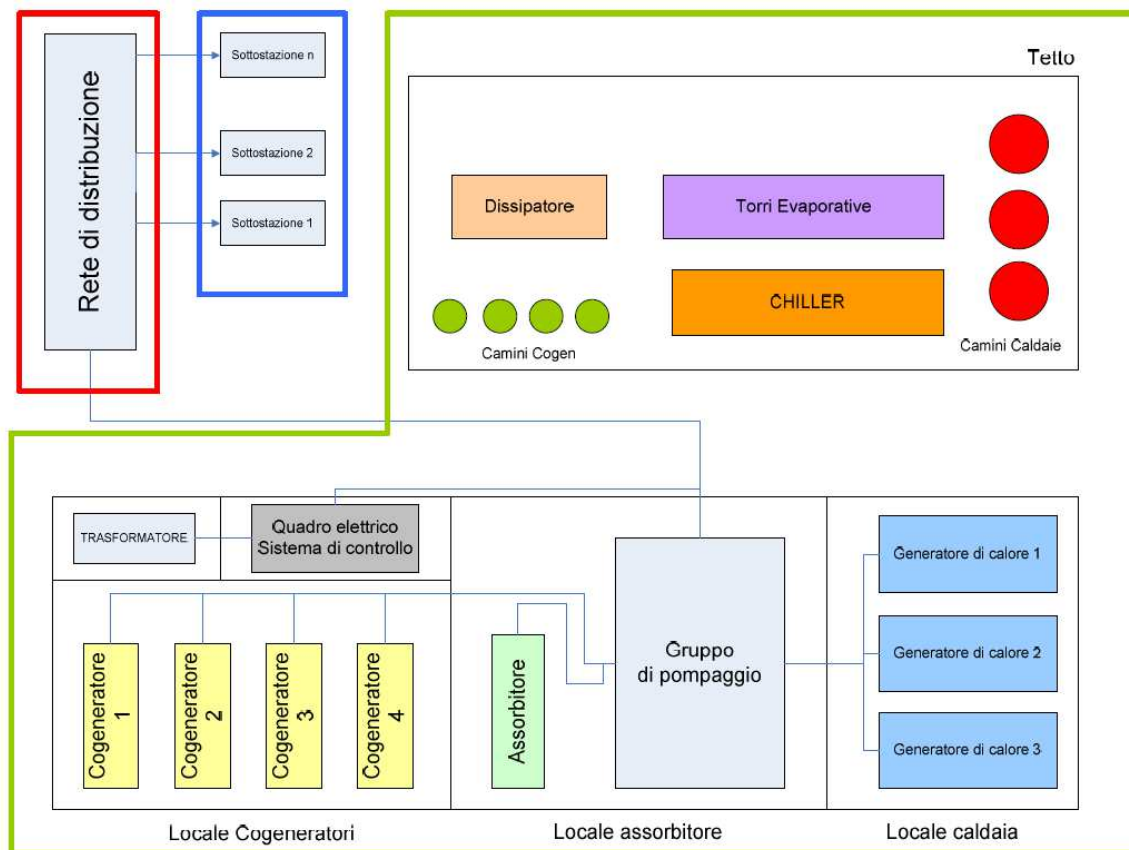


Figura 8, schema a blocchi dell'impianto (Fonte: Binario il teleriscaldamento di Padova)

Come si vede dalla figura, inizialmente il progetto prevedeva quattro cogeneratori e tre caldaie; in fase di costruzione invece ne sono stati installati solo due cogeneratori e due caldaie.

Nel suo complesso, l'impianto è composto da tre sotto-sistemi principali:

1. Centrale termica

La centrale termica comprende tutte le macchine ed i sistemi accessori per la produzione di energia termica e frigorifera, la produzione e distribuzione in cabina di energia elettrica. In centrale termica, è presente l'intero sistema di controllo dell'impianto. Le caldaie, i cogeneratori, il sistema di pompaggio, l'assorbitore sono alloggiati in appositi vani tecnici, tra loro compartimentali con pareti ignifughe (REI). In locali tecnici separati e compartimentali REI sono alloggiati rispettivamente i quadri elettrici di controllo e di potenza, il trasformatore il software di controllo PLC. I *chiller* elettrici, le torri evaporative ed il dissipatore dei cogeneratori sono progettati per l'uso esterno ed alloggiati sulla copertura.

2. Linea di distribuzione

La linea di distribuzione è completamente coibentata e interrata a profondità comprese tra 1.7 m e 0.5 m. Le tubazioni sono in acciaio per i tronchi principali ed in plastica per le diramazioni finali. Le tubazioni sono inoltre dotate di cavo di continuità galvanica per la precisa individuazione di perdite e trafiletti.

3. Sottostazioni

Le sottostazioni di distribuzione sono allocate all'interno delle unità immobiliari servite dalla rete di teleriscaldamento ad eccezione di sei sotto-stazioni alloggiate all'esterno in appositi *container*. Sono interamente costruite in acciaio con componenti certificati ed alloggiate in vani tecnici appositi. Nelle sottostazioni avviene lo scambio termico tra il fluido termovettore proveniente dalla centrale termica (primario) e quello dell'impianto di climatizzazione del cliente (secondario).

Inoltre ogni componente è modulante e l'intero sistema è controllato elettronicamente da un PLC, ovvero un controllore logico programmabile (Binario il teleriscaldamento di Padova).

In particolare, troviamo:

-Locale caldaie costituito da due caldaie a metano;

-Locale assorbitore nel quale si trova il gruppo di pompaggio costituito da tre pompe, un *verter* e un assorbitore per utilizzare il calore residuo per produrre raffreddamento in associazione con il cogeneratore;

-Locale cogeneratori costituito da due cogeneratori;

-Cella frigo (*chiller*);

-Torre evaporativa;

-Sala con sistema di controllo software (PLC), quadro elettrico e trasformatore.

2.4 Funzionamento cogeneratore

Il sistema di cogenerazione può funzionare in due modalità principali:

- Priorità elettrica: i gruppi inseguono un valore di potenza elettrica impostata dal gestore. La conseguente potenza termica prodotta, qualora non fosse utilizzata interamente dalle utenze, viene dissipata dal dissipatore posto sulla copertura della centrale. Normalmente il valore di potenza impostata non può essere inferiore al 50% della potenza nominale della macchina.

- Priorità termica: i gruppi inseguono un valore di potenza termica impostato (o inseguono il carico termico delle utenze). Pertanto funzionano ad un valore di potenza elettrica tale da non avere potenza termica in eccesso da dissipare sul gruppo dissipatore posto sulla copertura.

Nel caso di Telezip entrambi i cogeneratori devono essere attivati manualmente, funzionano in modalità ad inseguimento termico, con priorità fornitura energia termica. L'inseguimento termico ha un minimo del 60% della potenza nominale termica del cogeneratore. Se la richiesta energetica delle utenze è contenuta funzionerà un solo cogeneratore e per ricoprire i picchi di potenza si attiveranno in cascata le due caldaie cioè prima se ne attiva una e nel caso in cui la richiesta energetica non venga ancora coperta si attiverà la seconda caldaia. Nel caso in cui la richiesta energetica sia ancora maggiore verranno attivati entrambi i cogeneratori con le caldaie al seguito.

Sono poi presenti due sistemi principali:

-Il sistema di recupero termico consente di ottenere acqua calda da inviare alla rete TLR sfruttando il calore prodotto dal motore e vettoriato dal circuito di raffreddamento ad acqua interno al motore stesso.

Si ricorda che nel funzionamento invernale viene riscaldata l'acqua da destinare alla rete di TLR mentre nel funzionamento estivo il calore prodotto viene utilizzato per alimentare l'assorbitore che produce acqua

fredda per la rete di TLR. In entrambi i casi, l'acqua deve tornare ai motori alla temperatura di 80°C. Se la temperatura fosse superiore agli 80°C è necessario il passaggio dell'acqua dal dissipatore.

La centrale funziona sempre considerando il cogeneratore quale generatore primario di energia termica, cioè a meno di malfunzionamenti o manutenzioni, esso è il primo a venire avviato. Se la potenza termica prodotta da tale modulo non è sufficiente allora vengono avviate anche le caldaie.

-Sistema di produzione di energia elettrica, l'impianto infatti produce energia elettrica in bassa tensione con generatori sincroni a 0.4 kV e mediante il trasformatore MT/BT si interfaccia con la rete Enel a 20 kV. Tutta l'energia prodotta viene immessa in rete al netto degli autoconsumi della centrale. In caso di mancanza della tensione di rete Enel, l'impianto è previsto per funzionare in isola per alimentare le utenze elettriche della centrale di teleriscaldamento (Binario il teleriscaldamento di Padova).

A partire dal 01/01/2011, rispettando le definizioni derivanti dal D.lgs. 20/07¹¹, un impianto di cogenerazione è considerato ad alto rendimento se consente un risparmio in energia primaria (PES – *Primary Energy Saving*):

> 0 per gli impianti di potenza elettrica inferiore a 1 MW (piccola cogenerazione)

> 10% per gli impianti di taglia superiore.

La qualifica di impianto di cogenerazione dà origine, inoltre, ai seguenti benefici:

- priorità di dispacciamento;
- rilascio della garanzia di origine (GO);
- possibilità di accesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE) certificati bianchi;
- riduzione del carico fiscale sul consumo di gas naturale.

¹¹ Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20 "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE", pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 54 del 6 febbraio 2007.

CAPITOLO III

Impianto fotovoltaico in CER associato a teleriscaldamento

3.1 Energia solare e fotovoltaico

Il nostro Pianeta riceve dal Sole una grande quantità di energia solare, equivalente ad una potenza di circa 174.000 miliardi di kilowatt e corrispondente a circa 342 W/m^2 . L'energia solare inoltre è la principale fonte di energia rinnovabile sulla Terra, in quanto è inesauribile, ma questa radiazione si diffonde ovviamente in modalità differenti a seconda della stagione e della latitudine. Oltre a questi due fattori è stata inoltre studiata la possibilità di variazione che può avvenire per cause astronomiche nel corso del tempo, come l'inclinazione dell'asse terrestre o la distanza Terra-Sole, ma queste modifiche non dovrebbero causare dei cambiamenti significativi nella radiazione Solare sulla superficie delle Terra.

Rispetto a tutto il resto dell'Europa, l'irraggiamento solare in Italia si attesta su valori molto alti, si parla infatti di circa 1900 ore/anno di media in Pianura Padana e 2800 ore/anno in Sicilia, contro le circa 1500 ore di Sole in città come Bonn o Colonia.

Detto questo, nei Paesi scandinavi e nell'Europa centrale però l'energia solare è ben più sfruttata rispetto all'Italia in rapporto alla disponibilità di Sole, ritrovando infatti la Germania al primo posto europeo in questo particolare settore (Chiara Peretti, 2019).

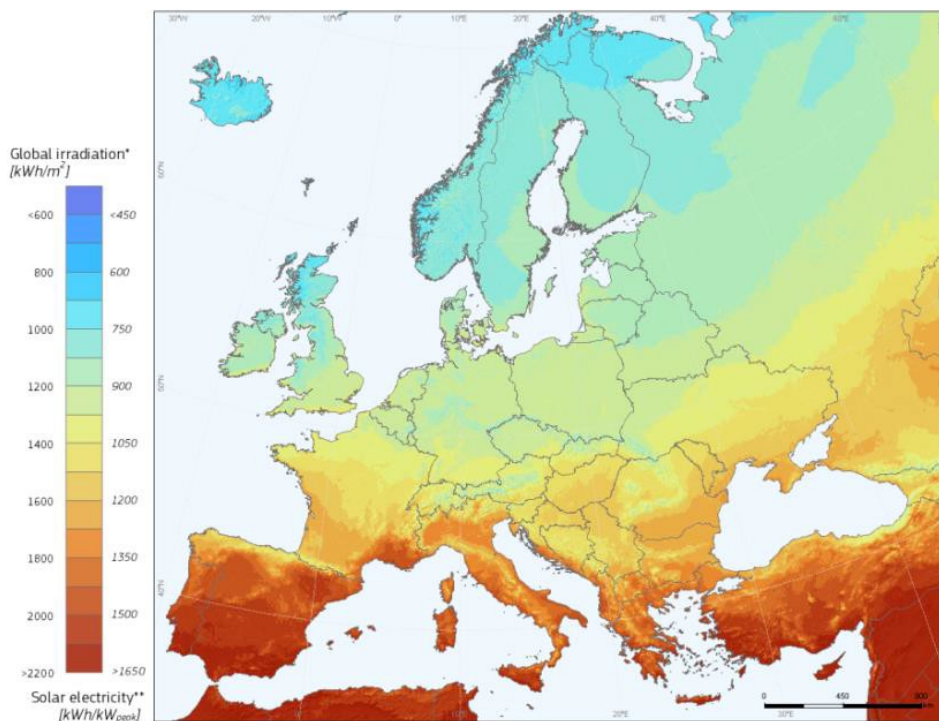


Figura 9, Irradiazione globale annua espressa in kWh/m² in Europa. (Fonte: www.maxrap.it su base PVGIS)

La tecnologia solare è basata quindi sulla conversione della radiazione solare in energia termica o elettrica, e rispettivamente i dispositivi si differenziano in collettori solari e celle fotovoltaiche.

Noi vedremo esclusivamente la tecnologia del fotovoltaico, ovvero la conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica attraverso le celle fotovoltaiche che sfruttano il fenomeno della fotoelettricità attraverso l'utilizzo di materiali semiconduttori. Il materiale più utilizzato per queste tipologie di impianti è il silicio.

Inoltre, l'efficienza dei moduli fotovoltaici varia in funzione della tecnologia scelta:

-Pannelli di silicio cristallino (monocristallino e policristallino): questa è la tipologia più diffusa, le celle policristalline sono molto efficienti nella conversione della radiazione incidente in energia elettrica. L'efficienza di conversione, ovvero il rapporto tra l'energia solare incidente e l'energia prodotta, è pari a circa il 15% per il monocristallino e il 12% per il policristallino.

-Pannelli a film sottile con silicio amorfo: questa tipologia di dispositivi è realizzata attraverso l'evaporazione di alcuni composti con l'idrogeno posizionati su supporti rigidi o flessibili come il vetro, la plastica o la lamiera. Questi pannelli ottengono dei rendimenti meno elevati rispetto al silicio cristallino ma allo stesso tempo sono più economici ed hanno una maggiore versatilità di utilizzo ("Rapporto statistico solare fotovoltaico", GSE, 2017). Qui invece l'efficienza di conversione è di circa il 6% (Chiara Peretti, 2019).

I pannelli generano corrente elettrica continua che ha bisogno successivamente di essere trasformata in corrente alternata da parte di un elemento chiamato *inverter*. Quando i pannelli sono in funzione e convertono l'energia solare, l'energia elettrica prodotta può essere convogliata in due strade differenti: quella dell'autoconsumo, che corrisponde al consumo istantaneo dell'energia prodotta, oppure quella della vendita e quindi dell'immissione in rete.

In tutti i Paesi europei, compresa l'Italia, a partire dai primi anni 2000 si può notare un importante aumento nell'uso delle energie rinnovabili. Queste, nel nostro Paese hanno raggiunto il 36,4% della domanda totale elettrica nel 2021, mentre all'interno delle fonti *green* l'energia solare da fotovoltaico rappresenta il 27,1% della produzione totale, seconda solamente al settore idroelettrico. Questa produzione da fotovoltaico è inoltre in crescita continua in Italia, aiutata dal fatto che è uno dei Paesi con la maggior esposizione ai raggi solari. Nell'anno 2020 infatti sono stati installati in Italia circa 750 MW di impianti, con una produzione che si avvicina ai 25.000 GWh e quindi con aumento rispetto all'anno precedente del 5,3% (GSE Rapporto statistico solare fotovoltaico, 2021).

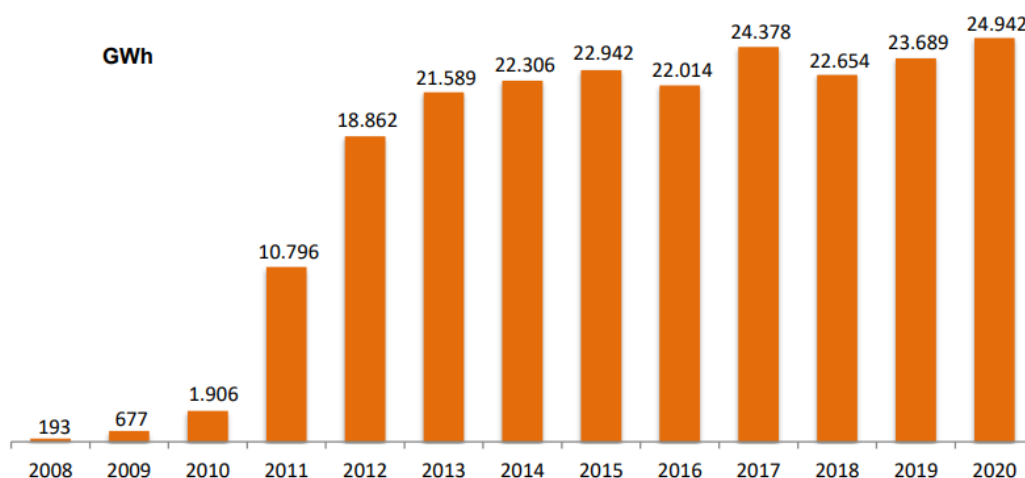


Figura 10, grafico produzioni in Italia (Fonte: GSE Rapporto statistico solare fotovoltaico, 2021)

Come si può notare dalla figura 10, la produzione è cresciuta notevolmente rispetto al 2008, con una stabilizzazione più o meno regolare a partire dal 2013.

Il grafico successivo mostra nel dettaglio la netta crescita del numero degli impianti fotovoltaici e della potenza installata nel periodo 2008-2021 in Italia. Si può osservare che inizialmente c'è stata una crescita esponenziale dovuta principalmente ai meccanismi di incentivazione, dal 2013 in poi, invece, c'è stata una crescita continua ma più graduale. Questo comunque ha permesso di passare dai 483 impianti con una potenza installata di 34.805 MW del 2008, ai 22.594 impianti con una potenza di 1.016.083 MW del 2021 (GSE Rapporto statistico solare fotovoltaico, 2021).

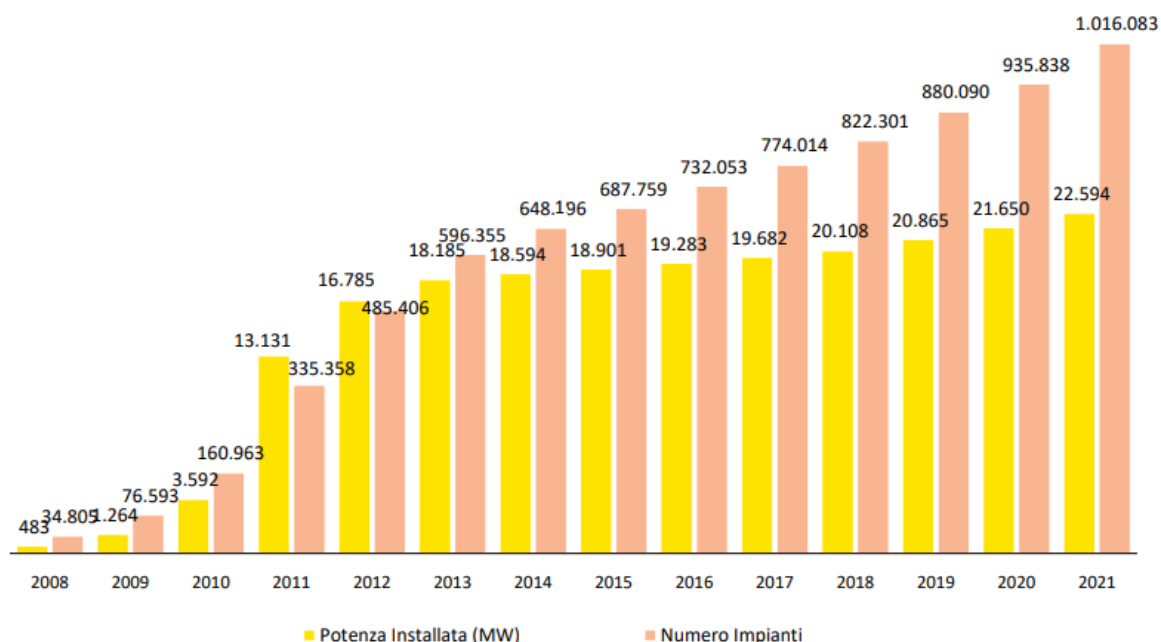


Figura 11, grafico numero impianti e potenza installata in Italia (Fonte: GSE Rapporto statistico solare fotovoltaico, 2021)

Se si considerano poi i dati forniti da Eurostat, in tutta Europa l'energia prodotta da fonti rinnovabili è arrivata al 37% del fabbisogno elettrico totale, con aumento del 3% rispetto all'anno precedente. Di tutta la frazione delle energie da fonti *green*, quella solare da fotovoltaico ha raggiunto una quota del 14%. In tutto ciò, i Paesi come Austria, Svezia e Danimarca sono sicuramente i più avanzati in questo settore e stanno ricoprendo il ruolo di precursori in questa importante transizione energetica (Commissione Europea, 2021).

Analizzando dunque questi dati e *trend* di natura nazionale ed europea, si intuisce che la strada intrapresa è sicuramente quella giusta, ma è necessario d'altra parte investire sempre di più su questa transizione energetica verso le fonti rinnovabili, cercando di raggiungere gli obiettivi dell'UE del 2030 prima e del 2050 poi, sfruttando in particolare i nuovi decreti emanati sia dallo Stato che dall'Unione Europea in materia.

3.2 Comunità Energetica Rinnovabile

I cambiamenti climatici e la crisi energetica dei giorni nostri richiedono quindi con assoluta necessità una transizione energetica, per ottenere un modello sociale basato su consumo e produzione di energia pulita, così da creare un sistema sostenibile. È opportuno quindi, da una parte, massimizzare l'efficienza energetica e ridurre i fabbisogni energetici degli edifici, dall'altra parte, promuovere la condivisione delle risorse e ridurre quindi l'impatto ambientale.

