

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

**Metodologia per l'analisi  
tecnico-economica di una  
comunità energetica a livello  
condominiale**



**Relatore**

Prof. Andrea LANZINI

**Co-relatori:**

Ph.D Francesco Demetrio MINUTO

Ph.D Lorenzo BOTTACCIOLI

**Candidato**

Ilaria ABBÀ

---

ANNO ACCADEMICO 2018 – 2019

# Sommario

L'Unione Europea ha posto obiettivi ambiziosi sulla realizzazione di una società a bassa emissione di carbonio entro il 2050, dando vita a numerose iniziative in ambito energetico. L'uso delle energie rinnovabili si è rivelato essere indispensabile per la decarbonizzazione del sistema energetico. Di pari passo al cambiamento del settore energetico si sta assistendo alla transizione del ruolo del consumatore che, da oggetto passivo, sta diventando sempre più protagonista. La diffusione della generazione distribuita, basata su fonti rinnovabili, e la crescente partecipazione attiva dei cittadini alle decisioni energetiche che li riguardano, trovano la perfetta combinazione nelle comunità energetiche. In accordo con la definizione data nella direttiva europea "Renewable Energy Directive", nell'analisi, per comunità energetica si intende un insieme di utenze energetiche che, tramite cooperative, associazioni no profit, o altre forme legali, prendono decisioni comuni per il soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico, con l'obiettivo di fornire benefici ambientali, sociali ed economici ai propri membri.

Il presente lavoro ha lo scopo di valutare la fattibilità normativa, tecnica ed economica di una comunità energetica a livello condominiale. In particolare, la ricerca è stata condotta toccando diversi ambiti: dallo studio della definizione di comunità energetica in letteratura e nelle direttive europee, allo studio della normativa italiana; dalla realizzazione di una metodologia per la ricostruzione dei profili di carico, fino alla realizzazione di modelli quantitativi per la stima della sostenibilità della comunità energetica nel condominio in esame.

Dal punto di vista normativo l'Europa sta aprendo all'opportunità di una nuova struttura del mercato interno, dando la possibilità di introdurre nuovi attori, tra

cui le comunità energetiche. Nella presente tesi è stato immaginato uno scenario futuro in cui le direttive europee verranno recepite dagli stati membri.

Come caso studio è stato considerato un condominio in Valle d'Aosta a cui è stato applicato un retrofit con una tecnologia standard e consolidata: il fotovoltaico. Inoltre, si è supposto che tutti gli inquilini cooperino al fine di creare una comunità energetica condominiale. Dall'analisi tecnico-economica è risultato che l'installazione del PV nel condominio, unitamente alla partecipazione degli inquilini alla comunità energetica, portano ad un ritorno monetario. Una analisi energetica più dettagliata ha portato all'individuazione di una taglia ottima, scelta come compromesso fra autosufficienza ed autoconsumo. Inoltre, dal punto di vista economico la taglia ottima massimizza il guadagno e al contempo minimizza il tempo di ritorno dell'investimento.

# Ringraziamenti

# Indice

<b>Elenco delle tabelle</b>	VII
<b>Elenco delle figure</b>	IX
<b>1 Introduzione</b>	1
1.1 Transizione energetica e del mercato dell'energia . . . . .	3
1.2 Struttura e contributo della tesi . . . . .	6
<b>2 Stato dell'arte delle comunità energetiche</b>	7
2.1 Comunità energetiche in Europa . . . . .	7
2.1.1 Definizioni da letteratura . . . . .	7
2.1.2 Benefici Comunità Energetiche . . . . .	11
2.1.3 Fattori chiave per il successo delle CE . . . . .	12
2.1.4 Esempi in Europa . . . . .	13
2.2 Comunità energetiche in Italia . . . . .	21
2.2.1 Quadro normativo-regolatorio sulle comunità energetiche in Italia . . . . .	23
2.2.2 Struttura dei costi dell'energia elettrica . . . . .	37
2.3 Comunità energetica condominiale: caso studio . . . . .	43
2.3.1 Quadro energetico attuale del condominio in esame . . . . .	43
2.3.2 Tecnologie di retrofit . . . . .	44
<b>3 Metodologia</b>	68
3.1 Profili elettrici . . . . .	68

3.2	Profili di carico termico . . . . .	77
3.3	Profili di carico per la produzione di acqua calda sanitaria . . . . .	84
3.4	Costruzione profili di carico condominiali . . . . .	85
3.5	Profili di generazione per un impianto fotovoltaico . . . . .	87
3.5.1	Individuazione <i>giorni tipo</i> . . . . .	88
3.6	Analisi degli scenari . . . . .	95
3.7	Scenari tecnologici . . . . .	95
3.7.1	Analisi normativo-legislativa . . . . .	96
3.8	Bilancio energetico . . . . .	98
3.8.1	Scenario di Riferimento . . . . .	99
3.8.2	Scenario Retrofit PV . . . . .	100
3.9	Bilancio economico . . . . .	102
<b>4</b>	<b>Risultati</b>	<b>107</b>
4.1	Analisi energetica . . . . .	107
4.1.1	Scenario Boiler-PV . . . . .	107
4.1.2	Scenario 20%E-PV . . . . .	110
4.1.3	Scenario 100%E-PV . . . . .	112
4.1.4	Autoconsumo e autosufficienza . . . . .	115
4.1.5	Autoconsumo/Autosufficienza VS taglia dell'impianto fotovoltaico . . . . .	115
4.1.6	Autoconsumo/Autosufficienza VS occupanti . . . . .	116
4.2	Analisi economica . . . . .	118
4.2.1	Analisi di sensitività sull'età degli inquilini . . . . .	122
<b>5</b>	<b>Conclusioni</b>	<b>124</b>
<b>A</b>	<b>Agevolazioni per le tecnologie considerate</b>	<b>135</b>
A.1	Agevolazioni per il fotovoltaico . . . . .	135
A.2	Agevolazioni per il micro-CHP ad alto rendimento . . . . .	137
A.3	Agevolazioni per le pompe di calore . . . . .	140
A.4	Tabella riassuntiva . . . . .	144



# Elenco delle tabelle

2.1	Categorizzazione Clean Energy Communities . . . . .	10
2.2	Caratteristiche e vincoli SSPC . . . . .	29
2.3	Oneri fino al 2016 . . . . .	41
2.4	Oneri dal 2017 . . . . .	41
2.5	Efficienze moduli fotovoltaici . . . . .	46
3.1	Consumi carichi costanti . . . . .	69
3.2	Potenze elettrodomestici . . . . .	71
3.3	Consumi annui . . . . .	72
3.4	Ore di accensione in relazione ai gradi giorno . . . . .	79
3.5	Probabilità media di occupazione . . . . .	80
3.6	Intervalli di accensione dell'impianto di riscaldamento . . . . .	80
3.7	Dati tecnici modulo fotovoltaico . . . . .	88
3.8	Giorni tipo generazione PV . . . . .	91
3.9	Errore relativo tra le irradianze . . . . .	92
3.10	Legenda formule . . . . .	94
3.11	Fabbisogni elettrici scenari . . . . .	100
3.12	Costi tecnologia . . . . .	104
4.1	Principali risultati del bilancio di energia elettrica dello scenario Boiler-PV . . . . .	109
4.2	Principali risultati del bilancio di energia elettrica dello scenario 20%E-PV . . . . .	112
4.3	Principali risultati del bilancio di energia elettrica dello scenario 100%E-PV . . . . .	114

4.4	Autoconsumo/Autosufficienza VS età capofamiglia . . . . .	116
A.1	Valori del coefficiente di armonizzazione . . . . .	139
A.2	Tabella riassuntiva delle attuali agevolazioni . . . . .	145

# Elenco delle figure

1.1	Obiettivi europei e italiani per il 2030 tenendo conto della RED II . . . . .	2
2.1	Struttura Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) . . . . .	24
2.2	Struttura Reti Elettriche . . . . .	31
2.3	Condominio come SDC . . . . .	33
2.4	Condominio come SPPC . . . . .	35
2.5	Condominio come SDP . . . . .	36
2.6	Struttura del costo dell'energia elettrica [2] . . . . .	39
2.7	Ostacoli sviluppo LEC residenziali . . . . .	42
2.8	"Casa Alpina" Gressoney-La-Trinitè (AO) . . . . .	43
2.9	MWp installati in Italia . . . . .	45
2.10	Angoli solari, orientazione e inclinazione di un modulo solare [53] . . . . .	48
2.11	Ambiti di applicazione dei motori termici per la cogenerazione [63] . . . . .	54
2.12	Evoluzione vendite motori per micro-CHP in Europa [63] . . . . .	54
2.13	Efficienze elettriche e termiche ai carichi parziali [44] . . . . .	55
2.14	Tipologie di pompe di calore [5] . . . . .	59
2.15	Evoluzione temperatura del suolo . . . . .	62
2.16	Raffigurazione schematica del funzionamento della pompa di calore . . . . .	63
2.17	Variazione COP in funzione delle temperature di sorgente e mandata [49] . . . . .	64
3.1	Esempio dati ISTAT . . . . .	70
3.2	Consumi domenica tipo . . . . .	73
3.3	Consumi sabato tipo . . . . .	74
3.4	Consumi giorno tipo feriale . . . . .	75

3.5	Step profili elettrici . . . . .	76
3.6	Impianti di riscaldamento usati in Valle d'Aosta . . . . .	77
3.7	Ore di accensione impianti di riscaldamento in Valle d'Aosta . . . . .	78
3.8	Distribuzione popolazione in Val d'Aosta . . . . .	79
3.9	Profilo di accensione domenica . . . . .	81
3.10	Profilo di accensione sabato . . . . .	82
3.11	Profilo di accensione giorno feriale . . . . .	82
3.12	Comparazione profili di accensione . . . . .	83
3.13	Ore dedicate alla cura del persona . . . . .	85
3.14	Comparazione profili di accensione dell'ACS . . . . .	85
3.15	Tabella riepilogo dati sui fabbisogni . . . . .	86
3.16	Consumi condominiali per i giorni tipo . . . . .	87
3.17	Procedimento per il calcolo della mediana . . . . .	89
3.18	Procedimento per il calcolo della media . . . . .	90
3.19	Procedimento per il calcolo della deviazione standard . . . . .	91
3.20	Confronto tra i profili di produzione PV orari, tra il giorno tipo e la media . . . . .	92
3.21	Profili di produzione dell'impianto fotovoltaico . . . . .	95
3.22	Profili di produzione dell'impianto fotovoltaico . . . . .	96
3.23	Bollette elettriche con e senza oneri di rete su energia autoconsumata	98
3.24	Profili di carico elettrico per i tre scenari base . . . . .	100
3.25	Diagramma di flusso . . . . .	101
3.26	Bolletta condominio - scenario Boiler . . . . .	104
3.27	Costo fotovoltaico VS Taglia . . . . .	105
4.1	Scenario Boiler-PV: flussi energetici . . . . .	108
4.2	S1-B: flussi energetici . . . . .	111
4.3	100%E-PV: flussi energetici . . . . .	113
4.4	Autosufficienza/autoconsumo VS taglia . . . . .	116
4.5	NPV vs PBT . . . . .	119
4.6	Tasso di ritorno dell'investimento "Boiler-PV" . . . . .	121
4.7	Tasso di ritorno dell'investimento "20%E-PV" . . . . .	121
4.8	Tasso di ritorno dell'investimento "100%E-PV" . . . . .	122

4.9	Analisi su occupazione . . . . .	123
A.1	Andamento del prezzo dei TEE . . . . .	139
A.2	Coefficienti di valorizzazione dell'energia termica prodotta da pompe di calore elettriche [21] . . . . .	142
B.1	Limite annuo . . . . .	148

# Capitolo 1

## Introduzione

Negli ultimi anni il problema dei cambiamenti climatici e del surriscaldamento globale è diventato un argomento chiave e cruciale per la politica a livello mondiale [27],[60] nonostante la reticenza di alcuni Stati (USA in primis) a prendere coscienza di ciò che sta accadendo. E' stato riconosciuto che la causa principale di questi cambiamenti sono le attività umane, le quali immettono in atmosfera sostanze inquinanti e climalteranti.

A livello mondiale, molte di queste sostanze sono state bandite dai settori industriali e di produzione dell'energia, a seguito dei Protocolli di Montreal e Kyoto. Per il "dopo Kyoto" l'Unione Europea si è posta dei target da rispettare a breve/medio termine (2020, 2030, 2050) in continuo aggiornamento.

Nel Pacchetto Clima-Energia 20-20-20, contenuto nella Direttiva 2009/29/CE, documento chiave per le energie rinnovabili [11]; gli obiettivi da raggiungere sono:

- 20% emissioni di gas serra in meno rispetto al 1990;
- 20% fabbisogno energetico coperto da fonti rinnovabili (RES);
- Miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

Nel dicembre 2018 è stata approvata la direttiva 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili in cui si fa riferimento ai nuovi obiettivi da rispettare, tenendo conto della Conferenza delle Parti (COP21) [51], nota anche come "Accordo di Parigi" e dei target posti dal "Clean Energy for all European"

(2014) [19].

In questa direttiva europea, che è vincolante per gli Stati Membri, vengono posti degli obiettivi complessivi a livello europeo e a livello nazionale, ma viene lasciato al singolo Stato l'onere di trovare la Strategia Energetica Nazionale che consenta di raggiungere i target. Nella figura 1.1 sono elencati gli obiettivi europei e italiani al 2020 e 2030.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNEC)
<b>Energie rinnovabili (FER)</b>				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
<b>Efficienza Energetica</b>				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
<b>Emissioni Gas Serra</b>				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

Figura 1.1: Obiettivi europei e italiani per il 2030 tenendo conto della RED II

Per il 2050 [6], L'unione Europea si è prefissata di ridurre le emissioni di gas serra dell'80% rispetto al 1990, nella speranza di realizzare un'economia a bassa emissione di carbonio.

## 1.1 Transizione energetica e del mercato dell'energia

Al fine di rispettare i target imposti dai trattati mondiali ed europei, è necessaria una profonda modifica del settore energetico e del mercato dell'energia.

Il ricorso alle risorse rinnovabili (RES) è indispensabile per la decarbonizzazione del sistema energetico e per la riduzione delle emissioni di gas serra (GHG). Si sta verificando una transizione dalle fonti fossili ad una penetrazione sempre maggiore di RES. Ciò provoca un cambiamento non solo nel tipo di risorsa energetica utilizzata, ma anche nel modo di produrla e venderla.

Il mercato odierno è basato sulle tecnologie degli scorsi decenni: impianti centralizzati di grossa taglia a combustibili fossili, gestiti da poche persone, con grandi investimenti.

La natura fisica delle RES, più variabili, non programmabili, distribuite e strettamente legate al territorio in cui sono installate, richiede un cambiamento del mercato elettrico e delle regole operative di rete. Si andrà verso piccoli/medi impianti decentralizzati, con prevalenza di RES e che coinvolgono il consumatore come soggetto attivo [74].

Si stanno sviluppando soluzioni di *demand-response*, in cui le aziende, le industrie e i singoli cittadini sono in grado di generare, stoccare e vendere la propria energia, partecipando attivamente al mercato elettrico. Lo sviluppo e la diffusione delle tecnologie rinnovabili comporteranno una progressiva diminuzione nel prezzo delle stesse, consentendone l'accesso ad un numero sempre maggiore di consumatori, favorendo le configurazioni di autoconsumo da rinnovabili.

Va di pari passo al cambiamento del settore energetico la transizione del ruolo del consumatore. Egli passa da essere oggetto passivo a soggetto attivo, in grado di modificare il proprio consumo in risposta ai cambiamenti di prezzo sul mercato. Il consumatore può essere attivo su tre livelli, come sottolineato nella Strategia energetica Nazionale 2017 [27]:

- Scelta del fornitore di energia e valutazione delle offerte commerciali;
- Autoproduzione e diffusione dei sistemi di accumulo e gestione efficiente dei

consumi;

- Modifica del carico in seguito alle variazioni di mercato: *demand-response*.

Il Clean Energy Package della Commissione Europea [19] ha introdotto delle modifiche alle normative che, insieme al progressivo passaggio da produzione centralizzata a decentralizzata, intelligente e interconnessa, consentirà ai consumatori di produrre, stoccare, condividere o rivendere la propria energia direttamente, o in quanto cooperative di energia. I consumatori potranno gestire la domanda sia autonomamente, sia tramite il ricorso ad aggregatori di energia.

In questo contesto vanno ad inserirsi le Comunità Energetiche.

In ambito europeo, così come in letteratura, il concetto di comunità energetica può essere considerato "giovane", fino al dicembre 2018 non esisteva traccia di queste configurazioni nelle direttive e nei regolamenti europei.

Nella Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II), viene data per la prima volta una definizione chiara di cosa si intenda per comunità energetica, nello specifico *comunità di energia rinnovabile*, elencandone diritti e doveri e facendo una distinzione netta tra tali comunità e gli *autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente*.

La definizione data nell'Articolo 2 della direttiva è la seguente [38]:

**"comunità di energia rinnovabile:** soggetto giuridico:

- che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
- i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;

- il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari."

Nell'Articolo 22, interamente dedicato alle comunità di energia rinnovabile, sono elencati una serie di diritti e doveri delle comunità stessi, ma anche in che modo gli Stati Membri dell'Unione Europea devono agire per agevolarne lo sviluppo. In particolare viene stabilito che:

1. i clienti finali devono poter scegliere liberamente di creare una comunità energetica, senza perdere i loro diritti di clienti finali e senza essere soggetti a procedure discriminatorie o ad oneri sproporzionati;
2. la comunità può produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia generata dagli impianti di produzione detenuti dalla comunità stessa;
3. la comunità di energia rinnovabile deve poter accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica senza discriminazioni.

Gli Stati Membri, per promuovere lo sviluppo delle comunità, si impegnano:

- a rimuovere gli ostacoli normativi ed amministrativi che ne rallentano la proliferazione;
- a fare in modo che il gestore del sistema di distribuzione cooperi con i membri della comunità e agevoli i trasferimenti di energia interni alla comunità;
- affinché alle autorità pubbliche sia fornito un sostegno normativo che favorisca la nascita delle comunità energetiche e che aiuti le autorità stesse a parteciparvi.

Nell'ultimo aggiornamento della *"Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity"* l'Unione Europea pone maggiormente il focus sul ruolo chiave del cittadino in ambito energetico. La definizione di comunità energetica passa infatti da **Renewable** energy community nella RED II a **Citizen** energy community. L'attenzione non

è più puntata sul tipo di tecnologia utilizza per la produzione di energia nella comunità, ma sul chi compone la comunità.

La generazione distribuita e la voglia dei cittadini di essere fautori delle proprie decisioni anche in ambito energetico sembrano trovare perfetta combinazione nelle comunità energetiche. I cittadini per mettere in atto queste iniziative comunitarie possono organizzarsi in diverse forme legali, dalle cooperative alle organizzazioni no profit, l'unico vicolo che devono rispettare è quello di non fare della produzione e gestione dell'energia il loro principale profitto.

## 1.2 Struttura e contributo della tesi

L'obiettivo della tesi è quello di valutare, su un caso studio condominiale, se il passaggio dalla gestione dell'energia da individuale a collettiva sia fattibile a livello normativo e allo stesso tempo sia economicamente conveniente.

Nel capitolo 2 è stata fatta un'overview sul significato del termine comunità energetica, analizzando la letteratura in merito e alcuni casi di comunità esistenti in Europa. Si focalizza poi l'attenzione sul caso italiano, descrivendo nel dettaglio le configurazioni normative che più sono affini alle comunità energetiche, analizzandone i punti forti e le criticità.

Nella prima parte del capitolo 3 è stata spiegata la metodologia che sta dietro la costruzione dei profili di carico termico, elettrico e di produzione di acqua calda sanitaria. Nella seconda parte del capitolo sono esposti gli scenari tecnologici e normativi considerati e vengono impostati i bilanci energetici ed economici usati nelle simulazioni.

I risultati sono infine racchiusi e commentati nel capitolo 4.

## Capitolo 2

# Stato dell'arte delle comunità energetiche

### 2.1 Comunità energetiche in Europa

In questa sezione verrà data una panoramica di come il concetto di comunità energetica sia trattato in letteratura. Verranno poi esposte le potenzialità e le criticità di queste iniziative andando ad analizzare esempi di comunità energetiche già esistenti in Europa.

#### 2.1.1 Definizioni da letteratura

Come sottolineato in precedenza, prima dell'approvazione della direttiva europea non vi era una definizione "ufficiale" della comunità energetica, per questo motivo in letteratura si trovano diverse interpretazioni che possono differire per: obiettivo della comunità, tipo di generazione di energia utilizzato, vincoli di estensione geografica della comunità. Di seguito sono riportate le definizioni ritenute più interessanti dalla meno alla più recente.

### **Definizione del Department of Energy and Climate Change-UK (2013)**

**Community energy:** "progetti o iniziative comunitarie incentrati su quattro filoni: riduzione del consumo energetico, miglior gestione dell'energia, generazione ed acquisto dell'energia. Si includono sia le comunità di luogo (comunità all'interno di un'area geografica definita) che le comunità di interesse (comunità non geografiche unite da interessi condivisi, come luoghi di lavoro o gruppi di fede). L'energia della comunità potrebbe andare da un piccolo gruppo religioso che parla di energia con volantaggio, fino alla proprietà congiunta di un parco eolico con uno sviluppo commerciale. Può includere "progetti" formali o coinvolgimento informale nelle attività legate all'energia.

La precedente definizione è stata data nella Call for Evidence del 2013 [14] indetta dal Department of Energy and Climate Change britannico per iniziare una serie di consultazioni delle parti interessate proprio sull'argomento dell'energia comunitaria. Queste consultazioni hanno portato alla stesura di una strategia nazionale sull'energia della comunità, la Community Energy Strategy nel 2014" [17].

### **Definizione secondo lo Smart Grid Report (2014)**

**Energy Community:** "insieme di utenze energetiche che decidono di effettuare scelte comuni dal punto di vista del soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico, al fine di massimizzare i benefici derivanti da questo approccio "collegiale", implementabile attraverso soluzioni di generazione distribuita e gestione intelligente dei flussi energetici" [50].

### **Definizione secondo Rubio e de Andrés Diaz (2015)**

**Sustainable Energy Communities (SEC):** "organizzazioni i cui membri sono fortemente coinvolti nella pianificazione e attuazione di misure volte all'uso razionale dell'energia e all'introduzione di fonti energetiche rinnovabili (RES) nella produzione, consumo e / o fornitura di energia elettrica, termica energia (ad es. riscaldamento / raffreddamento), energia meccanica (ad es. per il pompaggio) o combustibili (ad es. biogas per veicoli o per iniezione nella rete del gas naturale)" [70].

### Definizione secondo LEGAMBIENTE (2017)

**Comunità energetiche:** "cooperative, aziende, amministrazioni pubbliche, privati cittadini promuovono le innovazioni energetiche attraverso forme sempre più vicine all'autoproduzione da fonti rinnovabili, aprendo la strada a nuove forme di autonomia energetica "[59].

### Definizione secondo Emi Minghui Gui e Iain MacGill (2018)

**Clean Energy Communities (CEC):** "strutture sociali e organizzative formate per raggiungere obiettivi specifici dei suoi membri principalmente nella produzione, nel consumo, nella fornitura e nella distribuzione di energia più pulita, sebbene ciò possa anche estendersi a acqua, rifiuti, trasporti e altre risorse locali. [57]"

Le CEC possono essere sia un piccolo gruppo di famiglie confinate nella stessa area geografica, sia centinaia di famiglie ed imprese non così vicine geograficamente.

I membri possono partecipare alle CEC in diverse forme, come:

- Produttori;
- Consumatori;
- Prosumers;
- Investitori;
- Proprietari di beni materiali da condividere (es: attrezzature per lo storage).

Nel medesimo articolo [57] le Clean Energy Communities vengono raggruppate in tre categorie differenti, come raffigurato nella tabella 2.1. Sono tre tipologie diverse di *comunità*, ma vengono tutte e tre considerate come esempi di energy communities.

CEC centralizzata	CEC distribuita	CEC decentrata
<p>Rete coesa di famiglie e imprese che possiedono o partecipano collettivamente a progetti legati all'energia come solare, eolico o altri progetti di generazione di energia pulita, efficienza energetica, gestione della domanda, ecc.</p> <p>I membri sono vincolati da obiettivi comuni, non da vicinanza geografica.</p>	<p>Rete di famiglie e imprese che generano o possiedono generazione distribuita individualmente, collegate da un'entità controllante, sia fisicamente sia virtualmente. Condividono le stesse regole nell'approvvigionamento e consumo di elettricità all'interno della rete.</p> <p>I membri non sono collegati direttamente, ma tramite un'entità controllante o un'entità di gestione di rete, solitamente una utility; i membri prendono decisioni singolarmente, ma hanno un obiettivo comune in materia energetica.</p>	<p>Comunità di famiglie, imprese o comuni che genera e consuma energia pulita localmente per l'autosufficienza, che può o meno connettersi alla rete principale. Sono comunità confinate in un'area geografica ben definita, possono essere comuni interi, oppure quartieri di una metropoli.</p> <p>I membri sono legati da una forte coesione e da una visione comune in ambito energetico. Possiedono impianti di generazione come singoli o come gruppo.</p>

Tabella 2.1: Categorizzazione Clean Energy Communities

### Definizione secondo Karunathilake, Hewage, Merida, Sadiq (2019)

**Net Zero Energy Community:** "Comunità all'interno della quale la domanda totale di energia è soddisfatta interamente attraverso l'energia rinnovabile di provenienza locale" [58].

E' una particolare tipologia di comunità, in cui si evidenzia sia il ricorso all'energia rinnovabile, sia la provenienza locale di tale energia.

### 2.1.2 Benefici Comunità Energetiche

Recenti studi [74] [61] e progetti pilota [10] hanno evidenziato come la nascita di queste comunità sul territorio abbia effetti positivi non soltanto per i membri delle comunità stesse, ma per le intere regioni interessate dal fenomeno. I benefici derivanti si possono dividere in tre categorie, così come fatto nel report sulle Smart Grid da parte del Politecnico di Milano [50]:

1. Benefici per le utenze energetiche:

- Migliore qualità dell'energia e affidabilità;
- Maggiore accettabilità delle tecnologie rinnovabili da parte dei cittadini: tramite la partecipazione attiva della popolazione ai vari progetti comunitari, le LEC consentono una maggior presa di coscienza e accettazione delle tecnologie rinnovabili, incrementandone le installazioni[76], [10] ;
- Ottimizzazione della spesa energetica:
  - Copertura del fabbisogno delle utenze con costo minimo;
  - Dispacciamento in tempo reale delle risorse locale e massimizzazione autoconsumo;
  - Partecipazione attiva alla gestione del sistema;
- Economia di scala: partecipando in assetto comunitario agli investimenti, il costo pro-capite è minore, inoltre generalmente impianti di taglie maggiori hanno un'efficienza maggiore.

2. Benefici per il sistema elettrico:

- Maggiore stabilità e affidabilità del sistema poichè è minore la quota di energia derivante da fonti rinnovabili messa in rete, la maggior parte di essa viene autoconsumata all'interno della comunità.
- Riduzione delle perdite di trasmissione, distribuzione e conversione se la rete interna delle LEC ha lunghezza ridotta;
- Riduzione della dipendenza energetica a livello nazionale perchè si fa maggior ricorso alle tecnologie rinnovabili del territorio;

- Migliore e minore utilizzo delle infrastrutture di trasmissione e dispacciamento dell'energia: essendo l'energia prodotta localmente all'interno della comunità le infrastrutture della rete pubblica sono meno utilizzate, si allunga la loro prospettiva di vita.

3. Benefici per il territorio:

- Minori inquinanti immessi in ambiente;
- Promozione dell'immagine Green del territorio;
- Maggior tasso di occupazione: le nuove installazioni producono posti di lavoro a lungo termine, le tecnologie vanno infatti installate e mantenute nel tempo [74] [61] [76] [10].

### 2.1.3 Fattori chiave per il successo delle CE

Nel loro studio Seyfang, Park e Smith [72] hanno identificato i 5 fattori critici e di successo delle comunità energetiche nel Regno Unito, ma possono essere estese alle LEC in generale.

Essi sono:

1. Gruppo: è necessario avere un gruppo organizzato e coeso, in grado di mantenere lo slancio e superare le avversità;
2. Progetto: per portare avanti un progetto comunitario è necessario non solo avere un'idea, ma anche tempo, conoscenze e capacità in materia, risorse finanziarie e materiali;
3. Comunità: i progetti sono realizzati per portare beneficio alla comunità;
4. Rete di supporto: è molto importante per il successo del progetto che la popolazione sia adeguatamente informata in materia di rinnovabili e comunità energetiche. Questo obiettivo si può raggiungere in diversi modi: dal volantaggio ad assemblee a tema.

E' anche importante la condivisione di successi e/o dubbi con altri gruppi di altre comunità.

5. Politica: senza un contesto politico a sostegno delle LEC è impossibile favorirne lo sviluppo.

Dagli esempi di Local Energy Community esistenti [72] [10] [50] è emerso come le tecnologie in ambito rinnovabile siano mature per dar vita a queste comunità, ma che gli ostacoli emergano per quanto riguarda il coinvolgimento della popolazione e il sostegno politico-normativo a questi progetti.

Per quanto riguarda la difficoltà dell'accettazione di questi progetti da parte dei cittadini, deriva dal fatto che non vi è ancora la conoscenza profonda di questi temi nè la giusta sensibilizzazione riguardo alle rinnovabili[76].

Il sostegno istituzionale è di fondamentale importanza, infatti, affinché le LEC riescano a svilupparsi, sono necessari [61]:

- sistemi di sostegno finanziario;
- regimi di incentivi ed imposte;
- legislazione riguardante produzione, vendita e distribuzione dell'energia;
- organizzazione del sistema elettrico nazionale in grado di accogliere queste nuove configurazioni.

## 2.1.4 Esempi in Europa

Nonostante la mancanza di un quadro normativo-regolatorio chiaro in merito, vi sono diversi esempi di Local Energy Communities in alcuni Paesi europei. Di seguito è stato analizzato lo stato dell'arte nei principali Stati membri.

### Danimarca

La Danimarca è il Paese europeo considerato come iniziatore del fenomeno delle comunità energetiche locali, risalgono infatti agli anni '70 le prime cooperative di energia eolica.

In Danimarca il settore eolico è il più sviluppato, grazie alle condizioni meteorologiche favorevoli e alle tecnologie avanzate.

Questi modelli di energy community sono stati presi d'esempio da altri stati europei interessati nello sviluppo dell'energia della comunità; ad essere considerato come fulcro del successo del modello danese è l'approccio partecipativo e collaborativo dal basso verso l'alto che si ha in queste comunità.

Nel loro articolo Mey e Diesendorf [64] parlano di Community Renewable Energy (CRE), sostenendo che non esista una definizione univoca di energy community, ma che esistano caratteristiche che una CRE deve avere. In Danimarca questi requisiti sono: tecnologia e proprietà.

Per quanto riguarda il primo campo, le CRE danesi, come già detto, si occupano prevalentemente di eolico. Negli anni '70 le prime turbine erano di piccola taglia: 5-7 kW, ma a seguito dello sviluppo della tecnologia le successive turbine della comunità avevano capacità dai 50 ai 600 kW.

La seconda caratteristica delle CRE è la proprietà collettiva, che è sostanzialmente ciò che distingue una comunità energetica da un progetto commerciale. La Danimarca ha una lunga e solida tradizione di cooperative, nate con il movimento cooperativo già nella seconda metà dell'800. Basti pensare che alla fine degli anni '90 più di 175000 famiglie possedevano l'80% delle turbine eoliche installate del Paese, sia come singoli cittadini che come cooperative energetiche [64]. Due sono stati i fattori che hanno dato l'impulso allo sviluppo delle CRE in Danimarca:

1. Crisi del prezzo del petrolio del 1973: il Paese dipendeva fortemente dal petrolio importato ed aveva un alto consumo pro-capite di energia, dunque è stato colpito fortemente dall'aumento dei prezzi di elettricità e carburante. Poiché gli attori storici non erano più in grado di soddisfare i bisogni dei cittadini, il governo ha preso delle contro-misure, cambiando alcune normative allo scopo di ridurre il consumo pro-capite e migliorare l'efficienza energetica.
2. Introduzione dell'energia nucleare nella strategia energetica del Paese: ha portato il governo a modificare e ristrutturare il sistema elettrico, ma allo stesso tempo ha visto nascere gruppi di attivisti pro-ambiente, intenzionati ad informare la popolazione sui rischi del nucleare e proporre soluzioni alternative rinnovabili.

Soprattutto quest ultimo punto ha fatto da collante e da stimolo per la creazione di movimenti comunitari, spinti da un'ideologia molto forte.

Nel 1981 nell'Energiplan è stata riconosciuta una prospettiva a lungo termine per i progetti comunitari di energia eolica. Negli anni seguenti il governo ha contribuito allo sviluppo del settore introducendo esenzioni sulle imposte, tariffe incentivanti e concedendo la connessione alla rete elettrica ai progetti CRE.

Le comunità energetiche in Danimarca hanno avuto il proprio picco verso la fine degli anni '90. Dal 2003 al 2008 c'è stato un nuovo tentativo del governo danese di riconsiderare le CRE, poiché la nuova forza di governo ha riconsiderato i vantaggi economici e in termini di sicurezza energetica delle energie rinnovabili garantiti dalle comunità. Per favorirle è stato aumentato il prezzo fisso per l'energia eolica rendendo le CRE economicamente di nuovo sostenibili.

Inoltre, per agevolare i progetti di proprietà della comunità, il governo ha proposto un nuovo sistema di acquisto: si dà alla popolazione il diritto di acquistare il 20% di un nuovo impianto eolico, con priorità di acquisto ai residenti entro i 4,5 km dall'impianto[64].

Di seguito sono riportati alcuni esempi di comunità dell'energia già esistenti in Danimarca [48]:

- Middelgrunden Wind Farm
- Hvide Sande

## **Regno Unito**

Il Regno Unito, così come Germania e Danimarca è uno dei Paesi maggiormente impegnato nella promozione dello sviluppo delle Energy Community.

Già dal 2000 sono stati avviati una serie di programmi di finanziamento governativo per stimolare e sostenere iniziative di energia sostenibile della comunità. Per il governo britannico le Energy Communities sono considerate una parte fondamentale della strategia energetica nazionale, infatti, le ritiene “veicoli adatti per sensibilizzare le questioni relative all'energia sostenibile, migliorare la ricettività pubblica degli impianti di energia rinnovabile, aumentare l'impegno nelle iniziative di cambiamento del comportamento e ridurre le emissioni di carbonio come

risultato.”

Nel 2013 però, il Department of Energy and Climate Change (DECC) si è reso conto che non si stava facendo abbastanza per supportare i progetti di energia comunitaria che stavano nascendo spontaneamente sul territorio nazionale. Dunque, tra il 6 giugno e l'1 agosto dello stesso anno ha avviato delle consultazioni in materia, Call for Evidence [14], in cui sono state sentite tutte le principali parti interessate: i gruppi energetici delle comunità, le società di consulenza, le banche, le società private, i costruttori, gli enti locali e anche i semplici cittadini.

Gli obiettivi di queste consultazioni erano:

- Ottenere prove sui potenziali benefici delle comunità energetiche locali;
- Comprendere i principali ostacoli nella realizzazione di queste comunità;
- Identificare approcci nuovi e innovativi per risolvere le problematiche.

I risultati della Call for Evidence sono stati fondamentali per la stesura della Community Energy Strategy da parte del DECC, nel 2014, con conseguente aggiornamento nel 2015 [17].

Dalla Call for Evidence è emerso che le parti interessate sono concordi con la definizione data nel paragrafo 1.2.1, continua a non essere chiaro cosa significhi comunità, per questo motivo le Energy Community hanno modelli di proprietà legali e finanziari differenti. Si dividono in:

- Cooperative: "Una cooperativa è un'impresa sociale ed economica che cerca i progressi economici, sociali e culturali dei suoi membri seguendo obiettivi diversi dalla massimizzazione del profitto." [76]

I membri della comunità locale diventano membri della cooperativa e investono nei progetti comprando azioni. Un esempio sono i parchi eolici di proprietà delle cooperative;

- Enti di beneficenza: associazioni no-profit che forniscono o gestiscono strutture per la comunità locale. Ad esempio le associazioni dei municipi che utilizzano energie rinnovabili per il riscaldamento e raffrescamento delle proprie sedi;

- Fondi fiduciari;
- Azioni di proprietà della comunità locale: donazione di azioni di un progetto commerciale ad una comunità locale, utilizzato come modo per fornire benefici alla comunità[75].

Per molti intervistati una delle caratteristiche fondamentali è la condivisione dei benefici nella comunità ed il fatto che gli intenti con cui sono nate le LEC sono sociali, si punta alla sostenibilità energetica, alla riduzione dei consumi, alla diminuzione della povertà energetica, a favorire l'economia locale creando anche posti di lavoro, non ad un riscontro economico solo per gli azionisti.

La Strategia della Comunità Energetica, basandosi sulle politiche energetiche del momento, ha cercato di smantellare alcune delle barriere che ostacolano la creazione delle LEC.

Le tre azioni principali che possono essere utili in tutti e quattro gli step (riduzione consumi, gestione, generazione e acquisto dell'energia) sono i seguenti [17]:

- Aiutare le comunità a stringere una forte partnership con le autorità locali, aziende ed altre parti interessate;
- Fare in modo che le comunità abbiano la conoscenza e la competenza giusta per poter sviluppare progetti di successo;
- Sostenere le comunità in modo che riescano a fornire prove dell'impatto positivo delle LEC sulla comunità.

La tecnologia rinnovabili più utilizzate è il solare fotovoltaico (71%), a seguire solare termico, pompe di calore ed eolico [72].

Nel 2007 i progetti di energia comunitaria rinnovabile erano almeno 500 come riportato da Romero-Rubio e de Andrés Díaz[70] e col passare degli anni sono aumentati, grazie alle politiche governative messe in atto.