Per questa motivazione, sono state istituite le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), grazie alla già citata Direttiva (UE) 2018/2001, al suo recepimento con il Decreto Milleproroghe 162/2019 e successivamente al Decreto legislativo 199/2021¹². Quindi queste Comunità possono essere definite come un insieme di utenze che attraverso un'adesione volontaria ad un soggetto giuridico, collaborano con il fine produrre e consumare energia attraverso uno o più impianti da fonti rinnovabili, mantenendo allo stesso tempo dei prezzi accessibili per i membri. Attraverso questo meccanismo si cerca inoltre di ottenere il decentramento della produzione energetica, coinvolgendo attività industriali, commerciali e anche cittadini privati. Per questi ultimi, inoltre, che non rappresentano aziende produttrici di energia, è possibile effettuare l'autoconsumo diretto, ovvero il consumo in loco dell'energia elettrica prodotta per ovviare ai fabbisogni energetici (Francesca Cappellaro, Carmen Palumbo, 2021).



Figura 12, struttura territoriale CER (Fonte: La Comunità Energetica vademecum 2021)

¹² DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 199, Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, in G.U. n. 285 del 30/11/2021, entrata in vigore del provvedimento 15/12/2021.

I membri della CER sono parte attiva all'interno di questo sistema, in quanto infatti non sono più semplici consumatori passivi, ma possono essere allo stesso tempo produttori, e vengono così identificati come *prosumer*. Questi protagonisti possono così avere una relativa autonomia energetica ma in particolare avere benefici economici. Infatti, la quota di energia che non viene auto-consumata viene immessa in rete, e successivamente un'ulteriore frazione di questa immessa viene condivisa, prendendo su quest'ultima parte ulteriori incentivi ottenuti grazie alla costituzione dell'ente giuridico CER.

All'interno delle CER, i membri partecipanti devono ovviamente produrre energia esclusivamente da fonti rinnovabili. Per condividere poi l'energia prodotta si possono utilizzare le reti di distribuzione preesistenti e usare inoltre forme di autoconsumo virtuale. L'energia condivisa si calcolerà infatti sul minimo tra la somma oraria dell'energia prodotta e la somma oraria dell'energia consumata. La CER può inoltre effettuare la gestione di energia in modalità diverse (gas, elettricità o calore) ma sempre partendo da una fonte rinnovabile.

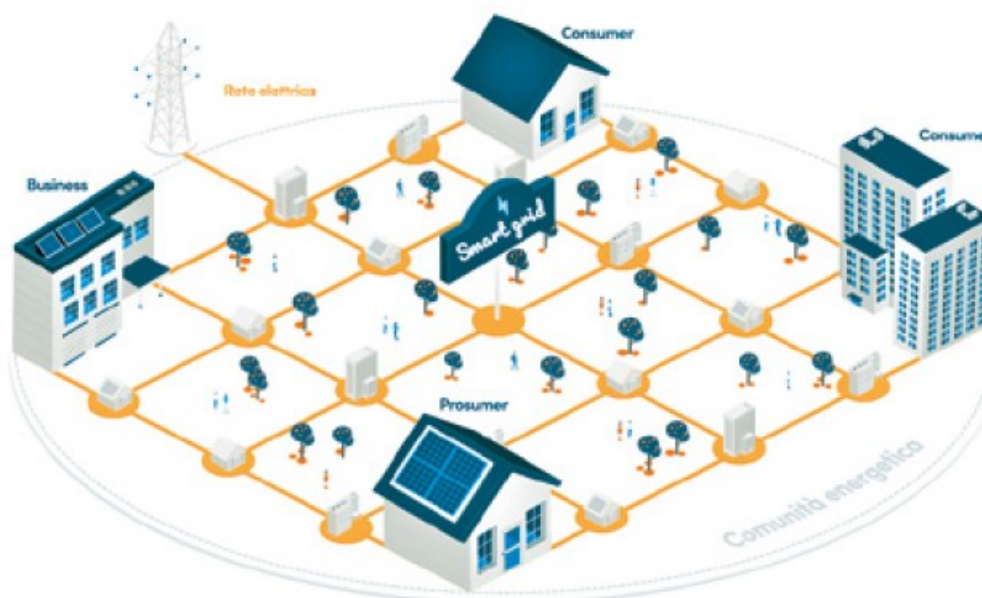


Figura 13, consumatore- produttore e prosumer (Fonte: La Comunità Energetica vademecum 2021)

Altra caratteristica di queste comunità è che la partecipazione deve essere aperta, volontaria e fondata su criteri trasparenti. I partecipanti inoltre non perdono i loro diritti di clienti finali, e quindi possono sempre scegliere il proprio fornitore e decidere di uscire dalla comunità in ogni momento.

La CER inoltre deve essere formata dai consumatori ubicati nelle prossimità dell'impianto di generazione e quindi sottostare alla stessa cabina primaria, inoltre gli impianti fotovoltaici all'interno di una singola CER devono avere potenza complessiva non superiore a 1MW.

A supporto di queste comunità sono presenti poi molte tecnologie che aiutano nel monitoraggio dei consumi e permettono ai cittadini di gestire l'energia in modo efficiente. Una di queste è il dispositivo di accumulo, il quale può portare alcuni vantaggi, la batteria infatti consente di accumulare l'energia che viene prodotta in eccesso e di usufruirne poi nei momenti in cui la produzione non riesce ad ovviare ai fabbisogni energetici, come per esempio di notte o quando non c'è irraggiamento.

I vantaggi

I membri di queste Comunità Energetiche Rinnovabili possono quindi godere di alcuni vantaggi:

- Risparmio nella bolletta: maggiore è la quota dell'energia auto-consumata e minori saranno i costi,
- Guadagno sull'energia prodotta venduta in rete: la quota non auto-consumata viene immessa in rete,
- Guadagno sull'energia condivisa: una percentuale dell'energia venduta in rete viene poi condivisa con i membri della comunità, ricevendo un ulteriore incentivo.

I benefici ambientali

La Comunità Energetica produce energia derivante esclusivamente da fonti rinnovabili, riducendo così le emissioni di CO₂ e delle altre componenti climalteranti, così è possibile analizzare un esempio che utilizza un impianto fotovoltaico. Innanzitutto, è opportuno ricordare che per ogni kilowattora consumato da un contatore standard di un'abitazione, la quantità di CO₂ equivalente emessa è pari a circa 352,4 grammi. La produzione fotovoltaica invece, senza contare l'anidride carbonica che viene emessa in fase di realizzazione dell'impianto stesso, non emette anidride carbonica o altre sostanze dannose per l'ambiente. Considerando poi che una famiglia italiana standard consuma all'incirca 2700 kWh di energia elettrica in un anno solare, con un impianto fotovoltaico che permette di auto consumare la totalità della quota energetica, si eviterebbero circa 950 kg di CO₂/anno i quali sono l'equivalente dell'attività di assorbimento di quasi 100 alberi.

Questa riduzione di CO₂ sicuramente va incontro agli obiettivi dell'Agenda 2030 dell'Organizzazione delle Nazioni Unite, i quali comprendono la battaglia al cambiamento climatico e l'incentivazione della transizione energetica. L'istituzione di una CER inoltre è anche uno strumento per la lotta alla povertà energetica, permettendo infatti di ridurre i costi per i servizi energetici primari e di ottenere un sostanziale guadagno economico dato anche dagli incentivi sull'energia condivisa (Francesca Cappellaro, Carmen Palumbo, 2021).

Esempi di CER

Sono presenti diverse sperimentazioni di Comunità Energetiche nel mondo, ne vengono quindi illustrate alcune, in linea con le normative europee vigenti.

MAPPATURA delle COMUNITÀ ENERGETICHE



Figura 14, CER nel mondo (Fonte: La Comunità Energetica vademecum 2021)

- The Brooklyn Microgrid (BMG), New York, 2016 → rete energetica in cui gli abitanti riescono a comprare e vendere energia da fonti rinnovabili prodotta nella città.
- Grupo Creluz, Rio Grande do Sul (Brasile)
- Bioenergy Village Jühnde, Germania, 2004 → la cooperativa di circa 750 abitanti è proprietaria di un impianto bioenergetico locale, grazie al quale riesce a produrre il 70% del calore e il doppio dell'elettricità richiesta. Quasi 1/4 della popolazione fa parte della cooperativa.
- Localised Energy Systems - Community Energy Generation, Aggregation and Demand Shaping (LES-CEGADS), Regno Unito
- ACCESS Project Isole Mull e Iona, Regno Unito
- Cooperativa di Melpignano, Melpignano (LE), 2011 → produzione di energia da pannelli fotovoltaici posizionati su tetti privati e pubblici nella città
- Comunità pinerolese, Pinerolo (TO), 2019 → la CER comprende aziende e comuni in forma di *prosumer*, i quali producono energia derivante da pannelli fotovoltaici, centrali idroelettriche, biogas e gas naturale combinato con la cogenerazione ad alta efficienza.
- GECCO - Green Energy COMMunity, Bologna, 2019 GECCO
- CER -Energy City Hall, Magliano Alpi (CN), 2020
- Cooperativa Energetica WEFORGREEN, Verona, Veneto

Organizzare e gestire una comunità energetica

La creazione di queste comunità permette di sperimentare nuovi ruoli in ambito sociale, creando una governance locale, alla base della quale gli abitanti, le aziende, gli enti e le associazioni hanno un interesse comune per quanto riguarda le normative e le procedure, con l'obiettivo della condivisione delle risorse energetiche e la gestione sostenibile del territorio (*sharing resources*). Da qui nasce così l'economia collaborativa o *sharing economy*, la quale potrà semplificare gli scambi di servizi primari e prodotti tra i soci che vi fanno parte.

In un primo momento questa tipologia di struttura e di *governance* sarà più facile da applicare in piccoli ambiti residenziali, per poi allargarsi a quartieri sempre più grandi. Per fare ciò, può essere possibile utilizzare la figura del facilitatore di comunità energetiche rinnovabili, il quale promuove e favorisce l'attivazione di sistemi già presenti nel territorio o ne spinge la nascita di nuovi (Francesca Cappellaro, Carmen Palumbo, 2021).

3.3 Studi preliminari del consumo elettrico richiesto

¹³L'obiettivo del progetto in questione, quindi, è quello di instaurare una Comunità Energetica Rinnovabile ed associarla all'impianto di teleriscaldamento nell'area commerciale di Padova. Per fare ciò, si vuole installare un impianto fotovoltaico sul tetto di uno dei capannoni dell'area commerciale in oggetto, restando quindi in prossimità dell'impianto di teleriscaldamento e all'interno della stessa cabina primaria, rispettando così il vincolo per la creazione di una CER.

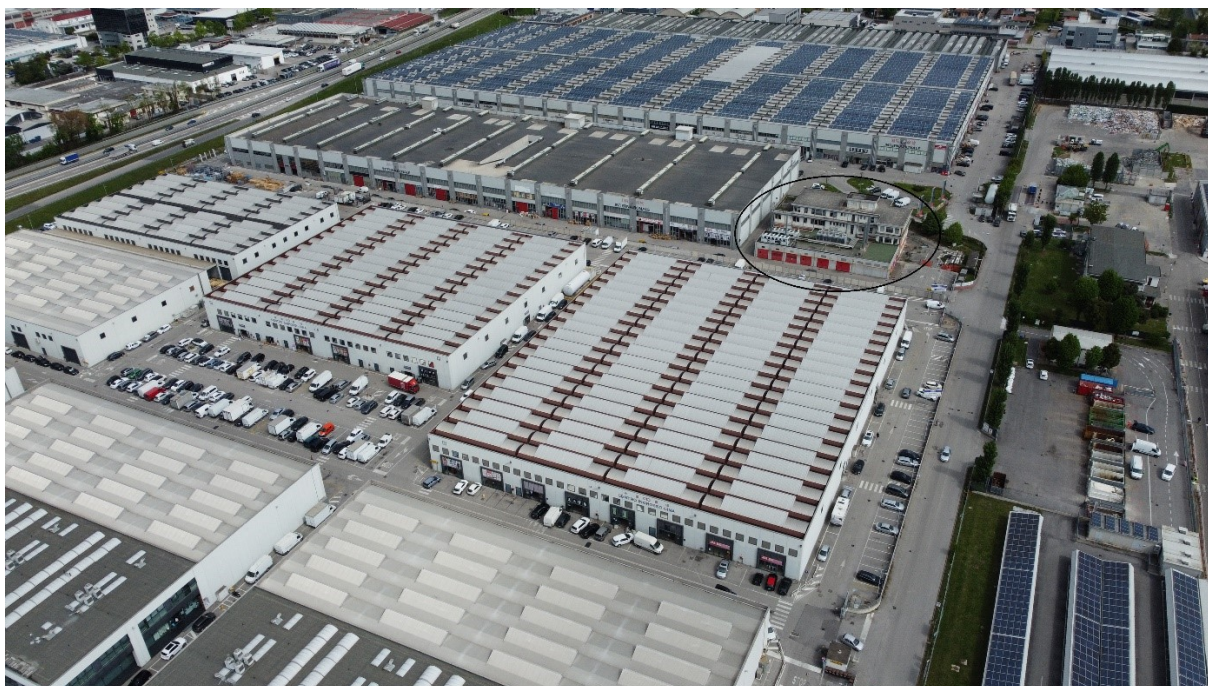


Figura 15, impianto teleriscaldamento situato in area commerciale Padova

¹³ I dati, i grafici, le tabelle e i risultati ottenuti da questo capitolo in poi, sono frutto dell'attività e della collaborazione con i colleghi presso l'azienda ForGreen Sb Spa, durante le ore di tirocinio.

Prima di tutto è necessario fare degli studi preliminari per capire la domanda di energia termica e quindi di energia elettrica richiesta dai clienti, così da poter progettare il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico e quindi la potenza necessaria. Questo è importante perché ultimamente nell'impianto di Telezip l'energia elettrica non viene più generata utilizzando il cogeneratore, né per la produzione di caldo e né per quella di freddo, in quanto il prezzo del gas è salito esponenzialmente e non è più quindi conveniente utilizzarlo in questo momento. Così negli ultimi mesi l'energia elettrica viene esclusivamente comprata dalla rete, ma introducendo dei pannelli fotovoltaici ed inserendoli in CER, si otterrebbe un grandissimo guadagno economico. Questo innanzitutto si otterrebbe vendendo tutta l'energia prodotta alla rete, e successivamente sempre su questa quota di energia, prendendo ulteriori incentivi previsti dalla CER con l'energia condivisa, ovvero sul minimo tra la somma dell'energia consumata oraria e la somma dell'energia prodotta oraria. Ne consegue che se l'energia prodotta è minore di quella consumata, gli incentivi ottenuti saranno minori, e quindi si cerca di ottenere un'energia prodotta maggiore di quella consumata. Non è possibile invece effettuare l'autoconsumo diretto dell'energia consumata in quanto l'impianto di Telezip è già lui stesso un produttore di energia. Con questo processo di autoconsumo ci sarebbe sicuramente stato uno sconto importante sulla bolletta ma si sarebbe potuto vendere alla rete molta meno energia, ovvero solo la differenza tra l'energia prodotta e quella consumata.

In particolare, gli studi si concentreranno sul periodo estivo, quindi sulla produzione del freddo generato dalla centrale utilizzando il *chiller*, e di conseguenza sul consumo termico dei clienti nel periodo maggio-settembre. Questo sarà possibile consultando le fatture emesse ai clienti per il consumo energetico mensile e inoltre leggendo i dati emessi dai vari contatori, i quali riportano i consumi elettrici del *chiller* necessari per soddisfare la domanda di raffreddamento.

Per avere una stima, è stata effettuata inizialmente una lettura storica dei contatori dell'energia termica consumata mese per mese nel periodo estivo (da maggio a settembre) dai clienti tra il 2015 e il 2021, espresso in MWh. Da questi si è fatta una media e quindi una stima di quello che sarebbe potuto essere richiesto nello stesso periodo del 2022, trovando una totale di circa 713,09 MWh, così suddivisi:

-Maggio: 70,40 MWh

-Giugno: 153,20 MWh

-Luglio: 205,85 MWh

-Agosto: 180,49 MWh

-Settembre: 103,16 MWh

Poi è stato osservato lo storico dei consumi elettrici in kWh dal POD ufficiale (elettricità prelevata dalla rete) negli anni 2019-2020-2021, sempre per il periodo estivo e confrontato con i rispettivi consumi termici in quei mesi per cercare un collegamento logico. Per comprendere bene le connessioni tra questi dati son stati anche presi in considerazione i dati del cogeneratore (2020-2021), i quali rappresentano il consumo di gas per la produzione di energia elettrica senza prelevarla dalla rete, più è alto il valore del cogeneratore e più dovrebbe essere basso quello dell'energia elettrica prelevata dalla rete.

Considerando tutto ciò, è stato possibile quindi stimare il consumo elettrico, avendo i dati delle stime 2022 per i consumi termici, utilizzando un COP (Coefficient of Performance) il quale permette la conversione da elettrico a termico, e viceversa, considerando il rendimento della macchina. In particolare, in questo caso, per passare da termico ad elettrico bisogna dividere per un fattore di tre, quindi 1 kWh elettrico produce circa 3 kWh di termico, ovvero per produrre 3 kWh di energia termica è necessario 1 kWh di energia elettrica.

Quindi i 713MWh termici consumati dai clienti in estate, avrebbero bisogno di un consumo di circa 238 MWh elettrici.

Mettendo così insieme tutti questi dati, è possibile prevedere con buona approssimazione il consumo termico medio richiesto dai clienti nel periodo estivo e quindi la quantità di energia elettrica necessaria al *chiller* e che dovrà quindi essere prelevata dalla rete. Dalle stime risulta perciò che se tutti i clienti usufruissero del sistema di raffreddamento nel periodo estivo, la domanda di energia termica da consumare ammonterebbe a circa 713 MWh, quella elettrica a circa 238 MWh.

Il *chiller*, installato nell'impianto di teleriscaldamento, ha una potenza elettrica di 290kW e termica di circa 900 kW, significa che ogni ora può soddisfare un consumo di 900kW, quindi 21600 kW al giorno e di conseguenza un totale di circa 2.5 GWh nei mesi da maggio a settembre. Sappiamo inoltre che il consumo estivo stimato è di circa 713 MWh, quindi il nuovo *chiller* riesce a soddisfare abbondantemente, e con margine, la domanda termica dei clienti.

Bisognerà infine sovrapporre il profilo della curva dell'energia elettrica prodotta d'estate dagli eventuali pannelli fotovoltaici, con il profilo della curva dei consumi elettrici. Da qui, allora, si potrà vedere se il consumo è minore o superiore dell'energia prodotta e quindi dimensionare correttamente l'impianto.



Figura 16, impianto di Telezip

3.4 Progetto CER associato a impianto di teleriscaldamento di Padova

Per essere una Comunità Energetica innanzitutto dovrà esserci almeno un altro partecipante oltre a Telezip, e in questo caso abbiamo ipotizzato sia un semplice privato che abbia dei consumi elettrici molto bassi, e quindi ininfluenti nel calcolo, se sommati a quelli dell'impianto di teleriscaldamento. In questo progetto, il sito su cui installare i pannelli fotovoltaici è localizzato nella zona industriale di Padova in corso Stati Uniti, in particolare sopra i tetti dei capannoni in prossimità dell'impianto di cogenerazione. Nel dettaglio poi la scelta del sito ricade su due differenti possibilità, entrambi nelle immediate vicinanze dell'impianto di teleriscaldamento:

-la prima si trova a fianco dell'impianto, è costituita da un edificio singolo ed il tetto è adibito a parcheggio, quindi sarebbe necessario costruire delle pensiline (orientate a sud-est) per le macchine e sopra di esse disporre poi i pannelli. Bisogna quindi studiare la tipologia di queste pensiline, la modalità di costruzione e l'eventuale costo di realizzazione. Sulla base dei primi calcoli preliminari, ogni fila di pensiline potrebbe ospitare pannelli fotovoltaici per una potenza di circa 100 kW.



Figura 17, prima possibilità sito impianto fotovoltaico

-la seconda possibilità invece si trova di fronte all'impianto oltre la strada ed è composto da tre edifici, situati a sud-ovest, presentano tetti standard ovvero non adibiti a parcheggio, sui quali però sono presenti dei lucernari, rispetto ai quali ciascun pannello dovrà mantenere una distanza di 1 metro. In questo caso risulta quindi molto difficile progettare un impianto di dimensioni adeguate, in quanto appunto la superficie utilizzabile sarebbe molto ridotta. Con alcuni calcoli preliminari, tenendo conto della distanza che bisogna

mantenere dai lucernari e quindi della ridotta superficie disponibile, la potenza dell'impianto fotovoltaico sul tetto potrebbe essere di circa 220 kW.



Figura 18, seconda possibilità sito impianto fotovoltaico

Quindi come detto, inizialmente verrà stimata la produttività dell'impianto, per verificare che questa sia almeno pari alla domanda di energia elettrica richiesta dal *chiller* per soddisfare i consumi dei clienti.

Per entrambi i fabbricati bisognerà inoltre effettuare un'analisi di fattibilità tecnica, considerando la tipologia del materiale del tetto (eternit, fibrocemento, ecc....), la sua capacità di sostenere un impianto o meno (perizia statica), la posizione geografica e infine l'inclinazione del tetto e degli eventuali pannelli.

Se l'analisi di fattibilità va a buon fine, si procede quindi con l'acquisizione o l'affitto dei tetti in oggetto, per realizzare poi l'impianto fotovoltaico. Successivamente si fonda la società CER a cui si affida in gestione l'attività dell'impianto.