Di seguito sono riportati alcuni esempi di comunità dell'energia già esistenti nel Regno Unito [48]:

- Horsham Community Wind Turbine
- Brixton Energy

## Germania

La Germania, così come la Danimarca ha una tradizione di cooperative energetiche eoliche risalenti agli anni '70 [61], non stupisce dunque che vi sia stato un proliferare delle Energy Communities negli ultimi decenni. Nel 2014 le cooperative in ambito energetico erano circa 900, impegnate in uno dei seguenti campi: produzione, distribuzione o commercializzazione dell'energia [76]. Inoltre il governo tedesco è molto attento ed in continuo aggiornamento sul tema delle rinnovabili.

Sono tre gli atti ed emendamenti importanti in materia:

1. Renewable Energies Heat Act (EEWärmeG): in cui si punta ad aumentare la quota di rinnovabili nel riscaldamento degli edifici;
2. Renewable Energy Act (EEG): riguarda la quota di energia elettrica prodotta da rinnovabili. È costantemente aggiornato, in modo da essere al passo con le tecnologie e le variazioni nel mercato elettrico.
3. Combined Heat and Power Act (KWKG): a supporto della cogenerazione e del teleriscaldamento.

In particolare l'EEG è stato fondamentale per lo sviluppo delle rinnovabili nella produzione di energia elettrica. Grazie ai seguenti principi citati da Romero-Rubio e de Andrés Díaz [70] garantisce la stabilità e la sicurezza finanziaria di cui le cooperative di cittadini necessitano.:

- Protezione dell'investimento tramite Feed-in-tariff (FiT): gli impianti a rinnovabili ricevono tariffe fisse per ogni kWh immesso in rete per un periodo di 20 anni;
- Priorità di connessione alla rete all'energia prodotta da rinnovabili;
- Gli incentivi non sono sussidi statali, ma ricadono sui cittadini con la "sovratassa EEG";
- Il livello di remunerazione per gli impianti di nuova costruzione sarà gradualmente ridotto negli anni.

È grazie a questo costante impegno politico in materia che la Germania è stato uno degli Stati pionieri nello sviluppo delle Sustainable Energy Community.

Nel 2013 il 46% dell'energia elettrica rinnovabile installata (escluso eolico off-shore e geotermico) era in mano ai cittadini, di questa quota il 48% era di proprietà delle SEC, mentre il restante 52% era gestito da singoli cittadini. I tipi di generazione prediletti dalle SEC sono solare fotovoltaico, eolico on-shore e biomassa poiché sono tecnologie mature, semplici nella generazione dell'energia e vi è un'alta affidabilità e disponibilità dei fornitori dei servizi tecnici e di manutenzione.

In Germania le SEC sono organizzate principalmente secondo 3 strutture legali:

1. Cooperative, fondi chiusi tramite GmbH & Co. KG e partenariati di diritto civile [76];
2. Schemi basati sul capitale di debito;
3. Schemi basati sul capitale mezzanino.

La prima struttura è la preferita dai cittadini, in particolare i fondi chiusi sono preferiti alle cooperative. Una delle differenze principali tra le due strutture è che nei fondi chiusi i cittadini hanno un diritto di voto nelle decisioni proporzionale alle azioni possedute; nelle cooperative invece ogni membro ha un voto, indipendentemente dalle azioni detenute [70].

Di seguito sono riportati alcuni esempi di comunità dell'energia già esistenti in Germania [48]:

- Bioenergy Village Juhnde
- Dardesheim

## **Spagna**

La Direttiva 2009/28/EC [11] ha fissato al 20% la quota di rinnovabili sul consumo dell'energia entro il 2020, ma nel piano nazionale energetico spagnolo il governo prevede di superare la cifra imposta, arrivando al 22,7%.

Il raggiungimento di questi obiettivi è stato inizialmente promosso da una serie

di atti ed emendamenti politici in merito, partendo dalla liberalizzazione del settore elettrico (legge 54/1997 JEE), fino ad una serie di regolamenti in materia di incentivi per le rinnovabili elencati da Romero-Rubio e de Andrés Díaz [70]:

- Royal Decree 2818/1998 MIET: per incentivi di tipo Premium;
- Royal Decree 436/2004 MIEC: per la scelta tra FiT e premi di mercato;
- Royal Decree 661/2007 MIET: riguardo l'accesso prioritario alla rete.

Ovviamente questi incentivi finanziari a carico del sistema elettrico hanno contribuito all'esplosione delle rinnovabili in Spagna. Ma, parallelamente al crescere del numero di impianti rinnovabili, sono cresciuti notevolmente anche i costi del sistema elettrico volti al finanziamento degli incentivi fino a diventare insostenibili. Dal 2012 il governo ha quindi varato nuovi regolamenti che sostanzialmente hanno ridotto se non eliminato gli incentivi per le RES ed ostacolato l'installazione di nuovi impianti.

In questo contesto politico-legislativo le Energy Communities non sono incoraggiate a prendere forma, o meglio non con le strutture precedentemente descritte. Le EC presenti in Spagna infatti organizzate come segue:

- SEC che, sotto forma di cooperative, commercializzano e scambiano elettricità rinnovabile prodotta però da terzi;
- SEC che producono elettricità da rinnovabili o da cogenerazione, sono soprattutto cooperative agricole che hanno come obiettivo una miglior efficienza energetica.

Nel 2014 solamente 22 cooperative distribuivano e vendevano energia elettrica e di queste solamente 4 possono essere considerate SEC, poiché gestiscono energia rinnovabile, e sono: Zencer, Som Energia, GoiEner ed Enercoop.

Anche in Spagna, così come in Germania gli impianti di generazione gestiti dalle SEC sono principalmente eolico on-shore e fotovoltaico [70].

## 2.2 Comunità energetiche in Italia

In un'ottica di supporto all'autoconsumo e alla generazione distribuita di energia l'Italia sta dando il suo contributo, secondo i report di Legambiente è uno dei paesi più sviluppati al mondo in quanto a distribuzione nel territorio. Sicuramente il nostro Paese è avvantaggiato dal clima e dalla morfologia del territorio che consentono di cogliere numerose opportunità tecnologiche, da Nord a Sud.

Secondo il report "Comuni rinnovabili 2018" di Legambiente ad oggi in Italia vi è un impianto rinnovabile in ogni comune e sono 37 i comuni 100% rinnovabili, ovvero in cui l'energia necessaria per il fabbisogno sia elettrico che termico è prodotta interamente da impianti RES. In questo elenco di comuni virtuosi il pioniere è stato Prato allo Stelvio.

Nonostante questi passi in avanti in fatto di tecnologie applicate in Italia restano ancora molti i vincoli burocratici che non consentono di sfruttare a pieno il potenziale delle rinnovabili sul territorio.

Per quanto riguarda le comunità energetiche ad oggi non vi è un decreto legge che ne consenta la nascita e la proliferazione. Nella Strategia Energetica Nazionale 2017 [27] si parla esplicitamente di collettività dell'energia, ovvero "comunità produttrici/consumatrici di energia, anche rinnovabile, ritenute fondamentali nel processo di transizione del ruolo del consumatore, da oggetto passivo a soggetto attivo in ambito energetico." Queste proposte prefigurano la possibilità di forme di autoproduzione individuale e collettiva, sia da cogenerazione ad alto rendimento che da rinnovabili, ma anche da altre fonti e tecnologie. Viene inoltre ribadito come sia necessario un quadro legislativo regolatorio a livello nazionale, ma anche europeo, che sia in grado di definire e supportare queste iniziative. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), di seguito Autorità, si è espressa in merito alla SEN 2017 e sul passaggio sulle Local Energy Communities ha dichiarato che non ritiene necessario considerare le comunità energetiche come una nuova tipologia di reti private, ma che eventualmente va ridiscussa la definizione di Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC). Per l'Autorità le comunità energetiche dovrebbero essere comunità che svolgono attività commerciali, come ad esempio lo scambio sul posto esteso come aggregato, ma senza poter possedere né gestire

la rete di distribuzione.

Allo stesso tempo l'Autorità suggerisce di rivedere la definizione di cliente finale, estendendola in alcuni casi all'insieme di soggetti che partecipa alla realizzazione di un unico prodotto o servizio. Questa modifica nella definizione comporterebbe la perdita dei diritti individuali dei consumatori, ma allo stesso tempo porterebbe all'estensione del concetto di autoconsumo in sito [28].

### **Esempio regione Piemonte**

Il Piemonte è stata la prima regione, e per ora anche l'unica, a proporre una legge per regolamentare le comunità energetiche. Con un percorso durato parecchi anni il 3 agosto 2018 il consiglio regionale del Piemonte ha promulgato la legge n.12 sulla "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche".

La legge si inserisce nell'ambito delle *Oil Free Zones* definite e promosse nell'articolo 71 della legge 28 dicembre 2015, n. 221. Una *Oil Free Zone* è definita come "area territoriale [...] in cui si prevede la progressiva sostituzione del petrolio e dei suoi derivati con energie prodotte da fonti rinnovabili"[22].

Partendo da questi concetti nella legge regionale si prova a dare una definizione chiara di cosa si intenda per comunità energetiche:

"Enti senza finalità di lucro, costituiti al fine di superare l'utilizzo del petrolio e dei suoi derivati, e di agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di efficientamento e di riduzione dei consumi energetici" [32].

La legge è composta da 8 articoli in cui si definiscono le competenze necessarie e le procedure da seguire per far parte di queste comunità, nonché gli aiuti statali a favore delle comunità stesse. La Regione Piemonte si è impegnata a stanziare 50000 €, suddivisi in due anni, per sostenere la fase iniziale di costituzione delle comunità.

Viene specificato come alle energy community possano partecipare soggetti sia pubblici sia privati e che queste comunità mantengono la loro qualifica di produttori se ogni anno i membri auto-consumano almeno il 70% dell'energia prodotta.

### 2.2.1 Quadro normativo-regolatorio sulle comunità energetiche in Italia

Nel capitolo precedente è stata data una definizione di cosa si intende per Energy Communities ed è stato sottolineato come i fattori che ostacolano la diffusione di tali comunità non siano di tipo tecnologico, ma di tipo normativo-regolatorio, sia a livello europeo che nazionale. E' quindi utile analizzare il quadro normativo-regolatorio italiano poichè oltre che sulla fattibilità o meno delle LEC ha un forte impatto anche sui ritorni economici dell'investimento.

In Italia non esiste ancora una definizione di comunità energetica, se non a livello di Regione Piemonte, come visto nel capitolo precedente, ma tale legge rappresenta un caso isolato di legislazione in merito. Vi sono però delle configurazioni impiantistiche attualmente normate che possono essere considerate affini alla definizione di Energy Community data dall'Unione Europea. Queste configurazioni sono i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) e i Sistemi di Distribuzione Chiusa (SDC), entrambi soggetti a vincoli e criticità che ne limitano la diffusione.

#### Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

Con la delibera 578/2013/R/eel (Testo integrato per i sistemi semplici di produzione e consumo TISSPC) l'Autorità ha definito le modalità di regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) che sono sistemi caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici che possono essere connessi alla rete in modo diretto oppure indiretto e all'interno dei quali il trasporto dell'energia elettrica alle unità di consumo che li costituiscono sono considerate attività di autoapprovvigionamento, non come attività di distribuzione e trasmissione [7]. Di questi sistemi fanno parte le seguenti configurazioni, come mostrato in figura 2.1:

1. Sistemi di Autoproduzione (SAP), che includono:
  - Cooperative storiche dotate di rete propria
  - Consorzi storici dotati di rete propria
  - Altri Sistemi di Autoproduzione (ASAP)

2. Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC), che comprendono:

- Sistemi Semplici di Produzione (SSP)
- Sistemi Efficienti di Utenza (SEU)
- Sistemi Equivalenti a Sistemi Efficienti di Utenza (SEESEU)
- Altri Sistemi Esistenti (ASE)

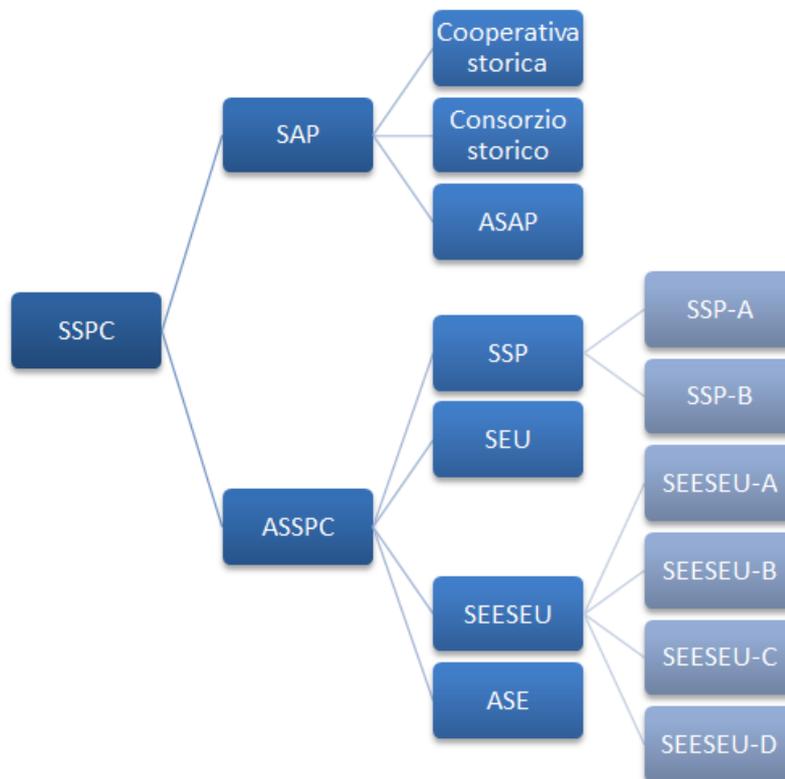


Figura 2.1: Struttura Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)

Nell'allegato A di tale delibera sono contenute le definizioni delle singole configurazioni, che sono in continuo aggiornamento. L'ultima modifica del TISSPC risale al 2018 ed è una versione integrata contenente tutte le modifiche effettuate alla delibera 578/2013/R/eel dal 2014 ad oggi. Di seguito sarà data una definizione di ciascuna configurazione.

**SSP** : sono sistemi semplici di produzione ai quali è applicato lo scambio sul posto. Le configurazioni possibili sono due [8]:

- **SSP-A** sono ASSPC a cui è applicato lo scambio sul posto e che sono caratterizzati dalla produzione di energia solo tramite impianti alimentati da fonti rinnovabili e con una potenza installata complessiva non superiore a 20 kW;
- **SSP-B** sono ASSPC in regime di scambio sul posto non rientranti nella categoria di SSP-A.

**SEU** : sistema composto da uno o più impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili oppure in assetto cogenerativo. Tali impianti devono essere gestiti dal produttore stesso, che può coincidere o meno col cliente finale, e sono connessi direttamente, tramite collegamento privato, all'unità di consumo di un unico cliente finale. Gli impianti sono realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale, messo a disposizione del proprietario degli impianti di produzione [8]. La definizione di SEU ha subito alcune modifiche nel corso degli anni, nella versione del 2013 infatti veniva specificata la taglia massima installabile di 20 MW per poter essere riconosciuti come SEU. Questo vincolo è stato abrogato con la delibera 426/2018/R/eel [1].

**SESEU** : sono realizzazioni che soddisfano tutti i requisiti di cui ai punti i. e ii. e almeno uno dei requisiti di cui ai punti iii., iv., v. e vi. della delibera 578/2013/R/eel [8]. I SESEU sono classificati in quattro categorie, a seconda dei requisiti che rispettano i SESEU sono classificati in quattro categorie:

- **SESEU-A**
- **SESEU-B**
- **SESEU-C**
- **SESEU-D** (inizialmente classificati come RIU)

Le caratteristiche specifiche di queste configurazioni sono elencate in tabella 2.2.

**ASAP** : sistema in cui una persona produce energia elettrica e la autoconsuma almeno per il 70% [8].

**ASE** : gli ASE vengono definiti per dare una qualifica a tutti i sistemi attualmente esistenti e che non rientrino nelle definizioni sopracitate, nè in quella di reti elettriche. Indicano un sistema in cui una o più unità di generazione appartenenti ad un produttore o a più produttori, ma tutti membri di uno stesso gruppo societario, è collegata tramite una linea elettrica di trasporto ad un unità di consumo gestita da un utente finale, o da più utenti ma facenti parte dello stesso gruppo societario [8].

**cooperativa storica** : "ogni società cooperativa di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1964/62, che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci" [8].

**consorzi storici** : "i consorzi o le società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999, che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci" [8].

Nella tabella 2.2 sono riassunte le caratteristiche e i vincoli di data e di assetto delle configurazioni sopra descritte.

<b>Tipologia</b>	<b>Potenza massima</b>	<b>Obbligo di RES o CAR</b>	<b>Vincoli di data</b>	<b>Vincoli di assetto</b>
<b>SSP-A</b>	20 kW	Sì	No limiti	ASSPC in regime di scambio sul posto; Soli impianti di produzione.
<b>SSP-B</b>	Nessun limite	No	No limiti	ASSPC in regime di scambio sul posto; Soli impianti di produzione.
<b>SEU</b>	Nessun limite	Sì	No limiti	1 o più unità di produzione, 1 solo produttore, 1 unità di consumo, 1 solo cliente finale, anche diverso da produttore; l'impianto deve essere realizzato all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale.
<b>SESEU-A</b>	Nessun limite	No	Iter autorizzativo avviato in data antecedente al 4 luglio 2008 e le medesime autorizzazioni devono essere state conseguite entro il 31 dicembre 2013, ovvero la data di inizio lavori deve essere antecedente al 1° gennaio 2014. Verifica appartenenza produttore e consumatore alla stessa società entro 2 febbraio 2016, qualora successiva, entro la data di entrata in esercizio del sistema.	Fino a 1 febbraio 2016: Produttore = Consumatore Da 2 febbraio 2016: unità di produzione e di consumo devono appartenere a stesso gruppo societario.

Tipologia	Potenza massima	Obbligo di RES o CAR	Vincoli di data	Vincoli di assetto
<b>SEESEU-B</b>	Nessun limite	Sì	Iter autorizzativo avviato in data antecedente al 4 luglio 2008 e le medesime autorizzazioni devono essere state conseguite entro il 31 dicembre 2013, ovvero la data di inizio lavori deve essere antecedente al 1° gennaio 2014.	1 o più unità di produzione, 1 solo produttore, 1 unità di consumo, 1 solo cliente finale, anche diverso da produttore; l'impianto deve essere realizzato all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale. Entro il 31/7/2015 SEESEU-C in cui tutte le unità di produzione sono gestite da un solo produttore e tutte le unità di consumo da un unico cliente finale.
<b>SEESEU-C</b>	Nessun limite	No	Iter autorizzativo avviato in data antecedente al 4 luglio 2008 e le medesime autorizzazioni devono essere state conseguite entro il 31 dicembre 2013, ovvero la data di inizio lavori deve essere antecedente al 1° gennaio 2014. Limite per il riconoscimento della categoria: 31 dicembre 2015 per SEESEU-C normali 1 febbraio 2016 per SEESEU-C che dal 2 febbraio 2016 vengono ricompresi tra i SEESEU-A.	1 o più unità di consumo gestite, in qualità di clienti finali, da uno o più soggetti giuridici appartenenti al medesimo gruppo societario; 1 o più unità di produzione.

<b>Tipologia</b>	<b>Potenza massima</b>	<b>Obbligo di RES o CAR</b>	<b>Vincoli di data</b>	<b>Vincoli di assetto</b>
<b>SEESEU-D</b>	Nessun limite	No	Sistemi inizialmente identificati come Reti Interne di Utente (RIU)	1 produttore (persona fisica o giuridica o insieme di società appartenenti allo stesso gruppo proprietario); 1 cliente finale (persona fisica o giuridica o insieme di società appartenenti allo stesso gruppo societario).
<b>ASAP</b>	Nessun limite	No	Nessuno	1 produttore, persona fisica o giuridica; Consumo annuale per uso proprio, ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante non inferiore al 70% annuo dell'energia prodotta.
<b>ASE</b>	Nessun limite	No	Nessuno	Nessuno
<b>cooperative storiche dotate di rete propria</b>	Nessun limite	No	Nessuno	Produzione e distribuzione di energia elettrica ai propri soci.
<b>consorzi storici dotati di rete propria</b>	Nessun limite	Sì	Autorizzazione per la fornitura di energia elettrica nei siti industriali ottenuta entro il 1 aprile 1999	Produzione e distribuzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ai propri soci.

Tabella 2.2: Caratteristiche e vincoli SSPC

Con la delibera 578/2013/R/eel [7] l'Autorità ha attribuito al GSE il compito di qualificare i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo. Nel caso in cui un sistema privato possa rientrare in almeno due delle categorie sopra descritte, è stata definita una scala di priorità ai fini dell'identificazione. Si verifica l'appartenenza alla configurazione partendo dal SSP-A, in caso di esito negativo si verifica l'appartenenza nel seguente ordine: SSP-B, SEESEU-A, SEESEU-B, SEU, SEESEU-C, SEESEU-D, ASAP, ASE.

La classificazione è necessaria per attribuire alle diverse configurazioni private i diversi trattamenti tariffari e individuare le configurazioni effettivamente realizzabili. A tal proposito nell'articolo 4, comma 4.4 l'Autorità specifica che "nuove configurazioni impiantistiche caratterizzate dalla presenza di una o più unità di consumo e una o più unità di produzione, che non rientrano nella categoria delle reti elettriche, né in alcuno dei sottoinsiemi che compongono l'insieme dei SSPC, sono configurazioni non ammissibili e pertanto non devono essere connesse alla rete elettrica [7]."

### **Sistemi di Distribuzione Chiusi**

Il documento di consultazione DCO 183/2013/R/eel [3] definisce le reti elettriche come sistemi complessi che connettono diversi impianti di produzione a diversi utenti finali, sono uno schema in cui coesistono una pluralità di utenti finali e/o di produttori di energia elettrica in cui il trasporto dell'energia elettrica verso le utenze è considerato come attività di trasmissione e/o distribuzione.

Le reti elettriche si suddividono a loro volta nelle seguenti configurazioni, come mostrato in figura 2.2:

- **Reti pubbliche:** gestite da soggetti titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica che hanno l'obbligo di connettere alla propria rete tutti gli utenti che lo richiedono. L'insieme delle Reti Pubbliche è suddivisibile nei seguenti due sottoinsiemi: le Reti utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione e le Reti di Distribuzione [3];
- **Sistemi di Distribuzione Chiusi:** sistemi che distribuiscono energia elettrica all'interno di siti industriali, commerciali o di servizi condivisi, ma non

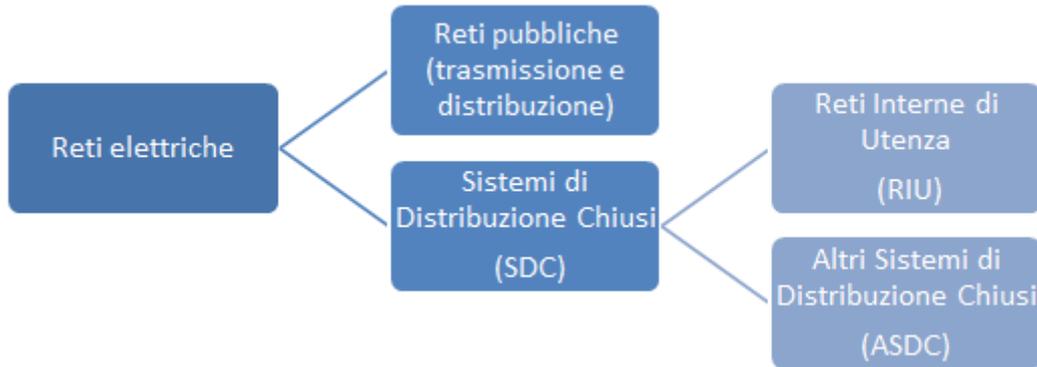


Figura 2.2: Struttura Reti Elettriche

a clienti civili in un'area geograficamente limitata [3].

A loro volta i SDC possono dividersi in due sistemi:

- le **Reti Interne di Utenza (RIU)**: le reti il cui assetto è conforme ad una serie di condizioni elencate nella delibera 183/2013/R/eel [3], oggi assimilati alla categoria SEESEU-D dei SSPC.
- **gli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC)**: un qualsiasi SDC diverso dalle RIU;

Questa delibera è stata modificata nel corso degli anni e con la Delibera 788/2016/R/eel il limite temporale temporale riguardante i RIU è stato aggiornato, stabilisce infatti che "i gestori di SDC che intendano ottenere delle reti da questi gestite nel novero delle RIU siano tenuti a presentare l'apposita richiesta entro il 30 giugno 2016 [...]. Oltre tale termine nessun SDC potrà essere ricompreso nel registro delle RIU" [20].

### Criticità delle configurazioni affini

Ai fini dello sviluppo delle comunità energetiche gli ambiti di interesse sono principalmente tre:

1. Residenziale: condomini e complessi residenziali;

2. Industriale: distretti industriali;
3. Commerciale e sanitario: centri commerciali, impianti sportivi, complessi ospedalieri.

Le possibili configurazioni di comunità che rientrano nella definizione di Energy Community della RED II [38] sono quella **virtuale** e quella **fisica**. Per comunità energetica virtuale si intende una aggregazione di utenti che non sono localizzati in uno stesso sito, ma che mettono a disposizione l'energia autoprodotta da fonti rinnovabili per gli utenti della comunità. Per rendere possibile questa configurazione non è necessario compiere interventi sulla rete elettrica esistente, poichè i flussi energetici viaggiano direttamente sulla rete di distribuzione.

Per comunità energetica fisica si intende invece un'aggregazione di utenti situati nel medesimo luogo. In questo caso è possibile che si debba intervenire sul sistema elettrico della comunità per adeguarlo allo scambio di flussi tra utenze e sistemi di produzione interni.

Confrontando questi modelli di Energy Communities e le configurazioni esistenti normate dall'Autorità emerge come i modelli di tipo industriale e terziario siano i più vicini ad una fattibilità normativa, poichè possono rientrare nella definizione dei Sistemi di Distribuzione Chiusa, in particolare nella definizione di RIU. Il problema principale è che, come emerge dal TISDC, le RIU rappresentano un insieme chiuso, senza prospettive di ampliamento futuro, perchè hanno come vincolo temporale l'entrata in esercizio, o almeno l'ottenimento delle autorizzazioni, entro il 30 giugno 2016.

Ipotizzando di eliminare il vincolo degli SDC di non poter servire le utenze civili, anche la comunità energetica condominiale può essere ricompresa in questi sistemi. Per il modello condominiale non vi è una configurazione impiantistica normata che sia compatibile al 100%, ma si avvicina molto ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo. L'ostacolo principale dei SSPC è che non ammettono configurazioni multi-utenza, ciò impedisce agli impianti di produzione di energia elettrica di proprietà condominiale di servire le utenze private.

Un ulteriore problema della normativa vigente è che si focalizza su incentivi di soluzioni "singole" piuttosto che su configurazioni multi-tecnologie o multi-utente.

Per aumentare la fattibilità delle comunità energetiche locali a livello condominiale sarebbe necessario avviare un processo di regolazione del modello, prevedendo anche l'introduzione di strumenti di incentivazione ad hoc per rendere sostenibile la loro realizzazione [50].

### Comunità fisica in un condominio

Se si considera il condominio come comunità fisica la configurazione a cui fare riferimento è il SDC, il cui schema di comunità rappresentato nella figura 2.3. Con

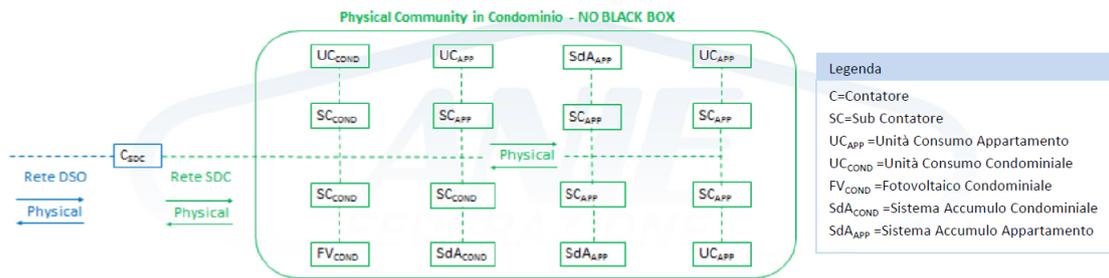


Figura 2.3: Condominio come SDC

questo presupposto si può quindi considerare il condominio in esame come un sistema di distribuzione chiuso con un unico contatore che misuri i flussi in entrata e in uscita dalla comunità. Dalla rete del DSO (Operatore di Distribuzione) il condominio è visto come una unica utenza.

All'interno della rete SDC i flussi di energia sono misurati tramite dei sub contatori e l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico può essere utilizzata sia per alimentare le utenze condominiali comuni (es: ascensore, luci scale) sia i singoli appartamenti, in configurazione "1 a molti".

Se questa configurazione fosse realizzabile i vantaggi e gli svantaggi sarebbero i seguenti:

#### Vantaggi:

- Mantenimento delle differenziazioni degli utenti all'interno della LEC. Si preserva il concetto di cliente finale i cui scambi energetici con SDC sono misurati fisicamente;

- Possibilità del cliente finale di realizzare all'interno del SDC impianti di autoconsumo in ottica SSPC;
- I clienti finali sono dotati di un contatore fiscale di proprietà del SDC.

**Svantaggi:**

- Necessità di installare un contatore nuovo tra SDC e rete pubblica.

**Integrazione nei SSPC** Per poter comprendere le comunità energetiche di tipo condominiale all'interno dei Sistemi Semplici di Distribuzione e Consumo bisognerebbe [50],[39]:

- Estendere il concetto di SSPC da una configurazione uno-a-uno ad una configurazione uno-a-molti;
- consentire al cliente finale all'interno della LEC/SSPC di poter stipulare due contratti: uno per l'energia autoconsumata e uno per l'energia prelevata dalla rete esterna.

Queste modifiche porterebbero ai seguenti vantaggi e svantaggi.

**Vantaggi:**

- I soggetti all'interno della LEC perdono la loro identificazione come clienti finali, sono considerati come utilizzatori dell'energia generata nella LEC per auto approvvigionamento;
- Vi è un solo punto di misura fiscale tra la LEC e la rete esterna;
- Un SSPC ha un impatto meno gravoso sul sistema elettrico poichè al suo interno è realizzato l'autoconsumo, meno energia elettrica viene immessa sulla rete esterna;
- la configurazione come SSPC potrebbe essere presa da modello per i condomini, in cui la rete elettrica di distribuzione interna è un impianto privato funzionale all'auto approvvigionamento.

**Svantaggi:**

- Non essendo più considerati come clienti finali, gli utenti perdono la tracciabilità della propria misura elettrica;
- Per la gestione della rete di distribuzione interna della LEC ci si affida ad accordi privati che sono caratterizzati da bassa visibilità e tutela.

La rappresentazione grafica di questa configurazione è mostrata in figura 2.4. Emerge come in realtà nella rete della comunità siano comprese solamente le utenze comu i del condominio, non rappresenta quindi una configurazione "uno-a-molti", ma ricade nella già esistente "uno-a-uno". Volendo estendere il concetto si ricade nella configurazione fisica di SDC. Per questo studio pertanto questa possibilità è stata scartata.

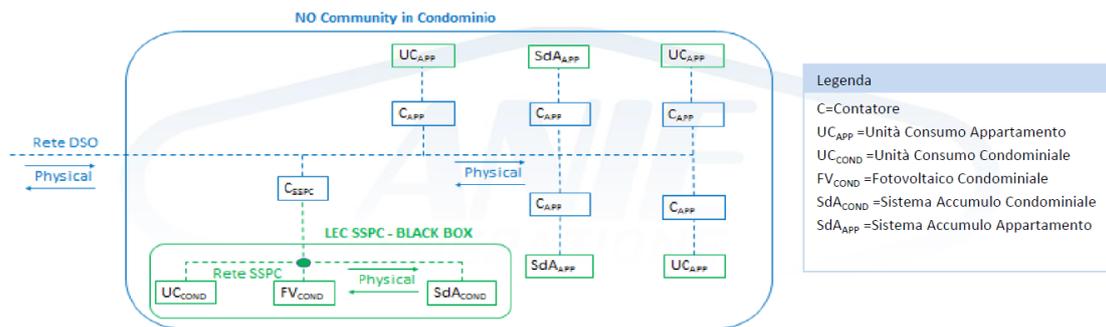


Figura 2.4: Condominio come SPPC

**Comunità virtuale in un condominio**

La comunità energetica virtuale può essere realizzata in qualsiasi ambito, dunque anche in quello condominiale. La configurazione che più si addice a questa tipologia di comunità è lo Scambio di Perimetro (SDP). In questo caso non vi è una rete interna della comunità ma i flussi vengono scambiati direttamente sulla rete del DSO. L'aggregazione è solamente virtuale e commerciale. La struttura della comunità è rappresentata in figura 2.5. Il DSO continua a vedere i membri della comunità come singole utenze, ognuna col proprio contatore. Lo scambio

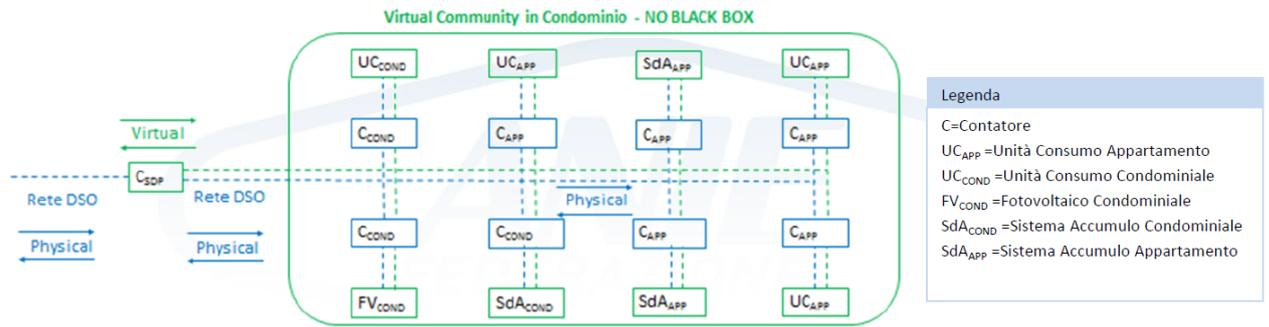


Figura 2.5: Condominio come SDP

dell'energia autoconsumata si misura tramite un contatore virtuale che, tramite le misurazioni dei contatori delle utenze della comunità, ridistribuisce l'autoconsumo tra i membri per mezzo di un algoritmo.

Il vantaggio di questa configurazione è che è estendibile a più utenze anche lontane geograficamente, ciò consente di sfruttare al meglio la generazione distribuita.

Lo svantaggio principale risiede nel fatto che l'energia autoprodotta viene immessa nella rete del DSO e va a sbilanciarla, mentre nelle altre configurazioni rimaneva all'interno della rete della comunità, andando ad alleviare la rete esterna.

### 2.2.2 Struttura dei costi dell'energia elettrica

Per comprendere i vantaggi, anche economici, che si avrebbero in caso di inclusione delle comunità energetiche locali nei SSPC o nei SDC è opportuno analizzare la struttura dei costi dell'energia in Italia. Focalizzandosi sul costo dell'energia elettrica di un utente residenziale, negli ultimi due anni sono state effettuate delle modifiche nella struttura e nella nomenclatura degli oneri imposti nella bolletta elettrica 2.0.

Tale bolletta è in vigore dal 1 gennaio 2016 ed è in continuo aggiornamento. Essa è comprensiva delle diverse voci di spesa:

1. Spesa per la materia energia:

- quota fissa [€/anno];
- quota energia [€/kWh] con prezzo differenziato in base a fasce orarie;

Contiene i costi delle diverse attività svolte dal venditore per fornire energia elettrica al cliente.

2. Spesa per il trasporto e la gestione del contatore:

può variare ogni trimestre ed è composta da:

- quota fissa [€/anno];
- quota potenza [€/kW/anno];
- quota energia [€/kWh].

Comprende gli importi fatturati per le diverse attività che consentono ai venditori di consegnare ai clienti finali l'energia elettrica.

La spesa comprende:

- tariffa di trasporto, distribuzione e misura;
- componente tariffaria UC3: Componente della spesa per il trasporto e la gestione del contatore destinata a coprire gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione. Applicata all'energia consumata [euro/kWh].

- componente tariffaria UC6: a copertura di una parte dei costi del sistema di incentivi alle imprese che gestiscono le reti di trasporto e di distribuzione per interventi che comportano un miglioramento della qualità del servizio. È composta da una parte applicata alla potenza impegnata [€/kW/anno] e una parte applicata all'energia consumata [€/kWh].

3. Spesa per oneri di sistema:

- quota fissa [€/anno], non applicata abitazioni di residenza anagrafica;
- quota potenza [€/kW/anno], non applicata ad abitazioni;
- quota energia [€/kWh].

Comprende gli importi fatturati per la copertura dei costi di attività di interesse generale per il sistema elettrico e viene pagato da tutti gli utenti finali del sistema elettrico.

Dal 1 gennaio 2018, con le delibere 481/2017/R/eel [23] e 923/2017/R/com [24] la spesa comprende:

- $A_{sos}$  per copertura oneri generali per sostegno a rinnovabili e/o cogenerazione ad alto rendimento;
- $A_{rim}$  per copertura oneri generali rimanenti.

Prima del 1 gennaio 2018 le componenti erano suddivise in  $A_2$ ,  $A_3$ ,  $A_4$ ,  $A_5$ ,  $A_e$ ,  $A_s$ ,  $UC_4$ ,  $UC_7$ , MCT, ora queste componenti sono incluse nelle aliquote  $A_{sos}$  e  $A_{rim}$ .