La CER avendo ora in gestione l'impianto, potrà beneficiare degli incentivi (erogati dal GSE) che ne derivano, essendo soggetto giuridico creato appositamente e previsto dalla Direttiva (UE) 2018/2001. Questa CER può essere composta dai consumatori di energia, dai *prosumer* (produttori e allo stesso tempo consumatori di energia) e da eventuali soci che semplicemente comprano quote della Comunità per beneficiare degli sconti in bolletta. Inoltre possono essere raccolti fondi da banche, enti pubblici ed enti privati, il tutto anche finalizzato ad aumentare la presenza di *stakeholders*.

Importante ricordare che la potenza massima di un singolo impianto può essere di 1MW, e che per essere all'interno della stessa Comunità bisogna stare sotto la stessa cabina primaria (alta o media tensione).

Quindi la CER coi pannelli fotovoltaici genera energia elettrica, la quale può essere:

- auto-consumata;
- venduta alla rete;

-condivisa.

Nel nostro caso però il progetto punta a sfruttare in particolare l'energia venduta e condivisa, in quanto come detto non è possibile utilizzare l'autoconsumo.

Inizialmente tutta l'energia prodotta viene immessa nella rete e quindi venduta guadagnando circa 90 €/MWh (prezzo medio di mercato), successivamente una percentuale di questa che viene venduta alla rete può essere a sua volta condivisa con i partecipanti della CER e perciò su questa si ricevono ulteriori incentivi previsti dalla legge pari a circa 118 €/MWh andando così ad ottenere un altro guadagno, ovvero sul minimo tra la somma dell'energia consumata oraria e la somma dell'energia prodotta oraria. Ne deriva che più energia si riesce a condividere e più saranno alti gli incentivi ricevuti. Di conseguenza, se l'energia prodotta è bassa e minore di quella consumata, gli incentivi ottenuti saranno minori perché calcolati su quella prodotta, quindi si cerca di ottenere un'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico che sia maggiore di quella consumata dall'utenza, così da aumentare la quota condivisa. Oppure può esserci il caso in cui la produzione sia comunque alta ma inferiore al consumo, l'energia condivisa sarà calcolata su quella prodotta (minima delle due), mantenendo però un valore alto. Quindi l'importante è riuscire ad ottenere contemporaneamente valori alti sia per i consumi e sia la produzione, così da non avere uno squilibrio tra le due, ma avendo entrambe alte allora l'energia condivisa (minima delle due) sarà in ogni caso un valore elevato.

Per l'ottimizzazione del sistema, il profilo di consumo deve essere bilanciato. Sarebbe quindi ottimale avere alcuni soci che consumano di notte e alcuni di giorno; allo stesso tempo alcuni durante la settimana e alcuni nel weekend, così da avere sempre un bilanciamento tra produzione e consumo ed evitare buchi nelle fasce orarie della giornata, nei giorni della settimana e nei mesi dell'anno. Questo perché sono presenti prezzi diversi in base ai consumi nelle diverse fasce orarie:

-F1: consumi nei giorni feriali tra le 8:00 e le 19:00

-F2: consumi nei feriali tra 7:00 e 8:00; e tra 19:00 e 23:00

-F3: consumi tra le 23:00 e le 7:00 e nei festivi

(Fonte: ARERA)

Avendo valutato quindi i due siti su cui realizzare l'impianto, si è deciso di scegliere la prima possibilità e quindi il tetto adibito come parcheggio. Su questo, quindi, dovranno essere inserite delle pensiline e poi su di esse verranno posati i moduli dei pannelli fotovoltaici. Di questa possibilità sono state fatte inoltre quattro ipotesi e quindi quattro simulazioni di impianti fotovoltaici con potenze differenti, in particolare di 100kWp, 200kWp, 300kWp e 400 kWp. Ovviamente ognuno di questi avrà valori differenti per quanto riguarda l'energia prodotta, auto-consumata, immessa in rete e infine condivisa; oltre che a costi di investimento ma anche poi guadagni, tempi di ritorno dell'investimento e infine risparmi sull'emissione di CO2 differenti. Fatto ciò, sarà infine possibile scegliere l'impianto più adatto alla CER.

3.5 Simulazione impianto fotovoltaico da 100 kWp in CER

La prima ipotesi di realizzazione di Comunità Energetica Rinnovabile è stata fatta con un impianto di potenza di circa 100kWp e quindi con solo una fila di pensiline per il parcheggio delle automobili. Questa si trova all'estremità del tetto il più vicino possibile all'impianto di teleriscaldamento per facilitare le connessioni.

DISPOSIZIONE PANNELLI SU CAPANNONE K
su pensiline parcheggio a 10°
Potenza: 99,00kWp

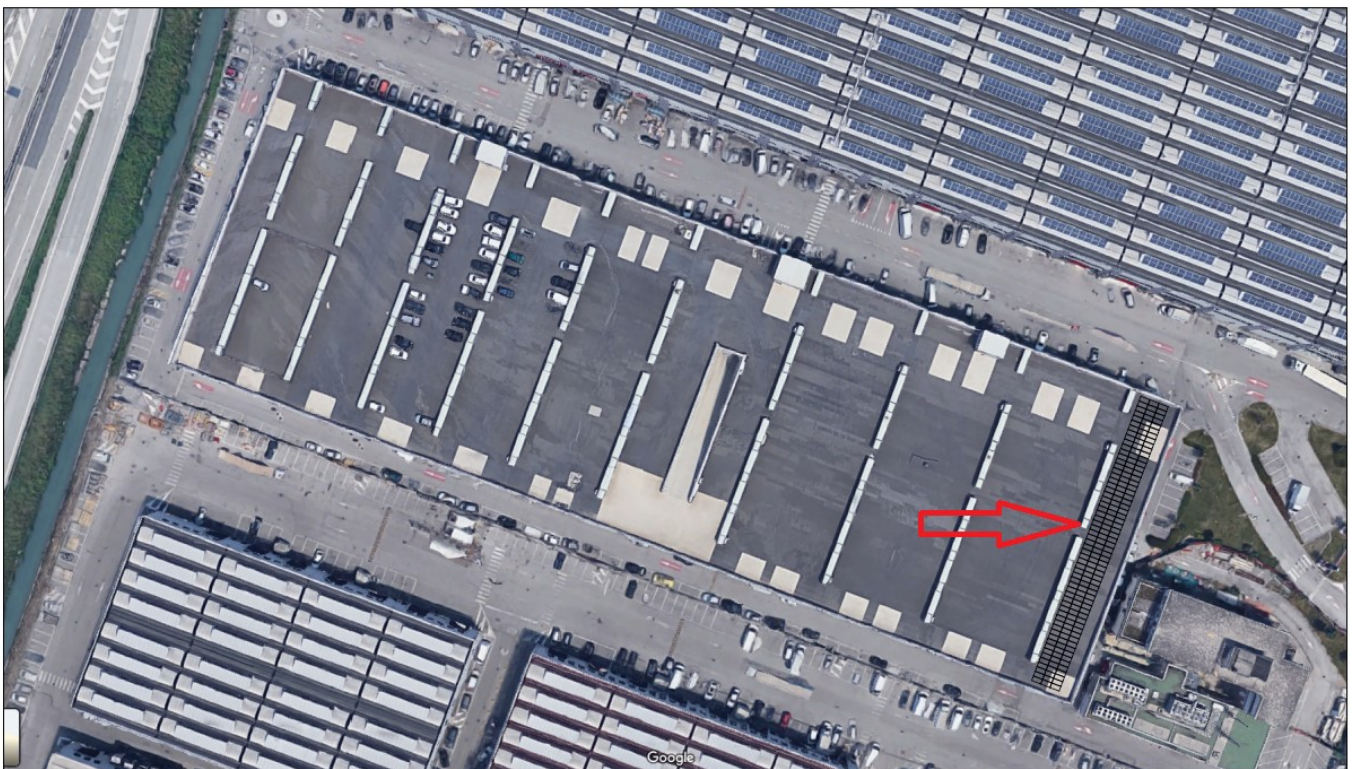


Figura 19, impianto fotovoltaico 100 kWp

Vedremo inizialmente le caratteristiche dell'impianto e quindi il tipo di installazione, l'inclinazione, l'azimut, il numero di moduli, la potenza, la temperatura, l'irraggiamento, la produzione e quindi le caratteristiche principali.

Progetto TELEZIP 100kWp
Data 08/08/2022
Riferimento
Descrizione
Indirizzo Corso Stati Uniti, 35127 Padova PD, Italia

Latitudine 45,3925112

Longitudine 11,9411115

Altitudine 9,64

	Campo FV 0
Tipo di installazione	Free
Inclinazione	10,00°
Azimut	-70,00°
Produttore	Jinko Solar
Modello	JKM550M-72HL4
N. moduli	180
Potenza totale	99 kWp
Temperatura Minima	-5,2 °C
Temperatura Massima	64,33 °C

Campo FV 0

Potenza nominale	550,00 W	Tensione circuito aperto Voc	49,62 V
Corrente di cortocircuito Isc	14,03 A	Tensione nominale Vmp	40,90 V
Corrente nominale Imp	13,45 A	Coefficiente di temperatura Voc	-0,28 %/°C
Coefficiente di temperatura Isc	0,05 %/°C	Coefficiente di temperatura Pmax	-0,35 %/°C

Riepilogo

Produzione energetica annua	112,82 MWh	Produzione specifica	1.139,57 kWh/kWp
Potenza nominale CC	99,00 kWp	Potenza nominale CA	100,00 kWp
Irraggiamento orizzontale	1.246,77 kWh/m²	Irraggiamento inclinato	1.335,27 kWh/m²
Fornitore dati meteo	Meteonorm	Performance Ratio PR	88,43%

Figura 20, scheda tecnica impianto 100 kWp

Sono poi indicate le caratteristiche dell'inverter, la potenza, la tensione, la corrente, i moduli per stringa, le stringhe per pannello e il numero totale di moduli.

Inverter 1



Modello	3PH 100KTL-LV-3PH 100KTL-LV
Potenza nominale CA	100 kW
Tensione nominale	600 V
Numero canali MPPT	1
Numero totali di moduli	180
Potenza CC installata a STC	99 kW

	MPPT 1
Campo FV	Campo FV 1
Moduli per stringa	18
Numero di stringhe in parallelo	10
Numero totali di moduli	180
Potenza installata massima MPPT [kW]	99
Potenza massima di canale MPPT [kW]	100
PPV(inst),MPPTi/PMPTMAX	0,99
PPV(inst)/PACR	99,00%
PPV(inst)/PACMAX	90,00%
Tensione di ingresso massima inverter	1100
Tensione di attivazione	200
Range operativo MPPT a massima potenza	180 - 1000
Voc_max stringa a circuito aperto @Mn.Temp	968,69
Voc_min stringa a circuito aperto @Max.Temp	794,80
Vmp_Max tensione stringa @Mn.Temp	798,45
Vmp_Min tensione stringa @Max.Temp	655,13
Massima corrente Isc per canale	400
Corrente CC Isc @Max.Temp	142,95
Corrente massima Imp	260
Corrente massima Imp @Max.Temp	137,04

Figura 21, scheda tecnica inverter per impianto 100 kWp

Evidenziate le caratteristiche principali dell'impianto fotovoltaico, è possibile analizzare i consumi del *chiller*, sulla base dei dati ricavati dalle letture storiche dei consumi dei clienti per l'anno 2019. Il risultato sarà poi posto in relazione alla produzione totale dal fotovoltaico, all'energia che viene immessa in rete, l'energia auto-consumata e poi condivisa.

CONSUMI VS AUTOCONSUMO (100kWp)					
Mese	Consumo chiller (kWh)	Energia auto-consumata (kWh)	Energia prelevata (kWh)	% Energia auto-consumata	% Energia prelevata
Gennaio	10.320	1.444	8.877	14%	86%
Febbraio	8.310	1.956	6.354	24%	76%
Marzo	7.512	3.174	4.338	42%	58%
Aprile	4.394	2.137	2.257	49%	51%
Maggio	5.690	3.012	2.678	53%	47%
Giugno	76.417	18.222	58.196	24%	76%
Luglio	99.057	20.366	78.690	21%	79%
Agosto	90.095	14.754	75.340	16%	84%
Settembre	35.985	6.390	29.595	18%	82%
Ottobre	4.938	1.765	3.173	36%	64%
Novembre	7.726	1.230	6.496	16%	84%
Dicembre	9.784	858	8.926	9%	91%
TOT	360.227	75.307	284.921	21%	79%

Figura 22, tabella consumi e autoconsumi impianto 100 kWp

Dalla tabella in figura 22 è possibile analizzare i consumi mensili del *chiller* di Telezip, i quali si ripartiscono in energia che viene auto-consumata grazie alla produzione dell'impianto fotovoltaico ed energia prelevata dalla rete. Come già detto, sappiamo che nel nostro caso specifico non è possibile auto consumare l'energia prodotta, ma questo è comunque un dato indicativo per poi calcolare l'energia condivisa. Si può notare ovviamente che il consumo del *chiller*, nei primi mesi dell'anno fino a giugno è minimo in quanto non c'è richiesta di raffreddamento, ed il consumo indicato è dovuto semplicemente alle pompe ausiliari. Nei mesi estivi invece (giugno, luglio, agosto e settembre) il consumo si alza molto, di pari passo si alza anche l'energia auto-consumata e quella che dovrà essere prelevata dalla rete. Successivamente, negli ultimi tre mesi dell'anno l'andamento torna a riallinearsi a quello di gennaio, febbraio, marzo, aprile e maggio.

Infine, si vede che con questa potenza di impianto, sul totale dell'energia consumata, il 21% teoricamente potrebbe essere auto-consumata mentre il 79% deve essere prelevata dalla rete.

PROFILO PRODUZIONE MENSILE (100 kWp)					
Mese	Energia prodotta (kWh)	Energia condivisa (kWh)	Non condivisa (kWh)	% Energia condivisa	% Energia non condivisa
Gennaio	1.572	1.444	129	92%	8%
Febbraio	2.387	1.956	431	82%	18%
Marzo	8.175	3.174	5.002	39%	61%
Aprile	11.551	2.137	9.414	19%	81%
Maggio	18.123	3.012	15.111	17%	83%
Giugno	19.977	18.222	1.755	91%	9%
Luglio	20.899	20.366	533	97%	3%
Agosto	16.229	14.754	1.474	91%	9%
Settembre	8.805	6.390	2.415	73%	27%
Ottobre	4.116	1.765	2.351	43%	57%
Novembre	1.346	1.230	116	91%	9%
Dicembre	861	858	3	100%	0%
TOT	114.040	75.307	38.734	66%	34%

Figura 23, tabella profilo produzione impianto 100 kWp

Dalla tabella in figura 23 è possibile vedere l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico in kWh per ogni mese, la quale ha il suo picco nei mesi tra maggio ed agosto grazie al maggiore irraggiamento. Quest'energia abbiamo detto che viene totalmente venduta alla rete (cessione totale) e successivamente una parte di questa viene condivisa, calcolata come il minimo tra la somma dell'energia prodotta oraria e la somma dell'energia consumata oraria dall'impianto di teleriscaldamento. Rimane poi fuori una quota che corrisponde alla parte di energia che non può essere invece condivisa. Si nota che nei tre mesi estivi di giugno, luglio ed agosto abbiamo una produzione molto alta rispetto agli altri mesi dell'anno, ma essendo questa inferiore ai consumi del *chiller*, sarà utilizzata per calcolare l'energia condivisa (minima tra le due) e quindi risulta che la percentuale di energia condivisa in questi tre mesi è quasi il 100%.

Si nota inoltre che per esempio nei mesi di marzo e aprile l'energia prodotta supera quella consumata dal *chiller* ma comunque non si autoconsuma il 100%, una quota deve infatti essere prelevata. Questo perché la produzione del fotovoltaico è attiva solo nelle ore di luce e quindi non riesce a soddisfare il bisogno di energia delle fasce di buio.

Si può quindi poi trasportare tutti questi dati in un grafico ed osservare inizialmente le curve dell'energia prodotta e dell'energia condivisa nei vari mesi dell'anno. Si nota che nei primi mesi dell'anno fino a giugno, l'energia prodotta è molto maggiore di quella condivisa, per poi invece salire nei mesi estivi e rimanere molto simile alla prodotta fino a dicembre. Ovviamente la percentuale di energia condivisa è particolarmente elevata perché la quota totale di energia prodotta è molto bassa, infatti in valore assoluto l'energia condivisa è relativamente bassa.

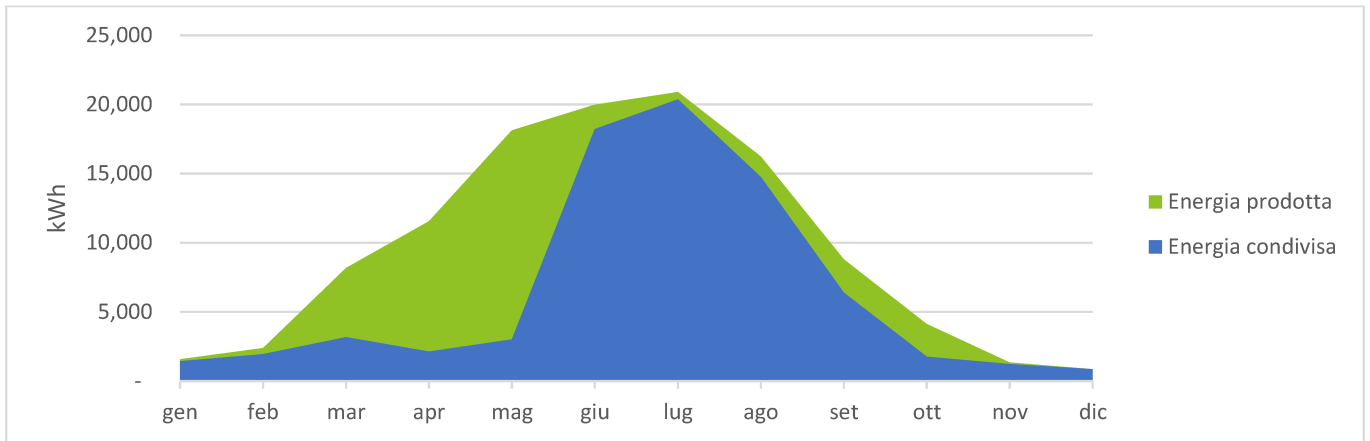


Figura 24, curve energia prodotta e condivisa impianto 100 kWp

E' possibile poi vedere la curva dell'energia prodotta, associata ai valori dei consumi del *chiller* ed alla percentuale di energia che potrebbe essere auto-consumata. Si nota ovviamente che la curva della produzione non è molto alta e viene superata dai consumi del *chiller* in quasi tutti i mesi dell'anno. L'energia che può essere auto-consumata ovviamente è molto bassa, circa 21% del totale ed è molto alta la quota di energia che dovrebbe essere prelevata dalla rete, ovvero la differenza tra il consumo totale e l'energia che potrebbe essere auto-consumata.

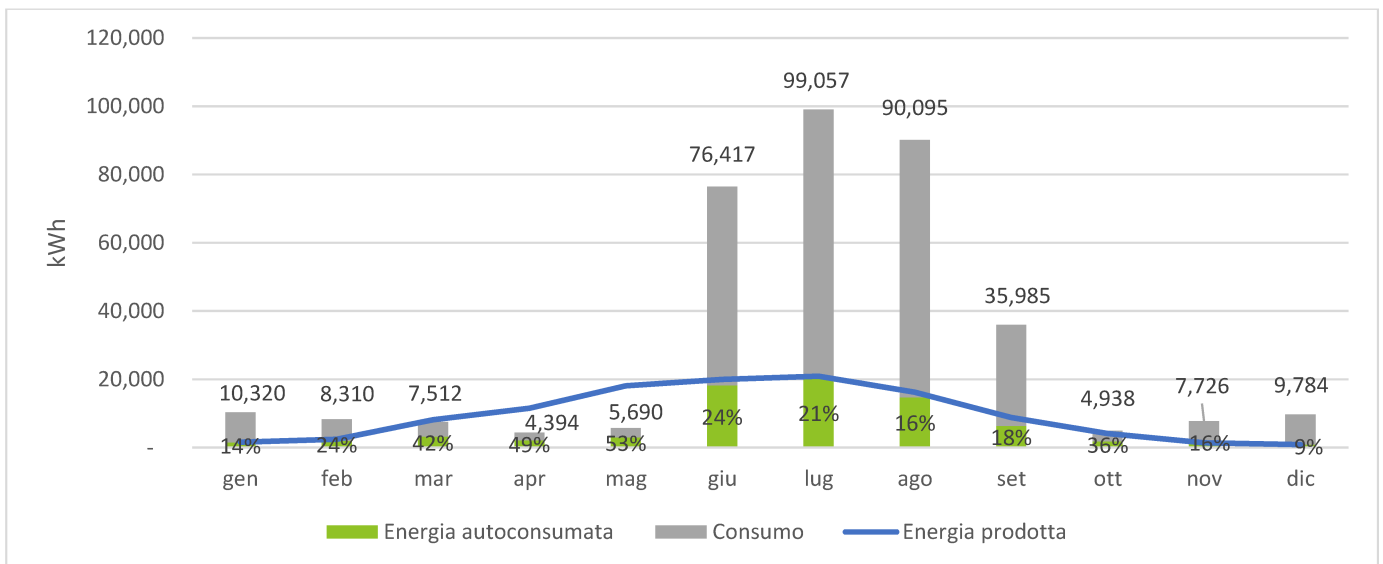


Figura 25, grafico energia impianto 100 kWp

Infine, i grafici a torta mostrano la percentuale di dell'energia consumata, ovvero in che parte viene auto-consumata e in che parte viene prelevata dalla rete.