4. Ricalcoli, in caso di modifica dei consumi di bollette già pagate;
5. Altre partite;
6. Bonus sociale: solo per clienti domestici a cui il bonus è riconosciuto, comprende l'accredito al cliente;
7. Imposte: Accise sull'energia consumata + IVA. Per le utenze domestiche l'IVA è al 10% invece che al 22%;
8. Canone RAI.

Nella figura 2.6 viene mostrato il peso che ciascuna voce ha sul prezzo finale dell'energia elettrica in bolletta per un utenza residenziale.

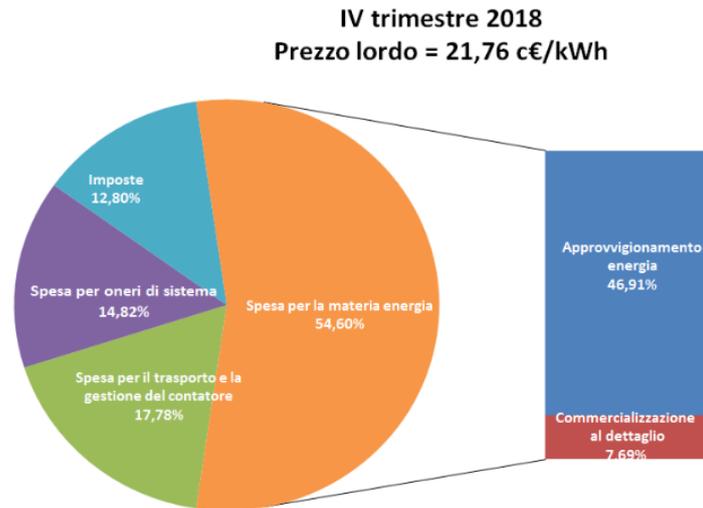


Figura 2.6: Struttura del costo dell'energia elettrica [2]

## **Benefici tariffari applicati ai SSPC e ai SDC**

Nella presente trattazione la voce su cui porre l'attenzione è quella degli oneri generali di sistema. Di seguito sarà effettuata un'analisi storica di come queste componenti si siano evolute nel corso degli anni, in relazione alle configurazioni impiantistiche trattate in precedenza. Le considerazioni seguenti hanno valore sia per i SSPC che per i SDC.

Le componenti fisse degli oneri A e UC trovano applicazione con esclusivo riferimento ai punti di connessione alla rete pubblica, per qualsiasi tipologia di sistema elettrico.

Sono invece cambiati, nel corso degli anni, i punti di applicazione delle componenti variabili degli oneri generali a seconda della configurazione considerata.

Fino al 31 dicembre 2014 per tutti gli SSPC le componenti fisse degli oneri di trasporto e degli oneri generali erano applicate sul punto di connessione con la rete pubblica, mentre le componenti variabili erano applicate sull'energia prelevata dalla rete.

Dal 1 gennaio 2015 al 31 dicembre 2016, con la legge 116/14 [15] e con la delibera 609/2014/R/eel [16], i SEU, i SEESEU e i RIU sono andati ad alleggerire i costi del sistema elettrico. Essi pagavano le componenti variabili degli oneri generali, oltre che sulla quota di energia prelevata dalla rete pubblica, anche su una quota di energia autoconsumata e non prelevata dalla rete, con una maggiorazione del 5% delle componenti variabili A e MCT.

Col Decreto Legge del 30 dicembre 2016, n.244 è cambiata nuovamente la modalità di imposizione delle parti variabili degli oneri generali di sistema, essi, ad oggi, si applicano esclusivamente sull'energia prelevata da rete pubblica con obbligo di connessione terzi, per tutte le configurazioni di SSPC e SDC.

"Pertanto, dal 1 gennaio 2017, non vi è più alcuna differenza sul piano tariffario tra SEU, SEESEU, ASE e ASAP (per quanto riguarda i SSPC), nè tra RIU e ASDC (per quanto concerne i SDC)" [4].

Di seguito le tabelle 2.3 e 2.4 riassumono quanto detto sopra.

Categoria	Componenti di trasporto fisse	Componenti di trasporto variabili	Componenti fisse oneri generali	Componenti variabili oneri generali	Componente MCT
<b>SEU</b>	€/pod	€/kWh	€/pod	€/kWh + 5% energia auto-consumata.	€/kWh + 5% energia auto-consumata.
<b>SESEU-A SESEU-B</b>	€/pod	€/kWh	€/pod	€/kWh + 5% energia auto-consumata.	€/kWh + 5% energia auto-consumata.
<b>SESEU-C</b>	€/pod	€/kWh	€/pod	€/kWh + 5% energia auto-consumata.	€/kWh
<b>ASE ASAP</b>	€/pod	€/kWh	€/pod	€/kWh	€/kWh
<b>RIU</b>	€/pod	€/kWh	€/pod	€/kWh + 5% energia auto-consumata.	€/kWh + 5% energia auto-consumata.

Tabella 2.3: Oneri fino al 2016

Categoria	Componenti di trasporto fisse	Componenti di trasporto variabili	Componenti fisse oneri generali	Componenti variabili oneri generali	Componente MCT
<b>SSP-A SSP-B SEU SESEU-A SESEU-B SESEU-C SESEU-D ASE ASAP RIU ASDC</b>	€/pod	€/kWh	€/pod	€/kWh	€/kWh

Tabella 2.4: Oneri dal 2017

Nell'ottica del caso studio considerato nella tesi, un condominio, non essendoci differenza tra i diversi sistemi in merito all'applicazione degli oneri, sarà considerato come un SDC e come un SDP.

Va inoltre detto che, con le leggi attualmente vigenti in Italia, agli impianti condominiali non è consentito vendere la propria energia elettrica prodotta, ad esempio

da CHP o fotovoltaico di proprietà condominiale, ai singoli condòmini, ma tale energia può essere utilizzata solo per gli usi comuni del condominio, come gli ascensori e l'illuminazione delle scale. Ciò riduce notevolmente il beneficio economico che si potrebbe trarre dall'avere un impianto di produzione condominiale [39].

Per quanto riguarda l'energia termica, invece, la legge prevede l'uso di impianti centralizzati che possano servire le utenze private.

Nella trattazione si considereranno dunque due scenari normativi-legislativi uno considerando solo le parti comuni del condominio, l'altro considerando anche i singoli appartamenti. Riassumendo, in figura 2.7 sono indicati i maggiori ostacoli normativi che incontrano le LEC residenziali.

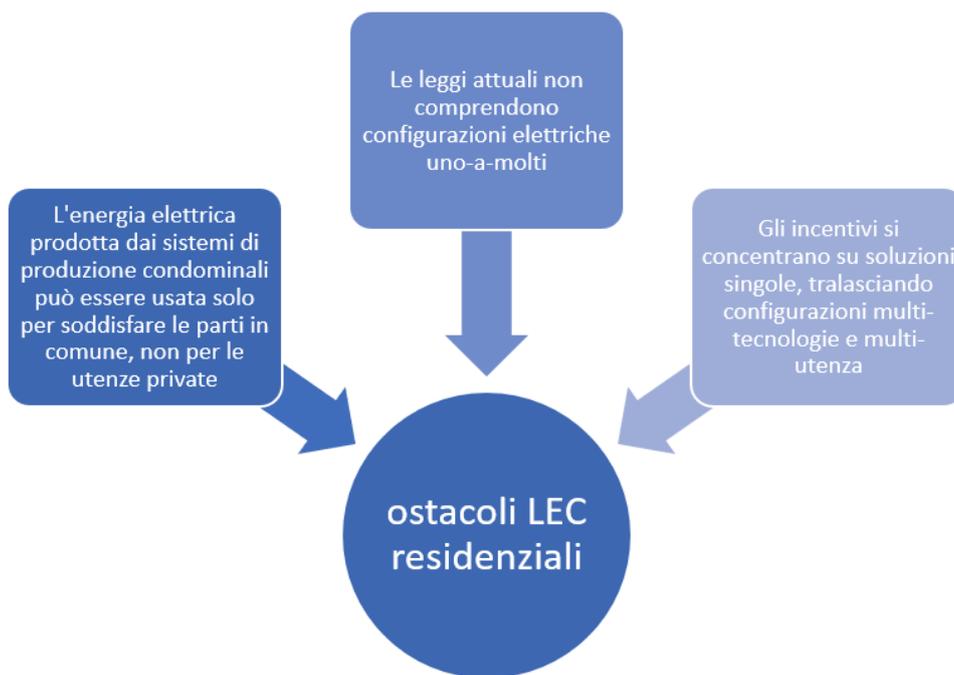


Figura 2.7: Ostacoli sviluppo LEC residenziali

## 2.3 Comunità energetica condominiale: caso studio

In questo capitolo sarà descritto il caso studio con l'impiantistica attualmente installata per la produzione dell'energia, sia termica che elettrica. Nella seconda parte del capitolo saranno proposte e descritte nel dettaglio delle tecnologie da usare per il retrofit del condominio.

### 2.3.1 Quadro energetico attuale del condominio in esame

Il caso studio in esame è un condominio denominato "Casa Alpina" situato nel comune di Gressoney-la-Trinitè, in Val d'Aosta. Esso è composto da dieci appartamenti disposti su due piani. Nell'immagine satellitare 2.8, presa da Google Earth, è possibile osservare la forma e l'orientazione dell'edificio.



Figura 2.8: "Casa Alpina" Gressoney-La-Trinitè (AO)

Dall'APE (Attestato Prestazione Energetica) 2017 risulta che il condominio si trovi nella zona climatica F, il fabbisogno termico sia soddisfatto da una caldaia a gasolio, l'acqua calda sanitaria sia portata a temperatura da uno scaldabagno elettrico e l'energia elettrica sia prelevata dalla rete.

Lo scopo della tesi è valutare la fattibilità energetica ed economica di diversi tipi di retrofit volti a migliorare le prestazioni energetiche dell'edificio, attualmente inserito nella classe energetica G, nell'ottica di far diventare i condòmini dell'edificio membri di una comunità energetica e di conseguenza prosumer di energia elettrica. Gli interventi proposti vanno dall'installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto, al cogeneratore per la produzione di energia elettrica e termica, a configurazioni ibride che comprendano la pompa di calore per il riscaldamento accoppiata all'impianto fotovoltaico.

### 2.3.2 Tecnologie di retrofit

In questa sezione si andranno ad analizzare le tecnologie che sono state individuate per il retrofit del condominio in esame, specificandone caratteristiche, peculiarità e motivazioni del perchè siano adatte al caso studio.

Volendo fare rientrare la comunità in una configurazione normata del tipo SSPC o SDC gli interventi di retrofit dovranno comprendere impianti che coinvolgano fonti rinnovabili, cogenerazione ad alto rendimento o eventuali configurazioni miste.

Le tre tecnologie cardine dell'analisi sono quindi:

1. fotovoltaico
2. cogenerazione
3. pompe di calore

In questa sezione sono descritte tutte e tre le tecnologie, mentre nella sezione di calcoli solamente il fotovoltaico è stato effettivamente simulato. Le altre due tecnologie potranno essere utilizzate per sviluppi futuri della tesi.

## Fotovoltaico

Come è noto, il fotovoltaico è quella tecnologia che converte direttamente la radiazione solare, visibile e non, in energia elettrica. Rientra nelle tecnologie rinnovabili e pertanto negli ultimi decenni ha subito una massiccia politica di incentivazione, sia a livello nazionale che europeo e mondiale.

Per quanto riguarda l'Italia, dal 2005 al 2013, il fotovoltaico ha goduto di un'incentivazione dedicata, il Conto Energia, che ha contribuito alla diffusione della tecnologia, sia a livello di grandi investimenti da parte di aziende, sia da parte dei privati cittadini che hanno scelto di installare i pannelli sui propri tetti per produrre e consumare energia pulita. Dal 1992 ad oggi la capacità globalmente installata in Italia è passata da 8,6 MW a quasi 20 GW.

Il grafico 2.9 conferma quanto detto in precedenza ed è interessante notare come, seppur molto più lentamente, la capacità installata continui ad aumentare anche dopo il 2013.



Figura 2.9: MWp installati in Italia

Per entrare nel merito della tecnologia, l'impianto fotovoltaico è composto da tre elementi chiave [73]:

- moduli fotovoltaici, in cui avviene la conversione da energia solare a energia elettrica;
- inverter per trasformare la corrente continua, prodotta dai pannelli, in corrente alternata da fornire all'utenza, in caso di utenza residenziale collegata alla rete elettrica;
- quadri e cavi elettrici per distribuire l'energia elettrica alle utenze e contatori per monitorare i flussi energetici.

I moduli fotovoltaici sono costituiti da celle in materiale semiconduttore, il più diffuso è il silicio cristallino, ma non è l'unico. Nella tabella 2.5 sono riportate le tecnologie più comuni di cella fotovoltaica e i relativi range di efficienza [73].

<b>Tecnologia</b>	<b>Efficienza</b>
Silicio monocristallino (m-Si)	15-21%
Silicio policristallino (p-Si)	14-16%
Film sottile di silicio amorfo (a-Si)/ silicio microcristallino ( $\mu$ -Si)	6-10%
Film sottile di diseleniuro di Indio-Rame-Gallio (CIGS)	11-13%
Film sottile di telluro di Cadmio (CdTe)	13-15%

Tabella 2.5: Efficienze moduli fotovoltaici

L'efficienza del pannello si calcola come

$$\eta_{stc} = \frac{P_{nom}}{G_{stc} * A} \quad (2.1)$$

dove  $P_{nom}$  è la potenza installata del modulo,  $G_{stc}$  è l'irradianza in condizioni di test standard ed è pari a  $1000 \text{ W/m}^2$ , ad una temperatura della cella= $25^\circ\text{C}$  e velocità del vento nulla, mentre  $A$  è la superficie del modulo. Al giorno d'oggi più del 90% dei moduli fotovoltaici sul mercato sono di tipo cristallino, in particolare circa il 60% sono in p-Si e il 40% in m-Si [49]. Il silicio monocristallino è il più efficiente perchè è in grado di sfruttare la radiazione solare diffusa fino ad elevate inclinazioni, ma necessita di costose operazioni per la preparazione del monocristallino. Un'alternativa è il silicio policristallino, meno costoso ma anche meno

efficiente perchè a causa dei molteplici orientamenti dei diversi cristalli la cattura della radiazione diffusa è ostacolata. Il silicio amorfo ha un basso costo ed essendo un film sottile necessita di una minor quantità di materiale, ma come è possibile osservare in tabella ha l'efficienza più bassa di tutte le alternative considerate. Il telluro di cadmio invece ha una buona efficienza, ma utilizza il cadmio che è un elemento tossico [46].

### **Influenze sulla producibilità**

La producibilità dei pannelli fotovoltaici è influenzata dalla regione geografica in cui l'impianto è installato, la produzione media annua di un impianto è infatti proporzionale alla radiazione solare che annualmente giunge nel luogo di installazione dell'impianto. Ad influenzare tale radiazione sono principalmente due fattori:

- la latitudine che incide sulla lunghezza che i raggi solari devono compiere in atmosfera;
- le condizioni atmosferiche del luogo, le quali determinano la riflessione e la rifrazione delle nubi e delle polveri sottili.

A tal proposito esistono mappe di irraggiamento medio annuo, elaborate dal progetto europeo PVGIS, che illustrano quali sono le regioni più adatte per l'adozione di questa tecnologia. Altri due elementi che hanno ripercussioni sulle prestazioni dell'impianto fotovoltaico sono l'orientamento e l'inclinazione dei moduli che, a differenza dei fattori elencati in precedenza, sono scelte arbitrarie del progettista. Nella figura 2.10 vengono identificati gli angoli principali di cui si terrà conto nell'analisi della tecnologia.  $\alpha$ : latitudine;

$\beta$ : angolo di inclinazione rispetto all'orizzontale;

$\theta$ : angolo di incidenza, tra la radiazione solare e la normale alla superficie del pannello;

$\theta_z$ : angolo zenitale;

$\alpha_s$ : altezza solare, angolo tra la linea Sole-Terra e il piano dell'orizzonte;

$\gamma$ : scostamento dell'asse del pannello dalla direzione Sud (orientazione);

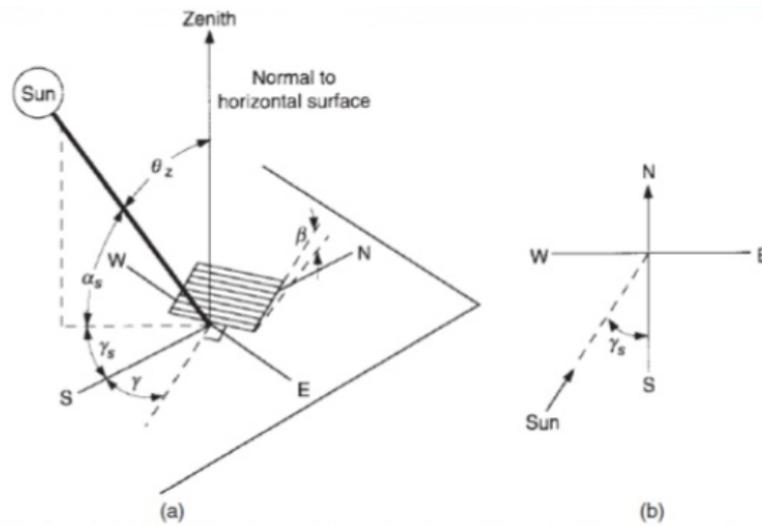


Figura 2.10: Angoli solari, orientazione e inclinazione di un modulo solare [53]

$\gamma_s$ : azimuth, scostamento angolare dalla direzione Sud della proiezione della radiazione solare sul piano dell'orizzonte; L'orientazione ottimale per la superficie captante è quella perpendicolare ai raggi solari. Per avere il pannello sempre ortogonale alla radiazione solare è necessario un sistema di tracciamento della posizione solare cielo. Questa soluzione è realizzabile, ma poco utilizzata in ambito residenziale, per il quale è preferita l'opzione a superfici fisse. L'orientazione scelta è quella con il modulo esposto a sud, ma sono accettabili anche inclinazioni sud-est o sud-ovest, senza grandi riduzioni di producibilità.

Se i pannelli sono installati sui tetti delle abitazioni l'orientazione è quella del tetto con la faccia esposta a sud. In questo caso si può intervenire solamente sull'inclinazione del modulo rispetto al piano orizzontale (tilt angle  $\beta$ ). Come regola generale si sceglie un tilt angle di  $10^\circ$  maggiore della latitudine  $\beta = \alpha + 10^\circ$ , per migliorare la produzione di energia elettrica sfruttando il periodo estivo in modo ottimale. Per un'analisi più accurata è possibile trovare sia l'orientazione che l'angolo di inclinazione ottimali tramite algoritmi di ottimizzazione come ad esempio il *Golden Section Method* o la *Quadratic Approximation*.

Una delle caratteristiche del fotovoltaico è che è in grado di operare sia connesso

alla rete elettrica (*grid-connected*) sia senza alcuna connessione (*stand-alone*). La capacità di operare senza il supporto della rete elettrica è particolarmente utile per le aree geografiche in cui è più complicato installare le infrastrutture della rete pubblica.

#### **Vantaggi del fotovoltaico [73]:**

- Non utilizza nessun tipo di combustibile per produrre energia elettrica;
- Utilizza una fonte di energia gratuita: il sole;
- E' silenzioso;
- L'energia elettrica è prodotta senza emissioni di gas serra;
- Ha una alta affidabilità e una lunga vita media (circa 30 anni);
- Non necessita di manutenzione delle parti meccaniche poichè, producendo direttamente energia elettrica dalla luce solare, non ha al suo interno parti rotanti, è tutto statico. Solamente gli inverter devono essere sostituiti una volta durante la vita dell'impianto. E' però necessaria la pulizia dei pannelli per garantire un alto rendimento;
- I pannelli sono modulari e facili da installare;
- Produce l'energia elettrica esattamente dove è richiesta dall'utenza, non sono necessarie lunghe reti di trasmissione dunque le perdite saranno minori;
- Al termine della propria vita utile il pannello può essere riciclato in tutte le sue componenti, vetro, silicio, alluminio, senza lasciare scorie o rifiuti [49].

#### **Svantaggi del fotovoltaico [73]:**

- Fluttuazione nella produzione dell'energia elettrica: si ha una ciclicità giorno/notte, in base al mese considerato, ma anche infragiornaliero dipendentemente dalle condizioni meteorologiche;

- Necessita dell'installazione di altre componenti, per lo stoccaggio dell'energia elettrica;
- Potrebbero esserci delle limitazioni sull'installazione dei pannelli sopra alcuni edifici, soprattutto in città, a causa del forte impatto visivo dei moduli [49].

Alla luce delle caratteristiche del fotovoltaico descritte in questa sezione, emerge che questa tecnologia ben si presta al caso della comunità energetica locale di tipo residenziale. Il fotovoltaico, infatti, consente di sfruttare una risorsa energetica rinnovabile e soprattutto *locale*, parola chiave sia in caso di LEC che di SEU.

Se usato come unico nuovo elemento di retrofit, ovviamente, potrà contribuire al solo soddisfacimento della totalità o di una parte del fabbisogno elettrico, lasciando alla caldaia a gasolio pre-esistente il compito di soddisfare l'utenza termica.

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico verrà autoconsumata quando la produzione sarà corrispondente o maggiore della richiesta elettrica dell'utenza, l'eventuale surplus sarà venduto alla rete elettrica. Nel caso in cui, invece, l'energia richiesta dall'utenza sia una quantità maggiore di quella prodotta dall'impianto, la quota mancante verrà comprata dalla rete.

Nel caso studio in esame non sarà quindi possibile una totale indipendenza dalla rete, ma si cercherà di aumentare l'autoconsumo e l'autosufficienza dell'edificio, in modo da ridurre al minimo le interazioni tra il sistema interno della comunità energetica e il sistema esterno.

## Micro-cogenerazione

La cogenerazione, combined heat and power (CHP), è una tecnologia che consente di produrre contemporaneamente sia energia termica che energia elettrica sfruttando in modo ottimale l'energia primaria del combustibile.

Negli ultimi anni il suo utilizzo è aumentato grazie agli sviluppi della tecnologia e ai vantaggi che ne derivano.

In primis, il CHP consente di ridurre i consumi di combustibile poichè, rispetto alla produzione separata di calore ed energia elettrica, è in grado di estrarre due prodotti da un unico combustibile. Per questo motivo la cogenerazione è ritenuta una delle opzioni per raggiungere gli obiettivi europei in merito al risparmio di energia primaria. In secondo luogo, il minor utilizzo di combustibile porta alla riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera e ad una decarbonizzazione del processo di produzione dell'energia. Gli impianti sono posti spesso in vicinanza delle utenze stesse, dunque l'energia viene spesso autoconsumata in loco e ciò va a ridurre le perdite di trasmissione e distribuzione nel sistema elettrico nazionale. In ultimo, contribuisce al contenimento del costo dell'energia e aiuta uno stato a diminuire la propria dipendenza energetica dai Paesi esteri [39], [41], [63].

La cogenerazione è molto diffusa in ambito industriale ed è particolarmente adatta per utenze che presentano una domanda di energia termica ed elettrica pressochè costante, come centri sportivi, ospedali e centri commerciali. Attualmente, in Italia, la cogenerazione è poco utilizzata nel settore terziario e residenziale, la motivazione principale è la domanda irregolare di energia delle utenze, ma anche l'elevato costo di investimento e l'oneroso iter autorizzativo rappresentano fattori chiave [39], [40].

I CHP sono classificati in tre gruppi differenti a seconda della potenza installata, come descritto nel decreto legge del 16 marzo 2017 [25] e ripreso da Martinez [63]:

- micro-cogenerazione:  $P < 50 \text{ kW}_e$
- piccola (mini)-cogenerazione:  $P = 50 \text{ kW}_e \div 1 \text{ MW}_e$
- cogenerazione:  $P > 1 \text{ MW}_e$

In ambito residenziale ci si sta muovendo verso la piccola e micro-cogenerazione [43], [66].

Una ulteriore classificazione può essere fatta distinguendo gli impianti in impianti di cogenerazione ed impianti di cogenerazione ad alto rendimento (CAR). A tal proposito il decreto legge 8 febbraio 2007, n.20 [26], decreto di attuazione della Direttiva Europea 2004/8/CE, definisce i criteri per il riconoscimento delle configurazioni CAR. Il criterio utilizzato si basa sul risparmio di energia primaria, Primary Energy Saving (PES), che è "il risparmio relativo di energia primaria realizzabile da un impianto di cogenerazione rispetto ad impianti separati per la produzione di energia termica ed energia elettrica" [47] e si calcola come nell'equazione 2.2:

$$PES = 1 - \frac{E_{fuel}}{\frac{E_{th,CHP}}{\eta_{th,s}} + \frac{E_{el,CHP}}{\eta_{el,s}}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{th,CHP}}{\eta_{th,s}} + \frac{\eta_{el,CHP}}{\eta_{el,s}}} \quad (2.2)$$

Dove:

- $\eta_{th,CHP}$  è il rendimento termico della produzione tramite cogenerazione:

$$\eta_{th,CHP} = \frac{E_{th,CHP}}{E_{fuel}} \quad (2.3)$$

- $\eta_{el,CHP}$  è il rendimento elettrico della produzione mediante cogenerazione:

$$\eta_{el,CHP} = \frac{E_{el,CHP}}{E_{fuel}} \quad (2.4)$$

- $\eta_{th,s}$  è il rendimento di riferimento per quanto riguarda la produzione separata del calore ed è pari al 92% [12], [9];
- $\eta_{el,s}$  è il rendimento di riferimento della produzione separata di energia elettrica che è pari al 46% [12], [9].

Il GSE definisce come CAR le configurazioni che hanno un PES:

- maggiore del 10% per impianti con capacità di generazione di almeno 1 MW<sub>el</sub>;
- maggiore di 0, per impianti di micro e mini-cogenerazione.

**Tecnologie** Un impianto di cogenerazione è composto dalla somma dei seguenti elementi:

1. motore termico;
2. generatore;
3. sistema di recupero del calore;
4. convertitore elettrico.

Il componente principale di un impianto CHP è il motore primario, che può basarsi su diverse tecnologie: a ciclo termodinamico (combustione interna o esterna) e a ciclo non termodinamico (senza processo di combustione). A seconda delle potenze installate e dei settori in cui sono utilizzati la scelta del ciclo ottimale da utilizzare è differente. Su piccola scala le tecnologie maggiormente utilizzate sono le micro-turbine (MT) e i motori a combustione interna (ICE) [44]. La figura 2.11 illustra i principali campi di utilizzo di tali tecnologie, mentre la figura 2.12 mostra l'evoluzione delle vendite dei sistemi micro-CHP in Europa.

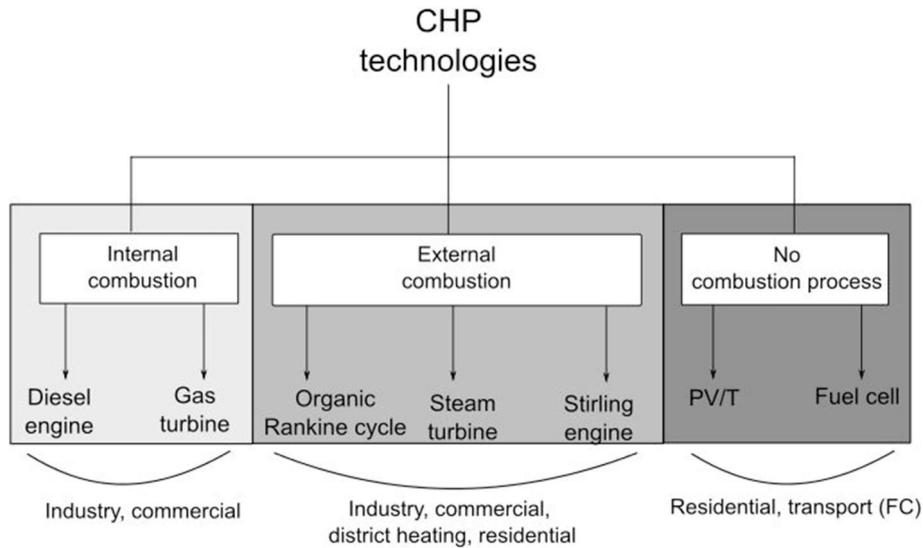


Figura 2.11: Ambiti di applicazione dei motori termici per la cogenerazione [63]

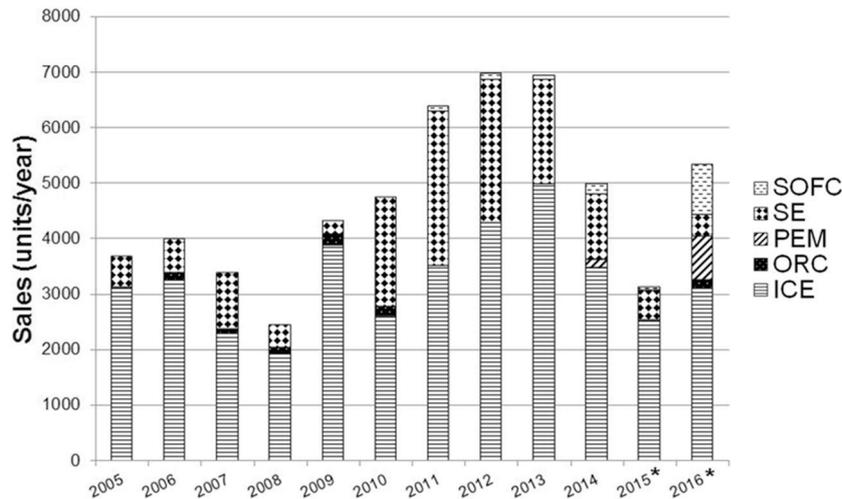


Figura 2.12: Evoluzione vendite motori per micro-CHP in Europa [63]

Da articoli di letteratura [55], [40] [44] è emerso come i fattori critici per il dimensionamento dei CHP siano il fattore di utilizzo e l'economia di scala per il costo di investimento del CHP, ma sono da tenere in considerazione anche le variazioni dell'efficienza in caso di funzionamento ai carichi parziali e la variazione di temperatura all'interno e all'esterno dell'edificio. A tal proposito, nella figura 2.13, è

mostrato come variano le efficienze termiche ed elettriche a seconda del funzionamento a pieno carico o a carico parziale nel caso di motore a combustione interna e di micro-turbina. Nello studio di Canova [44] le curve sono realizzate dall'interpo-

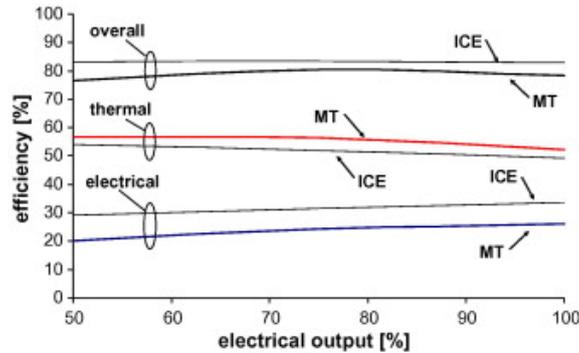


Figura 2.13: Efficienze elettriche e termiche ai carichi parziali [44]

lazione lineare di dati forniti dai produttori dei motori. Come si può notare dalla figura 2.13 le linee sono troncate al 50% della potenza elettrica nominale poichè al di sotto di tale valore le prestazioni diminuiscono bruscamente, molti produttori infatti consigliano di spegnere il motore se la potenza richiesta dall'utenza dovesse essere minore del 50% [44].

Alla luce di queste considerazioni anche il CHP può essere una tecnologia adatta al retrofit del condominio in esame. Tramite micro-cogenerazione ad alto rendimento si potrebbe sostituire la vecchia caldaia a gasolio con una macchina in grado di:

- produrre la stessa potenza termica ma con una efficienza maggiore, portando al risparmio del combustibile;
- produrre allo stesso tempo anche una quota di energia elettrica da autoconsumare, se necessario, oppure da vendere alla rete;
- portare ad una riduzione delle perdite di trasmissione e distribuzione, perchè viene installata all'interno delle proprietà del condominio, così come richiesto affinché il condominio possa essere considerato un SEU.

Per il soddisfacimento del fabbisogno elettrico resterà necessaria la connessione alla rete, poichè la potenza elettrica prodotta dal CHP potrebbe essere non sufficiente

a soddisfare istantaneamente la richiesta dell'utenza, oppure potrebbe essere in eccesso.

Per quanto riguarda il lato termico se ne discuterà nel capitolo successivo, quando si esporranno gli scenari e i criteri di dimensionamento degli impianti.

## Pompe di calore

Così come per le tecnologie precedentemente descritte, le pompe di calore stanno prendendo sempre più piede negli ultimi anni a livello residenziale, perchè sta emergendo il loro potenziale sia energetico, sia economico ed ambientale.

La pompa di calore è una macchina termica basata su un ciclo di Carnot inverso, che trasferisce calore da una sorgente "fredda" ad una sorgente "calda", nel verso opposto a quello dello scambio di calore spontaneo, grazie ad un fonte di energia esterna. Esistono due macro categorie di pompe di calore:

- a compressione: in cui l'aumento di temperatura avviene grazie ad una compressione del fluido frigorifero. Il compressore può essere alimentato a gas o a energia elettrica;
- ad assorbimento: in cui il riscaldamento del fluido frigorifero avviene tramite un ciclo ad assorbimento.

In questo paragrafo si analizzeranno nel dettaglio solamente le pompe di calore del primo tipo.

La macchina è composta da quattro componenti principali: evaporatore, compressore, condensatore e valvola di espansione e il funzionamento segue i quattro punti elencati:

1. nell'evaporatore, il fluido frigorifero, che è il fluido di lavoro del ciclo, evapora e acquista calore dalla sorgente "fredda";
2. il vapore viene condotto in un compressore il quale, grazie all'energia fornita dall'esterno, aumenta la pressione e conseguentemente la pressione del vapore;
3. dopo il compressore il vapore giunge nel condensatore in cui, condensando, cede il proprio calore al pozzo "caldo", che è l'ambiente da riscaldare;
4. in ultimo, il fluido passa in una valvola di espansione che riporta pressione e temperatura alle condizioni di partenza, così da poter effettuare un nuovo ciclo.

Le fonti di calore esterno sono fonti rinnovabili e soprattutto gratuite poiché sono aria, acqua e suolo. Non è necessaria alcuna combustione per procurare il calore necessario a far funzionare la macchina. La fonte di energia primaria è invece l'energia elettrica necessaria durante la compressione del fluido frigorifero. Questa elettricità può essere prelevata dalla rete elettrica, ma può anche essere frutto dell'accoppiamento di un impianto fotovoltaico alla pompa di calore, ciò rende l'impianto rinnovabile al 100%.

Grazie all'impiego della pompa di calore si possono ottenere i seguenti vantaggi:

- minor consumo di energia primaria: a seconda della pompa di calore considerata da  $1 kWh_{el}$  si possono produrre 2-6  $kWh_{th}$ ;
- minori emissioni di gas serra in atmosfera;
- possibilità di realizzare configurazioni ibride con fonti rinnovabili;
- accesso ad incentivazione quali: tariffe dell'energia agevolate, detrazioni fiscali e incentivi di cui si parlerà più avanti nel dettaglio.

Nonostante le pompe di calore costino mediamente di più delle caldaie tradizionali, in particolare la pompa di calore geotermica, possono essere usate sia singolarmente sia accoppiate ad altre fonti di generazione di energia per aumentare la flessibilità del sistema e migliorarne l'efficienza globale. Se si utilizzano le pompe di calore che hanno la possibilità, tramite un inverter, di agire anche da condizionatori, il vantaggio è doppio: d'inverno contribuiscono all'elettrificazione del sistema di riscaldamento, evitando l'utilizzo di combustibili fossili, mentre d'estate aiutano ad alleggerire il picco di richiesta di energia dato dai sistemi di condizionamento [54]. A seconda della fonte di calore a disposizione, della temperatura esterna, del sistema di diffusione del calore presente nelle abitazioni, del fabbisogno di energia termica e dell'investimento che si è disposti a compiere, è necessario scegliere la configurazione impiantistica più opportuna.

Uno schema delle quattro tipologie di pompe di calore è raffigurato nella figura 2.15.

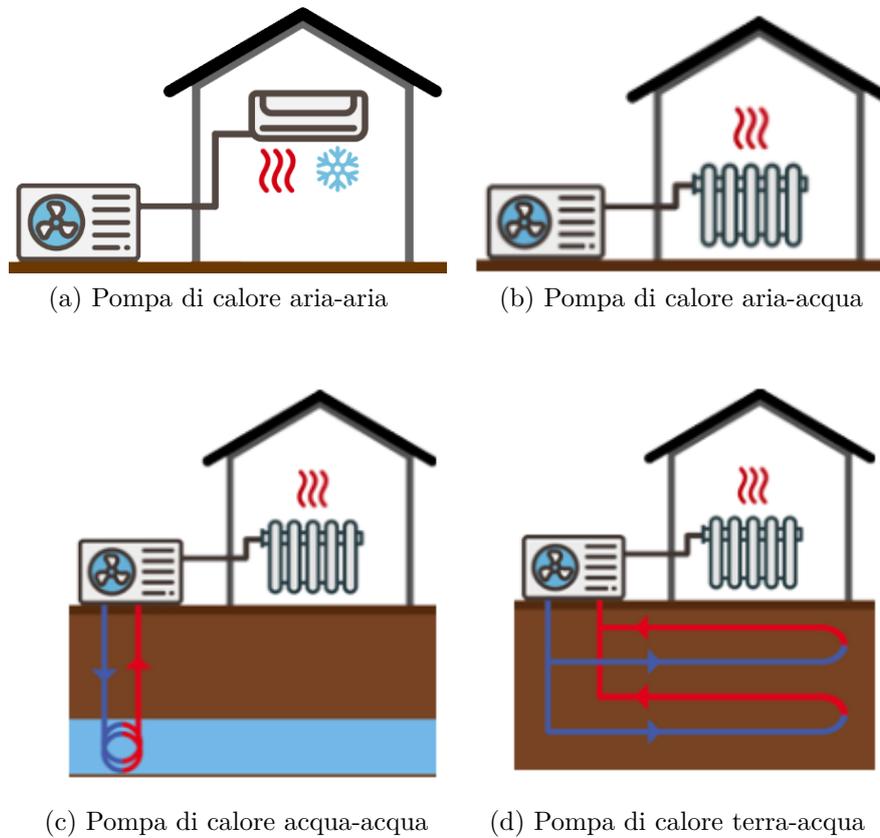


Figura 2.14: Tipologie di pompe di calore [5]

**Pompe di calore ad acqua** Sono pompe di calore acqua-acqua che utilizzano come fonte di calore le falde acquifere o le acque superficiali, come bacini artificiali, laghi, fiumi, sfruttando il fatto che la temperatura dell'acqua è pressochè costante durante tutto l'anno intorno agli 8-15°C.

Le pompe di calore in questione, dette anche "a sistema aperto", prelevano l'acqua, ne sfruttano il calore e la reimmettono nello stesso bacino idrico o in corpi idrici vicini. Nel caso di acqua proveniente da una falda acquifera non superficiale è necessario costruire pozzi di prelievo e re-immissione. I pozzi devono essere a debita distanza uno dall'altro per evitare il cortocircuito termico, ovvero che l'acqua

re-immessa vada ad alterare le condizioni dell'acqua "calda" di prelievo raffreddandola e diminuendo quindi l'efficienza della pompa di calore.

**Pompe di calore ad aria** Grazie ad uno scambiatore di calore esterno la macchina assorbe calore direttamente dall'aria esterna. Il secondo scambiatore di calore si può interfacciare invece con l'aria o con l'acqua, a seconda che si tratti di pompe di calore aria-aria o aria-acqua. Avendo l'aria un coefficiente di trasmissione termico minore dell'acqua avrà bisogno di scambiatori di calore più grandi per produrre lo stesso effetto utile, con un incremento di costi e spazi.

- **Pompe di calore aria-aria:** E' il tipico condizionatore domestico, che diffonde calore all'interno delle abitazione tramite dei diffusori, *split*, presenti nelle stanze. Uno svantaggio di questa pompa di calore è che, utilizzando l'aria come fluido operativo, non produce l'acqua calda utilizzata nei termosifoni, nè è in grado di produrre acqua calda sanitaria.

Il costo della tecnologia oscilla tra i 250 e i 700 €/kW [5].

- **Pompe di calore aria-acqua:** il funzionamento è simile a quello della pompa di calore aria-aria, ma il fluido frigorifero, in questo caso è l'acqua, che va direttamente nelle tubazioni domestiche. Questo tipo di pompa di calore può quindi contribuire sia al riscaldamento degli spazi che alla produzione di acqua calda sanitaria. Per quanto riguarda il riscaldamento, le temperature raggiunte dall'acqua nelle tubazioni consentono di servire sia i termosifoni che i pannelli radianti. Se accoppiata con il riscaldamento a pavimento la pompa di calore avrà un'efficienza maggiore perchè la temperatura di mandata richiesta dai pannelli radianti è di circa 40°C, molto inferiore rispetto a quella richiesta dai termosifoni, circa 70°C.

Il costo della tecnologia si trova nel range 300-900 €/kW [5].

Si può notare come la temperatura dell'aria esterna sia variabile sia durante il giorno che durante l'anno, ciò influenza negativamente la prestazione della macchina. Per questo motivo non è consigliabile installare una pompa di calore ad aria in

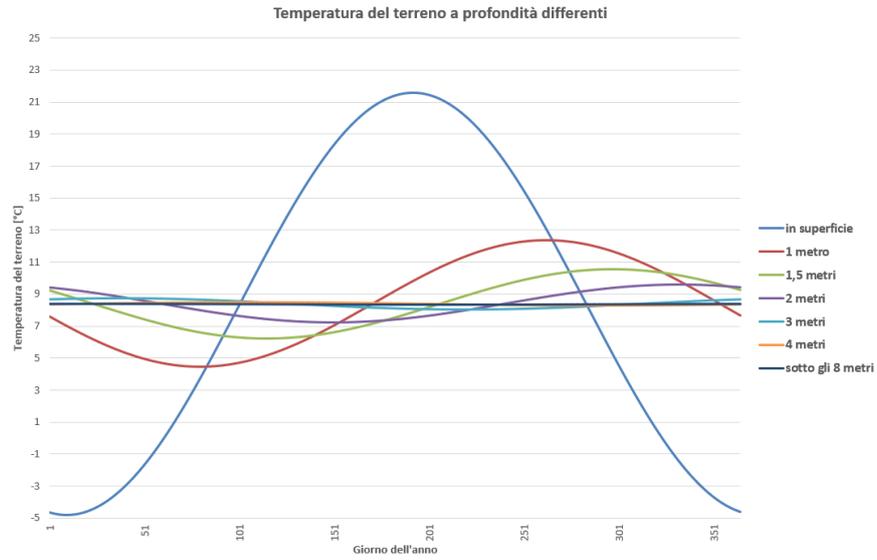
luoghi in cui la temperatura dell'aria scende sotto i 7°C per lunghi periodi. In Italia, secondo il report Legambiente, l'85% delle pompe di calore installate è ad aria, poichè il clima mite e mediterraneo della penisola garantiscono temperature dell'aria maggiori di 7°C per quasi tutto l'anno, non sono invece consigliate per climi alpini.

**Pompe di calore che sfruttano il calore del suolo** Insieme a quelle acqua-acqua le pompe di calore terra-acqua fanno parte delle cosiddette pompe di calore *geotermiche*. La tecnologia sfrutta il fatto che, a differenza di quella dell'aria, la temperatura del terreno ad una certa profondità può considerarsi costante durante tutto l'anno. Nella figura 2.15a si osserva come durante l'anno la temperatura del suolo in superficie sia molto variabile e segua l'evoluzione di temperatura dell'aria con cui è a contatto mentre, inoltrandosi in profondità, il profilo di temperatura sia man mano più costante. Nella figura 2.15b si riesce a capire che dai 4/5 metri di profondità la temperatura del terreno è costante e si assesta intorno agli 9-15 °C per tutti i mesi dell'anno. Per far avvenire lo scambio termico tra il fluido frigorifero e il suolo è necessario installare delle tubazioni nel terreno, esse possono essere posizionate in verticale, scavando anche fino a 100 metri di profondità, oppure possono essere posti in orizzontale a pochi metri di profondità, in questo caso la superficie occupata dai tubi sarà maggiore [60]. A causa di queste complessità di posa in opera ed installazione dell'impianto questa tecnologia è la più costosa delle quattro. Le dimensioni della pompa di calore sono quelle di un grande elettrodomestico e l'unità monoblocco può essere posizionata in un locale sotterraneo come una cantina o un vano caldaia.

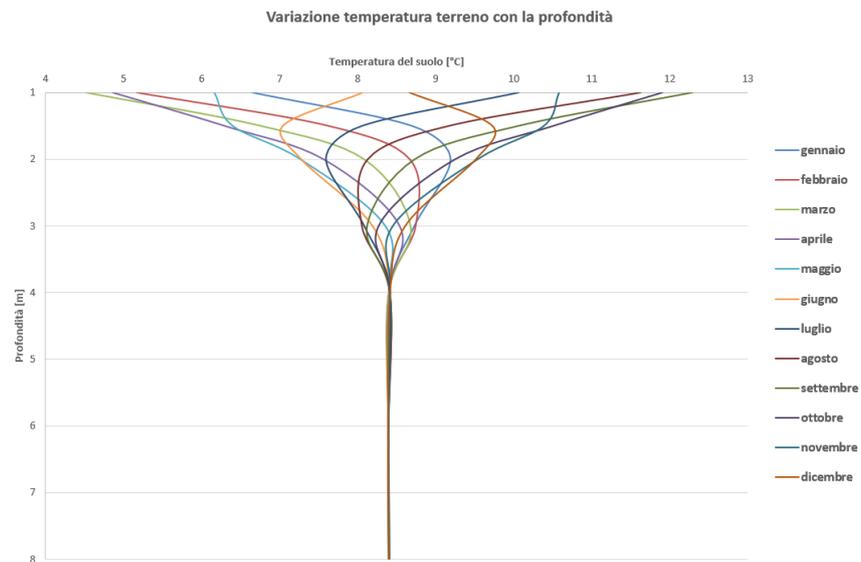
Questa tipologia di pompa di calore può essere utilizzata sia per riscaldamento/raffreddamento che per l'acqua calda sanitaria. L'impianto è più efficiente se accoppiato ai pannelli radianti piuttosto che ai termosifoni.

E' la pompa di calore più costosa: 800-1700 €/kW [5], ma ha una efficienza talmente elevata che consente di rientrare nell'investimento dopo pochi anni.

**Prestazioni** Come detto in precedenza le pompe di calore dotate di inverter funzionano in due modalità: riscaldamento (inverno) e raffrescamento (estate).



(a) Variazione temperatura terreno in base ai giorni dell'anno



(b) Variazione temperatura terreno in base ai giorni alla profondità

Figura 2.15: Evoluzione temperatura del suolo

Il parametro utilizzato per valutare le prestazioni delle pompe di calore in modalità invernale è il *Coefficient of Performance* (COP) che si calcola come segue:

$$COP = \frac{Q_{cond}}{P_{el}} \quad (2.5)$$

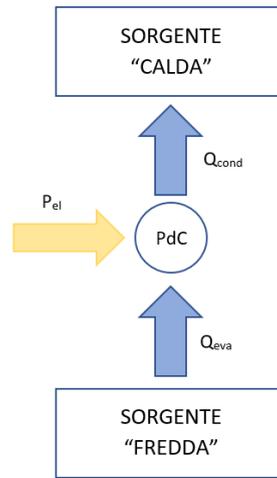


Figura 2.16: Rappresentazione schematica del funzionamento della pompa di calore

Facendo riferimento alla figura 2.16, in cui è schematizzato il funzionamento della pompa di calore i termini utilizzati rappresentano:  $Q_{cond}$ : calore fornito all'utenza tramite il condensatore;

$P_{el}$  la potenza elettrica necessaria al compressore della pompa di calore. Il COP ideale si può calcolare come COP di Lorenz, l'equazione 2.6 mette in relazione il lavoro meccanico con le temperature in gioco nel sistema [49].

$$COP_{Lorenz} = \frac{T_{ml,mandata}}{T_{ml,mandata} - T_{ml,sorgente}} \quad (2.6)$$

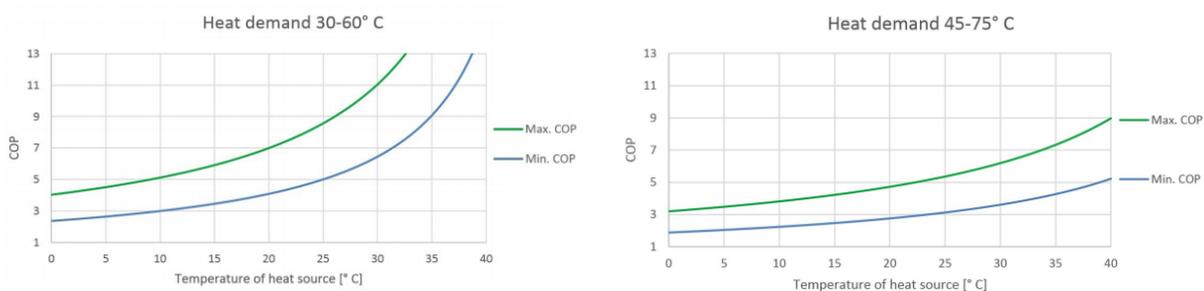
dove le temperature medie logaritmiche sono ricavate come [49]:

$$T_{ml} = \frac{T_{in} - T_{out}}{\ln \frac{T_{in}}{T_{out}}} \quad (2.7)$$

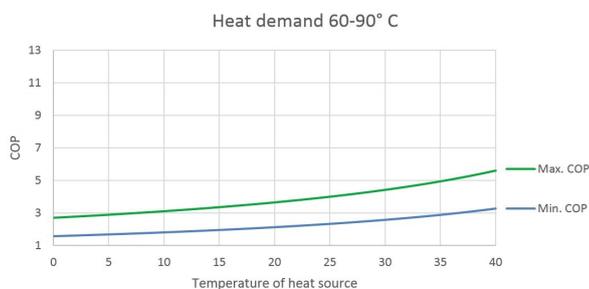
La relazione tra il COP teorico e quello reale dipende dalle efficienze dei componenti, dagli scambiatori di calore, dal fluido refrigerante utilizzato, ecc. Il valore del COP inoltre è strettamente dipendente dalle temperature in gioco: temperatura della sorgente, temperatura di mandata e differenza di temperatura tra sorgente e mandata.

Nei grafici rappresentati nella figura 2.17, presi dal report della Danish Energy Agency [49] si vede come il coefficiente di prestazione aumenti quando la temperatura della sorgente è più alta e quando la temperatura di mandata della pompa

di calore è bassa, poichè servirà meno energia elettrica per ottenere il potere riscaldante necessario. Per questi motivi è facile intuire che la pompa di calore accoppiata ai pannelli radianti, in cui la temperatura dell'acqua deve raggiungere i 35-40°C, sarà più efficiente di una pompa di calore che serve un sistema di radiatori, al cui interno l'acqua raggiunge temperature dai 70 ai 80°C. Nei grafici la curva verde e blu individuano un range di possibili COP tenendo conto anche delle perdite termiche e meccaniche; la curva verde rappresenta il COP massimo quando si considerano le perdite pari al 40%, la curva blu rappresenta un COP minimo, quando le perdite sono il 60% del COP teorico.



(a) Pompa di calore che riscalda l'acqua da 30 a 60°C (b) Pompa di calore che riscalda l'acqua da 45 a 75°C



(c) Pompa di calore che riscalda l'acqua da 60 a 90°C

Figura 2.17: Variazione COP in funzione delle temperature di sorgente e mandata [49]

Se si vogliono considerare invece le prestazioni stagionali della pompa di calore si definisce il *Seasonal Performance Factor*, come nell'equazione 2.8, che tiene conto

non solo della pompa di calore, ma anche dei sistemi ausiliari e di backup.

$$SPF = \frac{Q_{cond} + Q_{AH}}{P_{el} + P_{AH}} \quad (2.8)$$

In cui  $Q_{cond}$  e  $P_{el}$  sono le stesse del COP, mentre  $Q_{AH}$  e  $P_{AH}$  rappresentano rispettivamente le potenze necessarie per i sistemi di backup.

Se si analizza la modalità estiva di raffrescamento della pompa di calore il parametro da tenere in considerazione è l'*Energy Efficiency Ratio*:

$$EER = \frac{Q_{eva}}{P_{el}} \quad (2.9)$$

In cui  $Q_{eva}$  rappresenta il calore sottratto tramite l'evaporatore all'ambiente da raffreddare.

## Configurazioni ibride

**Fotovoltaico + micro-CHP** Per rendere più efficienti i sistemi di energia locale il micro-CHP è accoppiato a impianti di produzione da fonti rinnovabili e/o sistemi di accumulo termico ed elettrico. Questi sistemi possono essere realizzati a livello comunitario con microgrid o local energy networks. La configurazione PV + CHP consente di aumentare l'autosufficienza e l'autoconsumo dell'edificio, rendendolo, se ben dimensionato, quasi del tutto indipendente dalla rete elettrica pubblica. I due sistemi si compensano, durante le ore del giorno in cui la radiazione solare è alta l'energia elettrica è fornita dall'impianto fotovoltaico, in questo modo sarà possibile spegnere il CHP, oppure farlo lavorare a potenza ridotta, utilizzando meno combustibile per alimentarlo, portando ad un beneficio sia economico che ambientale. In caso di bassa radiazione, giornate nuvolose o piovose in cui il fotovoltaico non è utilizzabile il CHP entra in soccorso e, qualora non fosse ancora sufficiente per soddisfare l'utenza, l'energia elettrica è prelevata dalla rete pubblica [71].

Bisognerà effettuare un'analisi per capire se sia più conveniente dare la priorità al fotovoltaico o alla cogenerazione, sempre tenendo in conto che vi è anche un'utenza termica da soddisfare.

Il fabbisogno termico invece è soddisfatto solamente dal CHP e dal boiler ausiliario eventualmente installato. Questi dettagli saranno sviluppati nel prossimo capitolo.

**Fotovoltaico + pompa di calore** La tendenza degli ultimi anni è quella di promuovere le tecnologie che massimizzino l'autoapprovvigionamento, minimizzando le interazioni con la rete elettrica [54]. Per questo motivo un mix tecnologico composto da impianto fotovoltaico e pompa di calore appare interessante. La pompa di calore, come detto in precedenza, porta all'elettrificazione del riscaldamento, va ad aumentare la domanda elettrica di un edificio, l'integrazione con l'impianto fotovoltaico è proficua perchè in questo modo si minimizzano le interazioni tra rete e sistema elettrico interno: sarà minore la quota di energia immessa in rete dal fotovoltaico e allo stesso tempo saranno minori i prelievi di energia dalla rete. Si incrementa notevolmente l'autoconsumo e si superano i problemi dei costi di

gestione delle pompe di calore e la possibile non redditività dell'immissione in rete dell'energia elettrica proveniente da un impianto fotovoltaico di piccole dimensioni [54].

**micro-CHP + pompa di calore** Una combinazione di cogenerazione e pompa di calore potrebbe migliorare i benefici delle due tecnologie. La pompa di calore elettrica migliora la flessibilità, le prestazioni e anche la redditività dell'impianto combinato, secondo diversi studi [62], [65], [69], [52]. Il CHP produce energia elettrica e la manda direttamente all'utenza per soddisfarne i fabbisogni, il surplus lo cede alla pompa di calore per far funzionare il compressore. In questo modo si aumenta la flessibilità dell'impianto che può funzionare in diverse configurazioni:

1. solo CHP, quando la domanda termica è bassa;
2. pompa di calore in modalità riscaldamento: tutta l'energia elettrica prodotta dal CHP viene mandata alla pompa di calore;
3. configurazione ibrida CHP+pompa di calore: l'energia elettrica derivante dal CHP viene prima utilizzata per soddisfare il fabbisogno elettrico dell'utenza, il surplus viene mandato alla pompa di calore. Il fabbisogno termico è quindi soddisfatto da entrambi i sistemi;
4. pompa di calore in modalità raffrescamento: se la pompa di calore è in grado di operare anche come macchina frigorifera. L'output elettrico viene utilizzato per servire la pompa di calore.

# Capitolo 3

## Metodologia

In questa sezione saranno esposte le metodologie utilizzate per la ricerca e implementazione dei dati di input del modello.

L'obiettivo è quello di creare dei profili di carico residenziali elettrici e termici per i tre giorni tipo selezionati: giorno feriale, sabato e domenica.

Non disponendo di dati di input reali, i profili sono stati ricostruiti basandosi su dati statistici provenienti dalle banche dati dell'ISTAT [37], costantemente aggiornate dall'Istituto Nazionale di Statistica. E' stata scelta questa metodologia per creare dei profili il più generalizzabili e replicabili possibili e non legati strettamente al caso studio.

### 3.1 Profili elettrici

Per quanto riguarda i profili elettrici inizialmente è stata fatta una distinzione tra i carichi elettrici costanti e i carichi variabili.

I primi comprendono tutti quegli apparecchi che sono attivi 24 ore su 24 per tutto l'anno, indipendentemente dalle attività che le persone compiono nell'arco della giornata. Di questa categoria fanno parte: frigoriferi, freezer, wifi e elettrodomestici in stand-by. Per studiare i consumi di tali apparecchi sono stati usati i dati collezionati dal progetto europeo EURECO e sono racchiusi nella tabella 3.1.

<b>Elettrodomestici</b>	<b>kWh/anno</b>	<b>Potenza (W)</b>
Frigorifero con freezer	260	30
Wifi	175	20
Elettrodomestici in stand-by	472	54

Tabella 3.1: Consumi carichi costanti

Per carichi variabili invece si intendono i carichi prodotti dagli elettrodomestici, i quali dipendono strettamente dall'attività dell'uomo all'interno dell'abitazione e dalla durata di tale attività.

Per ricostruire il profilo di carico è stato fatto ricorso ai dati ISTAT per conoscere le abitudini quotidiane dei cittadini, collezionate dall'ISTAT nel 2013 tramite dei questionari compilati da un numero rilevante di famiglie italiane.

Dalla sezione su "*Vita quotidiana e opinione dei cittadini - Uso del tempo - Attività quotidiane*" sono estrapolati i dati che riguardano le probabilità (%) che un individuo stia svolgendo una determinata attività durante il giorno, per tre giorni tipo (domenica - che comprende anche i giorni festivi-, sabato, giorno medio feriale). Il time step utilizzato dall'ISTAT per fornire il dettaglio delle attività è di 10 minuti. Gli individui sono suddivisi in quattro classi di età:

- 15-24 anni
- 25-44 anni
- 45-64 anni
- più di 65 anni

Le attività sono invece raggruppate in:

1. dormire, mangiare e altra cura della persona
2. lavoro retribuito
3. istruzione e formazione
4. lavoro familiare

5. tempo libero

6. spostamenti finalizzati

L'idea che sta dietro alla metodologia proposta è quella di ricostruire i profili di carico elettrici sfruttando le percentuali di attività e le potenze degli elettrodomestici necessari per lo svolgimento di tali attività. Per il nostro scopo l'attività di interesse è "lavoro familiare" che racchiude tutte le azioni che l'inquilino può svolgere nel proprio appartamento. Per tale attività l'ISTAT fornisce nel dettaglio quali funzioni siano considerate facenti parte dei lavori familiari e per quante ore/minuti un individuo le compia, un esempio è riportato in figura 3.1. Il passo successivo è

#### Attività quotidiane : Attività - sesso, età

Personalizza Esporta Grafici La tua interrogazione				
Tipo dato	tempo medio dedicato a determinate attività dalla popolazione di 15 anni e più (durata media generica in hh.mm)			
Sesso	totale			
Periodo temporale di riferimento	domenica			
Selezione periodo	2013			
Classe di età	15-24 anni	25-44 anni	45-64 anni	65 anni e più
Tipo attività				
<input checked="" type="checkbox"/> dormire, mangiare e altra cura della persona	13.41	12.52	12.20	12.50
<input checked="" type="checkbox"/> lavoro retribuito	0.14	0.47	0.42	0.03
<input checked="" type="checkbox"/> istruzione e formazione	1.16	0.07	0.01	0.01
<input checked="" type="checkbox"/> lavoro familiare	1.00	3.11	3.25	3.00
<input checked="" type="checkbox"/> lavoro domestico	0.43	2.00	2.55	2.44
cucinare lavare e riordinare le stoviglie	0.20	0.56	1.21	1.25
pulizia e riordino della casa	0.18	0.42	0.55	0.49
lavare, stirare e altra cura del vestiario	0.01	0.10	0.16	0.11
giardinaggio e cura degli animali	0.04	0.09	0.19	0.17
costruzione e riparazioni	0.01	0.03	0.04	0.01
gestione della famiglia	0.00	0.01	0.01	0.01
acquisti di beni e servizi	0.11	0.20	0.18	0.13
<input checked="" type="checkbox"/> cura di familiari conviventi	0.05	0.51	0.12	0.04
cura di bambini conviventi (tra 0 e 17 anni)	0.05	0.50	0.09	0.00
cura di adulti conviventi	0.00	0.01	0.03	0.03

Figura 3.1: Esempio dati ISTAT

assegnare ad ogni attività un elettrodomestico. Nota questa informazione, moltiplicando la potenza nominale dell'elettrodomestico per il numero di ore di utilizzo, si ricava l'energia richiesta giornalmente da ogni elettrodomestico. Sommando le energie di tutti gli elettrodomestici si trova l'energia giornaliera richiesta per l'uso

delle appliances. Nella tabella 3.2 sono indicate le potenze assegnate agli elettrodomestici, prese dall'articolo [68]. L'ISTAT non specifica però in quale ora/periodo

Attività	Elettrodomestico	Potenza(W)
Cucina e lavaggio stoviglie	Lavastoviglie	2200
	Forno	2500
Pulizia e riordino casa	Aspirapolvere	700
Lavaggio e stiratura indumenti	Lavatrice	2200
	Asciugatrice	2200
	Ferro da stiro	1000
Informatica	PC	225
	televisione	125

Tabella 3.2: Potenze elettrodomestici

del giorno le attività vengano compiute, indica solo il minutaggio impiegato. E' stato necessario trovare un metodo per allocare temporalmente i consumi nell'arco delle 24 ore.

Per prima cosa la giornata è stata divisa in 4 periodi:

- notte: 22-7
- mattina: 7-11
- pomeriggio: 11-16
- sera: 16-22

Ad ogni fascia oraria sono state assegnate arbitrariamente le attività che solitamente sono compiute in quelle ore. Sono poi state calcolate la potenza necessaria per ogni fascia e la potenza giornaliera complessiva. Dividendo la prima potenza per la seconda è stato ricavato un "peso" che tiene in conto di quanto energeticamente pesi un periodo rispetto ad un altro.

$$peso = \frac{Potenza\_periodo_i}{Potenza\_tot\_giornaliera} \quad (3.1)$$

Questi pesi sono poi stati moltiplicati per il profilo di attività ed è stato ricavato un nuovo profilo di attività *ponderato*, che tiene in conto il fatto che l'attività abbia

un a certa probabilità di essere svolta ad una certa ora, ma anche del fatto che sia energivora o meno.

In questi nuovi profili il picco mattutino sarà più attenuato rispetto a quello serale. Ciò è dovuto al fatto che è molto probabile che al mattino gli individui utilizzino elettrodomestici per la colazione, ma è da tenere in conto che questa attività è poco energivora rispetto all'utilizzo di forno, lavastoviglie/lavatrice o TV che si presume siano utilizzate la sera.

Ottenuto il profilo *ponderato* lo si moltiplica per l'energia giornaliera calcolata in precedenza e si ottiene un profilo di domanda dovuto all'uso degli elettrodomestici a cui vanno aggiunti i carichi costanti per avere il profilo di domanda totale.

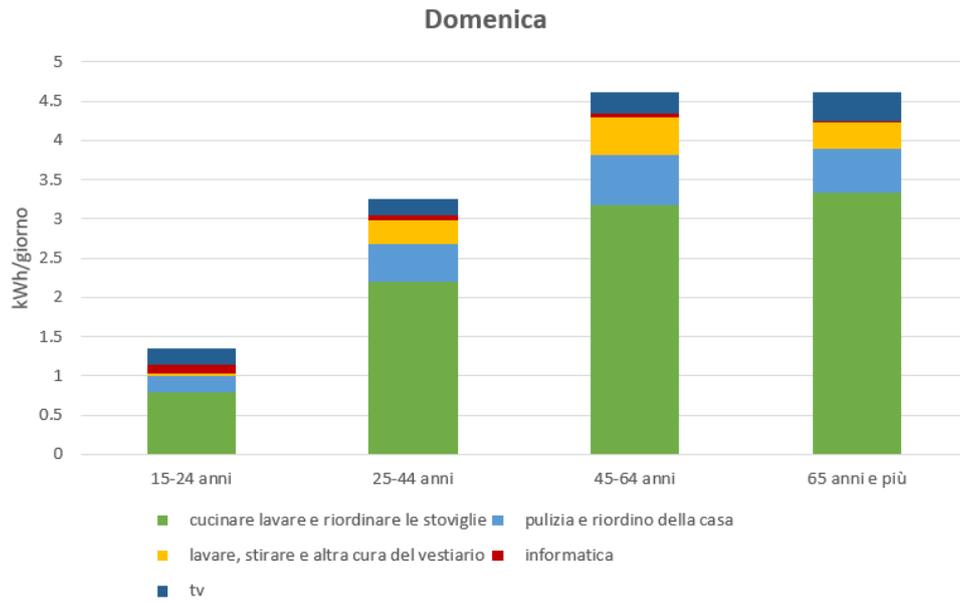
I fabbisogni annui, ottenuti considerando 253 giorni feriali, 52 sabato, 52 domeniche e 8 giorni festivi, in cui si suppone che il comportamento degli utenti sia assimilabile a quello della domenica, sono riassunti nella tabella 3.3

<b>Classe età</b>	<b>kWh/anno</b>
15-24 anni	1433
25-44 anni	2184
45-64 anni	2748
più di 65 anni	3115

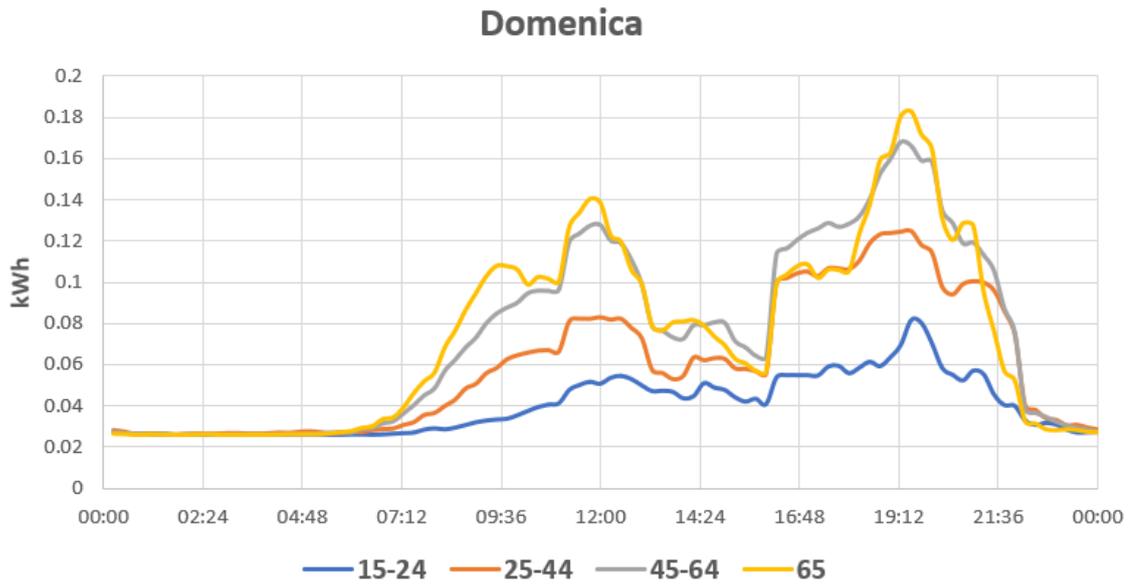
Tabella 3.3: Consumi annui

Di seguito sono mostrati i profili di carico ottenuti.

Domenica



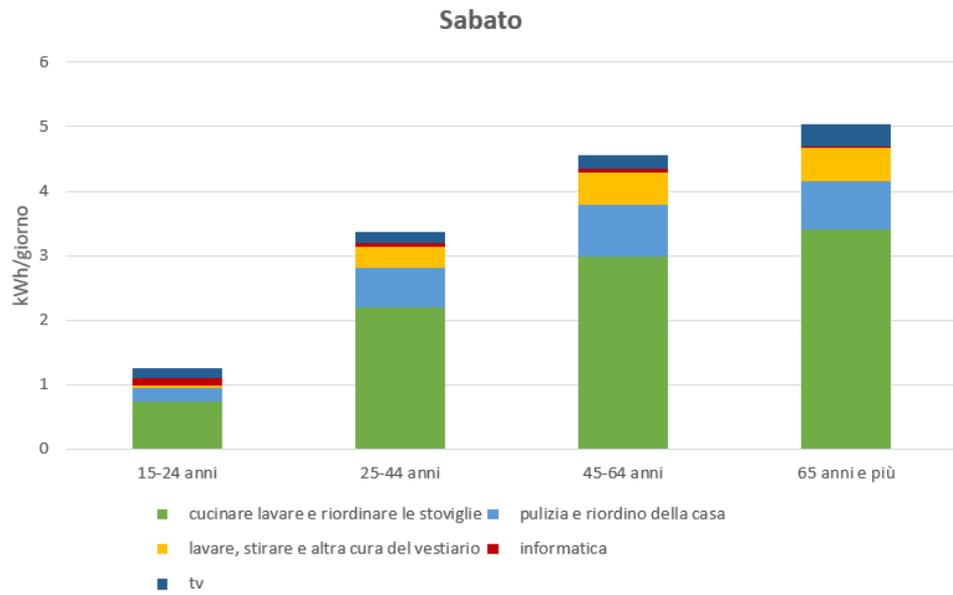
(a) Consumi elettrodomestici suddivisi per fasce di età



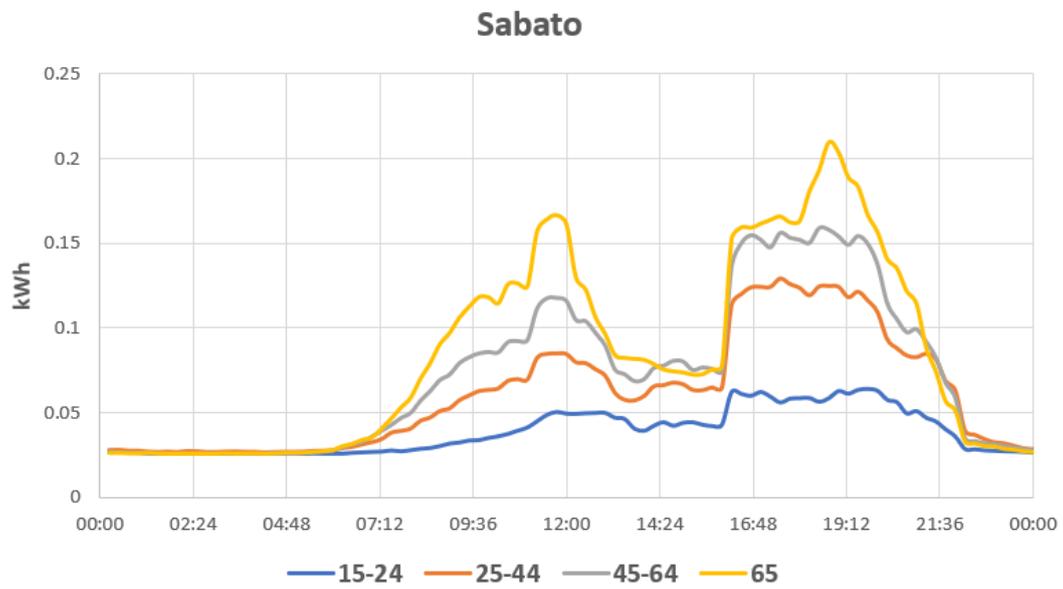
(b) Fabbisogno elettrico giornaliero

Figura 3.2: Consumi domenica tipo

Sabato



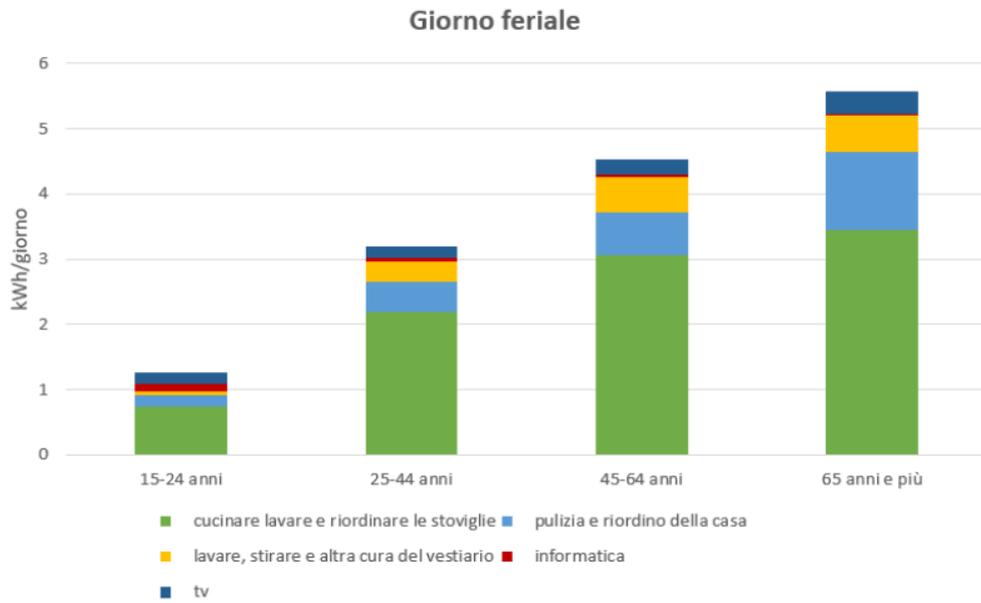
(a) Consumi elettrodomestici suddivisi per fasce di età



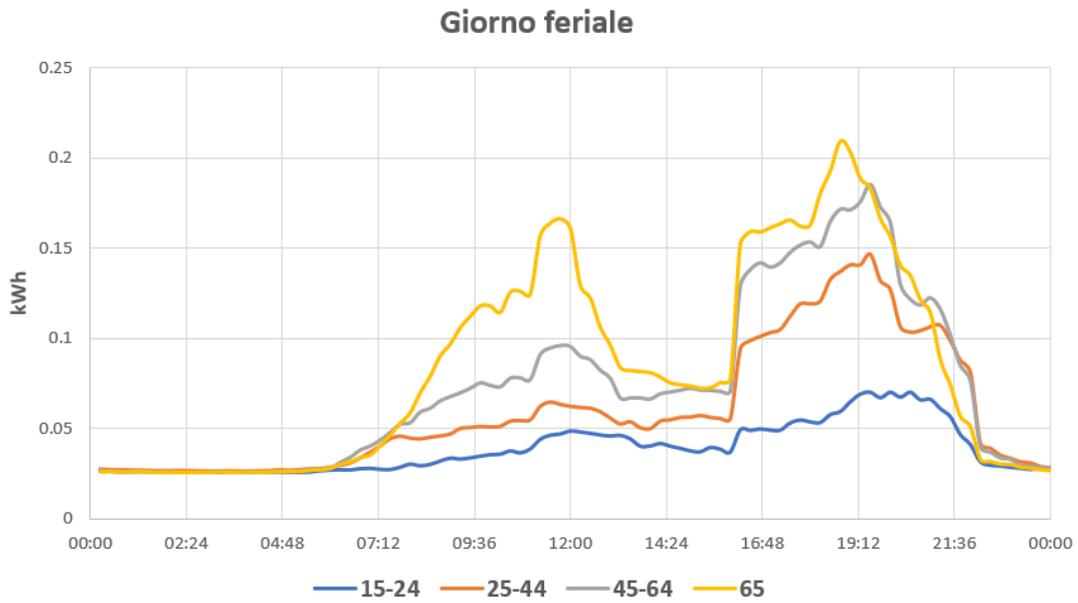
(b) Fabbisogno elettrico giornaliero

Figura 3.3: Consumi sabato tipo

Giorno feriale



(a) Consumi elettrodomestici suddivisi per fasce di età



(b) Fabbisogno elettrico giornaliero

Figura 3.4: Consumi giorno tipo feriale

Come si può osservare dai grafici precedenti, la distribuzione dei pesi per le attività domestiche fa in modo che ci siano due picchi di richiesta elettrica durante il giorno, uno centrato nell'ora di pranzo, l'altro più distribuito nelle ore serali. Dagli istogrammi emerge che i consumi maggiori per tutte le classi di età sono dovuti alle attività di cucina e lavaggio delle stoviglie. Come era ipotizzabile i giovani sono quelli che dedicano meno tempo all'attività culinaria, così come alla pulizia della casa, quindi hanno un consumo giornaliero di molto inferiore alle altre classi di età. Al contrario gli anziani hanno il consumo maggiore in tutti e tre i giorni tipo.