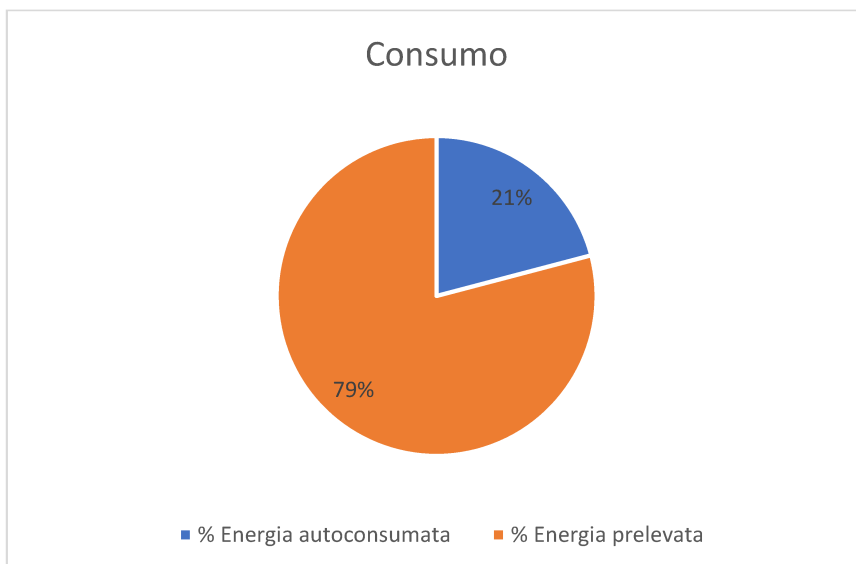


Figura 26, grafico a torta consumo impianto 100 kWp

Anche per la produzione, sarà possibile comprendere le percentuali di energia condivisa e non condivisa.

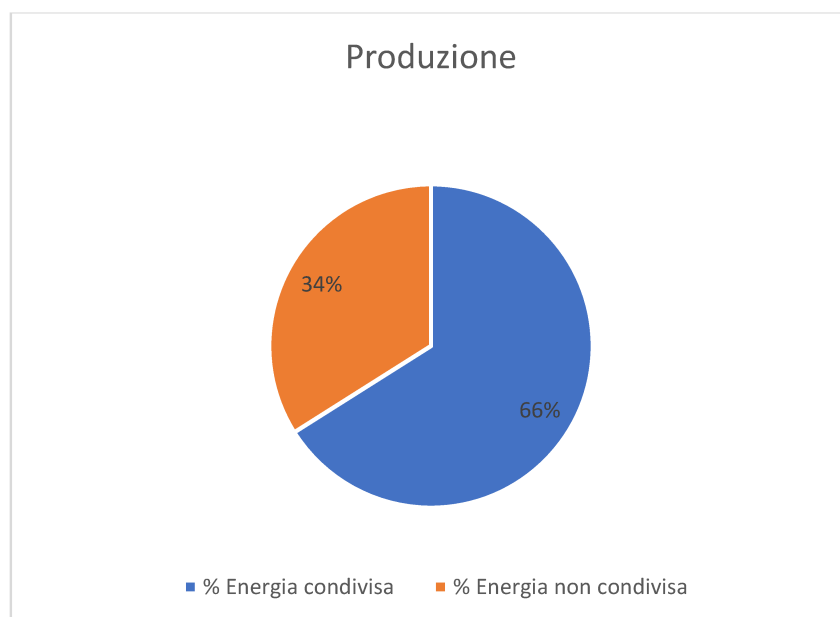


Figura 27, grafico a torta produzione impianto 100 kWp

3.6 Simulazione impianto fotovoltaico da 200 kWp in CER

La seconda ipotesi di realizzazione di Comunità Energetica Rinnovabile è stata fatta con un impianto di potenza di circa 200kWp e quindi con due file di pensiline per il parcheggio delle automobili, come si può vedere in figura 28. Queste si trovano sempre sull'estremità del tetto il più vicino possibile all'impianto di teleriscaldamento così da agevolare le connessioni ed in questo caso saranno necessari inoltre due inverter.

DISPOSIZIONE PANNELLI SU CAPANNONE K
su pensiline parcheggio a 10°
Potenza 198,00kWp



Figura 28, impianto fotovoltaico impianto 200 kWp

Le caratteristiche principali dell'impianto e quindi il tipo di installazione, l'inclinazione, l'azimut, il numero di moduli, la potenza, la temperatura, l'irraggiamento e la produzione sono le seguenti:

Progetto TELEZIP 200kWp

Data 08/08/2022

Riferimento

Descrizione

Indirizzo Corso Stati Uniti, 35127 Padova PD, Italia

Latitudine 45,3925112

Longitudine 11,9411115

Altitudine 9,64

	Campo FV 0	Campo FV 1
Tipo di installazione	Free	Free
Inclinazione	10,00°	10,00°
Azimut	-70,00°	110,00°
Produttore	Jinko Solar	Jinko Solar
Modello	JKM550M-72HL4	JKM550M-72HL4
N. moduli	180	180
Potenza totale	99 kWp	99 kWp
Temperatura Minima	-5,2 °C	-5,2 °C
Temperatura Massima	64,33 °C	62,25 °C

Campo FV 0

Potenza nominale	550,00 W	Tensione circuito aperto Voc	49,62 V
Corrente di cortocircuito Isc	14,03 A	Tensione nominale Vmp	40,90 V
Corrente nominale Imp	13,45 A	Coefficiente di temperatura Voc	-0,28 %/°C
Coefficiente di temperatura Isc	0,05 %/°C	Coefficiente di temperatura Pmax	-0,35 %/°C

Campo FV 1

Potenza nominale	550,00 W	Tensione circuito aperto Voc	49,62 V
Corrente di cortocircuito Isc	14,03 A	Tensione nominale Vmp	40,90 V
Corrente nominale Imp	13,45 A	Coefficiente di temperatura Voc	-0,28 %/°C
Coefficiente di temperatura Isc	0,05 %/°C	Coefficiente di temperatura Pmax	-0,35 %/°C

Riepilogo

Produzione energetica annua	217,72 MWh	Produzione specifica	1.099,60 kWh/kWp
Potenza nominale CC	198,00 kWp	Potenza nominale CA	200,00 kWp
Irraggiamento orizzontale	1.246,77 kWh/m ²	Irraggiamento inclinato	1.295,52 kWh/m ²
Fornitore dati meteo	Meteonorm	Performance Ratio PR	87,99%

Figura 29, scheda tecnica impianto 200 kWp

Sono poi indicate le caratteristiche dei due inverter (uno per ogni fila da 100kW), la potenza, la tensione, la corrente, i moduli per stringa, le stringhe per pannello e il numero totale di moduli.



ForGreen Spa SB in Via Torricelli 37

Inverter 1



Mdello	3PH 100KTL-LV-3PH 100KTL-LV
Potenza nominale CA	100 kW
Tensione nominale	600 V
Numero canali MPPT	1
Numero totali di moduli	180
Potenza CC installata a STC	99 kW

	MPPT 1
Campo FV	EST
Moduli per stringa	18
Numero di stringhe in parallelo	10
Numero totali di moduli	180
Potenza installata massima MPPT [kW]	99
Potenza massima di canale MPPT [kW]	100
PPV(inst),MPPTi/PMPTMAX	0,99
PPV(inst)/PACR	99,00%
PPV(inst)/PACMAX	90,00%
Tensione di ingresso massima inverter	1100
Tensione di attivazione	200
Range operativo MPPT a massima potenza	180 - 1000
Voc_max stringa a circuito aperto @Min. Temp	968,69
Voc_min stringa a circuito aperto @Max. Temp	794,80
Vmp_Max tensione stringa @Min. Temp	798,45
Vmp_Mn tensione stringa @Max. Temp	655,13
Massima corrente Isc per canale	400
Corrente CC Isc @Max. Temp	142,95
Corrente massima Imp	260
Corrente massima Imp @Max. Temp	137,04

Figura 30, scheda tecnica inverter 1 impianto 200 kWp

Inverter 2



Modello	3PH 100KTL-LV-3PH 100KTL-LV
Potenza nominale CA	100 kW
Tensione nominale	600 V
Numero canali MPPT	1
Numero totali di moduli	180
Potenza CC installata a STC	99 kW

	MPPT 1
Campo FV	OVEST
Moduli per stringa	18
Numero di stringhe in parallelo	10
Numero totali di moduli	180
Potenza installata massima MPPT [kW]	99
Potenza massima di canale MPPT [kW]	100
PPV(inst),MPPTi/PMPTMAX	0,99
PPV(inst)/PACR	99,00%
PPV(inst)/PACMAX	90,00%
Tensione di ingresso massima inverter	1100
Tensione di attivazione	200
Range operativo MPPT a massima potenza	180 - 1000
Voc_max stringa a circuito aperto @Mn.Temp	968,69
Voc_min stringa a circuito aperto @Max.Temp	800,00
Vmp_Max tensione stringa @Mn.Temp	798,45
Vmp_Mn tensione stringa @Max.Temp	659,41
Massima corrente Isc per canale	400
Corrente CC Isc @Max.Temp	142,81
Corrente massima Imp	260
Corrente massima Imp @Max.Temp	136,90

Figura 31, scheda tecnica inverter 2 impianto 200 kWp

Anche in questo caso, evidenziate quindi le caratteristiche principali dell'impianto fotovoltaico, è possibile verificare i consumi del *chiller* sulla base delle letture storiche dei consumi dei clienti per l'anno 2019. Il risultato sarà poi messo in relazione alla produzione totale dal fotovoltaico, all'energia che viene immessa in rete, l'energia auto-consumata e poi condivisa.

CONSUMI VS AUTOCONSUMO (200kWp)					
Mese	Consumo chiller (kWh)	Energia auto-consumata (kWh)	Energia prelevata (kWh)	% Energia auto-consumata	% Energia prelevata
Gennaio	10.320	2.098	8.222	20%	80%
Febbraio	8.310	2.451	5.859	29%	71%
Marzo	7.512	3.433	4.079	46%	54%
Aprile	4.394	2.336	2.058	53%	47%
Maggio	5.690	3.334	2.356	59%	41%
Giugno	76.417	31.394	45.023	41%	59%
Luglio	99.057	37.858	61.199	38%	62%
Agosto	90.095	29.141	60.954	32%	68%
Settembre	35.985	11.568	24.417	32%	68%
Ottobre	4.938	1.943	2.995	39%	61%
Novembre	7.726	1.729	5.997	22%	78%
Dicembre	9.784	1.599	8.186	16%	84%
TOT	360.227	128.884	231.343	36%	64%

Figura 32, tabella consumi e autoconsumi impianto 200 kWp

Dalla tabella in figura 32 è possibile analizzare i consumi mensili del *chiller* di Telezip, i quali si ripartiscono poi in energia che viene auto-consumata grazie alla produzione dell'impianto fotovoltaico ed energia prelevata dalla rete. Come più volte ricordato, è opportuno ribadire nuovamente che, nel caso in esame, non è possibile auto consumare l'energia prodotta, ma questo è comunque un dato indicativo per poi calcolare l'energia condivisa. Si può notare che il consumo del *chiller* ovviamente nei primi mesi dell'anno fino a giugno è minimo in quanto non c'è richiesta di raffreddamento, ed il consumo indicato è dovuto semplicemente alle pompe ausiliari. Nei mesi estivi invece (giugno, luglio, agosto e settembre) il consumo aumenta significativamente. In corrispondenza si alza anche l'energia auto-consumata e quella che dovrà essere prelevata dalla rete. Successivamente, negli ultimi tre mesi dell'anno l'andamento torna a riallinearsi a quello di gennaio, febbraio, marzo, aprile e maggio.

Infine, si vede che con questa potenza di impianto, sul totale dell'energia consumata, il 36% teoricamente potrebbe essere auto-consumata mentre il 64% deve essere prelevata dalla rete.

Vediamo che rispetto all'impianto da 100 kWp, la percentuale di energia condivisa aumenta e di conseguenza diminuisce quella che dovrebbe essere prelevata dalla rete.

PROFILO PRODUZIONE MENSILE (200 kWp)					
Mese	Energia prodotta (kWh)	Energia condivisa (kWh)	Energia non condivisa (kWh)	% Energia condivisa	% Energia non condivisa
Gennaio	3.144	2.098	1.046	67%	33%
Febbraio	4.774	2.451	2.323	51%	49%
Marzo	16.350	3.433	12.917	21%	79%
Aprile	23.102	2.336	20.766	10%	90%
Maggio	36.245	3.334	32.912	9%	91%
Giugno	39.954	31.394	8.560	79%	21%
Luglio	41.798	37.858	3.940	91%	9%
Agosto	32.457	29.141	3.316	90%	10%
Settembre	17.610	11.568	6.042	66%	34%
Ottobre	8.232	1.943	6.289	24%	76%
Novembre	2.692	1.729	963	64%	36%
Dicembre	1.721	1.599	123	93%	7%
TOT	228.081	128.884	99.197	57%	43%

Figura 33, tabella profilo produzione impianto 200 kWp

Dalla tabella in figura 33 è possibile vedere l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico in kWh per ogni mese, la quale ha il suo picco nei mesi tra maggio ed agosto grazie al maggiore irraggiamento. Quest'energia, come si è detto viene totalmente venduta alla rete (cessione totale) e successivamente una parte di questa viene condivisa, calcolata come il minimo tra la somma dell'energia prodotta oraria e la somma dell'energia consumata oraria dall'impianto di teleriscaldamento. Rimane poi fuori una quota che corrisponde alla parte di energia che non può essere invece condivisa. Si nota che nei mesi estivi di giugno, luglio ed agosto abbiamo una produzione molto alta rispetto agli altri mesi dell'anno, ma essendo questa più bassa dei consumi del *chiller*, sarà utilizzata per calcolare l'energia condivisa (minima tra le due) e quindi risulta che la percentuale di energia condivisa in questi tre mesi è particolarmente consistente e con un valore assoluto molto elevato.

Si nota inoltre che per esempio nei mesi di marzo e aprile l'energia prodotta supera quella consumata dal *chiller* ma comunque non si auto-consuma il 100%, infatti una quota deve essere prelevata. Ancora una volta, ciò è dovuto al fatto che la produzione del fotovoltaico è attiva solo nelle ore di luce, non riuscendo così a soddisfare il bisogno di energia nei momenti di buio. Infine, si nota che la percentuale di energia condivisa rispetto alla simulazione di impianto da 100 kWp è minore. Questo dipende dalla circostanza che l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è maggiore ma il consumo del *chiller* rimane uguale e quindi essendo la quantità più grande, la percentuale auto-consumata su un totale maggiore si abbassa. Detto questo però il valore assoluto dell'energia condivisa è comunque maggiore rispetto all'impianto da 100kWp.

Si può quindi poi trasportare tutti questi dati in un grafico ed osservare inizialmente le curve dell'energia prodotta e dell'energia condivisa nei vari mesi dell'anno. Si nota che nei primi mesi dell'anno fino a maggio, l'energia prodotta è molto maggiore di quella condivisa, per poi invece avere un aumento della condivisa nei mesi estivi e rimanere molto simile alla prodotta fino a settembre.

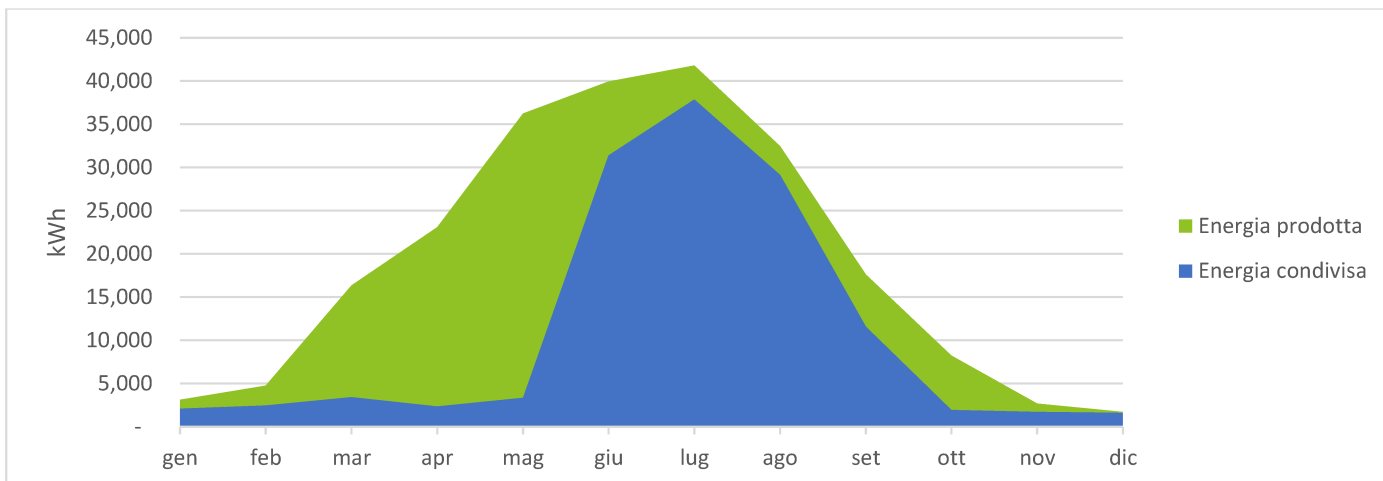


Figura 34, curve energia prodotta e condivisa impianto 200 kWp

In figura 35 è rappresentata la curva dell'energia prodotta, associata ai valori dei consumi del *chiller* ed alla percentuale di energia che potrebbe essere auto-consumata. Si nota ovviamente che la curva della produzione è molto alta e viene superata dai consumi del *chiller* solo nei mesi da giugno a settembre. Si nota sempre che nei mesi in cui l'energia prodotta supera quella consumata dal *chiller*, comunque non si auto consuma il 100% ma una quota deve essere prelevata, dal momento che la produzione del fotovoltaico è attiva solo nelle ore di luce.

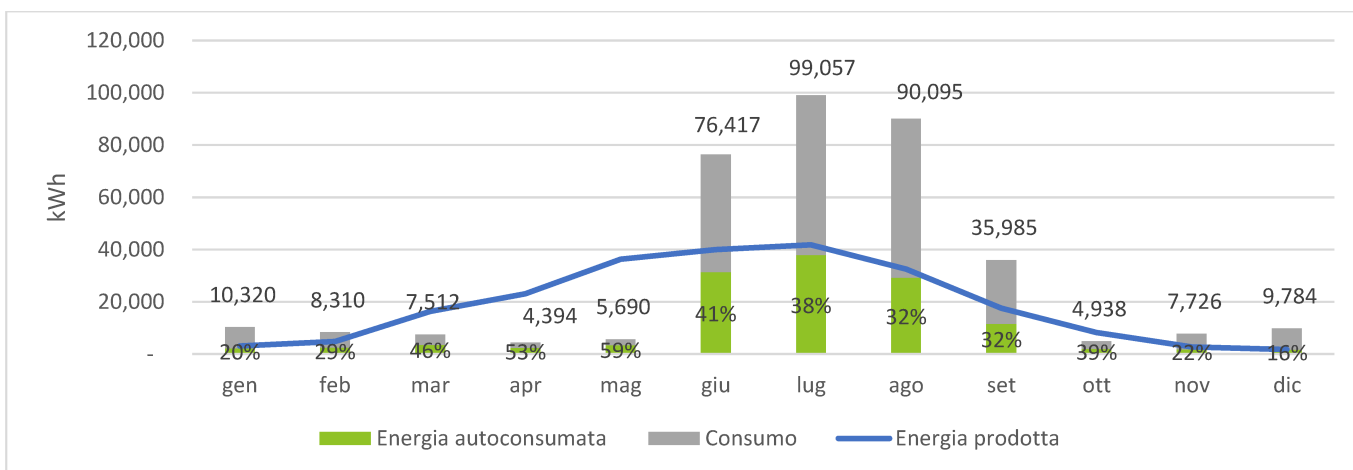


Figura 35, grafico energia impianto 200 kWp

Si vede però che la curva dell'energia prodotta si alza notevolmente rispetto alle prime simulazioni di impianto e diminuisce quindi la differenza tra energia prodotta e consumo del *chiller*.

Infine, i grafici a torta mostrano la percentuale di ripartizione dell'energia consumata, tra auto-consumata e prelevata dalla rete.

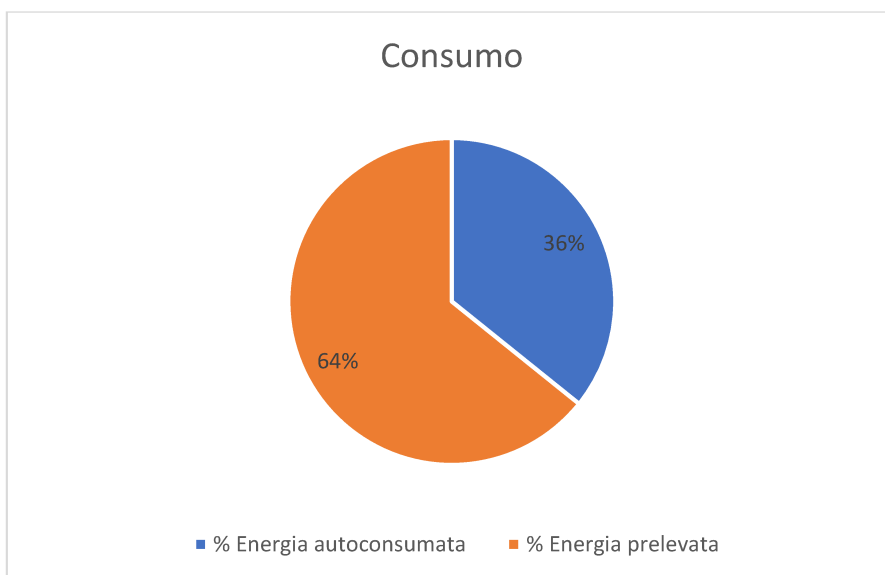


Figura 36, grafico a torta consumi impianto 200 kWp

Anche con riferimento alla produzione, è possibile vedere la percentuale dell'energia condivisa e di quella non condivisa.