### Riepilogo ricostruzione profili elettrici

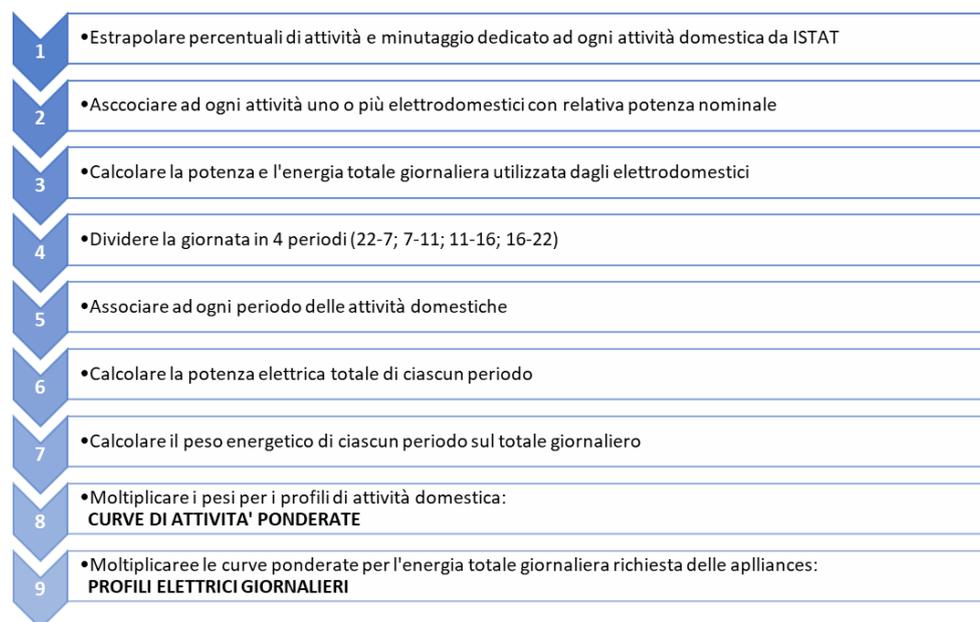


Figura 3.5: Step profili elettrici

## 3.2 Profili di carico termico

Come nel caso della costruzione dei profili di carico elettrici si è partiti dai dati statistici dell'ISTAT, in particolare dalla sezione dei dati " *Vita quotidiana e opinione dei cittadini - Uso del tempo - Attività quotidiane*". Da essa sono state estrapolate le probabilità che una persona sia a casa, tenendo conto delle attività di: dormire, mangiare o altra cura della persona e di attività familiare. Con tali dati è stato costruito il profilo di occupazione giornaliero per ciascuna classe di età e per i tre giorni tipo considerati. Tramite questo profilo di occupazione è possibile risalire ai picchi di occupazione, ovvero alle ore in cui è più probabile che l'inquilino sia in casa.

Sempre dai dati dell'ISTAT, nella sezione " *Ambiente ed Energia - Consumi energetici delle famiglie*" è possibile conoscere quali siano i sistemi di riscaldamento più utilizzati in Val d'Aosta e per quante ore al giorno siano accesi in media, sia come totale giornaliero che diviso per intervalli: mattino, pomeriggio, sera. I dati sono mostrati rispettivamente nelle figure 3.6 e 3.7.

### Consumi energetici delle famiglie : *Impianto riscaldamento - disponibilità, tipo e fonte*

Personalizza ▾ Esporta ▾ Grafici ▾ La tua interrogazione ▾			
Tipo dato	famiglie per impianto unico o prevalente di riscaldamento abitazione (valori percentuali)		
Seleziona periodo			
Tipo impianto	impianto centralizzato	impianto autonomo	apparecchi singoli fissi o portatili
Fonte alimentazione	tutte le voci		
	▲ ▼	▲ ▼	▲ ▼
Territorio			
Italia	15.7	65.8	18.5
Nord-ovest	30.7	59.1	10.2
Piemonte	34.4	53.3	12.3
Valle d'Aosta / Vallée d'Aoste	31.6	47.0	21.4
Liguria	28.3	60.7	11.1
Lombardia	29.4	61.6	8.9

Figura 3.6: Impianti di riscaldamento usati in Valle d'Aosta

Consumi energetici delle famiglie : *Impianto riscaldamento - ore di accensione - reg.*

Personalizza Esporta Grafici La tua interrogazione

Tipo dato		ore di accensione dell' impianto unico o prevalente di riscaldamento abitazione (valori medi)					
Selezione periodo		2013					
Accensione giornaliera		mattino	pomeriggio	notte	totale		
Tipo impianto		tutte le voci			impianto centralizzato	impianto autonomo	apparecchi singoli fissi o portatili
		▲ ▼	▲ ▼	▲ ▼	▲ ▼	▲ ▼	▲ ▼
<b>Territorio</b>							
■ Italia		2.26	4.24	1.03	9.10	7.23	8.38
■ Nord-ovest		3.17	4.44	1.04	9.55	8.25	10.32
■ Piemonte		3.39	4.45	1.09	9.56	8.53	11.20
■ Valle d'Aosta / Vallée d'Aoste		3.54	4.55	1.32	10.24	10.02	11.04
■ Liguria		2.43	4.32	1.04	8.55	7.47	9.32
■ Lombardia		3.13	4.46	1.01	10.04	8.20	10.11

Figura 3.7: Ore di accensione impianti di riscaldamento in Valle d'Aosta

Conoscendo i picchi di occupazione e gli intervalli di accensione suddivisi in periodi è possibile ricostruire un profilo di domanda termica del tipo on/off centrato nei picchi di occupazione e di larghezza pari all'intervallo di accensione.

I valori di accensione sono però riferiti alla media regionale valdostana per i soli mesi invernali, senza fare suddivisioni tra le classi di età. Il condominio condominio è situato in zona F, non ha quindi vincoli temporali sull'accensione dell'impianto di riscaldamento. Per questo motivo è stato necessario valutare le ore di accensione degli impianti anche nei mesi non invernali. Tramite il software europeo PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) è stato possibile ricavare la temperatura dell'aria esterna di Gressoney-La-Trinitè per il periodo di un anno. Da norma UNI EN ISO 15927-6:2008 sono stati calcolati i gradi giorno stagione per stagione con la formula 3.2.

$$GG = \sum_{i=1}^N (T_0 - T_e) \quad (3.2)$$

In cui GG indica i gradi giorno, N il numero di giorni del periodo considerato,  $T_0$  è la temperatura ambiente convenzionale (20°C), mentre  $T_e$  è la temperatura ambiente media giornaliera, tale per cui  $T_e < T_0$ . Tramite una proporzione con i gradi giorno sono state calcolate le ore di accensione degli impianti di riscaldamento nelle altre tre stagioni, ottenendo i valori della tabella 3.4. Utilizzando invece la media occupazionale e la media pesata sulla distribuzione di popolazione sono stati ricreati gli intervalli di accensione normalizzati in base alle classi di età. Alla media

Stagione	GG	Ore
inverno	2113	10.24
primavera	1452	7
estate	651	3
autunno	1636	7.9

Tabella 3.4: Ore di accensione in relazione ai gradi giorno

pesata è stato assegnato il valore regionale medio, gli altri valori sono stati ricavati da proporzione, come sarà descritto in seguito più nel dettaglio.

La distribuzione di popolazione è rappresentata nel grafico a torta in figura 3.8 e deriva dall'elaborazione dei dati ISTAT.

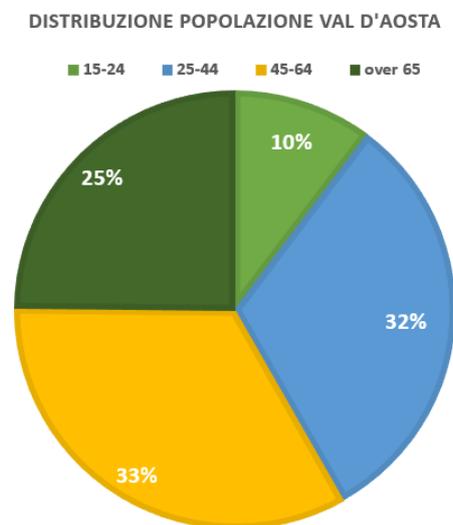


Figura 3.8: Distribuzione popolazione in Val d'Aosta

Di seguito sarà illustrata la metodologia seguita, applicata solo al sistema di riscaldamento centralizzato per la stagione invernale, ma la stessa procedura è stata applicata anche per le altre stagioni.

### Profilo di accensione dell'impianto di riscaldamento

Nella tabella 3.5 sono rappresentate le probabilità medie giornaliere di occupazione, ottenute sommando le probabilità delle attività: dormire, mangiare e altra cura della persona e lavori familiari. Si è poi ricavata la media pesata dell'occupazione basata sulla percentuale della popolazione appartenente ad ogni fascia di età, derivante dalla distribuzione di popolazione in 3.8. Al valore medio di accensione,

giorni / classi di età	15-24 anni	25-44 anni	45-64 anni	over 65	media pesata
<b>domenica</b>	61.1	67	66	66.7	66
<b>sabato</b>	52.3	63.1	65.1	69.1	64.1
<b>giorno feriale</b>	50.1	57.8	60.5	69.2	60.8

Tabella 3.5: Probabilità media di occupazione

10.24 h, è stata associata la media pesata, le ore di accensione per ciascuna classe di età sono state ricavate come proporzione tra il proprio valor medio di occupazione e la media pesata. La stessa procedura è stata seguita per normalizzare i

giorni / classi di età	15-24 anni	25-44 anni	45-64 anni	over 65
<b>domenica</b>	9.48	10.4	10.2	10.3
<b>sabato</b>	8.3	10	10.3	11
<b>giorno feriale</b>	8.6	9.7	10.2	11.6

Tabella 3.6: Intervalli di accensione dell'impianto di riscaldamento

valori degli intervalli di mattino, pomeriggio e sera. Dalle tabelle emerge che gli over 65 essendo la classe che trascorre più tempo nelle proprie abitazioni avrà degli

intervalli di accensione più elevati, fatta eccezione per la domenica.

Prendendo come riferimento la classe 25-44 anni i risultati ottenuti con questa metodologia sono i seguenti.

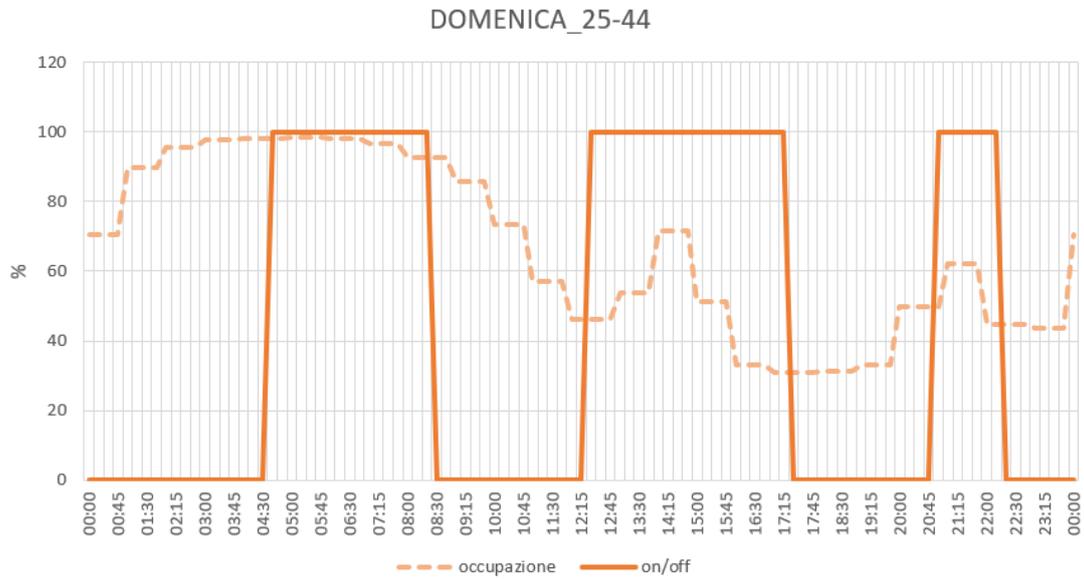


Figura 3.9: Profilo di accensione domenica

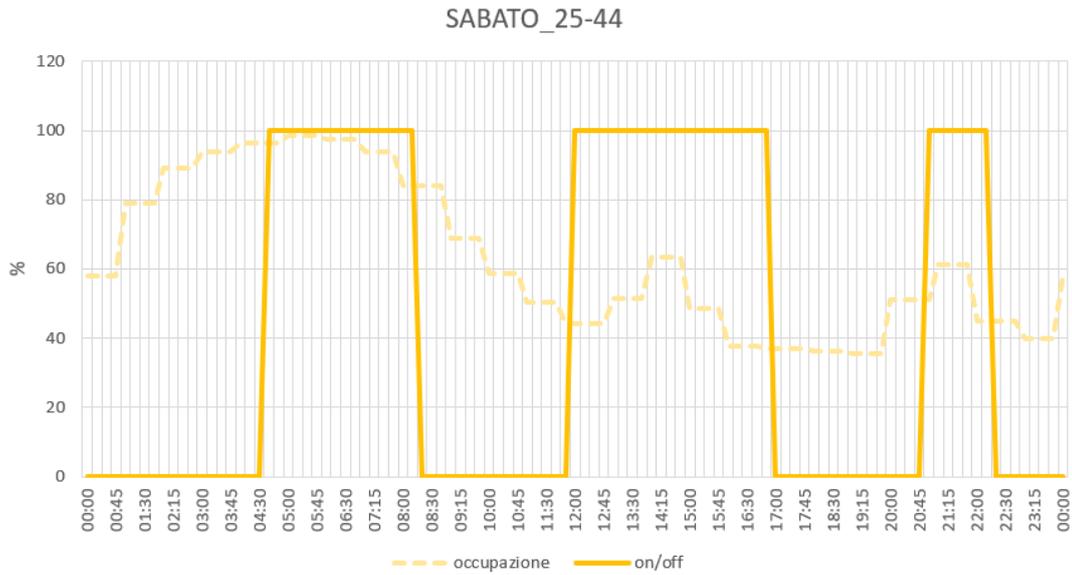


Figura 3.10: Profilo di accensione sabato

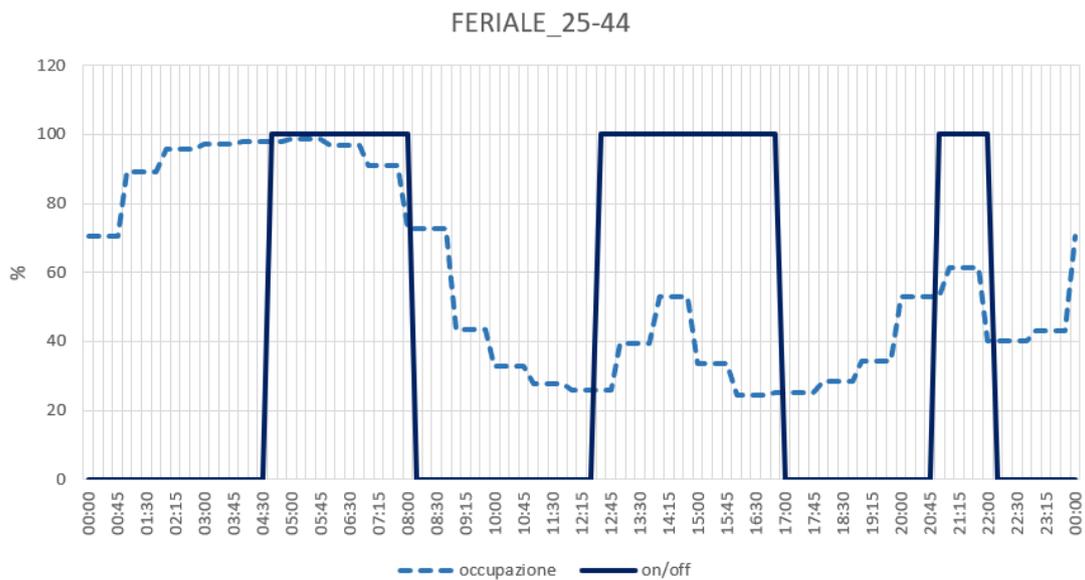


Figura 3.11: Profilo di accensione giorno feriale

Sovrapponendo i tre profili di accensione ciò che si ottiene è il grafico 3.12. Come ci si aspetta si nota che nel giorno infrasettimanale gli intervalli di accensione sono leggermente più brevi. In più si può osservare come gli intervalli del sabato

e della domenica sera coincidano.

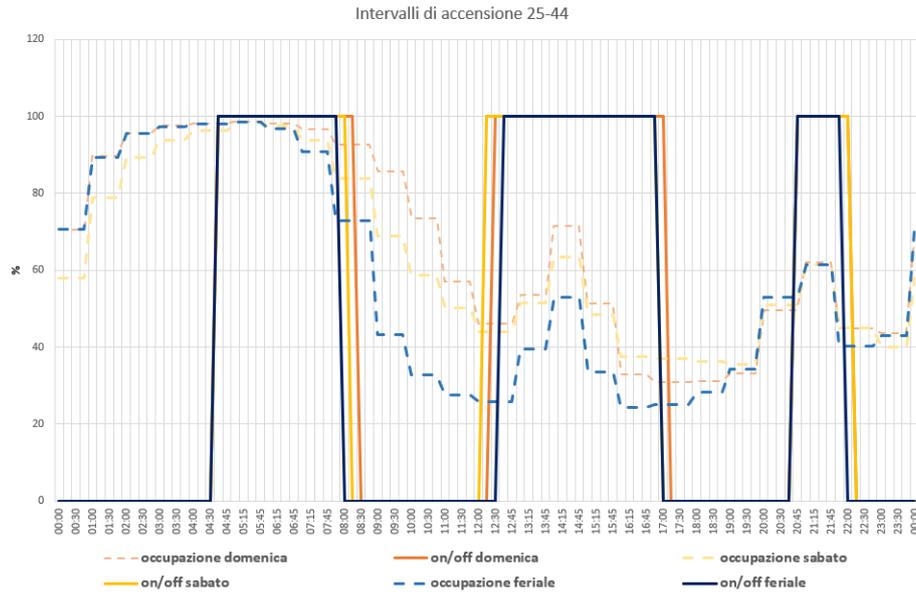


Figura 3.12: Comparazione profili di accensione

### 3.3 Profili di carico per la produzione di acqua calda sanitaria

Per stimare i consumi di acqua calda sanitaria è stata utilizzata la norma UNITS 11300-2, dalla formula 3.3 è stata ricavata l'energia necessaria per riscaldare l'acqua sanitaria in un anno.

$$Q_{h,w} = \sum_{n=1}^N \rho c V_w (\theta_{erogazione} - \theta_0) G_n \quad (3.3)$$

$$V_w = a S_u \quad (3.4)$$

In cui:  $Q_{h,w}$ : energia necessaria per acqua calda sanitaria all'anno [kWh/anno];

$c$ : calore specifico dell'acqua = 1.162 Wh/kg°C;

$V_w$ : volume di acqua calda sanitaria necessario per un giorno [ $m^3/G$ ];

$\theta_{erogazione}$ : temperatura di erogazione dell'acqua=40°C;

$\theta_0$ : temperatura di progetto=20°C;

$G_n$ :giorni all'anno;

$a$ : fattore stabilito dalla norma, nel caso in esame=1.6 l/Gm<sup>2</sup>.

Con queste formule il fabbisogno annuo calcolato per ogni interno è di 1364 kWh/anno, 3.74 kWh/giorno.

Dalla sezione *Vita quotidiana e opinione dei cittadini-Attività quotidiane* del sito dell'ISTAT sono state ricavate le ore che un cittadino medio dedica alla cura della propria persona ogni giorno, come visibile nella figura 3.13 ed è stato supposto che, per tutta la durata dell'intervallo di tempo, venga utilizzata acqua calda sanitaria per scopi igienici. Noto l'intervallo orario è stato diviso in 3 e si è supposto di centrare il picco di richiesta sui tre picchi di occupazione già utilizzati nel calcolo dei profili termici. Considerando la classe di età 25-44 anni i profili di accensione risultanti sono i seguenti. Dal grafico 3.14 si può notare come nell'intervallo pomeridiano i profili siano perfettamente sovrapposti, mentre quello serale per il sabato sia spostato verso le ore tarde rispetto al picco settimanale.

## Attività quotidiane : Attività - sesso, età

Personalizza					Esporta					Grafici					La tua interrogazione				
Tipo dato		tempo medio dedicato a determinate attività dalla popolazione di 15 anni e più (durata media generica in hh.mm)																	
Sesso		totale																	
Periodo temporale di riferimento		giorno medio settimanale																	
Selezione periodo		2013																	
Classe di età		15-24 anni	25-44 anni	45-64 anni	65 anni e più														
Tipo attività																			
dormire, mangiare e altra cura della persona		11.35	11.10	11.04	12.31														
dormire		8.38	8.17	8.10	9.20														
mangiare		1.55	1.57	1.58	2.08														
altra cura della persona		1.02	0.56	0.56	1.03														

Figura 3.13: Ore dedicate alla cura del persona

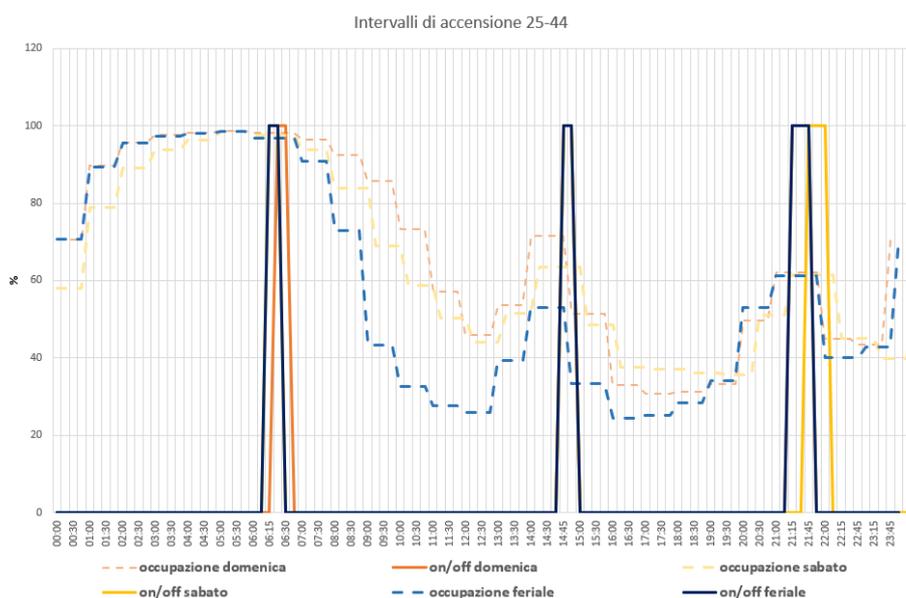


Figura 3.14: Comparazione profili di accensione dell'ACS

### 3.4 Costruzione profili di carico condominiali

Dalla ricostruzione dei profili precedente ciò che si ottiene sono le informazioni elencate nella figura 3.15. Noti i profili di carico elettrici, termici e di ACS, suddivisi per giorni tipo e per classe di età, l'obiettivo è ricostruire un "condominio tipo" da usare come caso studio. In primo luogo è necessario stabilire quanti piani e quanti interni abbia questo condominio. Anche per questo ci si può affidare alla

<b>FABBISOGNO ELETTRICO</b>				
	<b>TIPOLOGIA</b>	<b>CLUSTER</b>	<b>ETA'</b>	<b>GIORNI TIPO</b>
<b>INTERNI</b>	curva di carico al quarto d'ora	1 per tutto l'anno	4 classi	3 giorni
<b>ACS</b>				

<b>FABBISOGNO TERMICO</b>				
	<b>TIPOLOGIA</b>	<b>CLUSTER</b>	<b>ETA'</b>	<b>GIORNI TIPO</b>
<b>INTERNI</b>	curva di accensione dell'impianto al quarto d'ora	4 stagioni	4 classi	3 giorni

Figura 3.15: Tabella riepilogo dati sui fabbisogni

rielaborazione dei dati ISTAT per individuare quali siano le configurazioni tipiche degli edifici nelle regioni italiane e come siano distribuiti i proprietari di casa nei vari interni. Una volta costruito il condominio tipo si passa alla costruzione dei profili elettrici, termici e di produzione di acqua calda sanitaria condominiali.

Per quanto riguarda il profilo elettrico condominiale esso sarà dato dalla somma dei profili orari dei singoli appartamenti a cui va aggiunto il profilo elettrico derivante dall'uso delle parti comuni, quindi dall'ascensore (se presente) e dall'illuminazione delle scale.

Questa distinzione è necessaria poichè, a seconda dello scenario normativo considerato (odierno/futuro), i due profili andranno trattati separatamente.

Per il termico e l'acqua calda sanitaria il procedimento da fare sarà il medesimo, senza considerare le parti comuni.

Per il caso studio specifico è stata considerata la configurazione reale della "Casa Alpina" di Gressoney-la-Trinitè, composta da 10 appartamenti disposti su due piani e senza ascensore.

Nella figura 3.16 sono raffigurati i profili di carico elettrico del condominio in esame, suddivisi per giorni tipo.

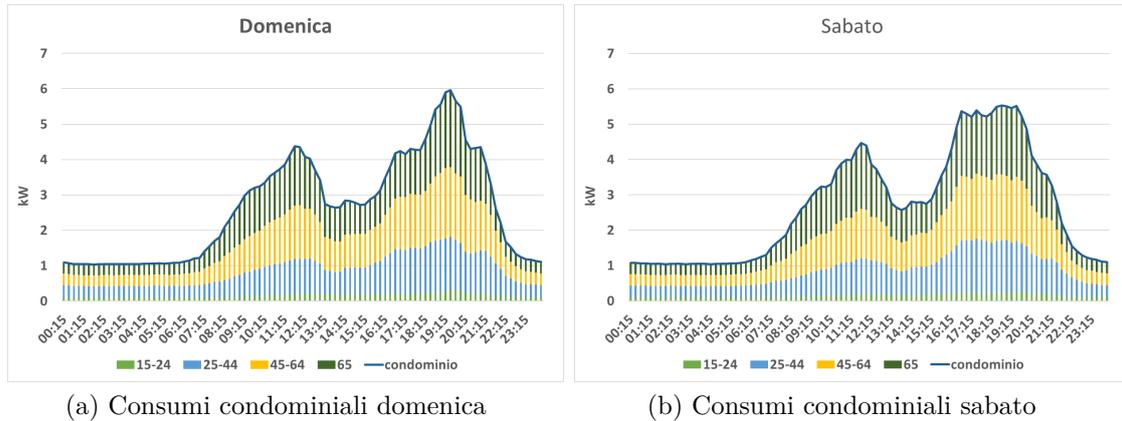


Figura 3.16: Consumi condominiali per i giorni tipo

### 3.5 Profili di generazione per un impianto fotovoltaico

Considerando lo scenario in cui il retrofit del condominio consiste nel posizionare dei pannelli fotovoltaici sul tetto dello stabile è necessario conoscere quali siano i profili di produzione di tale impianto.

#### Dimensionamento preliminare

Innanzitutto, nota la località in cui è situato il condominio, la geometria dello stabile, ma soprattutto del tetto, si procede con un dimensionamento preliminare dell'impianto.

Nel caso studio il tetto è composto da: 3 facce esposte a Sud-Est (azimuth= $-50^\circ$ ); 2 facce esposte a Sud-Ovest (azimuth= $40^\circ$ ); 2 facce esposte a Nord-Est (azimuth= $130^\circ$ ) e una esposta a Nord-Ovest. Dalle simulazioni effettuate tramite il software europeo PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) sono risultate interessanti ai fini dell'analisi delle facciate di SE e SO.

Il pannello fotovoltaico scelto per la simulazione ha le caratteristiche riportate nella tabella 3.7. Il primo dimensionamento è stato effettuato supponendo di voler

<b>Marca</b>	SunPower SPR-X21-345
<b>Tipologia</b>	Silicio Monocristallino
<b>Area modulo</b>	$1.63 \text{ m}^2$
<b>Potenza modulo</b>	345 W
<b>Efficienza modulo</b>	21.2%
$\alpha_p$	$-0.29 \text{ \%}/^\circ\text{C}$

Tabella 3.7: Dati tecnici modulo fotovoltaico

coprire interamente tutte le superfici di SE e SO a disposizione. Dai calcoli è emerso che sul lato di Sud-Est il numero massimo di pannelli installabile è 80, mentre sull'altro lato 40.

### 3.5.1 Individuazione *giorni tipo*

Il passo successivo per la creazione dei profili di produzione del fotovoltaico è l'individuazione dei *giorni tipo* su cui basare le simulazioni. Per *giorno tipo* si intende il giorno che negli ultimi anni è stato statisticamente il più frequente in un certo periodo, quello che ha avuto il profilo orario più ricorrente. Si fa ricorso ai giorni tipo invece che fare le simulazioni giorno per giorno perchè in questo modo, compiendo un errore minimo, si snellisce la mole di calcoli.

I cluster considerati come rappresentativi sono, banalmente, le quattro stagioni, scelte sia per coerenza per quanto fatto nella creazione dei profili termici, sia perchè la produzione dei moduli fotovoltaici dipende strettamente dalla quantità di ore di luce durante il giorno e questa varia notevolmente di stagione in stagione. Prima di poter individuare i *giorni tipo* è necessario individuare l'*anno tipo* da cui

estrarre i giorni di interesse. Questo anno sarà un anno fittizio, ma composto dai giorni reali che hanno i profili orari che si sono verificati con maggior frequenza nei 10 anni considerati.

Nota la località, l'orientazione del tetto e supponendo che l'inclinazione del pannello sia pari a quella del tetto, da PVGIS è possibile ricavare l'irradianza oraria  $G_h$  ( $W/m^2$ ) per gli anni dal 2007 al 2016.

Supponendo azimuth pari a  $-50^\circ$  e inclinazione= $30^\circ$  l'anno tipo è stato ottenuto seguendo tale procedura:

1. Dalla irradianza oraria  $G_h$  si è passati a valori di  $G_d$  sommando, per il singolo giorno, le  $G_h$ ;
2. E' stata calcolata la media giorno per giorno sui 10 anni considerati, come illustrato in figura 3.17

		ANNI					MEDIA
		2007	....	...	...	2016	
GIORNI	01-gen	Gd	...	...	...	...	
	02-gen		...	...	...	...	
	03-gen		...	...	...	...	
	...		...	...	...	...	
	...		...	...	...	...	
	...		...	...	...	...	
	...		...	...	...	...	
	...		...	...	...	...	
	...		...	...	...	...	
	...		...	...	...	...	

Figura 3.17: Procedimento per il calcolo della mediana

3. Giorno per giorno è stato confrontato il valore di  $G_d$  con quello della media, è stato scelto come giorno valido per comporre l'anno tipo quello con  $G_d$  che più si avvicina alla media, scegliendo randomicamente di prendere il valore subito più grande della media o subito più piccolo.
4. Conoscendo da quale anno provenga il giorno selezionato è stato possibile ricostruire i profili di irradianza oraria e costruire così l'anno tipo con valori di  $G$  ora per ora.

Noto l'anno tipo è stato suddiviso in stagioni ed è iniziata la ricerca dei *giorni tipo*. Per questo obiettivo è stata seguita la seguente procedura:

- Ora per ora è stata calcolata la irradianza media  $G_{media}$  su tutti i giorni del cluster, come mostrato in figura 3.18.

		ORE								
		01:00	02:00	...	...	...	...	23:00	00:00	
GIORNI	cluster	01-gen			...	...	...	...	...	...
		02-gen			...	...	...	...	...	...
		03-gen			...	...	...	...	...	...
		...			...	...	...	...	...	...
		...			...	...	...	...	...	...
		...			...	...	...	...	...	...
		...			...	...	...	...	...	...
		...			...	...	...	...	...	...
		...			...	...	...	...	...	...
		MEDIA								

Figura 3.18: Procedimento per il calcolo della media

- Per ogni ora del singolo giorno è stata calcolata la distanza euclidea al quadrato tra la  $G_h$  e la  $G_{media}$ , definita come:

$$d^2 = (G_h - G_{media})^2 \quad (3.5)$$

- Per il singolo giorno è stata calcolata la deviazione standard come segue e come mostrato in figura 3.19

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^N (G_h - G_{media})^2}{N - 1}} \quad (3.6)$$

		ORE						
		01:00	02:00	...	...	23:00	00:00	DEVIAZIONE STANDARD
G I O R N I	c	01-gen	d^2	...	...	...	...	↻
	i	02-gen	...	...	...	...	...	
	u	03-gen	...	...	...	...	...	
	s	...	...	...	...	...	...	
	t	...	...	...	...	...	...	
	e	...	...	...	...	...	...	
	r	...	...	...	...	...	...	
		...	...	...	...	...	...	
		...	...	...	...	...	...	
		...	...	...	...	...	...	

Figura 3.19: Procedimento per il calcolo della deviazione standard

- Il giorno con la deviazione standard minore è stato individuato come *giorno tipo*.

Per le quattro stagioni i *giorni tipo* risultanti sono elencati nella tabella 3.8. Da

Stagione	Giorno Tipo
Inverno	5 febbraio
Primavera	19 aprile
Estate	22 agosto
Autunno	24 ottobre

Tabella 3.8: Giorni tipo generazione PV

definizione il *giorno tipo* è quel giorno che è rappresentativo del periodo in esame, dunque moltiplicandone la  $G_d$  per il numero di giorni dell'intervallo il valore trovato non dovrebbe discostarsi troppo dalla sommatoria delle  $G_h$  su tutto l'intervallo. Confrontando tali valori è emerso che l'errore relativo commesso utilizzando il giorno tipo è dell'ordine dei valori contenuti in tabella 3.9. Con un errore medio del 9.15%. Effettuando lo stesso procedimento su tutto l'anno e confrontandolo con l'anno tipo l'errore relativo risulta del -3%, ciò sta ad indicare che svolgendo le analisi utilizzando i *giorni tipo* la produzione di fotovoltaico sarà sottostimata del 3%.

Stagione	Errore relativo [%]
Inverno	7.30
Primavera	12.36
Estate	4.15
Autunno	12.76

Tabella 3.9: Errore relativo tra le irradianze

Nella figura 3.20 è possibile osservare quanto, ora per ora il profilo del *giorno tipo* si discosti dal profilo medio. Noti i *giorni tipo* di irradianza per l'orientazione SE,

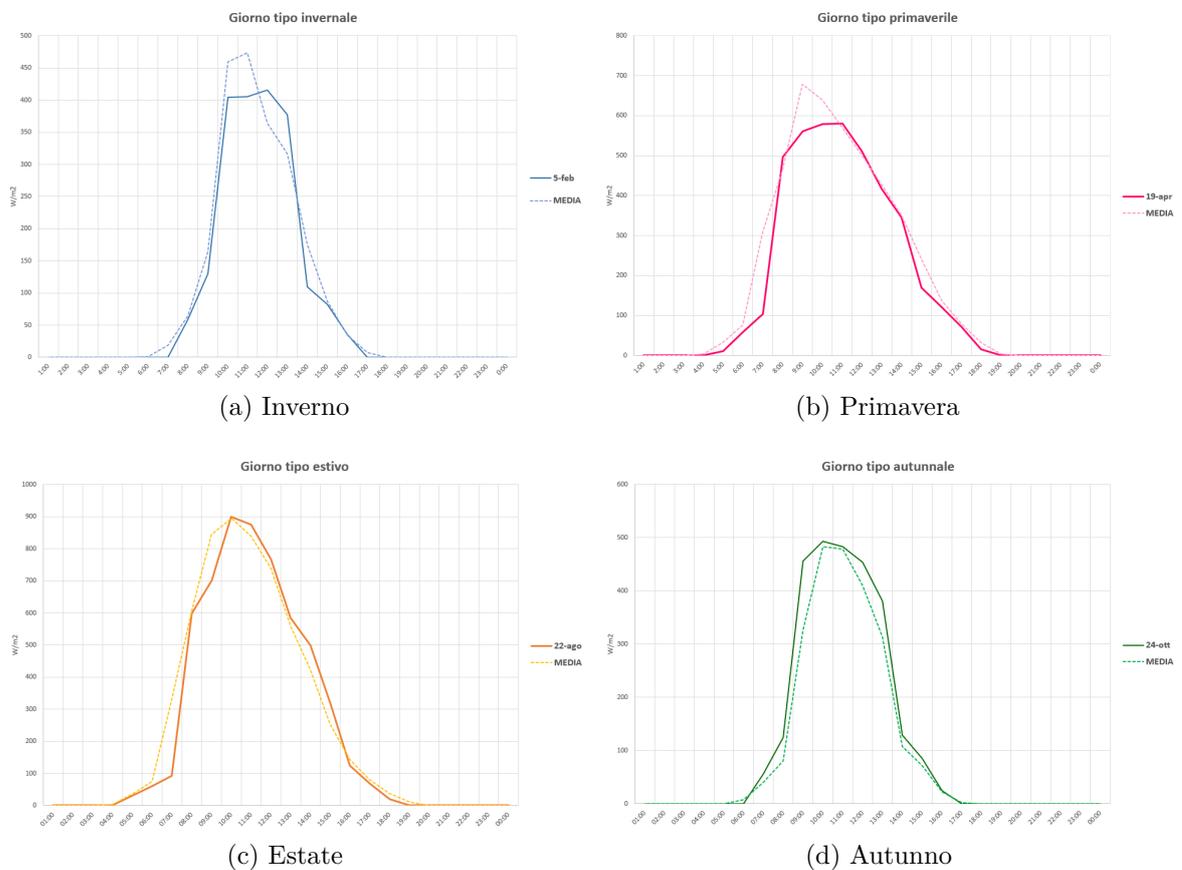


Figura 3.20: Confronto tra i profili di produzione PV orari, tra il giorno tipo e la media

tramite PVGIS è possibile ricavare i profili orari di irradianza anche per l'orientazione Sud-Ovest per i 4 giorni tipo.