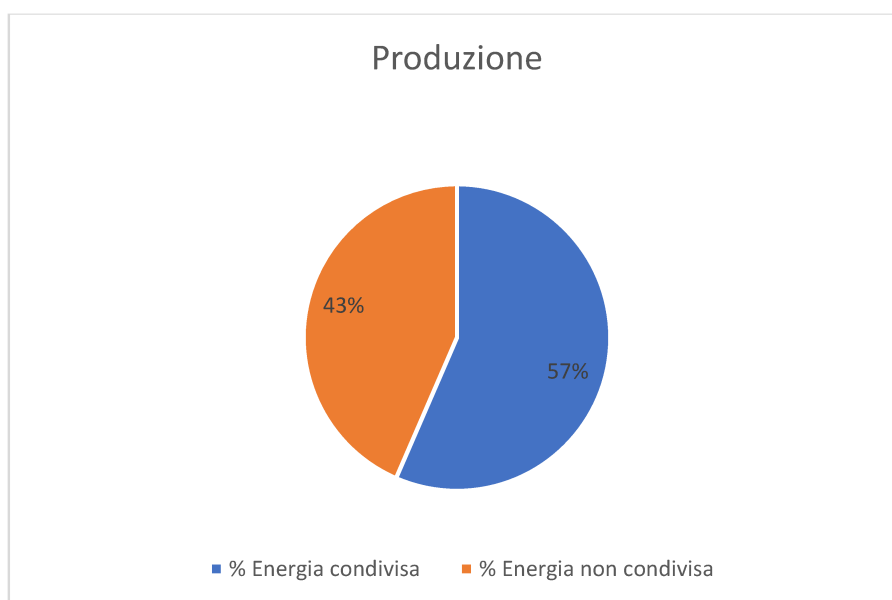


Figura 37, grafico a torta produzione impianto 200 kWp

3.7 Simulazione impianto fotovoltaico da 300 kWp in CER

La terza ipotesi di realizzazione di Comunità Energetica Rinnovabile è stata fatta con un impianto di potenza di circa 300kWp, in questo caso troviamo quattro file di pensiline per il parcheggio delle automobili, con una lunghezza per ogni fila che è minore delle due ipotesi precedenti, come si può vedere in figura 38. Queste si trovano sempre sull'estremità del tetto il più vicino possibile all'impianto di teleriscaldamento, così da agevolare le connessioni. In questo caso saranno necessari inoltre tre inverter, sempre uno per ogni 100 kW.

DISPOSIZIONE PANNELLI SU CAPANNONE K
su pensiline parcheggio a 10°
Potenza: 297,00kWp

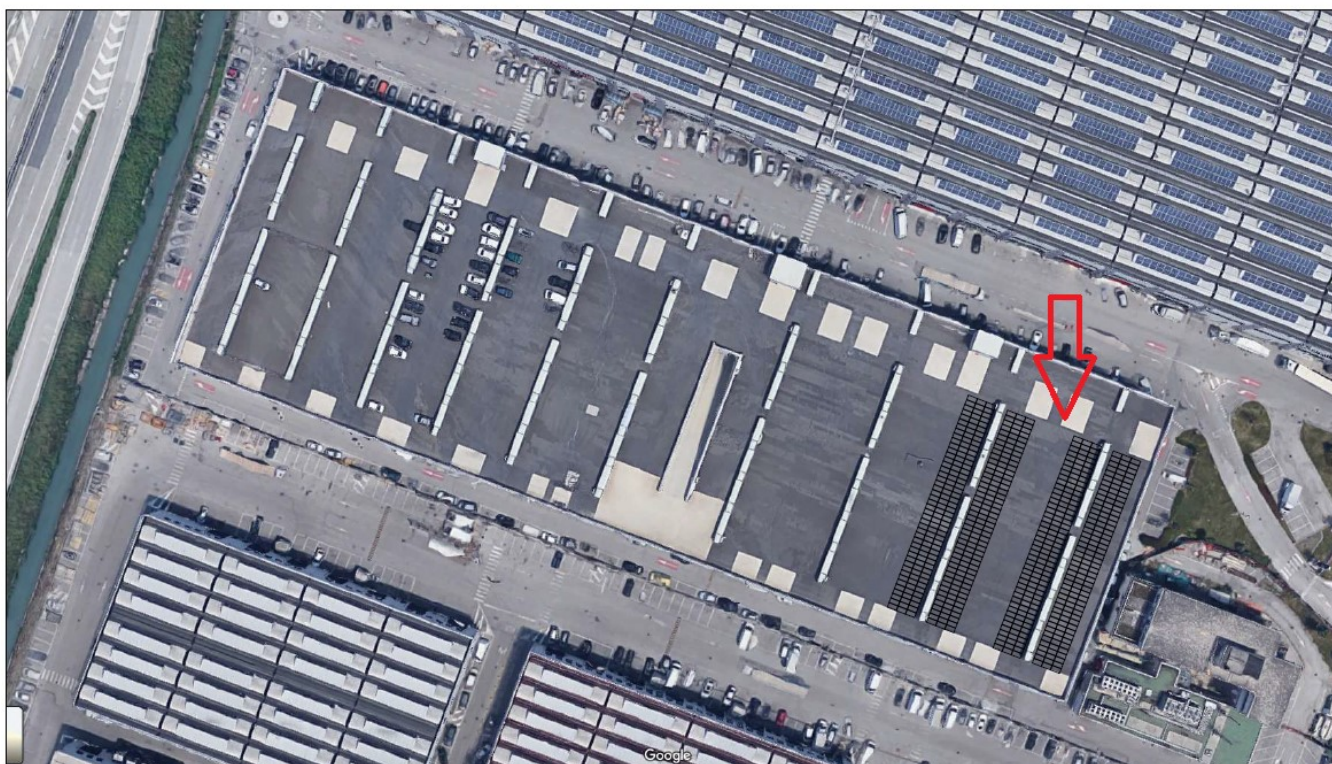


Figura 38, impianto fotovoltaico 300 kWp

Le caratteristiche principali dell'impianto e quindi il tipo di installazione, l'inclinazione, l'azimut, il numero di moduli, la potenza, la temperatura, l'irraggiamento e la produzione sono le seguenti:

Progetto Telezip - 300kWp

Data 08/08/2022

Riferimento

Descrizione

Indirizzo Corso Stati Uniti, 1, 35127 Padova PD, Italia

Latitudine 45,3966104

Longitudine 11,9302791

Altitudine 9,82

	Campo FV 0	Campo FV 1
Tipo di installazione	Free	Free
Inclinazione	10,00°	10,00°
Azimut	-70,00°	110,00°
Produttore	Jinko Solar	Jinko Solar
Modello	JKM550M-72HL4	JKM550M-72HL4
N. moduli	270	270
Potenza totale	148,5 kWp	148,5 kWp
Temperatura Minima	-5,4 °C	-5,4 °C
Temperatura Massima	63,98 °C	60,3 °C

Campo FV 0

Potenza nominale	550,00 W	Tensione circuito aperto V_{pc}	49,62 V
Corrente di cortocircuito I_{sc}	14,03 A	Tensione nominale V_{mp}	40,90 V
Corrente nominale I_{mp}	13,45 A	Coefficiente di temperatura V_{oc}	-0,28 %/°C
Coefficiente di temperatura I_{sc}	0,05 %/°C	Coefficiente di temperatura P_{max}	-0,35 %/°C

Campo FV 1

Potenza nominale	550,00 W	Tensione circuito aperto V_{oc}	49,62 V
Corrente di cortocircuito I_{sc}	14,03 A	Tensione nominale V_{mp}	40,90 V
Corrente nominale I_{mp}	13,45 A	Coefficiente di temperatura V_{oc}	-0,28 %/°C
Coefficiente di temperatura I_{sc}	0,05 %/°C	Coefficiente di temperatura P_{max}	-0,35 %/°C

Riepilogo

Produzione energetica annua	326,60 MWh	Produzione specifica	1.099,65 kWh/kWp
Potenza nominale CC	297,00 kWp	Potenza nominale CA	300,00 kWp
Irraggiamento orizzontale	1.246,55 kWh/m ²	Irraggiamento inclinato	1.294,92 kWh/m ²
Fornitore dati meteo	Meteonorm	Performance Ratio PR	88,04%

Figura 39, scheda tecnica impianto 300 kWp

Sono poi indicate le caratteristiche dell'inverter, la potenza, la tensione, la corrente, i moduli per stringa, le stringhe per pannello e il numero totale di moduli.

Inverter 1

	Modello	3PH 100KTL-LV-3PH 100KTL-LV
	Potenza nominale CA	100 kW
	Tensione nominale	600 V
	Numero canali MPPT	1
	Numero totali di moduli	180
	Potenza CC installata a STC	99 kW

	MPPT 1
Campo FV	EST
Moduli per stringa	18
Numero di stringhe in parallelo	10
Numero totali di moduli	180
Potenza installata massima MPPT [kW]	99
Potenza massima di canale MPPT [kW]	100
PPV(inst),MPPTi/PMPTMAX	0,99
PPV(inst)/PACR	99,00%
PPV(inst)/PACMAX	90,00%
Tensione di ingresso massima inverter	1100
Tensione di attivazione	200
Range operativo MPPT a massima potenza	180 - 1000
Voc_max stringa a circuito aperto @Mn.Temp	969,19
Voc_min stringa a circuito aperto @Max.Temp	795,68
Vmp_Max tensione stringa @Mn.Temp	798,87
Vmp_Min tensione stringa @Max.Temp	655,85
Massima corrente Isc per canale	400
Corrente CC Isc @Max.Temp	142,93
Corrente massima Imp	260
Corrente massima Imp @Max.Temp	137,02

Figura 40, scheda tecnica inverter 1 impianto 300 kWp

Inverter 2



Modello	3PH 100KTL-LV-3PH 100KTL-LV
Potenza nominale CA	100 kW
Tensione nominale	600 V
Numero canali MPPT	10
Numero totali di moduli	180
Potenza CC installata a STC	99 kW

	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Campo FV	EST	EST	EST	EST
Moduli per stringa	18	18	18	18
Numero di stringhe in parallelo	1	1	1	1
Numero totali di moduli	18	18	18	18
Potenza installata massima MPPT [kW]	9,9	9,9	9,9	9,9
Potenza massima di canale MPPT [kW]	13	13	13	13
FPV(inst),MPPTi/PMPTMAX	0,76	0,76	0,76	0,76
FPV(inst)/PACR	99,00%			
FPV(inst)/PACMAX	90,00%			
Tensione di ingresso massima inverter	1100	1100	1100	1100
Tensione di attivazione	200	200	200	200
Range operativo MPPT a massima potenza	500 - 850	500 - 850	500 - 850	500 - 850
Voc_max stringa a circuito aperto @Mn.Temp	969,19	969,19	969,19	969,19
Voc_min stringa a circuito aperto @Max.Temp	795,68	795,68	795,68	795,68
Vmp_Max tensione stringa @Mn.Temp	798,87	798,87	798,87	798,87
Vmp_Min tensione stringa @Max.Temp	655,85	655,85	655,85	655,85
Massima corrente Isc per canale	40	40	40	40
Corrente CC Isc @Max.Temp	14,29	14,29	14,29	14,29
Corrente massima Imp	26	26	26	26
Corrente massima Imp @Max.Temp	13,70	13,70	13,70	13,70

Figura 41, scheda tecnica inverter 2 impianto 300 kWp

	MPPT 5	MPPT 6	MPPT 7	MPPT 8
Campo FV	EST	OVEST	OVEST	OVEST
Moduli per stringa	18	18	18	18
Numero di stringhe in parallelo	1	1	1	1
Numero totali di moduli	18	18	18	18
Potenza installata massima MPPT [kW]	9,9	9,9	9,9	9,9
Potenza massima di canale MPPT [kW]	13	13	13	13
PPV(inst),MPPTi/PMPTMAX	0,76	0,76	0,76	0,76
PPV(inst)/PACR	99,00%			
PPV(inst)/PACMAX	90,00%			
Tensione di ingresso massima inverter	1100	1100	1100	1100
Tensione di attivazione	200	200	200	200
Range operativo MPPT a massima potenza	500 - 850	500 - 850	500 - 850	500 - 850
Voc_max stringa a circuito aperto @Mn.Temp	969,19	969,19	969,19	969,19
Voc_min stringa a circuito aperto @Max.Temp	795,68	804,88	804,88	804,88
Vmp_Max tensione stringa @Mn.Temp	798,87	798,87	798,87	798,87
Vmp_Mn tensione stringa @Max.Temp	655,85	663,43	663,43	663,43
Massima corrente Isc per canale	40	40	40	40
Corrente CC Isc @Max.Temp	14,29	14,27	14,27	14,27
Corrente massima Imp	26	26	26	26
Corrente massima Imp @Max.Temp	13,70	13,68	13,68	13,68

Figura 42, scheda tecnica inverter 2 impianto 300 kWp

	MPPT 9	MPPT 10
Campo FV	OVEST	OVEST
Moduli per stringa	18	18
Numero di stringhe in parallelo	1	1
Numero totali di moduli	18	18
Potenza installata massima MPPT [kW]	9,9	9,9
Potenza massima di canale MPPT [kW]	13	13
PPV(inst),MPPTi/PMPTMAX	0,76	0,76
PPV(inst)/PACR	99,00%	
PPV(inst)/PACMAX	90,00%	
Tensione di ingresso massima inverter	1100	1100
Tensione di attivazione	200	200
Range operativo MPPT a massima potenza	500 - 850	500 - 850
Voc_max stringa a circuito aperto @Mn.Temp	969,19	969,19
Voc_min stringa a circuito aperto @Max.Temp	804,88	804,88
Vmp_Max tensione stringa @Mn.Temp	798,87	798,87
Vmp_Min tensione stringa @Max.Temp	663,43	663,43
Massima corrente Isc per canale	40	40
Corrente CC Isc @Max.Temp	14,27	14,27
Corrente massima Imp	26	26
Corrente massima Imp @Max.Temp	13,68	13,68

Figura 43, scheda tecnica inverter 2 impianto 300 kWp

Vediamo che la differenza principale tra il primo e il secondo inverter è il numero di MPPT, i quali aumentano l'efficienza. Infatti nel caso di guasti, avere più MPPT permette di bloccare solo la parte non funzionante e di conseguenza il resto dell'apparato elettronico continua a lavorare.

Il terzo inverter è invece molto simile alle caratteristiche del primo e quindi con solo un MTTP, a differenza del secondo che presenta 10 MPPT.

Inverter 3



Modello	3PH 100KTL-LV-3PH 100KTL-LV
Potenza nominale CA	100 kW
Tensione nominale	600 V
Numero canali MPPT	1
Numero totali di moduli	180
Potenza CC installata a STC	99 kW

	MPPT 1
Campo FV	OVEST
Moduli per stringa	18
Numero di stringhe in parallelo	10
Numero totali di moduli	180
Potenza installata massima MPPT [kW]	99
Potenza massima di canale MPPT [kW]	100
PPV(inst),MPPTi/PMMPPTMAX	0,99
PPV(inst)/PACR	99,00%
PPV(inst)/PACMAX	90,00%
Tensione di ingresso massima inverter	1100
Tensione di attivazione	200
Range operativo MPPT a massima potenza	180 - 1000
Voc_max stringa a circuito aperto @Mn.Temp	969,19
Voc_min stringa a circuito aperto @Max.Temp	804,88
Vmp_Max tensione stringa @Mn.Temp	798,87
Vmp_Min tensione stringa @Max.Temp	663,43
Massima corrente Isc per canale	400
Corrente CC Isc @Max.Temp	142,68
Corrente massima Imp	260
Corrente massima Imp @Max.Temp	136,78

Figura 44, scheda tecnica inverter 3 impianto 300 kWp

Anche in questo caso, evidenziate quindi le caratteristiche principali dell'impianto fotovoltaico, è possibile valutare i consumi del *chiller*, sulla base delle letture storiche dei consumi dei clienti per l'anno 2019. Anche in questo caso, il risultato sarà posto in relazione alla produzione totale dal fotovoltaico, all'energia immessa in rete, all'energia auto-consumata e poi condivisa.

Consumi vs. autoconsumo (300 kWp)					
Mese	Consumo chiller (kWh)	Energia auto-consumata (kWh)	Energia prelevata (kWh)	% Energia auto-consumata	% Energia prelevata
Gennaio	10.320	2.466	7.854	24%	76%
Febbraio	8.310	2.690	5.620	32%	68%
Marzo	7.512	3.545	3.967	47%	53%
Aprile	4.394	2.420	1.974	55%	45%
Maggio	5.690	3.414	2.276	60%	40%
Giugno	76.417	39.469	36.949	52%	48%
Luglio	99.057	48.071	50.986	49%	51%
Agosto	90.095	40.138	49.957	45%	55%
Settembre	35.985	14.662	21.323	41%	59%
Ottobre	4.938	2.017	2.921	41%	59%
Novembre	7.726	1.979	5.747	26%	74%
Dicembre	9.784	1.972	7.812	20%	80%
TOT	360.227	162.842	197.385	45%	55%

Figura 45, tabella consumi e autoconsumi impianto 300 kWp

La tabella in figura 45 è mostra i consumi mensili del *chiller* di Telezip, i quali si ripartiscono poi in energia che viene auto-consumata grazie alla produzione dell'impianto fotovoltaico ed energia prelevata dalla rete. Ancora una volta si ribadisce che, nel caso in esame, non è possibile auto-consumare l'energia prodotta; questo è comunque un dato indicativo per poi calcolare l'energia condivisa. Si può notare che il consumo del *chiller* ovviamente nei primi mesi dell'anno fino a giugno è minimo in quanto non c'è richiesta di raffreddamento, ed il consumo indicato è dovuto semplicemente alle pompe ausiliari. Nei mesi estivi invece (giugno, luglio, agosto e settembre) il consumo si alza molto. Di pari passo si alza anche il valore dell'energia auto-consumata e quella che dovrà essere prelevata dalla rete. Successivamente, negli ultimi tre mesi dell'anno l'andamento torna a riallinearsi a quello di gennaio, febbraio, marzo, aprile e maggio.

Infine, si vede che con questa potenza di impianto, sul totale dell'energia consumata, il 45% teoricamente potrebbe essere auto-consumata mentre il 55% deve essere prelevata dalla rete.

Vediamo che rispetto agli impianti precedenti da 100 kWp e 200 kWp, la percentuale di energia auto-consumata si alza e di conseguenza si abbassa quella che dovrebbe essere prelevata dalla rete.

Profilo produzione mensile (300 kWp)					
Mese	Energia prodotta (kWh)	Energia condivisa (kWh)	Energia non condivisa (kWh)	% Energia condivisa	% Energia non condivisa
Gennaio	4.717	2.466	2.251	52%	48%
Febbraio	7.161	2.690	4.471	38%	62%
Marzo	24.525	3.545	20.980	14%	86%
Aprile	34.654	2.420	32.233	7%	93%
Maggio	54.368	3.414	50.954	6%	94%
Giugno	59.931	39.469	20.462	66%	34%
Luglio	62.697	48.071	14.626	77%	23%
Agosto	48.686	40.138	8.548	82%	18%
Settembre	26.415	14.662	11.753	56%	44%
Ottobre	12.348	2.017	10.332	16%	84%
Novembre	4.038	1.979	2.058	49%	51%
Dicembre	2.582	1.972	610	76%	24%
TOT	342.121	162.842	179.279	48%	52%

Figura 46, tabella profilo produzione impianto 300 kWp

Dalla tabella in figura 46 è possibile vedere l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico in kWh per ogni mese, la quale ha il suo picco nei mesi tra maggio ed agosto grazie al maggiore irraggiamento. Quest'energia abbiamo detto che viene totalmente venduta alla rete (cessione totale) e successivamente una parte di questa viene condivisa, calcolata come il minimo tra la somma dell'energia prodotta oraria e la somma dell'energia auto-consumata oraria dall'impianto di teleriscaldamento. Rimane poi fuori una quota che corrisponde alla parte di energia che non può essere invece condivisa. Si nota che nei mesi estivi di giugno, luglio ed agosto abbiamo una produzione nettamente superiore agli altri mesi dell'anno, ed inoltre essendo questa inferiore ai consumi del *chiller*, sarà utilizzata per calcolare l'energia condivisa (minima tra le due) e quindi risulta che la percentuale di energia condivisa in questi tre mesi è molto alta e con un valore assoluto molto elevato. Questo si nota in particolare guardando aprile, infatti in questo mese la produzione è notevole, ma, essendo il consumo inferiore, l'energia condivisa viene calcolata principalmente su quest'ultima e quindi risulta molto bassa.

Si nota inoltre che per esempio nei mesi di marzo e aprile, l'energia prodotta supera quella consumata dal *chiller*. Tuttavia non si auto-consuma il 100%: una quota deve essere prelevata. Analogamente a quanto visto nelle precedenti ipotesi, tale circostanza si verifica perché la produzione del fotovoltaico è attiva solo nelle ore di luce e quindi non riesce a soddisfare il bisogno di energia dell'intero arco giornaliero. Infine, anche in questo caso si nota che la percentuale di energia condivisa sul totale, rispetto alle simulazioni precedenti è minore, questo perché l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è maggiore ma il consumo del *chiller* rimane uguale. Quindi essendo la quantità più grande, la percentuale auto-consumata su un totale maggiore si abbassa. Detto questo però il valore assoluto dell'energia condivisa è comunque maggiore rispetto alle simulazioni da 100kWp e 200 kWp.

Riportando i dati in un grafico, si osservano le curve dell'energia prodotta e dell'energia condivisa nei vari mesi dell'anno. Si nota in figura 47 che nei primi mesi dell'anno fino a maggio, l'energia prodotta è molto maggiore di quella condivisa, per poi invece avere un aumento della condivisa nei mesi estivi e rimanere molto simile alla prodotta fino a settembre.