Per passare dai profili orari di irradianza ai profili orari di potenza è necessario utilizzare le formule 3.7,3.8,3.9,3.10 in cui si tiene conto della dipendenza dell'efficienza dei moduli al variare della temperatura della cella [42].

$$T_{sol-air} = T_a + \frac{\alpha_{roof}}{h_c} G_t \quad (3.7)$$

$$T_c = \frac{T_{sol-air} + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT})\left(\frac{G_t}{G_{t,NOCT}}\right)\left(1 - \frac{\eta_{mp,STC}(1-\alpha_p T_{c,STC})}{\tau\alpha}\right)}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT})\left(\frac{G_t}{G_{t,NOCT}}\right)\left(\frac{\alpha_p \eta_{mp,STC}}{\tau\alpha}\right)} \quad (3.8)$$

$$\eta_{T_c} = \eta_{mp,STC}(1 + \gamma_p(T_c - T_{c,STC})) \quad (3.9)$$

$$P_h = \eta_{T_c} * (G_{h50} * A_{50} + G_{h40} * A_{40}) \quad (3.10)$$

$T_{sol-air}$	temperatura sole-aria	eq.[3.7]
$T_a$	temperatura aria esterna	da PVGIS
$\alpha_{roof}$	fattore di convezione del tetto	0.6
$h_c$	fattore per le perdite radiative del tetto	$25 W/m^2K$
$G_t$	irradianza sul piano inclinato	da PVGIS
$G_{t,NOCT}$	irradianza sul piano inclinato nelle condizioni NOCT	$800 W/m^2$
$T_{c,NOCT}$	temperatura nominale di lavoro della cella	$45^\circ C$
$T_{a,NOCT}$	temperatura dell'aria esterna in condizioni NOCT	$20^\circ C$
$\eta_{mp,STC}$	efficienza massima in STC	[3.7]
$\alpha_p$	coefficiente di temperatura correttivo per la potenza massima	[3.7]
$\tau\alpha$	coefficiente che tiene conto di trasmissione e assorbimento dell'impianto PV	0.85
$\eta(T_c)$	efficienza del modulo in funzione della temperatura della cella	eq.[3.9]

Tabella 3.10: Legenda formule

In cui  $G_{h50}$  e  $G_{h40}$  sono rispettivamente le irradianze orarie per le orientazioni di SE e SO, mentre  $A_{50}$  e  $A_{40}$  sono le aree occupate dai pannelli nelle due direzioni.

$$A = N_{pannelli} * A_{pannello} \quad (3.11)$$

Nella prima simulazione svolta è stato supposto di coprire tutto il tetto disponibile con i pannelli:  $N_{50}=80$  e  $N_{40}=40$ . Nella figura 3.21 sono mostrati i profili giornalieri al quarto d'ora dei giorni tipo del fotovoltaico, la taglia scelta per la raffigurazione è quella massima, pari a 41.4 kW (questa scelta sarà discussa in seguito).

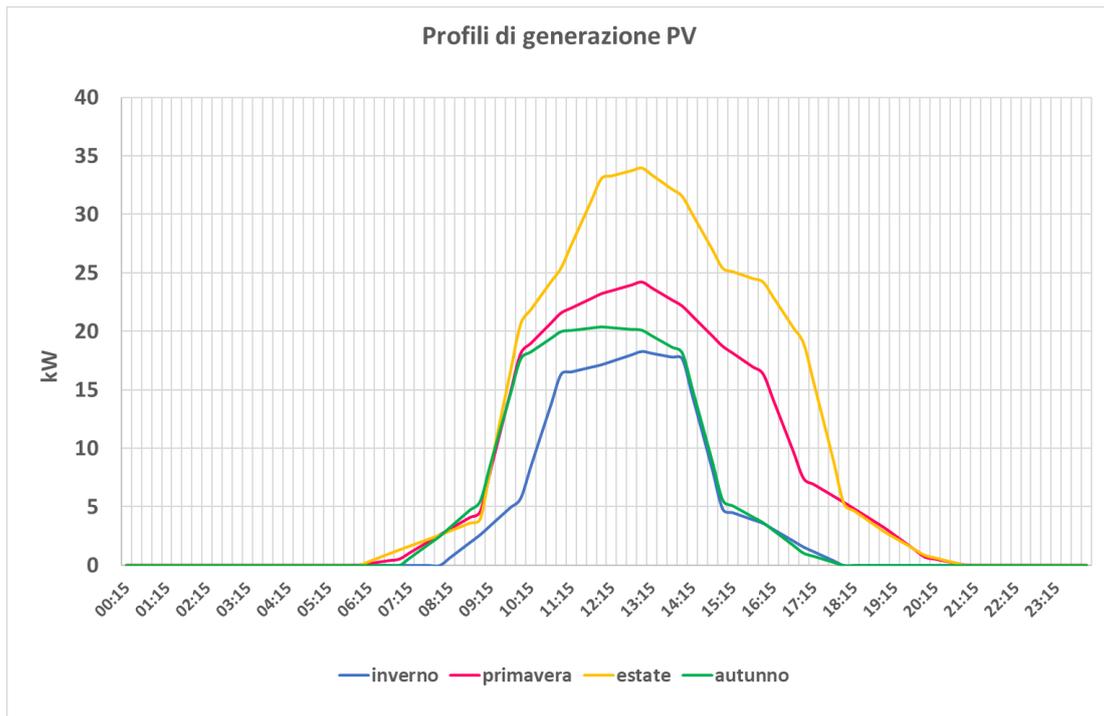


Figura 3.21: Profili di produzione dell'impianto fotovoltaico

### 3.6 Analisi degli scenari

In questo capitolo verranno discussi gli scenari considerati per le simulazioni. Vi sono due tipologie di scenario da tenere in considerazione, quello tecnologico e quello normativo.

### 3.7 Scenari tecnologici

Gli scenari considerati per la simulazione del caso in esame sono riassunti in tabella 3.22. In questa tesi le simulazioni sono state svolte solamente per il caso di riferimento e per il retrofit con il fotovoltaico, ma si possono ipotizzare retrofit con pompe di calore, chp e fotovoltaico sia singolarmente che in configurazione ibrida. All'interno degli scenari vanno distinti altri tre sotto-scenari, per tenere in conto i differenti impianti utilizzati per produrre l'acqua calda sanitaria:

Scenari	Tecnologie
Scenario di Riferimento	Boiler
	20%E
	100%E
Scenario Retrofit PV	Boiler-PV
	20%E-PV
	100%E-PV

Figura 3.22: Profili di produzione dell’impianto fotovoltaico

- Boiler: tutti gli appartamenti producono la propria acqua calda sanitaria con scaldabagno autonomo oppure con un impianto condominiale centralizzato ma non elettrico;
- 20%E: è stata replicata all’interno del condominio la statistica ISTAT secondo cui in Valle d’Aosta il 20% delle famiglie ha uno scaldabagno/scaldacqua elettrico; nello scenario in esame solo due appartamenti avranno quindi la produzione di ACS in modo elettrico;
- 100%E: caso estremo in cui tutta la produzione di acqua calda sanitaria sia elettrificata; tutti gli appartamenti hanno lo scaldacqua elettrico.

### 3.7.1 Analisi normativo-legislativa

Come spiegato ampiamente nel capitolo 2.2.1 in Italia la configurazione comunità energetica non è normata dall’Autorità, ma vi sono alcune configurazioni normate che sono ad esse affini. In particolare in questo studio saranno considerati i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) e lo Scambio di Perimetro (SDP). Per le configurazioni si fa riferimento alle figure 2.3 e 2.5. Innanzitutto, grazie all’installazione del fotovoltaico, si avrà un risparmio sulla bolletta dovuto al fatto che la quota di energia prelevata sarà minore. In più il fatto che si faccia parte di una comunità energetica dovrebbe fornire vantaggi economici inerenti all’applicazione di oneri di trasporto, misura e dispacciamento, sia che si tratti di una configurazione fisica (SDC) che virtuale (SDP). Le quote fisse della spesa per la materia energia ed

oneri di sistema continuano ad essere pagate come nel caso zero, così come le quote energia delle varie componenti, perchè sono pagate sull'energia prelevata dalla rete DSO. Per le parti variabili degli oneri dipende dalla configurazione adottata.

### **Configurazione SDC**

Le quote degli oneri di trasporto, misura, UC3 e UC6 si pagano solo una volta come condominio, non come singole utenze, poichè il punto di connessione con la rete DSO è uno unico. Per quanto riguarda invece le spese per la gestione del trasporto dell'energia e dalla misura dei flussi interni alla rete SDC essi vanno discusse nell'assemblea dei soci della comunità. Si possono infatti scegliere due strade:

1. le spese continuano a pagarsi al kWh prelevato, ma sono comunque soldi che restano nella comunità e in caso di spesa per la gestione minore i soldi in più versati dalle utenze sono o ridistribuiti equamente oppure utilizzati per altri scopi interni alla comunità;
2. non si pagano queste voci di spesa, vengono conteggiate a fine anno le spese sostenute per la gestione dei flussi energetici e viene quindi fatto pagare un corrispettivo ad ogni famiglia, in questo modo non ci saranno sicuramente soldi in eccesso.

In figura 3.23 sono illustrate le due tipologie di bolletta.

### **Configurazione SDP**

Per questa configurazione apparentemente non sembrano esserci benefici economici in termini di oneri di rete in quanto ogni appartamento ha il proprio POD e l'energia prodotta dal fotovoltaico viene immessa direttamente sulla rete del DSO. Affinchè questa configurazione sia economicamente sostenibile sarà necessario legiferare in merito, escludendo anche per gli SDP il pagamento della parte variabile degli oneri di rete, così da renderli competitivi almeno con gli SDC.

Nella fase di calcolo si è supposto di non considerare gli oneri di rete sulla quota autoconsumata, in questo modo sono state simulate entrambe le configurazioni.

Bolletta con comunità energetica (NO oneri di rete interni)		
quota energia (€/kWh)	materia energia	€/kWh_prelevata
	distribuzione	-
	trasporto	-
	misura	€/kWh_prelevata
	UC3/UC6	€/kWh_prelevata
quota fissa (€/pod)	Asos/Arim	€/kWh_prelevata
	materia energia	€/pod/Na
	distribuzione	€/pod/Na
	trasporto	-
	misura	-
quota potenza (€/kW)	UC3/UC6	-
	distribuzione	-
	trasporto	€/kW/anno
	misura	-
UC3/UC6	€/kW/anno	
accise	€/kWh_consumato	
IVA		10%

Bolletta con comunità energetica (oneri di rete su autoconsumata)		
quota energia (€/kWh)	materia energia	€/kWh_prelevata
	distribuzione	-
	trasporto	-
	misura	€/kWh_prelevata + €/kWh_autoconsumo
	UC3/UC6	€/kWh_prelevata
	Asos/Arim	€/kWh_prelevata
quota fissa (€/pod)	materia energia	€/pod/Na
	distribuzione	€/pod/Na + €/pod
	trasporto	-
	misura	-
	UC3/UC6	-
quota potenza (€/kW)	distribuzione	-
	trasporto	€/kW/anno
	misura	-
	UC3/UC6	€/kW/anno
accise	€/kWh_consumato	
IVA		10%

Figura 3.23: Bollette elettriche con e senza oneri di rete su energia autoconsumata

### 3.8 Bilancio energetico

La prima analisi svolta è stata di tipo energetico. Impostando un bilancio sull'energia necessaria per soddisfare il fabbisogno delle utenze e l'energia prodotta dagli impianti di produzione considerati per il retrofit.

I dati di input in tutti gli scenari considerati sono stati:

- profili di consumo elettrico e termico dei singoli appartamenti  $E_{app}$ ;
- profili di consumo elettrico e termico del condominio come aggregato  $E_{cond}$ ;
- profili di generazione degli impianti installati  $E_{pv}$ .

Gli output dell'analisi sono invece:

- energia elettrica autoconsumata a livello condominiale  $E_{auto}$  e di singolo appartamento  $E_{auto\_app}$ ;
- energia elettrica prelevata dalla rete elettrica come condominio  $E_{prelevata}$  e come singola utenza  $E_{prelevata\_app}$ ;
- energia elettrica venduta alla rete elettrica come condominio  $E_{immessa}$  e come singolo appartamento  $E_{immessa\_app}$ .

Il time step considerato è il quarto d'ora.

In più sono stati valutati degli indici di autoconsumo (SC) e autosufficienza (SS). L'autoconsumo indica quanta dell'energia elettrica prodotta da fotovoltaico viene consumata dall'utenza condominiale, come enunciato nell'equazione 3.12.

$$SC = \frac{E_{auto}}{E_{pv}} \quad (3.12)$$

L'autosufficienza indica invece il contributo che l'energia da fotovoltaico autoconsumata dà sul consumo totale di energia elettrica del condominio.

$$SS = \frac{E_{auto}}{E_{cond}} \quad (3.13)$$

Gli output dell'analisi energetica saranno poi gli input dell'analisi economica.

### 3.8.1 Scenario di Riferimento

Il condominio si trova nelle condizioni attuali, senza retrofit di alcun tipo e i cui condòmini non sono membri di alcuna comunità energetica. In questo caso l'energia elettrica consumata è interamente prelevata dalla rete. Lo scenario di partenza può variare a seconda del metodo di produzione dell'acqua calda sanitaria installato per ciascun appartamento.

#### Input condominio

Di seguito sono riportati i profili di carico elettrico al quarto d'ora utilizzati come input delle simulazioni energetiche. Come detto in precedenza i profili saranno uguali per tutte le stagioni dell'anno, in accordo con la metodologia utilizzata per costruirli. Il grafico 3.24a è esattamente il risultato della costruzione dei profili elettrici descritta nella sezione 3.1. Nei profili raffigurati nei grafici 3.24b e 3.24c al profilo elettrico contenente solamente i carichi costanti e le appliances degli appartamenti sono stati aggiunti i profili di richiesta per l'acqua calda sanitaria.

Come si può notare osservando gli assi delle ordinate dei tre grafici il picco di energia giornaliero richiesto dallo scenario 100%E è notevolmente maggiore degli altri due, questo perchè la produzione di ACS, seppur per intervalli di tempo ridotti, richiede una potenza nominale elevata.

Nella tabella 3.11 sono racchiusi i fabbisogni annui degli scenari considerati.

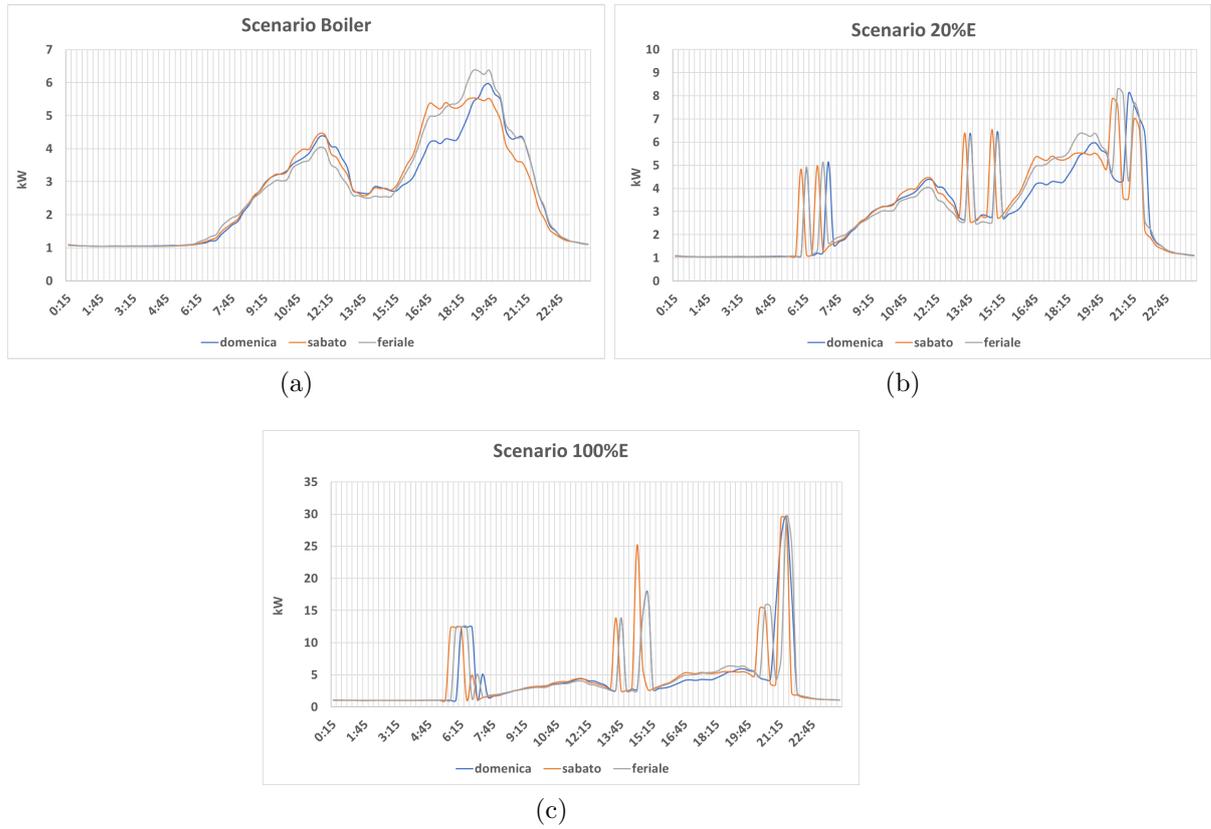


Figura 3.24: Profili di carico elettrico per i tre scenari base

Scenari	Consumi [MWh]
Boiler	23.9
20%E	26.6
100%E	37.6

Tabella 3.11: Fabbisogni elettrici scenari

### 3.8.2 Scenario Retrofit PV

Come discusso in precedenza questo scenario consiste nell'installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto del condominio.

## Input fotovoltaico

Noti i dati input della simulazione l'obiettivo dell'analisi è valutare quanta energia viene autoconsumata ( $E_{auto\_app}$ ), prelevata dalla rete del DSO ( $E_{prelevata\_app}$ ) e quanta invece viene immessa in rete ( $E_{immessa\_app}$ ). Questi valori saranno poi usati come input per la successiva analisi economica.

Inizialmente vengono calcolati tali flussi sull'intero condominio, considerando i consumi aggregati. In questo modo si ricava l'energia globalmente autoconsumata, prelevata e immessa dal condominio. Non potendo sapere quale utenza stia effettivamente autoconsumando l'energia proveniente dal fotovoltaico si suppone di ripartire in egual misura tra le utenze la quota di autoconsumo e conseguentemente la quota di energia immessa in rete. Per quanto riguarda invece l'energia prelevata dalla rete da ciascun appartamento essa viene calcolata utilizzando i profili di consumo delle singole utenze a cui va sottratta la quota autoconsumata. Le valutazioni su autoconsumo e energia venduta sono fatti al quarto d'ora mentre sulla prelevata sono state fatte sul consuntivo stagionale.

Il diagramma di flusso in figura 3.25 mostra il ragionamento seguito.

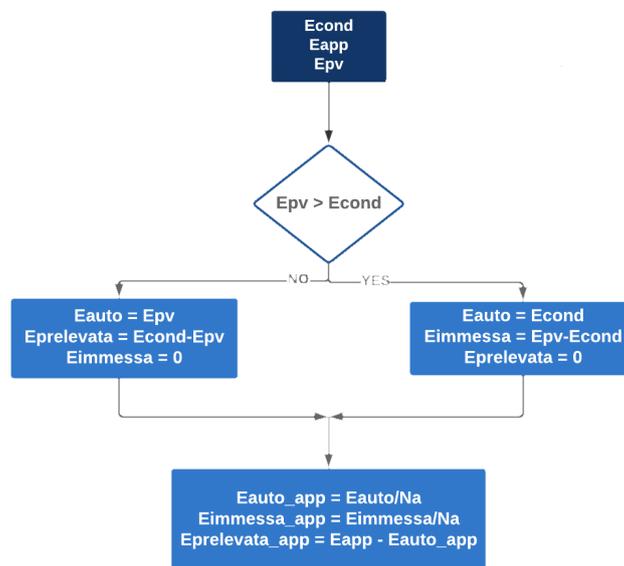


Figura 3.25: Diagramma di flusso

### 3.9 Bilancio economico

L'analisi economica punta a stabilire quale sia la taglia ottimale dell'impianto fotovoltaico che consenta di massimizzare il ritorno dell'investimento e ne minimizzi il tempo di ritorno. Come input di tale analisi vengono utilizzati gli output energetici derivanti dall'analisi precedente; a ciascun flusso verrà assegnato un controvalore economico su cui fare valutazioni.

Gli output dell'analisi sono invece 3 indicatori di prestazione economica che sono gli strumenti necessari per valutare la fattibilità economica dell'impianto. Essi sono:

1. il Valore Attuale Netto (VAN), conosciuto anche con la dicitura inglese Net Present Value (NPV);
2. Periodo di Recupero o Pay Back Time (PBT);
3. Tasso di rendimento dell'investimento ( $r$ ).

#### Net Present Value

Il Net Present Value di un progetto è dato dalla somma algebrica dei flussi di cassa attualizzati al tempo  $t$ , come enunciato nella formula 4.5:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (3.14)$$

Nella formula  $t$  rappresenta l'intervallo di tempo considerato,  $N$  la vita media della tecnologia in esame.

$i$  è il tasso di attualizzazione, in questo lavoro è considerato al 1% [33].

$C_t$  rappresenta il flusso di cassa netto (cash flow) all'istante di tempo  $t$ . Il flusso di cassa netto contiene flussi positivi che rappresentano le entrate (i ricavi), e flussi negativi, le perdite.

I flussi positivi considerati nella formula 4.5 sono:

- Autoconsumo di energia elettrica, termica o entrambe, a seconda del mix tecnologico considerato;

- Eccedenze (Ci);
- Contributo in Conto Scambio (CS);
- Detrazioni fiscali per i primi 10 anni di vita dell'impianto;
- Eventuali incentivi o certificati bianchi.

I flussi negativi sono invece dovuti a:

- Costo del combustibile;
- Accise sull'energia prelevata dalla rete;
- Costo di investimento iniziale;
- IVA sull'investimento iniziale;
- Costi di manutenzione.

Da una analisi sul NPV è possibile effettuare una analisi preliminare sulla fattibilità economica di un progetto. Vanno considerati realizzabili solo i progetti con un  $NPV > 0$ .

Considerando solo questo indicatore si sarebbe tentati di scegliere il progetto che porti ad avere un Net Present Value maggiore degli altri, si cadrebbe però in errore, poichè a parità di NPV non si è capaci di discernere tra progetti con un piccolo costo di investimento e dunque un rapido periodo di ritorno e un progetto con un alto costo di investimento e un lento pay back time.

Questo indicatore è utile per confrontare progetti con un investimento iniziale simile, per progetti con costi di investimento diversi occorre fare ricorso anche ad altri indicatori.

Come primo passo è stata calcolata la bolletta del caso studio zero, ovvero senza alcun intervento di retrofit, nè supponendo di istituire una comunità energetica. Per i calcoli sono stati utilizzati i costi dell'energia pubblicati da ARERA per i 4 trimestri del 2018.

In ottica di comunità anche per il caso base è stata calcolata una bolletta di comunità, data dalla somma delle bollette dei singoli appartamenti. Un esempio delle

componenti e dei valori di una bolletta per lo scenario 'Boiler' è mostrato nella tabella 3.26. La procedura per la determinazione di eccedenze (Ci) e del contributo

		BOLLETTA Scenario Boiler				
		primo trimestre	secondo trimestre	terzo trimestre	quarto trimestre	totale
quota energia (€/kWh)	materia energia	528.4534893	438.2554469	583.5672824	633.2403989	2183.516618
	misura	41.9557186	42.86234591	43.85223272	41.48575304	170.1560503
	UC3/UC6	4.360566259	4.454794378	4.557675873	4.311721524	17.68475803
	Asos/Arim	383.5648364	421.2309084	341.6101247	323.1751815	1469.581051
quota fissa (€/pod/anno)	materia energia	86.9995	86.9995	86.9995	86.9995	347.998
	distribuzione	48.3	48.3	48.3	48.3	193.2
quota potenza (€/kW/anno)	trasporto	159.3	159.3	159.3	159.3	637.2
	UC3/UC6	0.4005	0.4005	0.4005	0.4005	1.602
accise		133.7633163	136.6538275	139.8097869	132.2649711	542.4919018
IVA		138.7097927	133.8457323	140.8397103	142.9478026	556.3430379
<b>TOTALE</b>		<b>1525.807719</b>	<b>1472.303056</b>	<b>1549.236813</b>	<b>1572.425829</b>	<b>6119.773416</b>

Figura 3.26: Bolletta condominio - scenario Boiler

in conto scambio è descritta nell'appendice B.

Focalizzandoci sull'investimento iniziale esso tiene conto del costo delle tecnologie, ma anche dei costi derivanti dall'installazione e dall'implementazione dell'impianto. Il Renewable Energy Report 2018 in uno dei casi presi in esame fornisce dei prezzi della tecnologia per un impianto condominiale da 20 kW, sia per quanto concerne il costo dei pannelli, sia per i costi di manutenzione e di assicurazione. Per le simulazioni utilizza inoltre un tasso di attualizzazione dell'1% [33]. I valori sono riassunti in tabella 3.12. Per effettuare l'analisi di sensitività sulla taglia del

CAPEX	1600	€/kW
i	1	%
O&M	1000	€/anno
assicurazione	1.5	%/anno

Tabella 3.12: Costi tecnologia

fotovoltaico è stato considerato un costo variabile della tecnologia al variare della potenza installata. Unendo i prezzi del fotovoltaico contenuti nel Report [33] del prezzario 2019 della Regione Piemonte è stata ricavata la curva in figura 3.27. La stessa curva è stata utilizzata anche per scalare il costo di manutenzione.



Figura 3.27: Costo fotovoltaico VS Taglia

### Pay back Time

Questo indicatore rappresenta il periodo di recupero del capitale investito. Tramite la formula 3.15 si calcola il valore di  $\tau$  tale per cui i flussi negativi e positivi si eguagliano. Da  $\tau$  in poi il Net Present Value assumerà solo valori positivi e inizieranno i guadagni dell'impianto studiato.

$$\sum_{t=0}^{\tau} \frac{C_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (3.15)$$

Considerando solamente il PBT si sarebbe tentati di scegliere i progetti con un minor tempo di ritorno dell'investimento, ma non è detto che questi siano quelli che portano a maggiori profitti. Per un'analisi completa è quindi necessario considerare contemporaneamente tutti e due gli indici sopra descritti.

### Tasso di rendimento attualizzato dell'investimento

E' stato inoltre valutato un altro indice, un tasso di rendimento dell'investimento, indice di valutazione importante per le famiglie, per capire quale è il margine di guadagno a fronte dell'investimento iniziale.

Tale indice viene calcolato non a livello di comunità, ma per singolo appartamento, vanno quindi divisi per il numero di appartamenti l'investimento iniziale e NPV.

L'indice si valuta poi come indicato nell'equazione 3.16.

$$r = \frac{C_{inv\_app}}{NPV_{app}} * 100 \quad (3.16)$$

# Capitolo 4

## Risultati

### 4.1 Analisi energetica

In questa sezione vengono mostrati gli output ottenuti dall'analisi energetica negli scenari Boiler-PV, 20%E-PV, 100%E-PV. Per ogni stagione e per i tre giorni tipo caratteristici sono state calcolate le quote parte di autoconsumo, energia immessa in rete ed energia prelevata dalla rete. Ai fini del commento dell'analisi energetica non è necessario mostrare i grafici per tutti i giorni tipo, ma saranno riportati solamente i 4 giorni tipo feriali per ogni stagione.

La taglia del fotovoltaico utilizzata per le raffigurazioni è quella di 19.67 kW, che è risultata essere la taglia ottimale per l'impianto, a seguito di valutazioni economiche che verranno discusse nelle sezioni successive.

#### 4.1.1 Scenario Boiler-PV

Per lo scenario in cui nessun appartamento è dotato di scaldabagno elettrico per la produzione di acqua calda sanitaria sono stati prodotti i grafici 4.1a, 4.1b, 4.1c e 4.1d. In queste rappresentazioni viene mostrato il consumo del condominio suddiviso in energia autoconsumata (area verde) e prelevata dalla rete (area gialla), l'area blu rappresenta invece l'energia in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico che viene immessa in rete.

Da un primo sguardo ai grafici si nota come, anche in inverno in cui la produzione

di fotovoltaico è minore, l'energia fornita dall'impianto fotovoltaico nelle ore centrali della giornata è sufficiente a soddisfare l'utenza condominiale. Dall'area blu si vede inoltre che una buona quota di energia fotovoltaica viene immessa in rete, poiché in surplus rispetto alla domanda elettrica istantanea. Con questi presupposti è possibile pensare che uno sviluppo futuro della tesi sia quello di dimensionare un accumulo elettrico in grado di aumentare la quota di fotovoltaico autoconsumata, con tutti i benefici economici che ne conseguono.

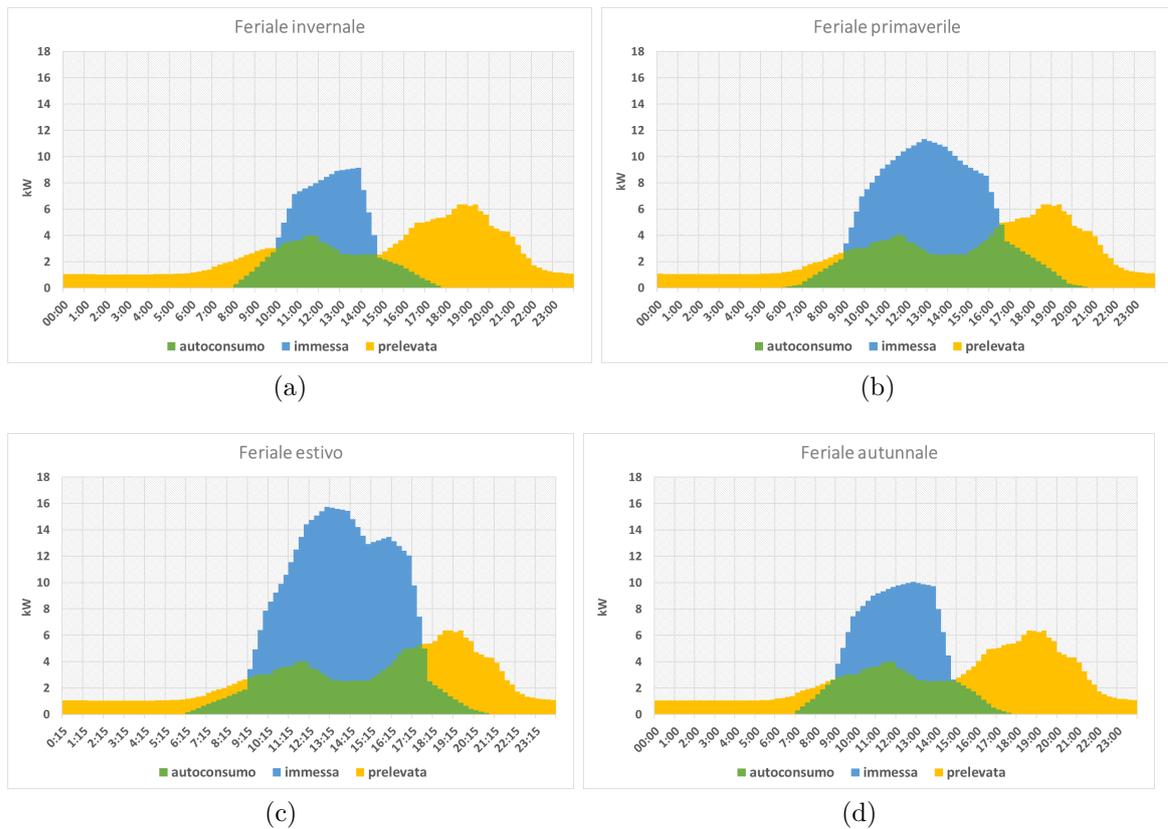


Figura 4.1: Scenario Boiler-PV: flussi energetici

Nella tabella 4.1 sono racchiusi i valori stagionali di energia autoconsumata, prelevata e venduta alla rete.

<b>Energia</b>	<b>inverno</b>	<b>primavera</b>	<b>estate</b>	<b>autunno</b>	<b>totale anno</b>
autoconsumata [kWh]	2003	3186	3444	2239	10872
prelevata [kWh]	3940	2866	2748	3637	13191
immessa [kWh]	1774	3992	6958	2628	15352
autosufficienza [%]	34	53	56	38	45
autoconsumo [%]	53	44	33	46	41

Tabella 4.1: Principali risultati del bilancio di energia elettrica dello scenario Boiler-PV

Focalizzandosi sull'inverno, si nota che l'impianto fotovoltaico lavora per un numero minimo di ore e con un'irradianza solare minima, nonostante ciò riesce a dare un contributo fondamentale per il soddisfacimento della domanda elettrica delle utenze. Dalla tabella 4.1 emerge come per la stagione invernale l'autoconsumo sia elevato, poichè essendo bassa l'energia prodotta dal fotovoltaico sarà grande la quota autoconsumata. Allo stesso tempo è corretto che l'autosufficienza sia bassa perchè la quota autoconsumata incide poco rispetto al consumo totale del condominio.

In accordo con la costruzione dei profili di generazione del fotovoltaico si nota che andando verso l'estate il numero di ore in cui vi è autoconsumo di energia rinnovabile aumenta. Essendo costanti i consumi del condominio durante l'anno ci si aspetta che in primavera l'autosufficienza sia maggiore del caso invernale e l'autoconsumo sia invece minore.

In estate le maggiori ore di luce e la maggiore irradianza solare portano ad avere una produzione di fotovoltaico molto più elevata rispetto alle altre stagioni dell'anno.

Soprattutto in estate è ben visibile la potenzialità che avrebbe l'installazione di un accumulo elettrico nella comunità. Esso permetterebbe di non "svendere" l'energia

elettrica alla rete, ma di utilizzarla per coprire il picco di richiesta serale, in integrazione o in sostituzione della rete elettrica. Dalla tabella 4.1 emerge infatti come siano quasi 7000 i kWh venduti alla rete e che potrebbero essere in parte stoccati e riutilizzati internamente. Ovviamente per il dimensionamento dell'accumulo sono necessarie anche analisi sulla convenienza economica dell'installazione.

Proprio perchè molta energia viene immessa in rete l'autoconsumo risulta essere basso in estate, mentre l'autosufficienza è la più alta delle quattro stagioni.

I profili primaverili ed autunnali sono una via di mezzo tra l'estivo e l'invernale, di conseguenza anche le percentuali di autoconsumo e autosufficienza si troveranno nel mezzo.

### 4.1.2 Scenario 20%E-PV

Lo scenario 20%E-PV considera un condominio in cui due appartamenti hanno lo scaldabagno elettrico per la produzione di acqua calda sanitaria mentre gli altri hanno un impianto autonomo a gas o gasolio, come da statistiche ISTAT.

Anche per questo scenario sono stati prodotti grafici in cui viene suddiviso il consumo elettrico del condominio in energia prelevata da rete (area gialla), energia autoconsumata (area verde) e viene mostrata la quota parte di energia fotovoltaica che viene immessa in rete (area blu).

A differenza del caso precedente si nota come il profilo di consumo presenti dei picchi di elevata energia ma breve durata, essi stanno ad indicare la richiesta elettrica dello scaldabagno.

Nonostante questo aumento di domanda elettrica da parte dell'utenza condominiale, si può osservare dai grafici che nelle ore di funzionamento dell'impianto fotovoltaico esso è sufficiente per soddisfare la richiesta, senza che sia necessario prelevare energia dalla rete.

Così come per lo scenario Boiler-PV la grandezza dell'area blu fa intendere che sarebbe utile installare un accumulo elettrico per massimizzare l'autoconsumo della produzione da fotovoltaico e aumentare l'autosufficienza energetica dell'edificio.