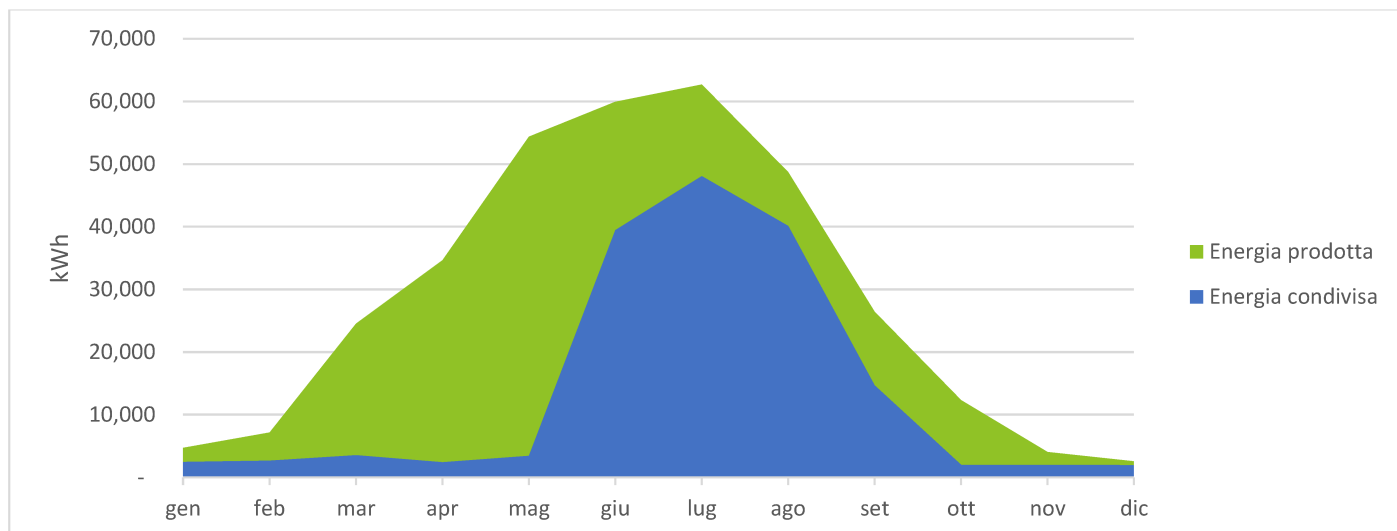


Figura 47, curve energia prodotta e condivisa impianto 300 kWp

E' possibile poi vedere in figura 48 la curva dell'energia prodotta, associata ai valori dei consumi del *chiller* ed alla percentuale di energia che potrebbe essere auto-consumata. Si nota ovviamente che la curva della produzione è molto alta e viene superata dai consumi del *chiller* solo nei mesi di luglio, agosto e settembre. Si nota sempre che nei mesi in cui l'energia prodotta supera quella consumata dal *chiller*, comunque non si auto consuma il 100% ma una quota deve essere prelevata, questo perché la produzione del fotovoltaico è attiva solo nelle ore di luce e quindi non riesce a soddisfare il bisogno di energia in tutte le ore del giorno.

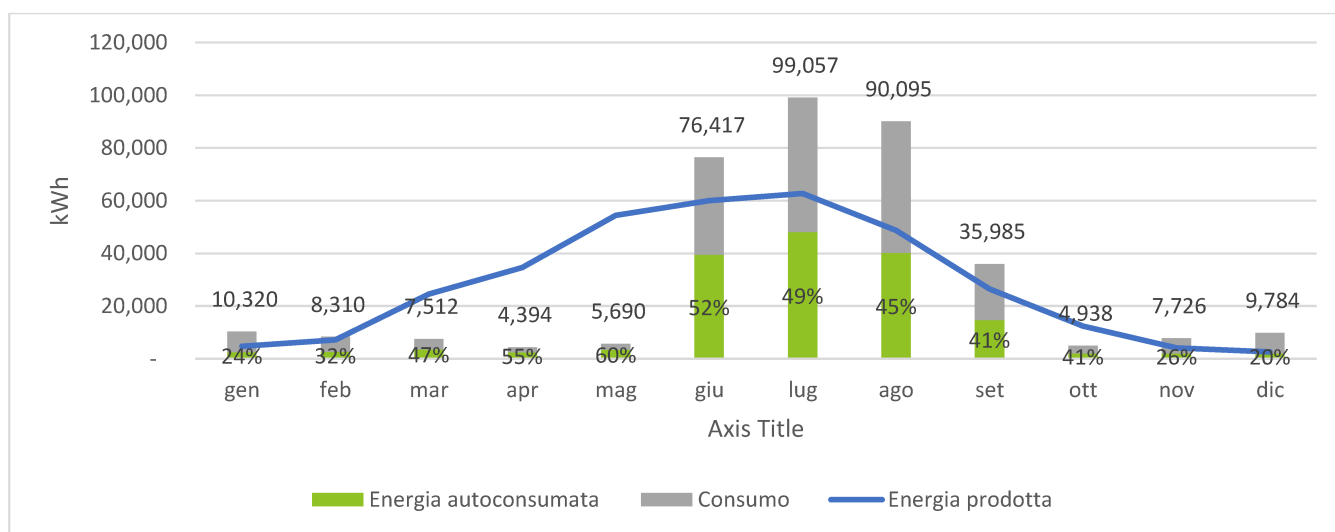


Figura 48, grafico energia impianto 300 kWp

Si può notare che la curva dell'energia prodotta si alza notevolmente rispetto alle prime simulazioni di impianto e diminuisce quindi la differenza tra energia prodotta e consumo del *chiller*.

Infine, i grafici a torta mostrano la percentuale di ripartizione dell'energia, tra la parte auto-consumata e la parte prelevata dalla rete.

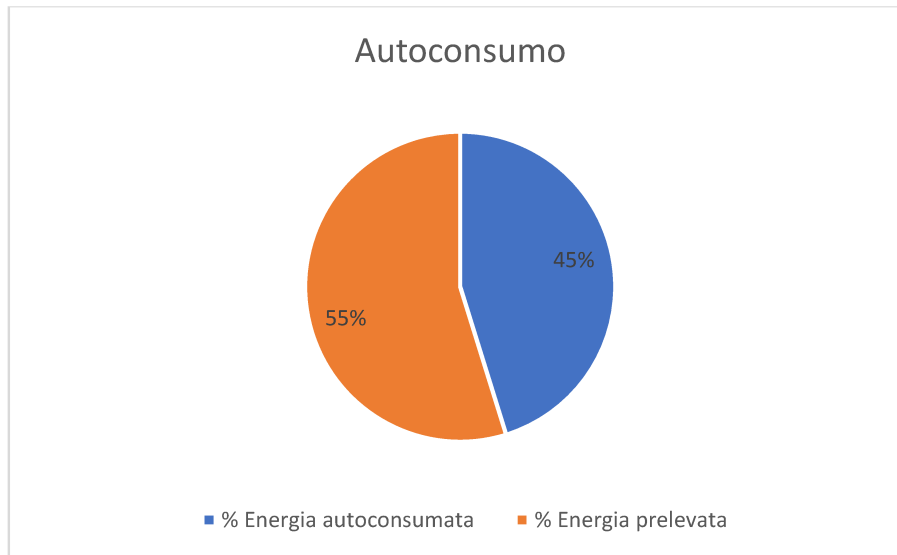


Figura 49, grafico a torta autoconsumo impianto 300 kWp

Anche per la produzione, è possibile vedere la percentuale dell'energia condivisa e di quella non condivisa.

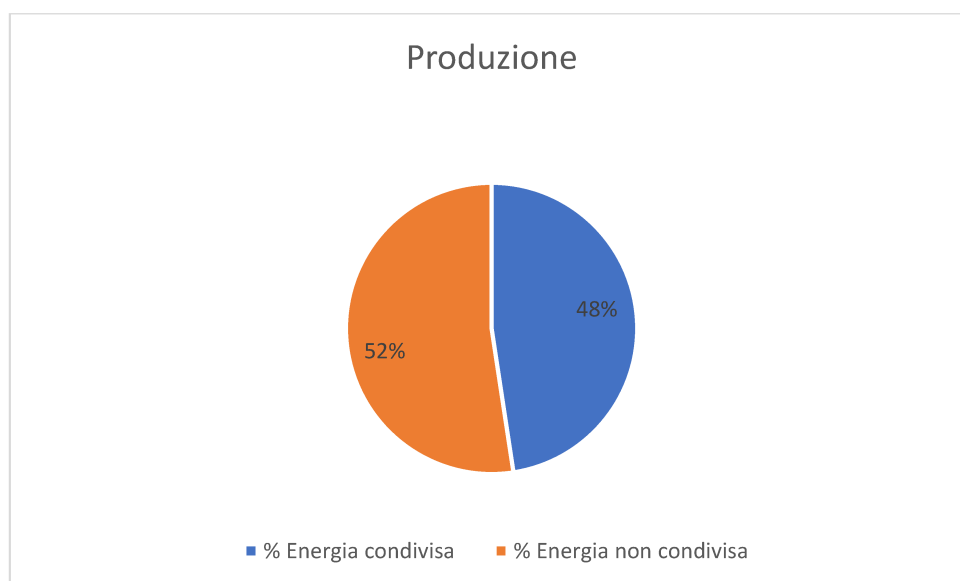


Figura 50, grafico a torta produzione impianto 300 kWp

3.8 Simulazione impianto fotovoltaico da 400 kWp in CER

La quarta ipotesi di realizzazione di Comunità Energetica Rinnovabile è stata fatta con un impianto di potenza di circa 400kWp, in questo caso troviamo sei file di pensiline per il parcheggio delle automobili, con una lunghezza di ogni pensilina uguale alla simulazione di impianto da 300 kWp, come si può vedere in figura 51. Queste si trovano sempre sull'estremità del tetto il più vicino possibile all'impianto di teleriscaldamento, così da agevolare le connessioni. In questo caso saranno necessari inoltre quattro inverter (uno per ogni 100 kW).

DISPOSIZIONE PANNELLI SU CAPANNONE K
su pensiline parcheggio a 10°
Potenza: 396,00kWp

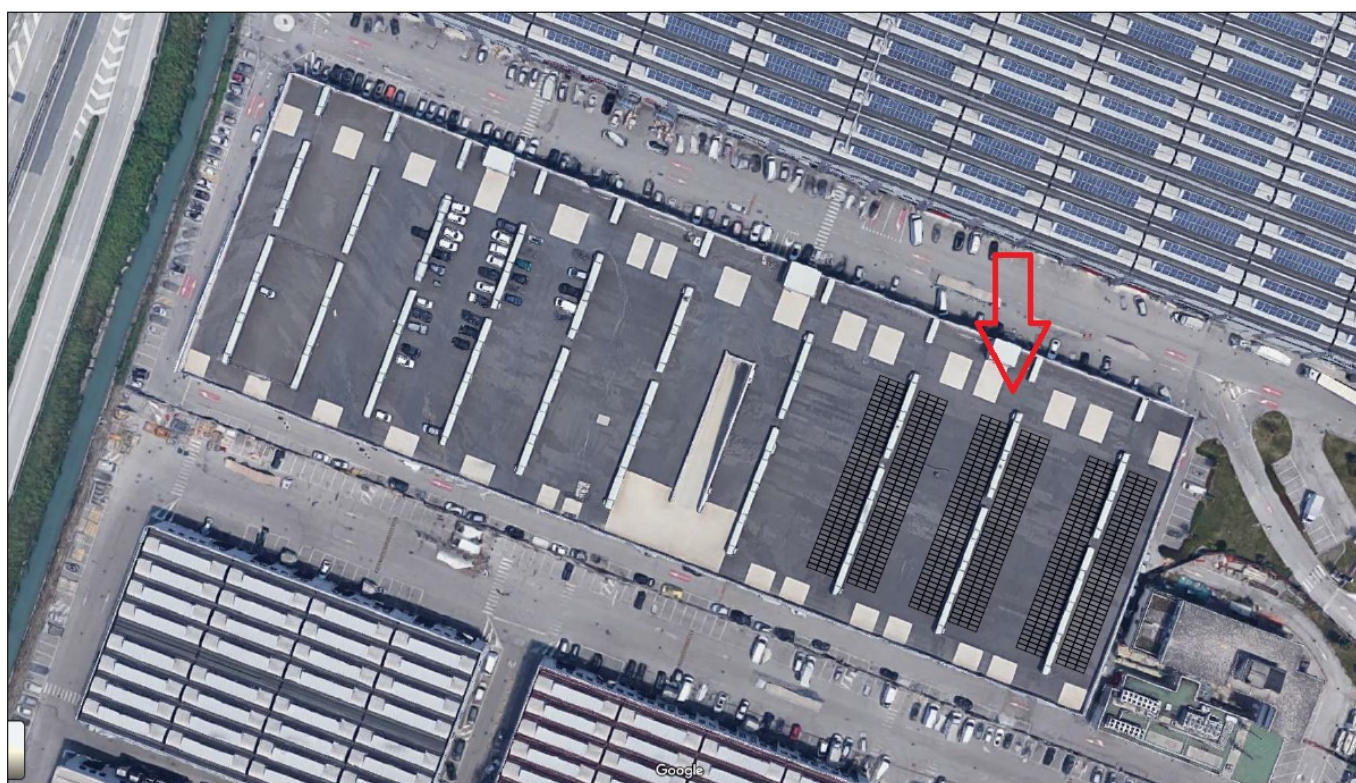


Figura 51, impianto fotovoltaico 400 kWp

Le caratteristiche principali dell'impianto e quindi il tipo di installazione, l'inclinazione, l'azimut, il numero di moduli, la potenza, la temperatura, l'irraggiamento e la produzione sono le seguenti:

Progetto Telezip - 400kWp

Data 08/29/2022

Riferimento

Descrizione

Indirizzo Corso Stati Uniti, 1, 35127 Padova PD, Italia

Latitudine 45,3966104

Longitudine 11,9302791

Altitudine 9,82

	Campo FV 0	Campo FV 1
Tipo di installazione	Free	Free
Inclinazione	10,00°	10,00°
Azimut	-70,00°	110,00°
Produttore	Jinko Solar	Jinko Solar
Modello	JKM550M-72HL4	JKM550M-72HL4
N. moduli	360	360
Potenza totale	198 kWp	198 kWp
Temperatura Minima	-5,4 °C	-5,4 °C
Temperatura Massima	63,98 °C	63,98 °C

Campo FV 0

Potenza nominale	550,00 W	Tensione circuito aperto Voc	49,62 V
Corrente di cortocircuito Isc	14,03 A	Tensione nominale Vmp	40,90 V
Corrente nominale Imp	13,45 A	Coefficiente di temperatura Voc	-0,28 %/°C
Coefficiente di temperatura Isc	0,05 %/°C	Coefficiente di temperatura Pmax	-0,35 %/°C

Campo FV 1

Potenza nominale	550,00 W	Tensione circuito aperto Voc	49,62 V
Corrente di cortocircuito Isc	14,03 A	Tensione nominale Vmp	40,90 V
Corrente nominale Imp	13,45 A	Coefficiente di temperatura Voc	-0,28 %/°C
Coefficiente di temperatura Isc	0,05 %/°C	Coefficiente di temperatura Pmax	-0,35 %/°C

Riepilogo

Produzione energetica annua	435,46 MWh	Produzione specifica	1.099,65 kWh/kWp
Potenza nominale CC	396,00 kWp	Potenza nominale CA	400,00 kWp
Irraggiamento orizzontale	1.246,55 kWh/m ²	Irraggiamento inclinato	1.294,92 kWh/m ²
Fornitore dati meteo	Meteonorm	Performance Ratio PR	88,04%

Figura 52, scheda tecnica impianto 400 kWp

Sono poi indicate le caratteristiche dell'inverter, la potenza, la tensione, la corrente, i moduli per stringa, le stringhe per pannello e il numero totale di moduli.

Inverter 1, 3



Modello	3PH 100KTL-LV-3PH 100KTL-LV
Potenza nominale CA	100 kW
Tensione nominale	600 V
Numero canali MPPT	1
Numero totali di moduli	180
Potenza CC installata a STC	99 kW

	MPPT 1
Campo FV	EST
Moduli per stringa	18
Numero di stringhe in parallelo	10
Numero totali di moduli	180
Potenza installata massima MPPT [kW]	99
Potenza massima di canale MPPT [kW]	100
PPV(inst),MPPTi/PMMPTMAX	0,99
PPV(inst)/PACR	99,00%
PPV(inst)/PACMAX	90,00%
Tensione di ingresso massima inverter	1100
Tensione di attivazione	200
Range operativo MPPT a massima potenza	180 - 1000
Voc_max stringa a circuito aperto @Mn.Temp	969,19
Voc_min stringa a circuito aperto @Max.Temp	795,68
Vmp_Max tensione stringa @Mn.Temp	798,87
Vmp_Mn tensione stringa @Max.Temp	655,85
Massima corrente Isc per canale	400
Corrente CC Isc @Max.Temp	142,93
Corrente massima Imp	260
Corrente massima Imp @Max.Temp	137,02

Figura 53, scheda tecnica inverte 1,3 impianto 400 kWp

Inverter 2, 4



Modello	3PH 100KTL-LV-3PH 100KTL-LV
Potenza nominale CA	100 kW
Tensione nominale	600 V
Numero canali MPPT	1
Numero totali di moduli	180
Potenza CC installata a STC	99 kW

	MPPT 1
Campo FV	OVEST
Moduli per stringa	18
Numero di stringhe in parallelo	10
Numero totali di moduli	180
Potenza installata massima MPPT [kW]	99
Potenza massima di canale MPPT [kW]	100
PPV(inst),MPPTi/PMMPPTMAX	0,99
PPV(inst)/PACR	99,00%
PPV(inst)/PACMAX	90,00%
Tensione di ingresso massima inverter	1100
Tensione di attivazione	200
Range operativo MPPT a massima potenza	180 - 1000
Voc_max stringa a circuito aperto @Min. Temp	969,19
Voc_min stringa a circuito aperto @Max. Temp	795,68
Vmp_Max tensione stringa @Min. Temp	798,87
Vmp_Min tensione stringa @Max. Temp	655,85
Massima corrente Isc per canale	400
Corrente CC Isc @Max. Temp	142,93
Corrente massima Imp	260
Corrente massima Imp @Max. Temp	137,02

Figura 54, scheda tecnica inverter 2,4 impianto 400 kWp

Anche in questo caso, evidenziate quindi le caratteristiche principali dell'impianto fotovoltaico, è possibile analizzare poi i possibili consumi del *chiller* ricavati dalle letture storiche dei consumi dei clienti per l'anno 2019. Questo viene messo poi in relazione alla produzione totale dal fotovoltaico, all'energia che viene immessa in rete, l'energia auto-consumata e poi condivisa.

Consumi vs. autoconsumo (400 kWp)					
Mese	Consumo chiller (kWh)	Energia auto-consumata (kWh)	Energia prelevata (kWh)	% Energia auto-consumata	% Energia prelevata
Gennaio	10.320	2.719	7.601	26%	74%
Febbraio	8.310	2.850	5.460	34%	66%
Marzo	7.512	3.597	3.915	48%	52%
Aprile	4.394	2.450	1.945	56%	44%
Maggio	5.690	3.472	2.218	61%	39%
Giugno	76.417	43.320	33.097	57%	43%
Luglio	99.057	52.965	46.092	53%	47%
Agosto	90.095	45.398	44.697	50%	50%
Settembre	35.985	16.392	19.592	46%	54%
Ottobre	4.938	2.060	2.878	42%	58%
Novembre	7.726	2.142	5.584	28%	72%
Dicembre	9.784	2.199	7.585	22%	78%
TOT	360.227	179.563	180.664	50%	50%

Figura 55, tabella consumi e autoconsumi impianto 400 kWp

Dalla tabella in figura 55 è possibile analizzare i consumi mensili del *chiller* di Telezip, i quali si ripartiscono poi in energia che viene auto-consumata grazie alla produzione dell'impianto fotovoltaico ed energia prelevata dalla rete. Come già detto sappiamo che nel nostro caso specifico non è possibile auto consumare l'energia prodotta, ma questo è comunque un dato indicativo per poi calcolare l'energia condivisa. Si può notare che il consumo del *chiller* ovviamente nei primi mesi dell'anno fino a giugno è minimo in quanto non c'è richiesta di raffreddamento, ed il consumo indicato è dovuto semplicemente alle pompe ausiliari. Nei mesi estivi invece (giugno, luglio, agosto e settembre) il consumo si alza molto, di pari passo si alza anche il valore dell'energia auto-consumata e quella che dovrà essere prelevata dalla rete. Successivamente, negli ultimi tre mesi dell'anno l'andamento torna a riallinearsi a quello di gennaio, febbraio, marzo, aprile e maggio.

Infine si vede che con questa potenza di impianto, sul totale dell'energia consumata, il 50% teoricamente potrebbe essere auto-consumata e il 50% deve essere prelevata dalla rete, si è arrivati così ad una ripartizione uguale dell'energia.

Vediamo inoltre che rispetto agli impianti precedenti da 100 kWp, 200 kWp e 300 kWp la percentuale di energia auto-consumata si alza e di conseguenza si abbassa quella che dovrebbe essere prelevata dalla rete.