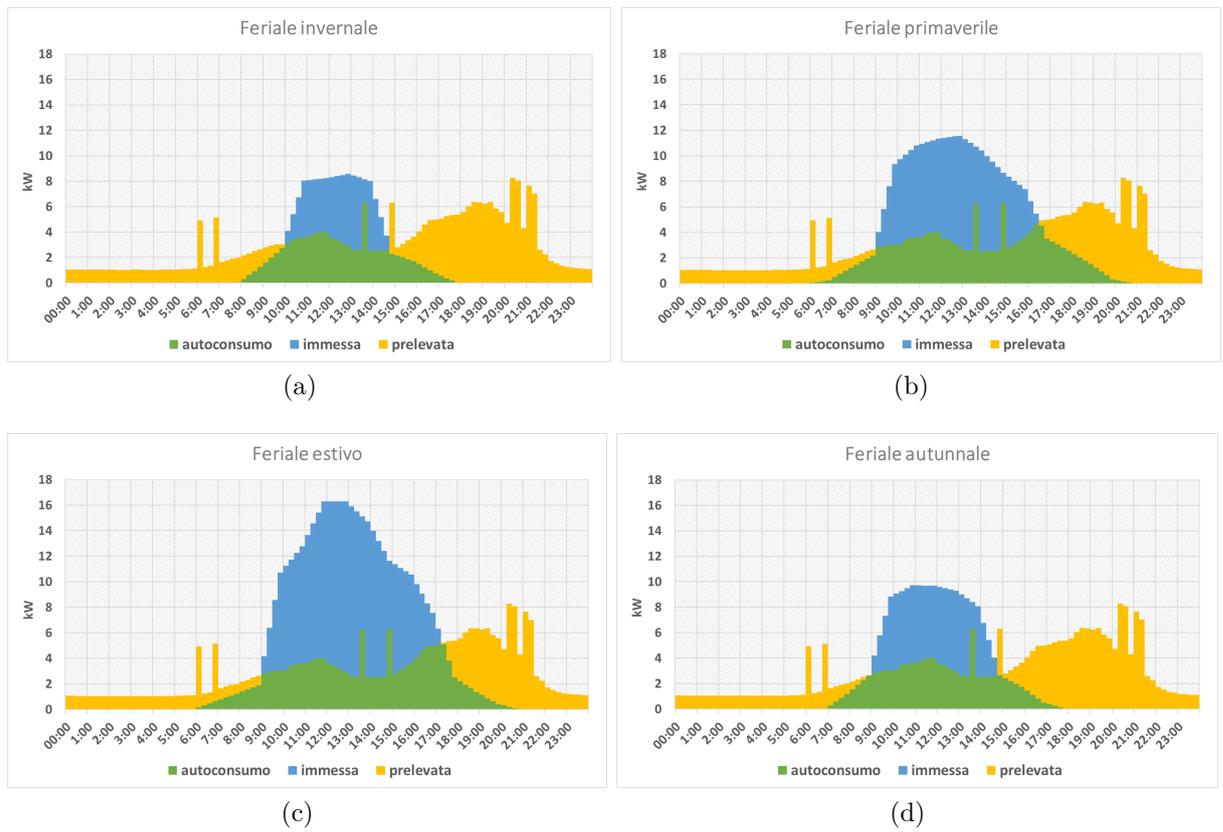


Figura 4.2: S1-B: flussi energetici

Confrontando la tabella 4.2 con i valori in tabella 4.1 si nota che, come era lecito attendersi, la quota di autoconsumo è aumentata, poichè aumentata la domanda di energia elettrica nelle ore di produzione del fotovoltaico. L'autosufficienza invece è leggermente diminuita perchè, in proporzione, il consumo è aumentato di più dell'autoconsumo.

<b>Energia</b>	<b>inverno</b>	<b>primavera</b>	<b>estate</b>	<b>autunno</b>	<b>totale anno</b>
autoconsumata [kWh]	2090	3353	3588	2328	11359
prelevata [kWh]	4526	3387	3307	4214	15434
immessa [kWh]	1659	3992	6629	2510	11137
autosufficienza [%]	32	50	52	36	42
autoconsumo [%]	56	45	35	48	43

Tabella 4.2: Principali risultati del bilancio di energia elettrica dello scenario 20%E-PV

### 4.1.3 Scenario 100%E-PV

Lo scenario in cui tutti gli inquilini della comunità hanno lo scaldabagno elettrico per l'acqua calda sanitaria è ovviamente quello con la richiesta di energia elettrica maggiore. Rispetto al caso precedente, 20%E-PV, si nota dai grafici che i picchi di domanda dovuti all'accensione dello scaldabagno hanno valori più elevati e sono maggiormente distribuiti durante la giornata. Osservando le aree gialle (energia prelevata) si percepisce che, anche nelle ore di produzione dell'impianto fotovoltaico, esso non è sufficiente a coprire i picchi delle ore centrali, ma è necessario prelevare energia dalla rete.

Anche in questo caso potrebbe risultare vantaggiosa l'installazione di un accumulatore.

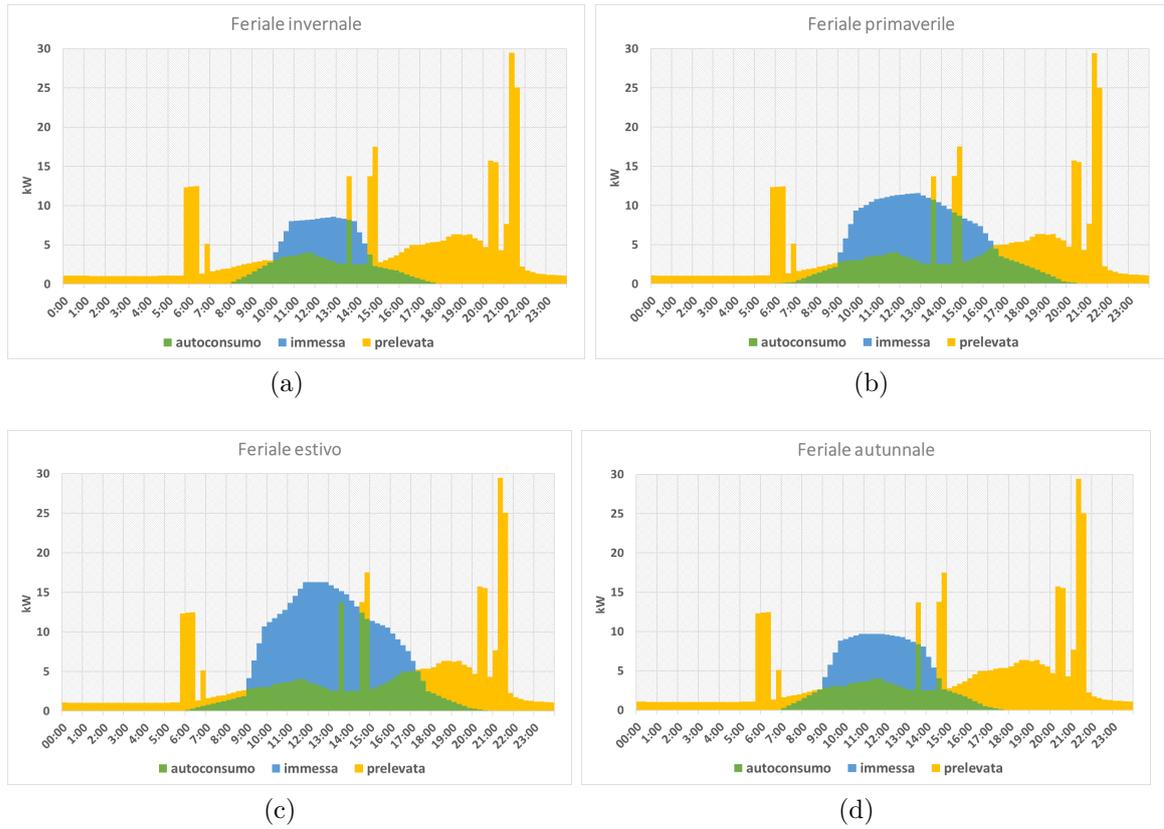


Figura 4.3: 100%E-PV: flussi energetici

Ponendo l'attenzione sul caso invernale, dalla tabella 4.3 emerge chiaramente come la maggiore richiesta di energia durante le ore di produzione del fotovoltaico porti ad avere un autoconsumo quasi del 60%, questo avrà un peso positivo importante nella successiva analisi economica.

Chiaramente l'autosufficienza sarà minore perchè il consumo è aumentato notevolmente rispetto alla quota autoconsumata.

Analizzando invece il grafico 4.3c emerge che, nonostante la grande produzione di fotovoltaico nella stagione estiva, esso non riesca a soddisfare totalmente l'utenza nelle ore centrali della giornata. In ogni caso l'impianto riesce a garantire un'autosufficienza del 42%.

Questo discorso è valido perchè la taglia dell'impianto scelta è di circa 20 kW. Se fosse stata utilizzata la taglia massima di 41.4 kW l'impianto fotovoltaico sarebbe

<b>Energia</b>	<b>inverno</b>	<b>primavera</b>	<b>estate</b>	<b>autunno</b>	<b>totale anno</b>
autoconsumata [kWh]	2161	3650	4103	2410	12324
prelevata [kWh]	7148	5843	5604	6795	25390
immessa [kWh]	1558	3820	6114	2428	13920
autosufficienza [%]	23	38	42	26	33
autoconsumo [%]	58	49	40	50	47

Tabella 4.3: Principali risultati del bilancio di energia elettrica dello scenario 100%E-PV

stato sufficiente per coprire entrambi i picchi delle ore centrali.

Confrontando la tabella 4.3 con le precedenti 4.1 e 4.2 la prima osservazione che si può fare è che le energie in gioco sono molto più elevate. La quota di energia autoconsumata ha un peso maggiore sulla quota di fotovoltaico prodotta e porta l'autoconsumo quasi al 50%. Avere un autoconsumo elevato è positivo in vista delle successive analisi economiche.

Per contro l'aumento del carico condominiale, a parità di energia prodotta dal fotovoltaico, porta ad una diminuzione dell'autosufficienza energetica della comunità, con un maggior ricorso al prelievo di energia dalla rete.

#### 4.1.4 Autoconsumo e autosufficienza

Come ultima analisi energetica si è osservato come l'autosufficienza e l'autoconsumo varino in funzione di due parametri importanti: la taglia dell'impianto fotovoltaico e la composizione del condominio in funzione delle classi di età.

#### 4.1.5 Autoconsumo/Autosufficienza VS taglia dell'impianto fotovoltaico

Le taglie sono state variate partendo dalla taglia minima di 5.2 kW, fino alla taglia massima 41.4 kW, taglia che corrisponde alla massima superficie occupabile sul tetto del condominio. I risultati ottenuti sono stati raffigurati nel grafico 4.4 in cui la posizione della bolla sta ad indicare l'autosufficienza, mentre la dimensione della bolla e la relativa percentuale interna fanno riferimento all'autoconsumo di energia da fotovoltaico. Come è lecito aspettarsi lo scenario con il maggior autoconsumo è 100%E-PV, le motivazioni sono già state illustrate nel paragrafo precedente.

Dalla forma dei grafici si nota come per tutti e tre gli scenari autoconsumo e autosufficienza siano inversamente proporzionali. L'autoconsumo è massimo per la taglia minore e va a diminuire con l'aumentare della potenza installata. Analizzando invece l'andamento dell'autosufficienza si osserva che essa ha un rapido incremento per piccole taglie di fotovoltaico, mentre presenta quasi un plateau dai 25 kW in poi.

Questo è un risultato interessante perchè mette in luce che, energeticamente, ad un grande incremento di taglia dell'impianto (e conseguente sforzo economico) corrisponde un minimo vantaggio in termini di autosufficienza. Questo risultato avrà ripercussioni anche sul discorso economico.

Da queste analisi energetiche si può concludere che un impianto fotovoltaico da circa 20 kW è un buon compromesso per avere valori buoni di autosufficienza e autoconsumo.

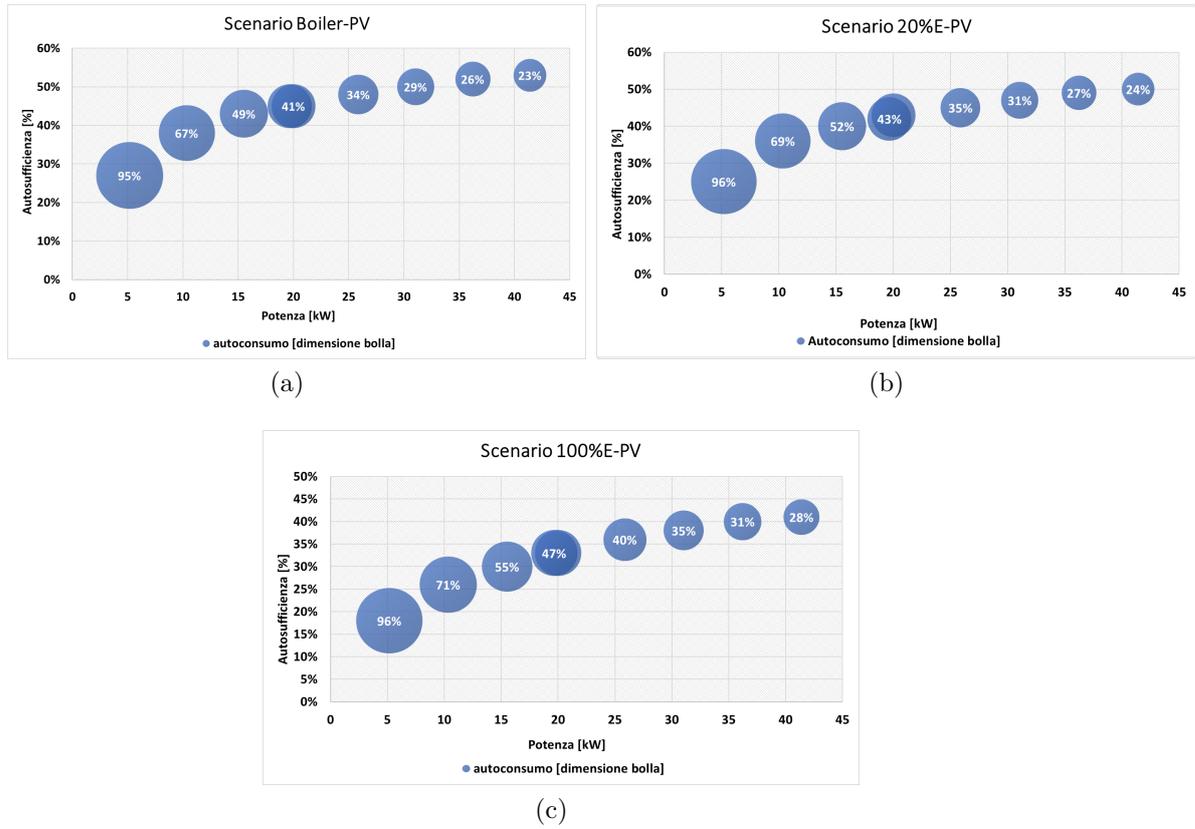


Figura 4.4: Autosufficienza/autoconsumo VS taglia

#### 4.1.6 Autoconsumo/Autosufficienza VS occupanti

In ultimo è stata svolta un'analisi di sensitività sull'età dei capofamiglia del condominio. Per semplicità le simulazioni sono state svolte solamente sullo scenario Boiler-PV. Si è quindi supposto di avere un condominio composto interamente da 15-24enni, poi da 25-44enni e così via fino agli over 65. Dai valori in tabella

età capofamiglia	autosufficienza	autoconsumo
15-24	47%	25%
25-44	43%	34%
condominio	45%	41%
45-64	44%	43%
over 65	47%	52%

Tabella 4.4: Autoconsumo/Autosufficienza VS età capofamiglia

4.4 si osserva che la classe di età che massimizza autoconsumo e autosufficienza è quella degli over 65. Era un risultato atteso perchè gli over 65 sono la classe con il maggior consumo energetico, dunque, a parità di taglia dell'impianto fotovoltaico, sarà la classe che sfrutta al meglio l'energia rinnovabile.

Anche i 15-24enni hanno un alto valore di autosufficienza, dato dal fatto che il consumo totale del condominio sarà minore degli altri casi. Questa minore richiesta elettrica porta però ad avere un minore livello di autoconsumo rispetto alle altre classi di età.

Il condominio usato come caso studio, composto secondo la distribuzione di popolazione Valdostana, si trova quasi nel mezzo delle classi sociali.

## 4.2 Analisi economica

In questa sezione verranno discussi i risultati ottenuti come output dell'analisi economica. Prima di entrare nel dettaglio del commento dei risultati ottenuti è necessario capire il contributo che ciascun flusso positivo e negativo sul flusso di cassa totale utilizzato per calcolare il Net Present Value (NPV). Come descritto nel paragrafo 3.9 i flussi positivi sono:

1. Contributo in conto scambio (CS)
2. Eccedenze (Ci)
3. Risparmio in bolletta
4. Detrazioni fiscali

Il contributo to scambio in con agevola le taglie inferiori ai 20 kW in quanto il GSE eroga un contributo maggiore rispetto alle taglie più grandi.

Le eccedenze aumentano all'aumentare della taglia perchè aumenta la quota di energia immessa in rete e quindi la differenza tra l'energia immessa e quella prelevata.

Il vantaggio in bolletta di avere una comunità energetica condominiale è duplice:

- la comunità energetica aggiunge valore alla produzione di fotovoltaico, permettendo all'elettricità in eccesso di una abitazione di essere ridistribuita e autoconsumata internamente piuttosto che venduta, incrementando i guadagni dovuti al PV in configurazione di comunità energetica
- si ha un risparmio sulle quote fisse [€/pod] e potenza [€/kW] degli oneri di rete che, grazie alla comunità, si pagano una volta sola come pod unico, e non come singoli appartamenti.

Sul risparmio totale in bolletta il fattore fotovoltaico incide per l'80% mentre gli oneri per il restante 20%, aumentando la taglia dell'impianto fotovoltaico le percentuali restano pressochè le stesse perchè oltre ad una certa taglia limite l'autoconsumo resta costante, mentre diminuendo i kW di fotovoltaico installati il

contributo dato dall'autoconsumo diminuisce e diventano più rilevanti i risparmi dati dagli oneri.

Il contributo dalle detrazioni fiscali è proporzionale al costo di investimento e installazione compiuto inizialmente, dunque aumenta all'aumentare della taglia dell'impianto. Come detto in precedenza l'obiettivo è quello di ottimizzare la taglia dell'impianto fotovoltaico per massimizzare il Net Present Value, massimizzare il rendimento dell'investimento pro capite e minimizzare il tempo di ritorno dell'investimento (PBT). Per soddisfare queste richieste è stata condotta un'analisi di sensitività sulla taglia dell'impianto. I risultati ottenuti sono mostrati nei grafici 4.5 e ??.

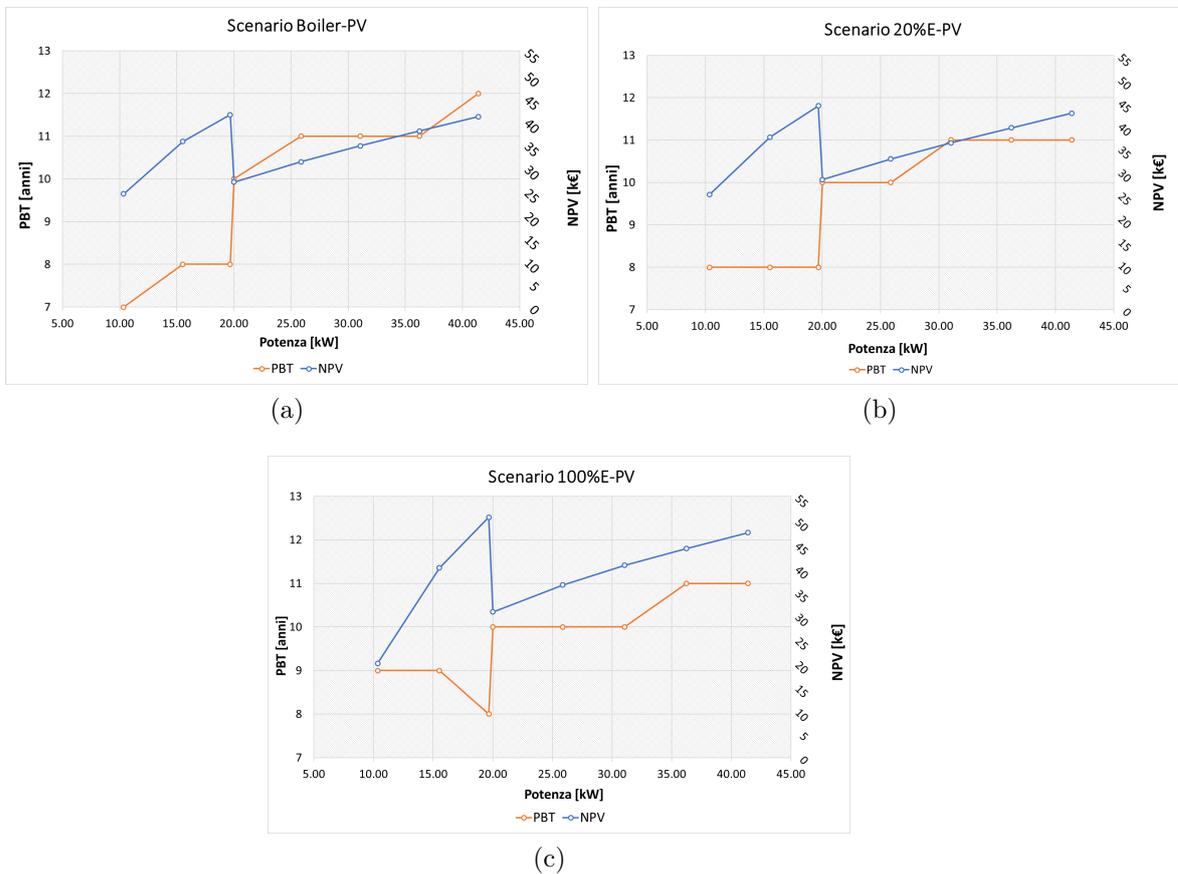


Figura 4.5: NPV vs PBT

Ciò che si nota da un primo sguardo ai grafici è che in tutti e tre gli scenari vi è un massimo NPV globale a 19.97 kW, quindi prima della taglia massima di 41.4 kW. E' anche interessante notare come al massimo NPV corrisponda il minimo PBT. Focalizzandosi sulla curva NPV (blu) si nota come ci siano tre pendenze differenti dovute ai diversi pesi che hanno le componenti del Net Present Value al variare della potenza installata.

1. 10-20 kW: la pendenza è positiva è dovuta all'apporto di due fattori:
  - contributo in Conto Scambio (CS) che per potenze di fotovoltaico installate <20 kW ha un valore più alto;
  - accise sull'energia elettrica che, in ambito domestico, per potenze installate <20 kW si pagano solo sull'energia elettrica prelevata e non sulla quota autoconsumata.
2. 20-20.01 kW: rapido decremento di NPV dovuto al fatto che i valori di CS sono più bassi dopo i 20 kW e le accise si pagano su tutta l'energia consumata. La taglia 20.01 è stata scelta appositamente per mostrare il decremento immediato dopo i 20 kW.
3. 20.01-41.4 kW: la pendenza torna positiva poichè aumenta il contributo dato dalle eccedenze (Ci) e diminuisce il peso del costo di investimento sulle spese totali.

L'aumento del PBT con la taglia del fotovoltaico è dovuto principalmente all'aumento dell'investimento iniziale.

Considerando questi due parametri appare evidente che, per tutti e tre gli scenari, la taglia ottimale del fotovoltaico sia 19.67 kW e non sia conveniente aumentare la taglia dell'impianto, mentre potrebbe esserlo diminuirla: si avrebbe un ritorno dell'investimento minore, ma in tempi più brevi. La scelta a questo punto è lasciata all'assemblea della comunità.

Come era ipotizzabile aspettarsi il massimo NPV si ha per lo scenario 100%E-PV, in cui tutti gli appartamenti sono dotati di scaldabagno elettrico, dovuto al fatto che aumenta l'autoconsumo di fotovoltaico e i benefici da esso derivanti. Di conseguenza lo scenario 20%E-PV ha un NPV intermedio tra lo scenario 100%E-PV

e Boiler-PV.

Il ritorno dell'investimento invece si ha in tutti i casi intorno agli otto anni.

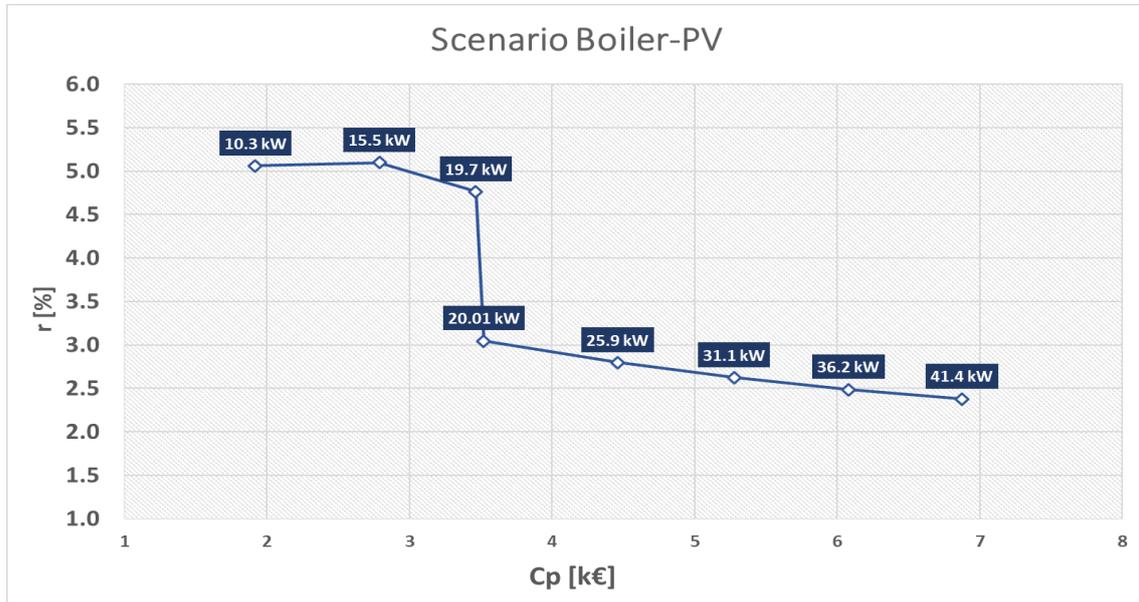


Figura 4.6: Tasso di ritorno dell'investimento "Boiler-PV"

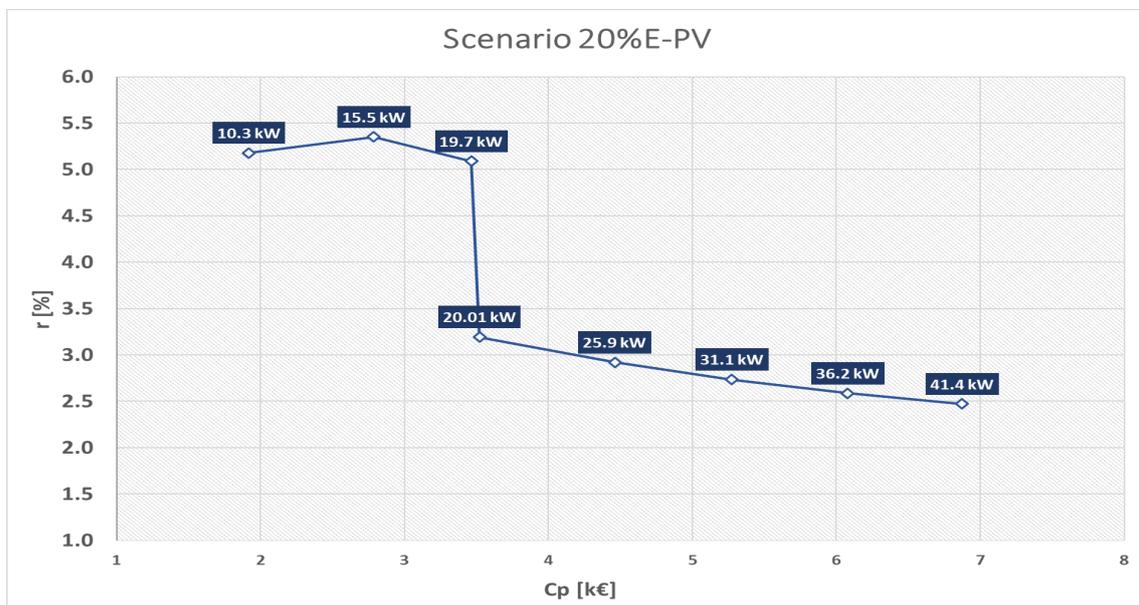


Figura 4.7: Tasso di ritorno dell'investimento "20%E-PV"

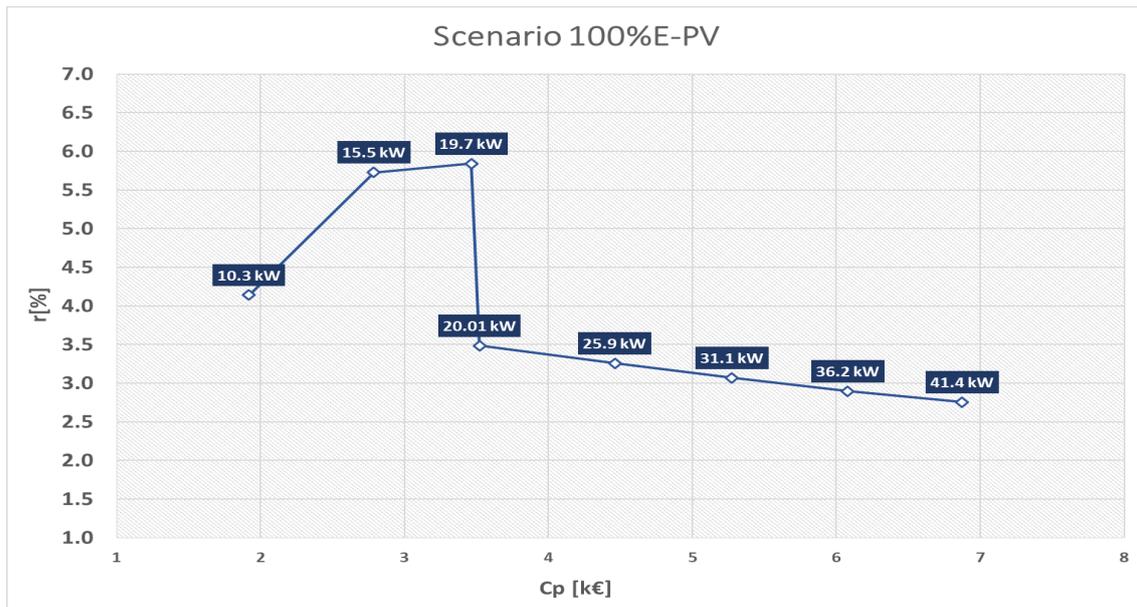


Figura 4.8: Tasso di ritorno dell'investimento "100%E-PV"

Nei grafici 4.6, 4.7, 4.8 è mostrata la contrapposizione tra l'investimento iniziale pro capite per appartamento ( $C_p$ ) e il tasso di rendimento attualizzato dell'investimento ( $r$ ).

Per piccole taglie il costo d'investimento è ovviamente minore, mentre è più grande il rendimento dato dall'investimento dopo 25 anni. Dai grafici 4.6 e 4.7 si nota come per gli scenari Boiler-PV e 20%E-PV il rendimento massimo corrisponda ad una potenza installata di 15.53 kW, mentre per lo scenario 100%E-PV la taglia ottimale sia proprio 19.67 kW. Così come per NPV anche il rendimento dell'investimento subisce un rapido crollo immediatamente dopo i 20 kW.

In conclusione, considerando i tre parametri insieme (NPV, PBT,  $r$ ) il compromesso ottimale per tutti e tre gli scenari è un impianto fotovoltaico da 19.67 kW. Questo risultato è coerente con con i risultati ottenuti dall'analisi energetica.

#### 4.2.1 Analisi di sensitività sull'età degli inquilini

In ultimo, è stata svolta un'analisi di sensitività sull'età dei capofamiglia del condominio. Per semplicità le simulazioni sono state svolte solamente sullo scenario

Boiler-PV. Come ci si poteva aspettare è emerso che una comunità composta principalmente da sessantacinquenni avrà un ritorno dell'investimento più alto ed in tempi più brevi, questo perchè sono la classe di età con il fabbisogno elettrico più elevato e vanno quindi a massimizzare l'autoconsumo di fotovoltaico, con tutti i benefici che ne conseguono. I ragazzi dai 15-24 anni sono invece coloro che hanno il PBT più elevato e NPV più basso. Si può dire che NPV sia direttamente proporzionale all'età, mentre per il Pay Back Time vale l'opposto.

Il condominio tipo composto da statistica ISTAT si trova esattamente nel centro, tra le due classi di età intermedie, ciò sta ad indicare che nonostante i giovani occupino un solo appartamento hanno un peso notevole sull'economia della comunità. Anche in questo caso per tutte le classi di età la taglia ottima dell'impianto fotovoltaico risulta essere 19.67 kW.

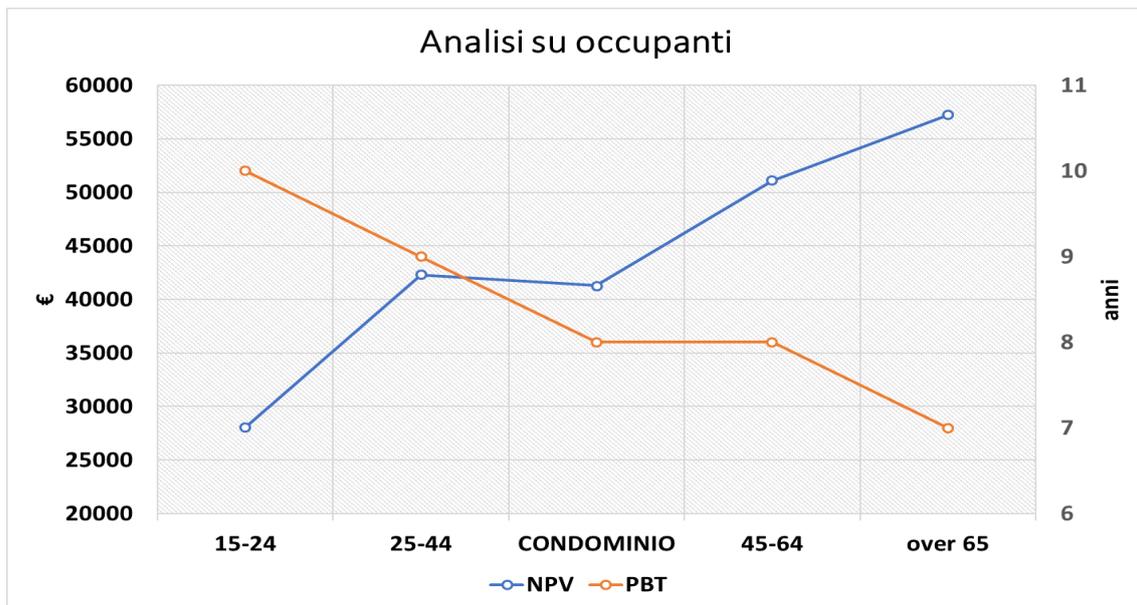


Figura 4.9: Analisi su occupazione

## Capitolo 5

# Conclusioni

Lo studio presentato ha lo scopo di valutare la fattibilità normativa, tecnica ed economica di una comunità energetica a livello condominiale.

Dal punto di vista normativo è emerso come l'Europa stia aprendo i propri orizzonti ad una nuova struttura del proprio mercato interno, concedendo spazio a nuovi attori, tra cui le comunità energetiche. In questo studio si è ipotizzato un scenario futuro in cui le direttive europee verranno recepite dagli stati membri.

Per svolgere le simulazioni energetiche ed economiche, una volta caratterizzata l'utenza dal punto di vista geografico, è stata creata una metodologia che utilizza in input i dati relativi alla popolazione, le abitudini quotidiane dei cittadini e le fonti utilizzate per la produzione di energia, al fine di ricostruire i profili di carico termici, elettrici e di acqua calda sanitaria giornalieri. Grazie all'uso dei dati statistici forniti dall'ISTAT per ottenere gli input del modello, la metodologia è generalizzabile a qualsiasi condominio in tutte le regioni italiane.

Dopo un'accurata valutazione delle possibili tecnologie di retrofit si è optato per l'installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto dello stabile.

L'analisi energetica ha permesso di stabilire quale taglia dell'impianto fotovoltaico massimizzi autoconsumo e autosufficienza. Inoltre, emerge che l'autosufficienza

maggiore si ottiene per la taglia massima dell'impianto fotovoltaico (41.4 kW), mentre il massimo autoconsumo si ha per la taglia minima, pari a 5.65 kW. Un buon compromesso tra i due indici energetici è rappresentato da una taglia di circa 19.5 kW, oltre la quale la curva dell'autosufficienza presenta un plateau. Nel caso in esame, la dimensione del tetto non ha rappresentato un fattore limitante, poiché per la taglia ottimale è stato sfruttato solamente il 47.5% del tetto.

L'analisi economica ha permesso di capire se questa iniziativa comunitaria nel condominio sia conveniente oppure no. Dai risultati ottenuti è emerso che, anche per il lato economico, la soluzione ottimale per l'impianto è di circa 19.5 kW. Grazie alla alta percentuale di autoconsumo (43%), dovuta alla gestione dei flussi interni alla comunità e all'ipotesi fatta di una riduzione delle quote potenza e fisse si ha un considerevole risparmio sulla bolletta della comunità, pari al 46% della bolletta dello scenario di partenza. Il risparmio in bolletta è rappresentato per l'80% dal fotovoltaico e il 20% dal risparmio sugli oneri. Ciò, unitamente al servizio di scambio sul posto e alle detrazioni fiscali sull'investimento iniziale, consente un ritorno dell'investimento in 8 anni per tutti gli scenari considerati.

Il ritorno economico stimato varia dai 42000 € ai 55000 € in base alla percentuale di utilizzo del boiler elettrico per la produzione di acqua calda sanitaria, con un tasso di ritorno dell'investimento oltre il 5% in tutti gli scenari. Dall'analisi si evince che, nel caso in esame, un maggiore utilizzo del boiler elettrico vada ad aumentare l'autoconsumo, massimizzando i benefici del fotovoltaico nella comunità energetica.

In ultima analisi, il presente lavoro ha considerato il retrofit del condominio utilizzando il fotovoltaico: tecnologia standard e consolidata. Grazie alla flessibilità della metodologia proposta è possibile ampliare il mix tecnologico di retrofit e valutare l'introduzione di: un accumulo elettrico, una pompa di calore, un impianto di cogenerazione, oppure impianti ibridi.

# Bibliografia

- [1] Semplificazioni in materia di reti interne di utenza e sistemi semplici di produzione e consumo. aggiornamento del registro delle reti interne di utenza di cui alla deliberazione dell'autorit  788/2016/r/eel. URL <https://www.arera.it/allegati/docs/18/426-18.pdf>.
- [2] URL <https://www.arera.it/it/dati/ees5.htm>.
- [3] Dco 183/2013/r/eel: Quadro definitorio in materia di reti pubbliche, sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo orientamenti finali. URL <https://www.arera.it/allegati/docs/13/183-13.pdf>.
- [4] URL [https://www.arera.it/allegati/elettricita/definizioni\\_SSPC.pdf](https://www.arera.it/allegati/elettricita/definizioni_SSPC.pdf).
- [5] URL <https://www.abbassalebollette.it/impianti-di-riscaldamento/pompa-di-calore-aria-aria/>.
- [6] 2050 low-carbon economy. URL <https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050>.
- [7] Testo integrato delle disposizioni dell'autorita' per l'energia elettrica e il gas per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo, allegato a, . URL <https://www.arera.it/allegati/docs/13/578-13all.pdf>.
- [8] Testo integrato delle disposizioni dell'autorita' per l'energia elettrica e il gas per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo, allegato a, . URL [https://www.arera.it/allegati/docs/13/578-13all\\_ti.pdf](https://www.arera.it/allegati/docs/13/578-13all_ti.pdf).

- [9] Direttiva 2006/141/ce della commissione del 22 dicembre 2006 riguardante gli alimenti per lattanti e gli alimenti di proseguimento e recante abrogazione della direttiva 1999/21/ce, 2006. URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32006L0141>.
- [10] Achieving energy sustainability in peripheral regions of europe (aspire), 2009. URL <https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/aspire>.
- [11] Direttiva 2009/29/ce, 2009. URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0029&from=IT>.
- [12] Decreto ministeriale 5 settembre 2011, 2011. URL <https://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM-5-SETTEMBRE2011.pdf>.
- [13] Decreto 4 agosto 2011:integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/ce sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia, e modificativa della direttiva 92/42/ce, 2011. URL <https://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM-4-AGOSTO-2011-2.pdf>.
- [14] Energy community call for evidence, 2013.
- [15] Legge 11 agosto 2014, n. 116, 2014. URL <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2014/08/20/14G00128/sg%20>.
- [16] Prima attuazione delle disposizioni del decreto legge 91/2014, in tema di applicazione dei corrispettivi degli oneri generali di sistema per reti interne e sistemi efficienti di produzione e consumo, 2014. URL <https://www.arera.it/allegati/docs/14/609-14.pdf>.
- [17] Community energy strategy: Full report, 2014.
- [18] Legge 27 dicembre 2017, n. 205: Bilancio di previsione dello stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020.,

2014. URL [http://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie\\_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2017-12-29&atto.codiceRedazionale=17G00222&elenco30giorni=false](http://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2017-12-29&atto.codiceRedazionale=17G00222&elenco30giorni=false).
- [19] Clean energy for all european, 2016. URL <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.
- [20] Deliberazione 22 dicembre 2016 788/2016/r/eel: Completamento della regolazione in materia di sistemi di distribuzione chiusi e sistemi semplici di produzione e consumo. aggiornamento del registro delle reti interne di utenza e proroga della data di entrata in vigore del testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi, 2016. URL <https://www.arera.it/allegati/docs/16/788-16.pdf>.
- [21] Allegato decreto interministeriale 16 febbraio 2016, 2016. URL [https://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/allegato\\_decreto\\_interministeriale\\_16\\_febbraio\\_2016\\_aggiornamento\\_conto\\_termico.pdf](https://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/allegato_decreto_interministeriale_16_febbraio_2016_aggiornamento_conto_termico.pdf).
- [22] Legge 28 dicembre 2015, n. 221: Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali, 2016. URL <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2016/1/18/16G00006/sg>.
- [23] Struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per il settore elettrico applicabile dal 1 gennaio 2018. definizione dei raggruppamenti degli oneri generali di sistema, 2017. URL <https://www.arera.it/allegati/docs/17/481-17.pdf>.
- [24] Aggiornamento, dal 1 gennaio 2018, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas, 2017. URL <https://www.arera.it/allegati/docs/17/923-17.pdf>.

- [25] Decreto 16 marzo 2017 : Approvazione dei modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili., 2017. URL <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2017/03/28/17A02240/sg>.
- [26] 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, 2017. URL <http://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/07020dl.htm>.
- [27] Sen 2017, strategia energetica nazionale, 2017. URL <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/Testo-integrale-SEN-2017.pdf>.
- [28] Memoria dell'autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico sulla strategia energetica nazionale 2017, 2017. URL <https://www.arera.it/allegati/docs/17/664-17.pdf>.
- [29] Certificati bianchi, 2018. URL <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/certificati-bianchi>.
- [30] Decreto 10 maggio 2018, 2018. URL [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/CERTIFICATI%20BIANCHI/NORMATIVA/DM%2011%20gennaio%202017.PDF](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/CERTIFICATI%20BIANCHI/NORMATIVA/DM%2011%20gennaio%202017.PDF).
- [31] Decreto 10 maggio 2018, 2018. URL <http://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2018/07/10/18A04609/sg>.
- [32] Legge regionale n. 12: Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche, 2018. URL <http://arianna.consiglioregionale.piemonte.it/iterlegcoordweb/dettaglioLegge.do?urnLegge=urn:nir:regione.piemonte:legge:2018;12@2018-11-24>.
- [33] Renewable energy report, 2018.

- [34] Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto, 2018. URL [https://www.arera.it/allegati/docs/12/570-12TISP\\_ti.pdf](https://www.arera.it/allegati/docs/12/570-12TISP_ti.pdf).
- [35] Scambio sul posto, 2018. URL <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/scambio-sul-posto>.
- [36] Incentivi fotovoltaico 2018, 2018. URL <http://www.supersolar.it/incentivi-fotovoltaico-2018/>.
- [37] Statistiche istat, 2019. URL <http://dati.istat.it/Index.aspx>.
- [38] DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione), 2020.
- [39] M. Badami, A. Portoraro, and R. R. Par. Micro-cogenerazione : scenari di sviluppo alla luce delle attuali normative e sviluppo di un modello di simulazione. Technical report, 2015. URL [http://www.enea.it/it/Ricerca\\_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/adp-mise-enea-2015-2017/processi-e-macchinari-industriali/rds\\_par2015-054.pdf](http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/adp-mise-enea-2015-2017/processi-e-macchinari-industriali/rds_par2015-054.pdf).
- [40] M. Badami, G. Chicco, A. Portoraro, and M. Romaniello. Micro-multigeneration prospects for residential applications in Italy. *Energy Conversion and Management*, 166(April):23–36, 2018. URL <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.04.004>.
- [41] M. Bianchi, A. De Pascale, and P. R. Spina. Guidelines for residential micro-CHP systems design. *Applied Energy*, 97:673–685, 2012. URL <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.11.023>.
- [42] L. Bottaccioli, E. Patti, E. Macii, and A. Acquaviva. GIS-Based Software Infrastructure to Model PV Generation in Fine-Grained Spatio-Temporal Domain. *IEEE Systems Journal*, 12(3):2832–2841, 2018.
- [43] R. C., S. M., S. S, and T. P. Experimental analysis of microcogenerators based on different prime movers. *Energy and Buildings*, 2011.

- [44] A. Canova, G. Chicco, G. Genon, and P. Mancarella. Emission characterization and evaluation of natural gas-fueled cogeneration microturbines and internal combustion engines. *Energy Conversion and Management*, 2008. URL <https://www-sciencedirect-com.ezproxy.biblio.polito.it/science/article/pii/S0196890408000988#bib3>.
- [45] A. Cavalera. Analisi tecnico economica di installazione fotovoltaica su capannone industriale, 2018.
- [46] G. Comini, G. Croce, and S. Savino. *Energetica Generale*. Servizi Grafici Editoriali, 5 edition, 2011.
- [47] DEA. La cogenerazione ad alto rendimento, 2011. URL [http://media.cism.it/attachments%2Fcogenerazione\\_ar.pdf](http://media.cism.it/attachments%2Fcogenerazione_ar.pdf).
- [48] R. W. Dr Neil Simcock and P. Capener. Cultures of community energy-international case studies, 2016. URL [https://www.thebritishacademy.ac.uk/sites/default/files/CoCE\\_International%20Case%20Studies\\_online\\_1.pdf](https://www.thebritishacademy.ac.uk/sites/default/files/CoCE_International%20Case%20Studies_online_1.pdf).
- [49] ENERGINET. Technology data for energy plants for electricity and district heating generation, 2018. URL [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology\\_data\\_catalogue\\_for\\_el\\_and\\_dh\\_-\\_aug\\_2016\\_upd\\_nov18.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_aug_2016_upd_nov18.pdf).
- [50] Energy & Strategy Group. Smart grid report -le prospettive delle energy community in italia.
- [51] R. Falkner. The paris agreement and the new logic of international climate politics. *International Affairs*, 92(5):1107–1125, 2016.
- [52] P. C. Few, M. A. Smith, and J. W. Twidell. Modelling of a combined heat and power (CHP) plant incorporating a heat pump for domestic use. *Energy*, 22(7):651–659, 1997.
- [53] G. Fracastoro. Appunti del corso: Technology for renewable energy sources, 2017.

- [54] A. Franco and F. Fantozzi. Experimental analysis of a self consumption strategy for residential building: The integration of pv system and geothermal heat pump. *Renewable Energy*, 86:1075–1085, 2016. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115303098>.
- [55] J. Gelezenis and G. Mavrotas. An analytical study of critical factors in residential cogeneration optimization. *Applied Energy*, 2017.
- [56] Gestore Servizi Energetici. Guida alla cogenerazione ad alto rendimento, 2018.
- [57] E. M. Gui and I. MacGill. Typology of future clean energy communities: an exploratory structure, opportunities, and challenges. *Energy research & social science*, 35:94–107, 2018.
- [58] H. Karunathilake, K. Hewage, W. Mérida, and R. Sadiq. Renewable energy selection for net-zero energy communities: Life cycle based decision making under uncertainty. *Renewable Energy*, 130:558–573, 2019.
- [59] LEGAMBIENTE. Comuni rinnovabili 2017. URL [https://www.legambiente.it/sites/default/files/docs/comuni\\_rinnovabili\\_2017.pdf](https://www.legambiente.it/sites/default/files/docs/comuni_rinnovabili_2017.pdf).
- [60] U. Lucia, M. Simonetti, G. Chiesa, and G. Grisolia. Ground-source pump system for heating and cooling: Review and thermodynamic approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70(July 2015):867–874, 2017. URL <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.268>.
- [61] N. Magnani and G. Osti. Does civil society matter? challenges and strategies of grassroots initiatives in italy’s energy transition. *Energy Research & Social Science*, 13:148–157, 2016.
- [62] P. Mancarella. Cogeneration systems with electric heat pumps: Energy-shifting properties and equivalent plant modelling. *Energy Conversion and Management*, 50(8):1991–1999, 2009. URL <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2009.04.010>.

- [63] S. Martinez, G. Michaux, P. Salagnac, and J. L. Bouvier. Micro-combined heat and power systems (micro-CHP) based on renewable energy sources. *Energy Conversion and Management*, 154(June):262–285, 2017. URL <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.10.035>.
- [64] F. Mey and M. Diesendorf. Who owns an energy transition? strategic action fields and community wind energy in denmark. *Energy research & social science*, 35:108–117, 2018.
- [65] J. L. Míguez, S. Murillo, J. Porteiro, and L. M. López. Feasibility of a new domestic CHP trigeneration with heat pump: I. Design and development. *Applied Thermal Engineering*, 24(10):1409–1419, 2004.
- [66] L. Mongibello, N. Bianco, M. Caliano, and G. Graditi. Comparison between two different operation strategies for a heat-driven residential natural gas-fired chp system: Heat dumping vs. load partialization. *Applied Energy*, 2016.
- [67] MTMenergia. Incentivi fiscali e vantaggi del chp, 2018. URL <http://www.mtmenergia.com/incentivi-fiscali-e-vantaggi>.
- [68] J. Ortiz, F. Guarino, J. Salom, C. Corchero, and M. Cellura. Stochastic model for electrical loads in Mediterranean residential buildings: Validation and applications. *Energy and Buildings*, 80:23–36, 2014. URL <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.04.053>.
- [69] J. Porteiro, J. L. Míguez, S. Murillo, and L. M. López. Feasibility of a new domestic CHP trigeneration with heat pump: II. Availability analysis. *Applied Thermal Engineering*, 24(10):1421–1429, 2004.
- [70] C. Romero-Rubio and J. R. de Andrés Díaz. Sustainable energy communities: a study contrasting spain and germany. *Energy Policy*, 85:397–409, 2015.

- [71] J. Settino, P. Morrone, A. Algieri, T. Sant, C. Micallef, M. Farrugia, C. Spitieri-Staines, J. Licari, and A. Micallef. Integration of an Organic Rankine Cycle and a Photovoltaic Unit for Micro-Scale CHP Applications in the Residential Sector. *Energy Procedia*, 126:597–604, 2017. URL <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.08.223>.
- [72] G. Seyfang, J. J. Park, and A. Smith. A thousand flowers blooming? an examination of community energy in the uk. *Energy Policy*, 61:977–989, 2013.
- [73] F. Spertino. Appunti del corso: Power generation from renewable sources, 2018.
- [74] T. Van Der Schoor, H. Van Lente, B. Scholtens, and A. Peine. Challenging obduracy: How local communities transform the energy system. *Energy Research & Social Science*, 13:94–105, 2016.
- [75] G. Walker. What are the barriers and incentives for community-owned means of energy production and use? *Energy Policy*, 36(12):4401–4405, 2008.
- [76] Ö. Yildiz, J. Rommel, S. Debor, L. Holstenkamp, F. Mey, J. R. Müller, J. Radtke, and J. Rognli. Renewable energy cooperatives as gatekeepers or facilitators? recent developments in germany and a multidisciplinary research agenda. *Energy Research & Social Science*, 6:59–73, 2015.

# Appendice A

## Agevolazioni per le tecnologie considerate

### A.1 Agevolazioni per il fotovoltaico

Dal 2005 al 2013 è stato attivo il *Conto Energia*, un metodo di incentivazione che vedeva riconosciuto un contributo finanziario per ogni kWh di energia prodotta da impianti fotovoltaici, per una durata di 20 anni. Grazie a questo incentivo il ritorno dell'investimento avveniva velocemente per tre ragioni: l'autoconsumo di energia elettrica che consentiva di non doverla prelevare e dunque pagare alla rete, la valorizzazione dell'energia prodotta e la vendita alla rete dell'eventuale surplus. Il *Conto Energia* ebbe notevolmente successo e portò alla graduale diminuzione del prezzo dei moduli, rendendo necessarie successive modifiche al proprio testo per diminuire le tariffe incentivanti ed aumentare il numero di progetti incentivabili. Questo metodo di incentivazione si è esaurito nel 2013, con il *V Conto Energia*, perchè si è raggiunto il tetto massimo di costo indicativo cumulato, posto a 6,7 miliardi di euro dal governo.

A seguito del massiccio sviluppo del fotovoltaico, negli ultimi anni, gli incentivi sono stati quasi del tutto eliminati, per focalizzarsi maggiormente sugli incentivi per la produzione dell'energia termica [40]. In ambito residenziale, senza i benefici del *Conto Energia*, la convenienza del fotovoltaico si basa sulla massimizzazione

dell'autoconsumo e sulla possibilità di accedere alle detrazioni fiscali e ai servizi tariffari dedicati elencati di seguito [36]:

1. IVA al 10% invece che al 22%, ciò consente un investimento iniziale più accessibile;
2. Ammortamento della spesa grazie alla detrazione fiscale del 50%, fino ad un massimo di 96000 euro di detrazione, in 10 anni, stabilita dall'ECOBONUS 2018 nella legge 27 dicembre 2017, n. 205 ed estesa anche al 2018 [18] ;
3. Valorizzazione dell'energia prodotta grazie allo scambio sul posto per impianti fino a 500 kW di potenza installata;
4. Valorizzazione dell'energia prodotta grazie al ritiro dedicato dell'energia elettrica immessa in rete. Questo meccanismo è conveniente per impianti di grossa taglia che immettono in rete un grande quantitativo di energia.
5. Aumento del valore della classe energetica dell'abitazione;
6. Risparmio sulla bolletta elettrica per almeno 25 anni (vita media dei moduli fotovoltaici).

Focalizzandosi sullo scambio sul posto, il servizio è regolamentato dalla delibera 570/2012/R/eel dell'Arera e dalle sue successive modifiche. Il meccanismo rappresenta una forma di autoconsumo in situ con l'obiettivo di compensare economicamente la quota di energia elettrica immessa in rete in un momento in cui non è richiesta dall'utenza, con quella prelevata in un secondo momento, diverso da quello di produzione, per soddisfare il fabbisogno elettrico dell'utente. La rete viene utilizzata come serbatoio per immagazzinare virtualmente l'energia prodotta dall'impianto di produzione e non autoconsumata immediatamente [35]. Nel documento vengono definite non solo le configurazioni che possono beneficiare di tale servizio, regolato dal GSE, ma anche come calcolare le tariffe di valorizzazione per l'energia scambiata con la rete [34].

Il GSE eroga un contributo in conto scambio (CS) per l'energia immessa, definito come nell'equazione B.1:

$$CS = \min(O_e; C_{ei}) + CU_{sf} * E_s \quad (\text{A.1})$$

dove:

- $C_{ei}$  controvalore economico assegnato all'energia immessa in rete, calcolato come kWh immessi per i prezzi orari zonali dell'energia elettrica;
- $O_e$  controvalore economico assegnato all'energia prelevata dalla rete, calcolato in kWh prelevati per i prezzi unici nazionali (PUN) orari;
- Se  $(C_{ei}) > O_e$  se il cliente ha optato per la gestione a credito delle eventuali eccedenze si ha un credito per gli anni successivi, se invece il cliente ha optato per la liquidazione delle eccedenze, tale liquidazione viene riconosciuta dal GSE;
- $E_s$  è l'energia elettrica scambiata in un anno tra l'utenza e la rete elettrica: rappresenta il valore minimo tra l'energia immessa in rete dall'impianto privato e l'energia prelevata dalla rete;
- $CU_{sf}$  sta ad indicare il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale: calcolato in c€ e rappresenta alcuni oneri di sistema e spese di rete. Il  $CU_{sf}$  è un modo per restituire all'utente una parte degli oneri di rete e di sistema pagati in bolletta.

Il calcolo di tale contributo è rimandato all'appendice B.

## A.2 Agevolazioni per il micro-CHP ad alto rendimento

Gli incentivi per la micro-cogenerazione, in caso di cogenerazione ad altro rendimento (CAR), sono i seguenti [67]:

1. Esenzione dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi, i quali attestano che una certa quantità di energia è stata prodotta da rinnovabili;

2. Defiscalizzazione di una quota di gas naturale utilizzato per la produzione di energia elettrica:

$$V_{GN,defiscalizzato} = 0,22Sm^3/kWh_{el} \quad (A.2)$$

3. Scambio sul posto per potenze installate fino a 200 kW<sub>e</sub>. Come descritto nel paragrafo del PV, l'equazione per calcolare il contributo in conto scambio (CS) è la B.1, in cui il CU<sub>sf</sub> è calcolato per i punti di scambio a cui sono connessi impianti CAR, con l'equazione A.3 [34].

$$CU_{sf} = CU_{sf}^{reti} \quad (A.3)$$

4. Certificati bianchi (CB) o titoli di efficienza energetica (TEE). Un TEE corrisponde al risparmio di energia pari a un TEP, cioè a 11630 kWh<sub>th</sub> o 5374 kWh<sub>el</sub>, assumendo un rendimento elettrico di trasformazione del 46% [29],[30]. I TEE, previa verifica del risparmio ottenuto da parte del GSE, sono rilasciati dal GME ai soggetti preposti alla negoziazione sul mercato, ad esempio le ESCo.

La formula per il calcolo dei certificati bianchi dovuti è la A.4.

$$CB = RISP * 0,086 * K \quad (A.4)$$

Dove:

•

$$RISP = \frac{E_{th,CHP}}{\eta_{th,s}} + \frac{E_{el,CHP}}{\eta_{el,s}} - E_{fuel} \quad (A.5)$$

E' il risparmio di energia primaria, espresso in MWh, realizzato dall'unità di cogenerazione durante l'anno per il quale è stat effettuata la richiesta;

- K è il coefficiente di armonizzazione e varia da 1,2 a 1,4 a seconda della potenza installata;
- 0,086 è il coefficiente di conversione da MWh a TEP.

Il prezzo dei certificati bianchi è regolato dal mercato dei titoli di efficienza energetica ed è quindi variabile nel tempo. Visti i vertiginosi aumenti

Potenza	K
$P \leq 1MW$	1,4
$1 < P \leq 10MW$	1,3
$10 < P \leq 80MW$	1,2
$80 < P \leq 100 MW$	1,1
$P \geq 100MW$	1

Tabella A.1: Valori del coefficiente di armonizzazione

verificatisi nel 2017 e ben visibili nella figura A.1 il Ministero dello Sviluppo Economico ha fissato a 250 €/TEE il loro prezzo massimo con il decreto legge del 10 maggio 2018 [31].

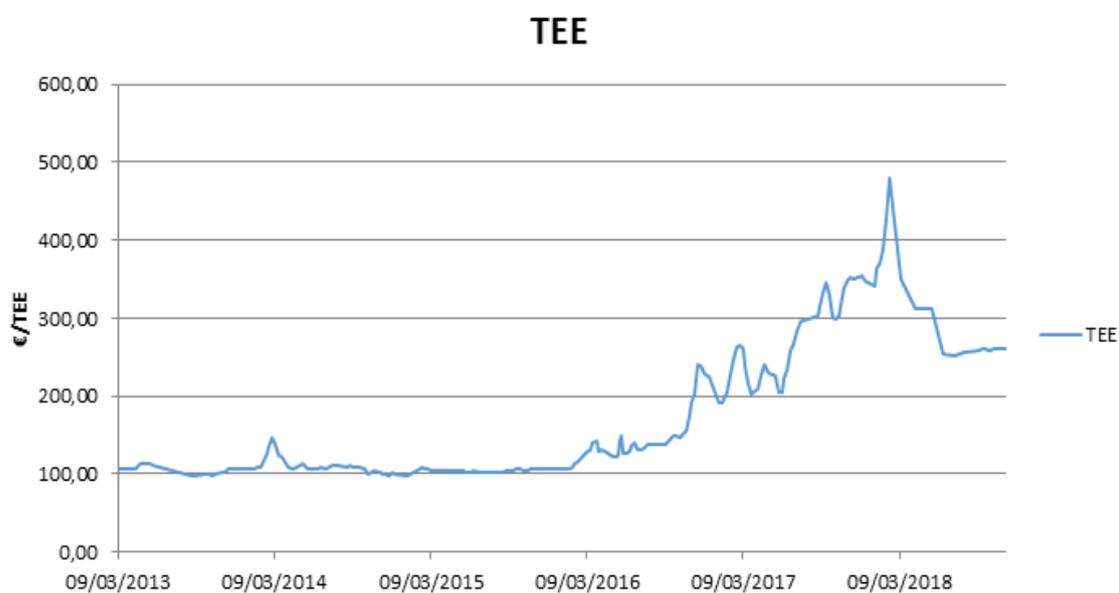


Figura A.1: Andamento del prezzo dei TEE

Nel decreto viene anche stabilita la dimensione minima dei progetti che possono accedere ai Certificati Bianchi: nei primi 12 mesi di monitoraggio l'impianto deve aver generato un risparmio addizionale di almeno 5 TEP.

5. Ammortamento della spesa grazie alla detrazione fiscale del 65%, fino ad un massimo di 100000 euro di detrazione, stabilita dall'ECOBONUS 2018 nella legge 27 dicembre 2017, n. 205 [18]. Gli interventi per acquisto e posa in opera di microgeneratori, in sostituzione di impianti esistenti tra il 1 gennaio 2018 e il 31 dicembre 2018, sono incentivabili se rispettano i seguenti vincoli:
  - l'intervento deve condurre a un risparmio di energia primaria (PES) pari almeno al 20%, come definito all'allegato III del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 agosto 2011[13];
  - tutta l'energia termica prodotta deve essere utilizzata per soddisfare la richiesta termica per la climatizzazione degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria;
6. Priorità nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da impianti "prevalentemente CAR", ovvero per le quali l'energia elettrica prodotta in CAR è maggiore del 50%.
7. Possibilità per i SSPC che includono impianti di cogenerazione di essere classificati come SEU e SEESEU-B, qualora l'energia cogenerata risulti, per l'anno "n-1", maggiore del 50% della produzione totale lorda di energia elettrica dell'impianto a cui tale unità appartiene [56];

I certificati bianchi non sono cumulabili con altri incentivi statali destinati al medesimo progetto, dunque non sono compatibili con le detrazioni fiscali.

### **A.3 Agevolazioni per le pompe di calore**

Le pompe di calore, oltre a portare ad un risparmio in termini di consumi provoca un risparmio anche sui costi energetici. Le agevolazioni di cui può beneficiare sono 3:

1. Detrazioni fiscali del 65% sull'investimento iniziale, che permettono di ammortizzare l'investimento iniziale su 10 anni. La detrazione massima è di 30000 € e si può applicare solo su edifici già dotati di impianti di riscaldamento, sui quali si vuole intervenire sostituendo la caldaia tradizionale con una pompa di calore ad alta efficienza [18].
2. Conto termico che ha l'obiettivo di incentivare interventi per l'incremento dell'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni. Nel caso delle pompe di calore l'incentivo viene applicato solamente nel caso di sostituzione integrata o parziale del sistema di climatizzazione invernale.

L'incentivo dovuto è calcolato dalle seguenti formule.

$$I_{a,tot} = E_i * C_i \quad (\text{A.6})$$

Con  $C_i$  coefficiente di valorizzazione dell'energia termica e definito dalla tabella A.2.

Tipo di pompa di calore Ambiente esterno/interno	COP minimo	Denominazione commerciale	Potenza termica utile Pn	Coefficiente Ci
aria/aria	3,9	split/multisplit	≤ 35 kW <sub>t</sub>	0,060
			> 35 kW <sub>t</sub>	0,045
		VRF/VRV	≤ 35 kW <sub>t</sub>	0,120
			> 35 kW <sub>t</sub>	0,045
aria/acqua	4,1	aria/acqua	≤ 35 kW <sub>t</sub>	0,110
	3,8		> 35 kW <sub>t</sub>	0,045
salamoia/aria	4,3	Geotermiche suolo/aria a circuito chiuso e sviluppo verticale	≤ 35 kW <sub>t</sub>	0,200
			35 kW <sub>t</sub> > Pn ≤ 1 MW <sub>t</sub>	0,075
			> 1 MW <sub>t</sub>	0,050
		Geotermiche suolo/aria a circuito chiuso e sviluppo orizzontale	≤ 35 kW <sub>t</sub>	0,175
			> 35 kW <sub>t</sub>	0,055
		Geotermiche suolo/aria con scambio a circuito aperto	≤ 35 kW <sub>t</sub>	0,160
35 kW <sub>t</sub> > Pn ≤ 1 MW <sub>t</sub>	0,055			
salamoia/ acqua	4,3	Geotermiche suolo/acqua a circuito chiuso e sviluppo verticale	≤ 35 kW <sub>t</sub>	0,200
			35 kW <sub>t</sub> > Pn ≤ 1 MW <sub>t</sub>	0,075
			> 1 MW <sub>t</sub>	0,050
		Geotermiche suolo/acqua a circuito chiuso e sviluppo orizzontale	≤ 35 kW <sub>t</sub>	0,175
			> 35 kW <sub>t</sub>	0,055
		Geotermiche suolo/acqua con scambio a circuito aperto	≤ 35 kW <sub>t</sub>	0,160
35 kW <sub>t</sub> > Pn ≤ 1 MW <sub>t</sub>	0,055			
acqua/aria	4,7	PdC ad acqua di falda/aria	≤ 35 kW <sub>t</sub>	0,160
			> 35 kW <sub>t</sub>	0,055
acqua/acqua	5,1	PdC ad acqua di falda/acqua	≤ 35 kW <sub>t</sub>	0,160
			> 35 kW <sub>t</sub>	0,055

Figura A.2: Coefficienti di valorizzazione dell'energia termica prodotta da pompe di calore elettriche [21]

Mentre  $E_i$  è l'energia termica incentivata prodotta in un anno, che si calcola con la seguente equazione:

$$E_i = Q_u * [1 - \frac{1}{COP}] \quad (A.7)$$

Nella formula A.7  $Q_u$  rappresenta il totale del calore prodotto dall'impianto e si calcola come segue:

$$Q_u = P_u * Q_{uf} \quad (A.8)$$

$P_u$  è la potenza nominale installata, mentre  $Q_{uf}$  è il coefficiente di utilizzo della pompa di calore che dipende dalla zona climatica in cui ci si trova.

Il COP è il coefficiente di prestazione della pompa di calore ed è fornito dal produttore della stessa. I COP minimi accettabili sono racchiusi nella tabella A.2.

Gli incentivi del conto termico vengono erogati per 2 anni se la potenza installata è < di 35 kW, per 5 anni se la potenza installata è > di 35 kW.

3. Certificati bianchi: per le pompe di calore elettriche le schede tecnica di riferimento per il calcolo dei certificati bianchi prodotti dall'impianto possono essere:

Scheda tecnica n. 15T – *Installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati.*

Scheda tecnica n. 26T – *Installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile;*

Scheda tecnica n. 27T – *Installazione di pompa di calore elettrica per produzione di acqua calda sanitaria in impianti nuovi ed esistenti;*

Anche in questo caso si ha il vincolo della produzione di almeno 5 TEP di risparmio entro il primo anno di monitoraggio.

## A.4 Tabella riassuntiva

<b>Fotovoltaico</b>				
<b>Agevolazione</b>	<b>Valore</b>	<b>Vincoli</b>	<b>Durata</b>	<b>Cumulabilità</b>
Detrazioni fiscali	50% dell'investimento iniziale	Fino a 96000 €	10 anni	No con altri incentivi statali
IVA	10%	-	-	Sì
Scambio sul posto	equazione B.1	Potenza installata da PV < di 500 kW	-	No con Ritiro dedicato o tariffe onnicomprensive
Ritiro dedicato	Prezzo minimo dedicato dell'energia elettrica, oppure prezzi orari zonali	-	-	No con Scambio sul posto o tariffe onnicomprensive
<b>CAR</b>				
Detrazioni fiscali	65% dell'investimento iniziale	Fino a 100000 €	10 anni	No con altri incentivi statali
Defiscalizzazione del gas naturale	$0,22 \frac{Sm^3}{kW_e}$	Solo su parte usata per produzione di energia elettrica	-	Sì
Scambio sul posto	equazione B.1	Potenza installata da PV < di 200 kW	-	No con Ritiro dedicato o tariffe onnicomprensive
Ritiro dedicato	Prezzo minimo dedicato dell'energia elettrica, oppure prezzi orari zonali	-	-	No con Scambio sul posto o tariffe onnicomprensive
Certificati Bianchi	Equazione A.4	Generare almeno 5 TEP di risparmio entro i primi 12 mesi di monitoraggio	-	No con incentivi statali

Pompe di calore				
Agevolazione	Valore	Vincoli	Durata	Cumulabilità
Detrazioni fiscali	65% dell'investimento iniziale	Fino a 30000 €	10 anni	No
Conto termico	Equazione A.6	-	2 anni se $P_{th} \leq 35kW$ 5 anni se $P_{th} > 35kW$	No
Certificati bianchi	scheda 15T scheda 26T scheda 27T	Generare almeno 5 TEP di risparmio entro i primi 12 mesi di monitoraggio	-	No

Tabella A.2: Tabella riassuntiva delle attuali agevolazioni

## Appendice B

# Scambio sul posto

Il GSE eroga un contributo in conto scambio (CS) per l'energia immessa, definito come nell'equazione B.1:

$$CS = \min(O_e; C_{ei}) + CU_{sf} * E_s \quad (\text{B.1})$$

dove:

- $C_{ei}$  è il controvalore economico dell'energia immessa in rete, calcolato come kWh immessi per i prezzi orari zonali dell'energia elettrica;

$$C_{ei} = \sum_{h=1}^{8760} E_{I,h} * P_{z,mgp,h} \quad (\text{B.2})$$

In cui  $E_{I,h}$  è l'energia immessa in rete all'ora [kWh], mentre  $P_{z,mgp,h}$  è il prezzo orario zonale di mercato [€/kWh].

- $O_e$  rappresenta il controvalore economico dell'energia prelevata dalla rete, calcolato in kWh prelevati per i prezzi unici nazionali (PUN) orari [€/kWh];

$$O_e = E_{PR} * PUN \quad (\text{B.3})$$

Dove  $E_{PR}$  è l'energia prelevata dalla rete, espressa in kWh.

- Se  $(C_{ei}) > O_e$  se il cliente ha optato per la liquidazione delle eccedenze, tale liquidazione viene riconosciuta dal GSE; tali eccedenze si calcolano come

segue:

$$Ci = \max(0; C_{ei} - O_e) \quad (\text{B.4})$$

- $E_s$  è l'energia elettrica scambiata in un anno tra la rete e l'utente: rappresenta il valore minimo tra l'energia immessa in rete dall'impianto privato e l'energia prelevata dalla rete.

$$E_s = \min[E_{PR}, E_i] \quad (\text{B.5})$$

- $CU_{sf}$  sta ad indicare il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale e si calcola con l'equazione B.6. A seconda degli impianti di produzione utilizzati il corrispettivo unitario si calcola in modo diverso:

- se ai punti di scambio sono connessi impianti a fonti rinnovabili con potenza installata  $< 20kW$

$$CU_{sf} = CU_{sf}^{reti} + CU_{sf}^{ogs} \quad (\text{B.6})$$

- se ai punti di scambio sono connessi impianti a fonti rinnovabili con potenza installata  $> 20kW$

$$CU_{sf} = CU_{sf}^{reti} + \min(CU_{sf}^{ogs}; \text{limiteannuale}) \quad (\text{B.7})$$

dove:

- \*  $CU_{sf}^{reti}$  rappresenta il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale relativo alle reti ed è dato dalla media aritmetica della  $CU_{sf,m}^{reti}$  che è a sua volta la somma algebrica delle parti unitarie e variabili in c€/kWh delle componenti di trasmissione, distribuzione, dispacciamento e  $UC_3$  e  $UC_6$  vigenti nel mese  $i$ -esimo.
- \*  $CU_{sf}^{ogs}$  è il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale relativo agli oneri generali di sistema, ed è dato dalla media aritmetica della  $CU_{ogs,m}^{reti}$  che è a sua volta la somma algebrica delle parti unitarie variabili delle componenti  $A_{sos}$  e  $A_{rim}$ .
- \* limite annuale: dal 2014 per il calcolo di questo valore si fa riferimento alla seguente tabella B.1

Termine ai fini del calcolo del limite massimo annuale e mensile del corrispettivo unitario di scambio forfetario relativo agli oneri generali di sistema ( $CU_{sf}^{95}$ )				
Tipologia impianto	Incentivo	Range di potenza [kW]		
		$P \leq 20$	$20 < P \leq 200$	$P > 200$
Fotovoltaico	Si	Nessun limite massimo	0	0
	No		$174 \text{ €/MWh} - P_{FV}$	
Eolico	Si	Nessun limite massimo	$234 \text{ €/MWh} - P_Z - P_{CV}$	0
	No		$234 \text{ €/MWh} - P_Z$	
Idroelettrico	Si	Nessun limite massimo	$284 \text{ €/MWh} - P_Z - P_{CV}$	0
	No		$284 \text{ €/MWh} - P_Z$	
Termoelettrico alimentato da biomasse	Si	Nessun limite massimo	$209 \text{ €/MWh} - P_Z - P_{CV}$	0
	No		$209 \text{ €/MWh} - P_Z$	
Altre tipologie impiantistiche	Si	Nessun limite massimo	0	0
	No			

$P_{FV}$ : prezzo medio di mercato dell'energia elettrica delle ore comprese tra le 8 e le 20 rilevato nell'anno solare precedente  
 $P_Z$ : prezzo medio di mercato dell'energia elettrica rilevato nell'anno solare precedente  
 $P_{CV}$ : prezzo di ritiro dei Certificati Verdi da parte del GSE relativo all'anno solare precedente

Figura B.1: Limite annuo

- per punti di scambio a cui sono connessi impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili:

$$CU_{sf} = CU_{sf}^{reti} \quad (B.8)$$

- per punti di scambio a cui sono connessi sia impianti cogenerativi ad alto rendimento non alimentati da fonti rinnovabili sia impianti alimentati a fonti rinnovabili:

$$CU_{sf} = CU_{sf}^{reti} \quad (B.9)$$

Analizzando lo scenario con l'installazione di un impianto fotovoltaico, si ricade nel punto 2 della tabella B.1, il limite annuo si calcola quindi come differenza positiva tra i  $174 \text{ €/MWh}$  imposti dalla normativa e il prezzo medio del mercato dell'energia elettriche nelle ore dalle 8 alle 20, relative all'anno 2018, per semplicità si suppone che questo prezzo sia pari al prezzo della fascia F1 ricavabile dalle statistiche del GME [45]. Se la differenza è negativa il limite è pari a zero.