Profilo produzione mensile (400 kWp)					
Mese	Energia prodotta (kWh)	Energia condivisa (kWh)	Energia non condivisa (kWh)	% Energia condivisa	% Energia non condivisa
Gennaio	6.289	2.719	3.570	43%	57%
Febbraio	9.547	2.850	6.697	30%	70%
Marzo	32.700	3.597	29.104	11%	89%
Aprile	46.205	2.450	43.755	5%	95%
Maggio	72.491	3.472	69.019	5%	95%
Giugno	79.908	43.320	36.588	54%	46%
Luglio	83.596	52.965	30.631	63%	37%
Agosto	64.915	45.398	19.517	70%	30%
Settembre	35.220	16.392	18.828	47%	53%
Ottobre	16.464	2.060	14.404	13%	87%
Novembre	5.383	2.142	3.242	40%	60%
Dicembre	3.443	2.199	1.244	64%	36%
TOT	456.162	179.563	276.598	39%	61%

Figura 56, tabella profilo produzione impianto 400 kWp

Dalla tabella in figura 56 è possibile vedere l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico in kWh per ogni mese, la quale ha il suo picco nei mesi tra maggio ed agosto grazie al maggiore irraggiamento. Quest'energia abbiamo detto che viene totalmente venduta alla rete (cessione totale) e successivamente una parte di questa viene condivisa, calcolata come il minimo tra la somma dell'energia prodotta oraria e la somma dell'energia auto-consumata oraria dall'impianto di teleriscaldamento. Rimane poi fuori una quota che corrisponde alla parte di energia che non può essere invece condivisa. Si nota che nei mesi estivi di giugno, luglio ed agosto abbiamo una produzione nettamente superiore agli altri mesi dell'anno. Essendo questa inferiore ai consumi del *chiller*, sarà utilizzata per calcolare l'energia condivisa (minima tra le due): la percentuale di energia condivisa in questi tre mesi è considerevole e con un valore assoluto molto elevato. Questo si nota in particolare guardando aprile e maggio; in questi mesi la produzione è molto alta, ma essendo il consumo inferiore, l'energia condivisa viene calcolata principalmente su quest'ultima e quindi risulta molto bassa.

Infine, anche in questo caso si nota che la percentuale di energia condivisa sul totale rispetto alle simulazioni precedenti è minore, poiché pur essendo l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico maggiore, il consumo del *chiller* rimane uguale: ad una quantità maggiore, corrisponderà una percentuale auto-consumata su un totale minore. Detto questo però il valore assoluto dell'energia condivisa è comunque maggiore rispetto alle simulazioni da 100kWp, 200 kWp e 300 kWp.

Riportando i dati in un grafico, è possibile osservare le curve dell'energia prodotta e dell'energia condivisa nei vari mesi dell'anno. Si nota che nei primi mesi dell'anno fino a maggio, l'energia prodotta è molto maggiore di quella condivisa perché il consumo del *chiller* è minimo. Segue un aumento dell'energia condivisa

nei mesi estivi, che però rimane in questo caso in percentuale sensibilmente inferiore rispetto all'energia prodotta (39%) che, in questa simulazione, è molto elevata. Comunque, con i 400 kWp di produzione tocchiamo il picco di energia condivisa più alto: pur essendo la percentuale più bassa, il totale risulta molto elevato.

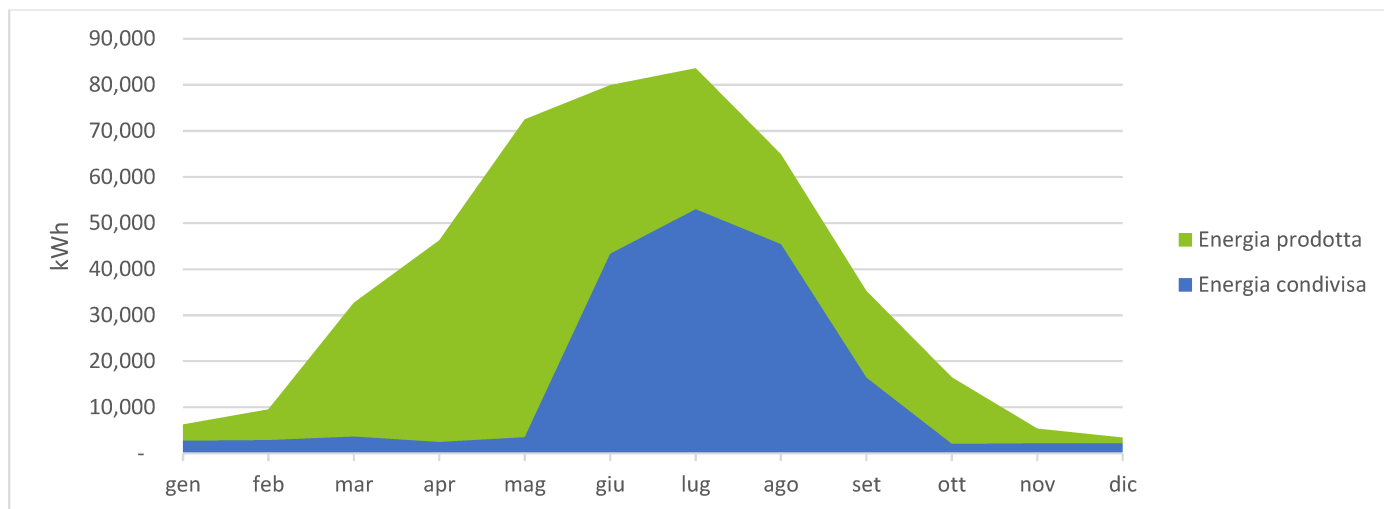


Figura 57, curve energia prodotta e condivisa impianto 400 kWp

Il grafico in figura 58 mostra la curva dell'energia prodotta associata ai valori dei consumi del *chiller* ed alla percentuale di energia che potrebbe essere auto-consumata. Si nota ovviamente che la curva della produzione è molto alta e viene superata dai consumi del *chiller* solo nei mesi di luglio e agosto, infatti l'autoconsumo si stabilisce al valore in percentuale maggiore di tutte le simulazioni, circa il 50%. Si nota inoltre che sempre nei mesi in cui l'energia prodotta supera quella consumata dal *chiller*, comunque non si auto-consuma il 100%. Una quota deve essere prelevata, perché, nuovamente, la produzione del fotovoltaico è attiva solo nelle ore di luce.

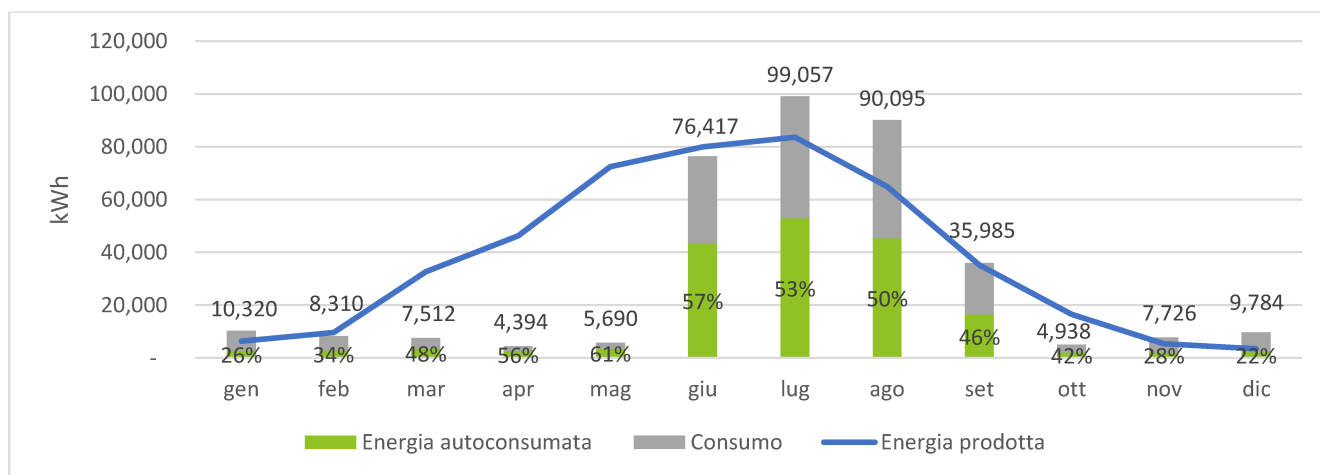


Figura 58, grafico energia impianto 400 kWp

La curva dell'energia prodotta si alza notevolmente rispetto alle prime simulazioni di impianto e diminuisce quindi la differenza tra energia prodotta e consumo del *chiller*.

Infine, i grafici a torta mostrano la percentuale di ripartizione dell'energia, tra auto-consumata e prelevata dalla rete.

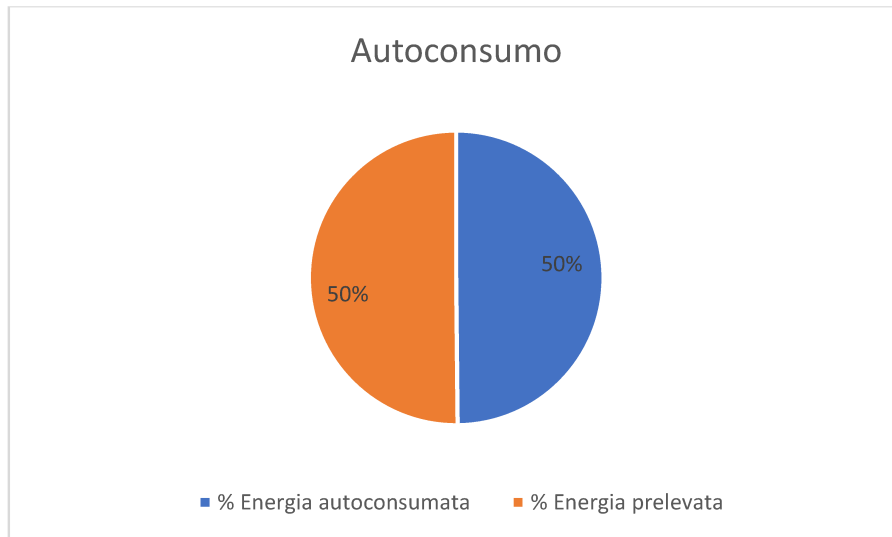


Figura 59, grafico a torta autoconsumo impianto 400 kWp

Anche per la produzione, è possibile vedere la percentuale dell'energia condivisa e di quella non condivisa.

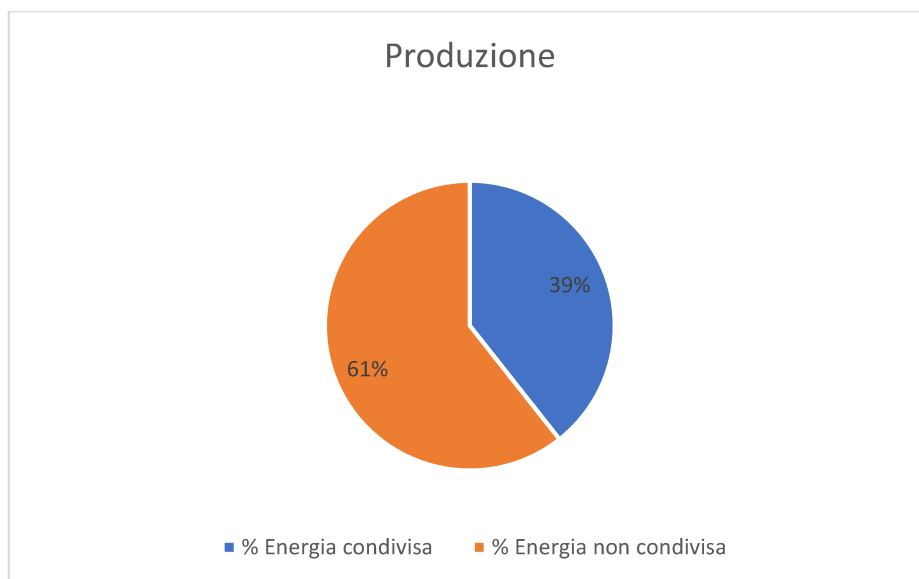


Figura 60, grafico a torta produzione impianto 400 kWp

L'energia condivisa in percentuale si abbassa, ma è calcolata su un totale molto più alto, quindi il valore assoluto è comunque maggiore.

3.9 Benefici economici e risparmio emissioni di CO2

- Per la prima simulazione dell'impianto da 100 kWp:

I benefici economici derivano dal guadagno realizzato tramite la vendita alla rete di tutta l'energia prodotta, con un prezzo variabile di anno in anno in base ai prezzi di mercato. Successivamente un ulteriore guadagno viene ottenuto tramite l'istituzione del soggetto giuridico della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) e quindi grazie alla vendita dell'energia condivisa a circa 118 €/MWh.

Dalla prima tabella in figura 61 è possibile analizzare per ogni anno i consumi del *chiller* di Telezip stimati rispetto allo storico del 2019, il valore dell'energia venduta e quindi immessa in rete, il valore dell'energia condivisa, la quantità di energia immessa e condivisa.

Anno	Consumo Telezip (MWh)	Valore energia venduta a rete [€/MWh]	Valore energia condivisa [€/MWh]	Energia immessa [MWh]	Energia condivisa [MWh]
2023	360	336 €	118 €	114	75
2024	360	193 €	118 €	113	75
2025	360	120 €	118 €	112	74
2026	360	107 €	118 €	111	74
2027	360	99 €	118 €	110	73
2028	360	90 €	118 €	110	72
2029	360	90 €	118 €	109	72
2030	360	90 €	118 €	108	71
2031	360	90 €	118 €	107	71
2032	360	90 €	118 €	106	70
2033	360	72 €	118 €	105	69
2034	360	72 €	118 €	104	69
2035	360	72 €	118 €	104	68
2036	360	72 €	118 €	103	68
2037	360	72 €	118 €	102	67
2038	360	72 €	118 €	101	67
2039	360	72 €	118 €	100	66
2040	360	72 €	118 €	99	66
2041	360	72 €	118 €	99	65
2042	360	72 €	118 €	98	65

Figura 61, tabella valori energia impianto 100 kWp

Dalla tabella in figura 62 è invece possibile analizzare:

-ricavi energia venduta= valore energia venduta x quantità energia immessa,

-ricavi energia condivisa= valore energia condivisa x quantità energia condivisa,

-totali benefici= ricavi energia venduta + ricavi energia condivisa.

Anno	Ricavi energia venduta	Ricavi energia condivisa	Totale benefici	Investimenti	Costi	Netto	Cumulato
2023	38.283 €	8.886 €	47.170 €	120.000 €	2.500 €	- 75.330 €	- 75.330 €
2024	21.788 €	8.815 €	30.604 €		2.500 €	28.104	-47.227 €
2025	13.433 €	8.745 €	22.178 €		2.500 €	19.678	-27.549 €
2026	11.923 €	8.675 €	20.598 €		2.500 €	18.098	- 9.452 €
2027	10.933 €	8.605 €	19.538 €		2.500 €	17.038	7.587 €
2028	9.860 €	8.536 €	18.396 €		2.500 €	15.896	23.483 €
2029	9.781 €	8.468 €	18.249 €		2.500 €	15.749	39.232 €
2030	9.702 €	8.400 €	18.103 €		2.500 €	15.603	54.834 €
2031	9.625 €	8.333 €	17.958 €		2.500 €	15.458	70.292 €
2032	9.548 €	8.266 €	17.814 €		2.500 €	15.314	85.607 €
2033	7.577 €	8.200 €	15.778 €		2.500 €	13.278	98.884 €
2034	7.517 €	8.135 €	15.651 €		2.500 €	13.151	112.036 €
2035	7.456 €	8.070 €	15.526 €		2.500 €	13.026	125.062 €
2036	7.397 €	8.005 €	15.402 €		2.500 €	12.902	137.964 €
2037	7.338 €	7.941 €	15.279 €		2.500 €	12.779	150.742 €
2038	7.279 €	7.878 €	15.156 €		2.500 €	12.656	163.399 €
2039	7.221 €	7.815 €	15.035 €		2.500 €	12.535	175.934 €
2040	7.163 €	7.752 €	14.915 €		2.500 €	12.415	188.349 €
2041	7.106 €	7.690 €	14.796 €		2.500 €	12.296	200.645 €
2042	7.049 €	7.628 €	14.677 €		2.500 €	12.177	212.822 €

Figura 62, tabella costi e ricavi impianto 100 kWp

In questo caso l'energia condivisa è calcolata principalmente su quella prodotta (immessa in rete) in quanto quest'ultima è minore rispetto a quella auto-consumata. Sappiamo infatti che l'energia condivisa corrisponde al minimo tra l'energia consumata oraria e l'energia prodotta oraria.

L'investimento iniziale per realizzare l'impianto fotovoltaico sarebbe di circa 120.000 €, la colonna relativa ai costi invece rappresenta la quota di manutenzione e assicurazione, equivalente a 25 €/kW.

Da qui è possibile poi calcolare i guadagni netti e di conseguenza quelli cumulati di anno in anno.

Infine, si può osservare il grafico del ritorno dell'investimento, con una spesa iniziale di circa 120.000€, la quale viene colmata in circa quattro anni e dal quinto anno in poi iniziamo invece da avere guadagni netti, fino ad arrivare a circa 212.000 € in 20 anni.



Figura 63, grafico ritorno investimento impianto 100 kWp

Vantaggi su emissione CO2 grazie alla CER: la somma guadagnata esclusivamente dall’istituzione della CER, quindi dall’energia condivisa, sarà utilizzata per comprare energia elettrica necessaria per il funzionamento del *chiller*, avviando così un circolo virtuoso che permette di acquistare energia elettrica attraverso i profitti derivati dalla produzione di energia da fonte rinnovabile. Così facendo, si attua un risparmio sulle emissioni di CO2 in quanto non vengono utilizzati combustibili fossili ma energia pulita. In particolare, questo risparmio sarebbe equivalente alla quantità di CO2 emessa da combustibili fossili per la produzione dell’energia elettrica equivalente all’energia condivisa.

È possibile calcolare ciò attraverso la moltiplicazione della quantità di energia condivisa, per il coefficiente che esprime la quantità di CO2 emessa per produrre energia elettrica da combustibili fossili in Italia.

Viene quindi consultato il rapporto dell’Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) e del Sistema Nazionale per la Protezione dell’Ambiente (SNPA) intitolato “Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico”. Da questo documento è possibile utilizzare la tabella “Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale e dei consumi elettrici”, nella quale sono indicate le quantità di emissioni di CO2 in g/kWh, per la produzione di energia elettrica da origine fossile in Italia.

Anno	Produzione termoelettrica a lorda (solo fossile)	Produzione termoelettrica a lorda ¹	Produzione elettrica lorda ²	Consumi elettrici	Produzione termoelettrica a lorda e calore ^{1,3}	Produzione elettrica lorda e calore ^{2,3}	Produzione di calore ³
1990	709.3	709.1	593.1	577.9	709.1	593.1	-
1995	682.9	681.8	562.3	548.2	681.8	562.3	-
2000	640.6	636.2	517.7	500.4	636.2	517.7	
2005	585.2	574.0	487.2	466.7	516.5	450.4	246.7
2006	575.8	564.1	478.8	463.9	508.2	443.5	256.7
2007	560.1	548.6	471.2	455.3	497.0	437.8	256.3
2008	556.5	543.7	451.6	443.8	492.8	421.8	252.0
2009	548.2	529.9	415.4	399.3	480.9	392.4	260.5
2010	546.9	524.5	404.6	390.1	470.1	379.7	247.3
2011	548.5	522.4	395.6	379.1	461.0	367.7	227.8
2012	562.8	530.4	386.8	374.3	467.8	361.3	227.1
2013	556.0	506.6	338.2	327.6	438.8	317.8	218.2
2014	575.5	514.0	324.4	309.9	439.5	304.6	206.9
2015	544.4	489.2	332.7	315.2	425.3	312.9	218.9
2016	518.3	467.4	322.5	314.3	409.3	304.6	220.2
2017	492.7	446.9	317.4	309.1	394.5	299.9	215.3
2018	495.0	445.6	297.2	282.1	389.7	282.2	209.5
2019	462.7	416.3	278.1	269.1	368.2	266.9	212.2
2020	449.1	400.4	259.8	255.0	353.6	251.3	211.0
2021*	445.3	397.6	260.5	245.7	356.1	254.0	221.7

¹ inclusa la quota di elettricità prodotta da bioenergie

² inclusa la produzione elettrica da fonti rinnovabili al netto degli apporti da pompaggio

³ incluse le emissioni di CO₂ per la produzione di calore

* stime preliminari

Figura 64, Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale e dei consumi elettrici (g CO₂/kWh). (Fonte: ISPRA)

Per il 2020 è infatti mostrato che vengono emessi 255,0 g CO₂/kWh per i consumi elettrici da fonti fossili. Questo fattore viene quindi moltiplicato per la quantità di energia condivisa, ovvero il minimo tra la somma dell'energia consumata oraria ed il minimo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico oraria. Dalla tabella di Excel in figura 23 abbiamo visto che l'energia condivisa stimata per il primo anno di impianto sarebbe di 75,3 MWh, quindi facendo 255,0 kg/MWh * 75,3 MWh = 19.203 kg CO₂.

Dunque, con la costituzione di questa CER e con questa tipologia di impianto da 100 kWp, il risparmio sulle emissioni di CO₂ sarebbe di circa 19.203 kg, ovvero 19.203.000 g, per il primo anno di attività.

- Per la seconda simulazione di impianto da 200 kWp:

I benefici economici derivano dalla vendita alla rete di tutta l'energia prodotta, con un prezzo variabile di anno in anno in base ai prezzi di mercato. Successivamente un ulteriore guadagno viene ottenuto tramite l'istituzione del soggetto giuridico della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) e quindi grazie alla vendita dell'energia condivisa a circa 118 €/MWh.

Dalla prima tabella in figura 65 è possibile analizzare per ogni anno i consumi del *chiller* di Telezip stimati rispetto allo storico del 2019, il valore dell'energia venduta e quindi immessa in rete, il valore dell'energia condivisa, la quantità di energia immessa e condivisa.

Anno	Consumo telezip (MWh)	Valore energia venduta a rete [€/MWh]	Valore energia condivisa [€/MWh]	Energia immessa [MWh]	Energia condivisa [MWh]
2023	360	336 €	118 €	228	129
2024	360	193 €	118 €	226	128
2025	360	120 €	118 €	224	127
2026	360	107 €	118 €	223	126
2027	360	99 €	118 €	221	125
2028	360	90 €	118 €	219	124
2029	360	90 €	118 €	217	123
2030	360	90 €	118 €	216	122
2031	360	90 €	118 €	214	121
2032	360	90 €	118 €	212	120
2033	360	72 €	118 €	210	119
2034	360	72 €	118 €	209	118
2035	360	72 €	118 €	207	117
2036	360	72 €	118 €	205	116
2037	360	72 €	118 €	204	115
2038	360	72 €	118 €	202	114
2039	360	72 €	118 €	201	113
2040	360	72 €	118 €	199	112
2041	360	72 €	118 €	197	112
2042	360	72 €	118 €	196	111

Figura 65, tabella valori energia impianto 200 kWp

Dalla tabella in figura 66 è invece possibile analizzare:

-ricavi energia venduta= valore energia venduta x quantità energia immessa

-ricavi energia condivisa= valore energia condivisa x quantità energia condivisa

-totali benefici= ricavi energia venduta + ricavi energia condivisa

Anno	Ricavi energia venduta	Ricavi energia condivisa	Totale benefici	Investimenti	Costi	Netto	Cumulato
2023	76.567 €	15.208 €	91.775 €	240.000 €	5.000 €	- 153.225 €	- 153.225 €
2024	43.577 €	15.087 €	58.664 €		5.000 €	53.664	- 99.561 €
2025	26.866 €	14.966 €	41.832 €		5.000 €	36.832	- 62.729 €
2026	23.846 €	14.846 €	38.692 €		5.000 €	33.692	- 29.037 €
2027	21.866 €	14.727 €	36.594 €		5.000 €	31.594	2.556 €
2028	19.719 €	14.610 €	34.329 €		5.000 €	29.329	31.885 €
2029	19.561 €	14.493 €	34.054 €		5.000 €	29.054	60.939 €
2030	19.405 €	14.377 €	33.782 €		5.000 €	28.782	89.721 €
2031	19.250 €	14.262 €	33.512 €		5.000 €	28.512	118.233 €
2032	19.096 €	14.148 €	33.243 €		5.000 €	28.243	146.476 €
2033	15.154 €	14.035 €	29.189 €		5.000 €	24.189	170.665 €
2034	15.033 €	13.922 €	28.955 €		5.000 €	23.955	194.620 €
2035	14.913 €	13.811 €	28.724 €		5.000 €	23.724	218.344 €
2036	14.794 €	13.700 €	28.494 €		5.000 €	23.494	241.838 €
2037	14.675 €	13.591 €	28.266 €		5.000 €	23.266	265.104 €
2038	14.558 €	13.482 €	28.040 €		5.000 €	23.040	288.144 €
2039	14.441 €	13.374 €	27.816 €		5.000 €	22.816	310.960 €
2040	14.326 €	13.267 €	27.593 €		5.000 €	22.593	333.553 €
2041	14.211 €	13.161 €	27.372 €		5.000 €	22.372	355.925 €
2042	14.098 €	13.056 €	27.153 €		5.000 €	22.153	378.078 €

Figura 66, tabella costi e ricavi impianto 200 kWp

Anche in questo caso l'energia condivisa è calcolata principalmente su quella prodotta (immessa in rete) in quanto quest'ultima è minore rispetto a quella auto-consumata. Sappiamo infatti che l'energia condivisa corrisponde al minimo tra l'energia consumata oraria e l'energia prodotta oraria.

L'investimento iniziale sarebbe di circa 240.000 €, la colonna relativa ai costi invece rappresenta la quota di manutenzione e assicurazione, equivalente a 25 €/kW.

Da qui è possibile poi calcolare i guadagni netti e di conseguenza quelli cumulati di anno in anno.

Infine, si può osservare il grafico del ritorno dell'investimento, con una spesa iniziale di circa 240.000€, la quale viene colmata in circa quattro anni e dal quinto anno in poi iniziamo invece da avere guadagni netti, fino ad arrivare a circa 378.000 € in 20 anni.



Figura 67, grafico ritorno investimento impianto 200 kWp

Vantaggi su emissione CO₂: utilizzando sempre la tabella “Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale e dei consumi elettrici” pubblicata dall’Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) e del Sistema Nazionale per la Protezione dell’Ambiente (SNPA) è possibile calcolare la quantità di CO₂ risparmiata.

In questo caso la quantità di energia condivisa stimata sarebbe di 128,9 MWh per il primo anno di impianto, quindi facendo 255,0 kg/MWh * 128,9 MWh = 32.865 kg CO₂.

Dunque, con la costituzione di questa CER e con questa tipologia di impianto da 200 kWp, il risparmio sulle emissioni di CO₂ sarebbe di circa 32.865 kg, ovvero 32.865.000 g, per il primo anno di attività.

- Per la terza simulazione di impianto da 300 kWp:

I benefici economici derivano dal guadagno ottenuto tramite la vendita alla rete di tutta l’energia prodotta, con un prezzo variabile di anno in anno in base ai prezzi di mercato. Successivamente un ulteriore guadagno viene ottenuto tramite l’istituzione del soggetto giuridico della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) e quindi grazie alla vendita dell’energia condivisa a circa 118 €/MWh.

Dalla prima tabella in figura 68 è possibile analizzare per ogni anno i consumi del *chiller* di Telezip stimati rispetto allo storico del 2019, il valore dell'energia venduta e quindi immessa in rete, il valore dell'energia condivisa, la quantità di energia immessa e condivisa.

Anno	Consumo Telezip (MWh)	Valore energia venduta a rete [€/MWh]	Valore energia condivisa [€/MWh]	Energia immessa [MWh]	Energia condivisa [MWh]
2023	360	336 €	118 €	342	163
2024	360	193 €	118 €	339	162
2025	360	120 €	118 €	337	160
2026	360	107 €	118 €	334	159
2027	360	99 €	118 €	331	158
2028	360	90 €	118 €	329	156
2029	360	90 €	118 €	326	155
2030	360	90 €	118 €	323	154
2031	360	90 €	118 €	321	153
2032	360	90 €	118 €	318	151
2033	360	72 €	118 €	316	150
2034	360	72 €	118 €	313	149
2035	360	72 €	118 €	311	148
2036	360	72 €	118 €	308	147
2037	360	72 €	118 €	306	146
2038	360	72 €	118 €	303	144
2039	360	72 €	118 €	301	143
2040	360	72 €	118 €	298	142
2041	360	72 €	118 €	296	141
2042	360	72 €	118 €	294	140

Figura 68, tabella valori energia impianto 300 kWp

Dalla tabella in figura 69 è possibile analizzare:

-ricavi energia venduta= valore energia venduta x quantità energia immessa

-ricavi energia condivisa= valore energia condivisa x quantità energia condivisa

-totali benefici= ricavi energia venduta + ricavi energia condivisa

Anno	Ricavi energia vendita	Ricavi energia condivisa	Totale benefici	Investimenti	Costi	Netto	Cumulato
2023	114.850 €	19.215 €	134.065 €	360.000 €	7.500 €	- 233.435 €	- 233.435 €
2024	65.365 €	19.062 €	84.427 €		7.500 €	76.927	- 156.507 €
2025	40.299 €	18.909 €	59.208 €		7.500 €	51.708	- 104.799 €
2026	35.769 €	18.758 €	54.527 €		7.500 €	47.027	- 57.772 €
2027	32.799 €	18.608 €	51.407 €		7.500 €	43.907	- 13.865 €
2028	29.579 €	18.459 €	48.038 €		7.500 €	40.538	26.673 €
2029	29.342 €	18.311 €	47.654 €		7.500 €	40.154	66.826 €
2030	29.107 €	18.165 €	47.272 €		7.500 €	39.772	106.598 €
2031	28.875 €	18.020 €	46.894 €		7.500 €	39.394	145.992 €
2032	28.644 €	17.875 €	46.519 €		7.500 €	39.019	185.011 €
2033	22.732 €	17.732 €	40.464 €		7.500 €	32.964	217.975 €
2034	22.550 €	17.590 €	40.140 €		7.500 €	32.640	250.616 €
2035	22.369 €	17.450 €	39.819 €		7.500 €	32.319	282.935 €
2036	22.190 €	17.310 €	39.501 €		7.500 €	32.001	314.935 €
2037	22.013 €	17.172 €	39.185 €		7.500 €	31.685	346.620 €
2038	21.837 €	17.034 €	38.871 €		7.500 €	31.371	377.991 €
2039	21.662 €	16.898 €	38.560 €		7.500 €	31.060	409.051 €
2040	21.489 €	16.763 €	38.252 €		7.500 €	30.752	439.802 €
2041	21.317 €	16.629 €	37.946 €		7.500 €	30.446	470.248 €
2042	21.146 €	16.496 €	37.642 €		7.500 €	30.142	500.390 €

Figura 69, tabella costi e ricavi impianto 300 kWp

In questo caso l'energia condivisa è calcolata quasi in egual modo tra quella prodotta (immessa in rete) e quella auto-consumata, in quanto si avvicinano molto, anche se comunque la consumata rimane maggiore. Sappiamo infatti che l'energia condivisa corrisponde al minimo tra la somma dell'energia consumata oraria e dell'energia prodotta oraria.

L'investimento iniziale sarebbe di circa 360.000 €, la colonna relativa ai costi invece rappresenta la quota di manutenzione e assicurazione, equivalente a 25 €/kW.

Da qui è possibile poi calcolare i guadagni netti e di conseguenza quelli cumulati di anno in anno.

Infine si può osservare il grafico del ritorno dell'investimento, con una spesa iniziale di circa 360.000€, la quale viene colmata in circa cinque anni e dal quinto anno in poi iniziamo invece da avere guadagni netti fino ad arrivare a circa 500.000 € in 20 anni.



Figura 70, grafico ritorno investimento impianto 300 kWp

Vantaggi su emissione CO2: utilizzando sempre la tabella “Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale e dei consumi elettrici” pubblicata dall’Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) e del Sistema Nazionale per la Protezione dell’Ambiente (SNPA) è possibile calcolare la quantità di CO2 risparmiata.

In questo caso la quantità di energia condivisa stimata sarebbe di 162,8 MWh per il primo anno di impianto, quindi facendo $255,0 \text{ kg/MWh} * 162,8 \text{ MWh} = 41.525 \text{ kg CO}_2$.

Dunque, con la costituzione di questa CER e con questa tipologia di impianto da 300 kWp, il risparmio sulle emissioni di CO2 sarebbe di circa 41.525 kg, ovvero 41.525.000 g, per il primo anno di attività.

- Per la quarta simulazione di impianto da 400 kWp:

I benefici economici derivano dalla vendita alla rete di tutta l'energia prodotta, con un prezzo variabile di anno in anno in base ai prezzi di mercato. Successivamente un ulteriore guadagno viene ottenuto tramite l'istituzione del soggetto giuridico della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) e quindi grazie alla vendita dell'energia condivisa a circa 118 €/MWh.

La prima tabella in figura 71 mostra, per ogni anno, i consumi del *chiller* di Telezip stimati rispetto allo storico del 2019, il valore dell'energia venduta e quindi immessa in rete, il valore dell'energia condivisa, la quantità di energia immessa e condivisa.

Anno	Consumo	Valore energia venduta a rete [€/MWh]	Valore energia condivisa [€/MWh]	Energia immessa [MWh]	Energia condivisa [MWh]
2023	360	336 €	118 €	456	180
2024	360	193 €	118 €	453	178
2025	360	120 €	118 €	449	177
2026	360	107 €	118 €	445	175
2027	360	99 €	118 €	442	174
2028	360	90 €	118 €	438	172
2029	360	90 €	118 €	435	171
2030	360	90 €	118 €	431	170
2031	360	90 €	118 €	428	168
2032	360	90 €	118 €	424	167
2033	360	72 €	118 €	421	166
2034	360	72 €	118 €	418	164
2035	360	72 €	118 €	414	163
2036	360	72 €	118 €	411	162
2037	360	72 €	118 €	408	160
2038	360	72 €	118 €	404	159
2039	360	72 €	118 €	401	158
2040	360	72 €	118 €	398	157
2041	360	72 €	118 €	395	155
2042	360	72 €	118 €	392	154

Figura 71, tabella valori energia impianto 400 kWp

Dalla tabella in figura 72 è possibile analizzare:

-ricavi energia venduta= valore energia venduta x quantità energia immessa

-ricavi energia condivisa= valore energia condivisa x quantità energia condivisa

-totali benefici= ricavi energia venduta + ricavi energia condivisa

Anno	Ricavi energia immessa	Ricavi energia condivisa	Totale benefici	Investimenti	Costi	Netto	Cumulato
2023	153.133 €	21.188 €	174.322 €	480.000 €	10.000 €	- 315.678 €	- 315.678 €
2024	87.154 €	21.019 €	108.173 €		10.000 €	98.173	- 217.505 €
2025	53.732 €	20.851 €	74.583 €		10.000 €	64.583	- 152.922 €
2026	47.692 €	20.684 €	68.376 €		10.000 €	58.376	- 94.546 €
2027	43.732 €	20.519 €	64.251 €		10.000 €	54.251	- 40.296 €
2028	39.438 €	20.354 €	59.793 €		10.000 €	49.793	9.497 €
2029	39.123 €	20.192 €	59.314 €		10.000 €	49.314	58.812 €
2030	38.810 €	20.030 €	58.840 €		10.000 €	48.840	107.652 €
2031	38.499 €	19.870 €	58.369 €		10.000 €	48.369	156.021 €
2032	38.191 €	19.711 €	57.902 €		10.000 €	47.902	203.923 €
2033	30.309 €	19.553 €	49.862 €		10.000 €	39.862	243.785 €
2034	30.066 €	19.397 €	49.463 €		10.000 €	39.463	283.248 €
2035	29.826 €	19.242 €	49.067 €		10.000 €	39.067	322.315 €
2036	29.587 €	19.088 €	48.675 €		10.000 €	38.675	360.990 €
2037	29.350 €	18.935 €	48.285 €		10.000 €	38.285	399.275 €
2038	29.116 €	18.783 €	47.899 €		10.000 €	37.899	437.174 €
2039	28.883 €	18.633 €	47.516 €		10.000 €	37.516	474.690 €
2040	28.652 €	18.484 €	47.136 €		10.000 €	37.136	511.826 €
2041	28.422 €	18.336 €	46.759 €		10.000 €	36.759	548.584 €
2042	28.195 €	18.190 €	46.385 €		10.000 €	36.385	584.969 €

Figura 72, tabella costi e ricavi impianto 400 kWp

In questo caso l'energia condivisa è calcolata invece in gran parte anche su quella auto-consumata: quella prodotta (immessa in rete) è maggiore rispetto a quella auto-consumata. Sappiamo infatti che l'energia condivisa corrisponde al minimo tra l'energia consumata oraria e l'energia prodotta oraria.

L'investimento iniziale sarebbe di circa 480.000 €, la colonna relativa ai costi invece rappresenta la quota di manutenzione e assicurazione, equivalente a 25 €/kW.

Da qui è possibile poi calcolare i guadagni netti e di conseguenza quelli cumulati di anno in anno.

Infine, si può osservare il grafico del ritorno dell'investimento, con una spesa iniziale di circa 480.000€, la quale viene ammortizzata in circa cinque anni. A partire dal quinto anno matureranno invece gli utili fino ad arrivare a circa 585.000 € in 20 anni.



Figura 73, grafico ritorno investimento impianto 400 kWp

Vantaggi su emissione CO2: utilizzando sempre la tabella “Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale e dei consumi elettrici” pubblicata dall’Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) e del Sistema Nazionale per la Protezione dell’Ambiente (SNPA) è possibile calcolare la quantità di CO2 risparmiata.

In questo caso la quantità di energia condivisa stimata sarebbe di 179,6 MWh per il primo anno di impianto, quindi facendo $255,0 \text{ kg/MWh} * 179,6 \text{ MWh} = 45.798 \text{ kg CO}_2$.

Dunque, con la costituzione di questa CER e con questa tipologia di impianto da 400 kWp, il risparmio sulle emissioni di CO2 sarebbe di circa 45.798 kg, ovvero 45.798.000 g, per il primo anno di attività.

CAPITOLO IV

Conclusioni

Avendo analizzato tutte e quattro le simulazioni di impianto fotovoltaico, si nota che partendo dalla potenza più bassa di 100 kWp la percentuale di energia auto-consumata è molto bassa (attorno al 20%) e si alza sempre di più per arrivare al 50% dei 400 kWp. Questo perché ovviamente restando costante il consumo del *chiller*, ma alzandosi la potenza dell'impianto e quindi la produzione, c'è un notevole incremento anche dell'energia auto-consumata.

Sempre partendo dalla prima simulazione con i 100 kWp, invece, la percentuale di energia condivisa è molto alta attorno al 66% e si abbassa sempre di più fino ad arrivare al 39% dei 400 kWp. Questo sempre perché si alza notevolmente la produzione totale, restando invece costante il consumo e quindi la percentuale dell'energia che può essere condivisa sul totale è ovviamente minore. Allo stesso tempo però, il valore assoluto dell'energia condivisa è comunque molto maggiore rispetto alle tre simulazioni con potenza minore, quindi la soluzione migliore risulta essere quella da 400 kWp, perché permette di ottenere il contributo economico maggiore.

È inoltre evidente che per il sistema della CER è necessario avere attività industriali come soci consumatori principali, perché questi consumano molta energia per i loro fabbisogni e quindi fanno alzare il livello del minimo tra l'energia consumata e prodotta, fattore determinante su cui si calcola l'energia condivisa e grazie alla quale è possibile beneficiare dell'incentivo. Dopo di che ovviamente è opportuno non far auto-consumare direttamente una quota troppo elevata di energia con la produzione fotovoltaica, per poterne invece vendere in rete e quindi condividere il più possibile.

Non si è scelto infine di studiare casi con potenza ancora maggiore ai 400 kWp, in quanto i costi iniziali per l'installazione dell'impianto comincerebbero ad essere decisamente elevati, per un valore dell'energia condivisa che invece non crescerebbe in maniera così esponenziale.

A questo punto si possono inoltre notare le differenze che ci sarebbero state nel caso ipotetico standard dell'autoconsumo totale. Si è visto innanzitutto che seppure fosse stato fatto solo autoconsumo e non fossero state attuate le regole della CER, anche con una produzione del fotovoltaico più alta nel consumo del *chiller*, l'autoconsumo non riesce ad essere del 100%, ma per esempio al massimo arriva al 50% con l'impianto da 400kWp. Questo perché il fotovoltaico funziona solo quando c'è irraggiamento e questo ovviamente non è sempre costante durante il giorno ed è nullo di notte.

Con il metodo CER invece, vendendo tutta l'energia prodotta alla rete e ottenendo l'ulteriore incentivo sull'energia condivisa, si riesce ad avere un notevole guadagno economico, il quale permette di comprare energia elettrica per far funzionare il *chiller*, cosa che non sarebbe stata possibile con gli elevati prezzi del mercato in questo particolare periodo storico. Quindi così facendo, grazie ad una produzione di energia da fonte rinnovabile e grazie al meccanismo della Comunità Energetica Rinnovabile istituita dalla Direttiva (UE) 2018/2001, la quale rientra nelle nuove politiche europee per la transizione energetica, è possibile mantenere in funzione l'impianto di teleriscaldamento ad alta efficienza energetica e così permettere l'erogazione di un servizio per la comunità.

Inoltre, anche gli utenti consumatori che saranno soci avranno dei benefici economici in qualità di ristori, infatti riceveranno un bonifico annuo, il quale è una parte dell'incentivo totale preso dalla CER sull'energia condivisa.

Analizzato tutto ciò, si può quindi affermare che le Comunità Energetiche Rinnovabili sono state ideate con l'obiettivo di spingere la produzione di impianti da fonti rinnovabili in tutti i Paesi dell'Unione Europea, e sfruttandole nelle corrette modalità come per esempio può essere quella mostrata in questo caso di studio, si può generare così un circolo virtuoso di benefici economici, sociali ed ambientali per il territorio, aiutando nella quotidianità imprese e cittadini privati e dando una notevole spinta alla sempre più necessaria transizione energetica.

Bibliografia e sitografia

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)

<https://www.arera.it/it/schede/C/faq-fascenodom.htm>.

Cappellaro, F. – Palumbo, C. (2021). La Comunità Energetica

<https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-volumi/2021/opuscolo-comunita-energetica.pdf>.

Consiglio dell'Unione Europea (2021)

<https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/>.

De Paoli, L. (2018). Transizione energetica: la strategia nazionale al 2030

De Vincenzo, D. (2021). La transizione energetica nell'attuale contesto globale

<https://journals.francoangeli.it/index.php/rgioa/article/view/13368/1280>.

European Commission, Citizen Energy Forum 2016

https://energy.ec.europa.eu/previous-editions-citizens-energy-forum-2011-2016_en.

ForGreen Società Benefit Spa, Binario il teleriscaldamento di Padova (Documento interno di presentazione)

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA)

Lazzari, S. (2021). La transizione verde nel Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza «Italia Domani». Rivista quadrimestrale di Diritto dell'Ambiente, p. 198.

<https://www.rqda.eu/silvia-lazzari-la-transizione-verde-nel-piano-nazionale-di-ripresa-e-resilienza-italia-domani/>.

Meli, M. (2020). Autoconsumo di energia rinnovabile e nuove forme di "energy sharing". Le Nuove leggi civili commentate, p. 630.

Osservatorio della Commissione Europea (2021)

https://energy-poverty.ec.europa.eu/index_en.

Pellizzari, F. (2020). Responsabilità comune e differenziata nel riscaldamento globale

[https://centridiricerca.unicatt.it/cranec-WP%20CRANEC%203_20%20Pellizzari%20\(pubblicato\).pdf](https://centridiricerca.unicatt.it/cranec-WP%20CRANEC%203_20%20Pellizzari%20(pubblicato).pdf).

Peretti, C. (2019). Modelli per la transizione energetica delle isole minori

<https://webthesis.biblio.polito.it/secure/11894/1/tesi.pdf>.

PIANO NAZIONALE RIPRESA E RESILIENZA

<https://www.mise.gov.it/index.php/it/pnrr/piano#:~:text=Il%20Piano%20Nazionale%20di%20Ripresa,giustizia>.

Pisani, E. (2021). Materiali del Corso di Diritto e Progettazione europea per l'ambiente e il territorio, A.A. 2021/2022.